



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft

prognos

Juni 2007

Die Energieperspektiven 2035 - Band 5 Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes

Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 Synthese

Modellrechnungen, Vergleiche, Bewertungen und Herausforderungen

Die Energieperspektiven 2035 – Band 2 Szenarien I bis IV

Darstellung der Szenarien

Die Energieperspektiven 2035 – Band 3 Volkswirtschaftliche Auswirkungen

Ergebnisse des dynamischen Gleichgewichtsmodells, mit Anhang über die externen Kosten des Energiesektors

Die Energieperspektiven 2035 – Band 4 Exkurse

Einzelthemen, wie fossile Energieressourcen, Einfluss der Klimaerwärmung, Flugverkehr, Überblick über andere Energieperspektiven

Die Energieperspektiven 2035 – Band 5 Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes

Techniken, Betriebsweise, spezifische Kosten und andere Fragen des künftigen Bestandes schweizerischer Kraftwerke

Die Energieperspektiven 2035 – Anhang zu den Bänden 2 und 5

Energienachfrage und -angebot in Zahlen; Emissionen

Die Energieperspektiven 2035 – Band 5

Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, Bern

Auftragnehmer:

Prognos AG, Basel

Autoren:

Vincent Rits

Dr. Almut Kirchner

mit Beiträgen von: Dr. Michael Schlesinger und Marco Wunsch

Diese Studie wurde im Rahmen der Energieperspektiven 2035 des Bundesamts für Energie BFE erstellt.

Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

Vorwort und Danksagung

Der hier vorliegende Bericht stellt die Ergebnisse der Studie zur Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes der Schweiz bis 2035 im Rahmen des Projektes Energieperspektiven Schweiz 2035 dar. Zu den Energieperspektiven wurden 5 Bände (und sonstige Gutachten) erstellt, wobei dieser Bericht den Band 5 bildet. Die vorliegende Studie wurde im Auftrag des Bundesamtes für Energie durch die Prognos AG Basel durchgeführt.

Band 5 ist weitgehend als eigenständiger Bericht zu lesen. Diverse Möglichkeiten zur Deckung der künftigen Elektrizitätsnachfrage werden aufgezeigt und die Auswirkungen dieser Optionen auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten, die Umwelt (Emissionen und nukleare Abfälle) sowie auf die Versorgungssicherheit der Schweiz dargestellt.

Dennoch ist die Elektrizitätsnachfrage bzw. das Elektrizitätsangebot unmittelbar mit dem gesamten Energieverbrauch und der -versorgung verbunden, so dass einzelne Schlussfolgerungen nur auf Basis der Daten zum Gesamtenergiesystem, welche in Band 2 aufbereitet wurden, vorgenommen werden können. Hierauf wurde im Bericht an den entsprechenden Stellen hingewiesen.

Die Studie wurde weitgehend quantitativ durchgeführt und qualitativ ergänzt. Durch das Aufzeigen energiepolitischer Optionen sollen die Energieperspektiven dazu beitragen, die Energiepolitik mittel- und langfristig zu gestalten. Damit bilden sie eine Entscheidungsgrundlage für Parlament, Bundesrat und Verwaltung und können zur quantitativen Untermauerung der weiter zu führenden Diskussion über den künftigen schweizerischen Kraftwerkspark genutzt werden.

Während der Durchführung des mehrjährigen Projektes und der Erstellung des Berichtes haben viele Firmen, Institute und Personen sehr wertvolle Beiträge geliefert.

Die Autoren bedanken sich herzlich bei dem Auftraggeber und Finanzierer des Projektes, dem BFE. Zudem möchten sich die Autoren bei den Mitgliedern der Begleitgruppe, unter Leitung von Herrn Renggli, für die offen geführten Diskussionen und die zahlreichen Inputs bedanken. Den Kooperationspartnern, Herrn Dr. Aebischer (CEPE), Herrn Dr. Baumgartner (Basics), Herrn Keller (Infras), Herrn Müller und Herrn Dr. Vöhringer (beide Ecoplan) danken wir für die gute Zusammenarbeit und die fachlichen Inputs. Ebenso gedankt wird der Projektgruppe des BFE, bestehend aus Herrn Dr. Andrist, Herrn Dr. Gutzwiller, Herrn Dr. Gysler, Herrn Dr. Piot und Herrn Volken. Unser Dank gilt besonders Herrn Dr. Piot für seine aktive und engagierte Betreuung, die gute Zusammenarbeit und zahlreichen Inputs.

Daneben möchten wir den folgenden Personen, die uns diverse wertvolle Inputs und Kommentare verschafft haben, herzlich danken: Herrn Bachman, Herrn Kalt und Herrn Mietkewitz (The Energy Consulting Group), Herrn Prof. Wokaun und Herrn Dr. Barreto (Paul Scherrer Institut), Herrn Dr. Eicher, Herrn Rigassi und Herrn Kaufmann (Dr. Eicher+Pauli AG), Herrn Binggeli, Herrn Geismann und Herrn Truniger (BFE), Herrn Zepf und Herrn Dr. Marty (Axpo), Herrn PD Dr. Nussbaumer (Verenum), Herrn Bolliger (Swissgas), Herrn Eckerle (ehemals Prognos), Herrn Schrader (BET Aachen), Herrn Timpe und Herrn Seebach (Öko-Institut), sowie Herrn Huber und Herrn Schmid (Etrans).

Schliesslich sei allen Mitarbeitern der Prognos AG, welche in diversen Formen zu dem Projekt und der Berichterstellung beigetragen haben, gedankt.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort und Danksagung	I
Inhaltsverzeichnis	II
Verzeichnis der Tabellen	XI
Verzeichnis der Figuren	XXXVI
Verzeichnis der Abkürzungen, Akronyme und Symbole	LIV
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund	1
1.2 Aufgabenstellung	2
1.3 Abgrenzungen der Untersuchung	3
1.4 Struktur des Berichtes	4
2 Methodisches Vorgehen	5
2.1 Allgemeines	5
2.1.1 Untersuchungsablauf	5
2.1.2 Abgrenzungen	7
2.1.3 Sensitivitätsanalysen	8
2.2 Beschreibung des Elektrizitätsmodells	9
2.2.1 Modellaufbau	9
2.2.2 Kosten	11
2.2.3 Emissionen	13
2.2.4 Nuklearabfälle	16
2.3 Varianten zur Deckung der Lücke	17
2.4 Kosten und Rahmenbedingungen der Technologien	20
2.4.1 Definitionen der Kostenkomponenten	20
2.4.2 Wasserkraftwerke	20
2.4.3 Kernkraftwerke	23
2.4.4 Fossil-thermische Stromerzeuger	26
2.4.5 Fossil-thermische Wärme-Kraft-Kopplungstechnologien	34
2.4.6 Kehrrechtverbrennungsanlagen	40
2.4.7 Erneuerbare Energien	40

2.4.8	Bezugsrechte (neue Importe)	45
2.4.9	Brennstoffkosten	46
2.4.10	Kostenbandbreiten und Kostendegression	48
2.4.11	Sonstige Kosten	50
2.5	Potenziale	53
2.6	Versorgungssicherheit	55
2.6.1	Allgemeines	55
2.6.2	Importabhängigkeit	56
2.6.3	Leistung	56
3	Bestehendes Angebot: Struktur und Situation der Elektrizitätsversorgung	60
3.1	Landeserzeugung bis 2003 bzw. 2005	60
3.2	Perspektiven des bestehenden Angebotes bis 2050	61
3.2.1	Generelle Annahmen	61
3.2.2	Wasserkraft	62
3.2.3	Kernenergie	63
3.2.4	Fossil-thermische Stromerzeugung	64
3.2.5	Fossile Wärme-Kraft-Kopplung	64
3.2.6	Kehrichtverbrennungsanlagen	65
3.2.7	Erneuerbare Energien	66
3.3	Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen	68
3.4	Gesamtangebot ohne Zubau neuer Anlagen	69
3.4.1	Referenzfall	69
3.4.2	Verfügbare Leistungen bei einer Kälte- oder Hitzewelle	71
3.4.3	Sensitivität „Klima Wärmer“	73
3.4.4	Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke (KKW40)	75
3.4.5	Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke (KKW60)	76
4	Szenario I: „Weiter wie bisher“	79
4.1	Ausgangslage	79
4.2	Allgemeine Voraussetzungen	79
4.3	Perspektiven der Elektrizitätsnachfrage in Szenario I	81
4.3.1	Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Szenario I Trend	81
4.3.2	Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Sensitivitäten der Nachfrage	82
4.3.3	Fernwärme	84
4.3.4	Endverbrauch	85
4.3.5	Elektrische Verluste	86
4.3.6	Landesverbrauch	86
4.3.7	Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen	87
4.3.8	Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen	87
4.3.9	Leistungsnachfrage	88
4.4	Lücken in Szenario I	90
4.4.1	Stromlücke	90
4.4.2	Leistungsdefizit	97
4.5	Optionen zur Deckung der Stromnachfrage in Szenario I	100
4.5.1	Modellvarianten	100
4.5.2	Varianten für Szenario I Trend	100
4.6	Erwartete Potenziale der Technologien bis 2035 in Szenario I	101

4.6.1	Wasserkraft	101
4.6.2	Fossil-thermische Wärme-Kraft-Kopplung	102
4.6.3	Kehrichtverbrennungsanlagen	102
4.6.4	Erneuerbaren Energien	103
4.6.5	Potenziale – Übersicht	105
4.7	Modellergebnisse für Szenario I: Arbeit	106
4.7.1	Allgemeines	106
4.7.2	Variante A: Nuklear	106
4.7.3	Variante B: Nuklear und fossil-zentral	112
4.7.4	Variante C: Fossil-zentral	117
4.7.5	Variante G: Import	121
4.8	Modellergebnisse für Szenario I: Leistung	127
4.8.1	Referenzfall	127
4.8.2	Kältewelle	127
4.8.3	Verfügbare Leistung bei Hitzewellen	129
4.9	Modellergebnisse für Szenario I: Energieträger	132
4.9.1	Allgemeines	132
4.9.2	Variante A: Nuklear	132
4.9.3	Variante B: Nuklear und fossil-zentral	133
4.9.4	Variante C: Fossil-zentral	134
4.9.5	Variante G: Import	134
4.10	Emissionen	135
4.10.1	Allgemeines	135
4.10.2	Variante A: Nuklear	135
4.10.3	Variante B: Nuklear und fossil-zentral	137
4.10.4	Variante C: Fossil-zentral	138
4.10.5	Variante G: Import	140
4.11	Nuklearabfälle	141
4.12	Kosten des Zubaus	142
4.12.1	Variante A: Nuklear	142
4.12.2	Variante B: Nuklear und fossil-zentral	144
4.12.3	Variante C: Fossil-zentral	147
4.12.4	Variante G: Import	149
4.13	Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen	152
4.13.1	Sensitivitäten der Nachfrage: Ib Trend, Preise Hoch, BIP Hoch, Klima Wärmer	152
4.13.2	Sensitivität KKW 40 Jahre	152
4.13.3	Sensitivität KKW 60 Jahre	153
4.14	Zusammenfassung	154
4.14.1	Szenario I Trend	154
4.14.2	Sensitivitäten	155
5	Szenario II: „Verstärkte Zusammenarbeit“	157
5.1	Ausgangslage	157
5.2	Allgemeine Voraussetzungen	157
5.2.1	Rahmenentwicklungen	157
5.2.2	Nachfrage: unterstellte energiepolitische Instrumente	158
5.2.3	Angebot: Förderung der erneuerbaren Energien	159
5.3	Perspektiven der Elektrizitätsnachfrage in Szenario II	160
5.3.1	Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Szenario II Trend	160
5.3.2	Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Sensitivitäten der Nachfrage	161

5.3.3	Fernwärme	162
5.3.4	Endverbrauch	163
5.3.5	Elektrische Verluste	164
5.3.6	Landesverbrauch	164
5.3.7	Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen	164
5.3.8	Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen	164
5.3.9	Leistungsnachfrage	166
5.4	Lücken in Szenario II	167
5.4.1	Stromlücke	167
5.4.2	Leistungsdefizit	173
5.5	Optionen zur Deckung der Stromnachfrage in Szenario II	176
5.5.1	Modellvarianten	176
5.5.2	Varianten für Szenario II Trend	176
5.6	Erwartete Potenziale der Technologien bis 2035 in Szenario II	177
5.6.1	Wasserkraft	177
5.6.2	Fossil-thermische Wärme-Kraft-Kopplung	177
5.6.3	Kehrichtverbrennungsanlagen	178
5.6.4	Erneuerbaren Energien	178
5.6.5	Potenziale – Übersicht	179
5.6.6	Einsatz des Fördertopfes	180
5.7	Modellergebnisse für Szenario II: Arbeit	181
5.7.1	Allgemeines	181
5.7.2	Variante A: Nuklear	181
5.7.3	Variante B: Nuklear und fossil-zentral	187
5.7.4	Variante C: Fossil-zentral	192
5.7.5	Variante G: Import	197
5.8	Modellergebnisse für Szenario II: Leistung	202
5.8.1	Referenzfall	202
5.8.2	Kältewelle	202
5.8.3	Verfügbare Leistung bei Hitzewellen	204
5.9	Modellergebnisse für Szenario II: Energieträger	207
5.9.1	Variante A: Nuklear	207
5.9.2	Variante B: Nuklear und fossil-zentral	207
5.9.3	Variante C: Fossil-zentral	208
5.9.4	Variante G: Import	209
5.10	Emissionen	209
5.10.1	Variante A: Nuklear	209
5.10.2	Variante B: Nuklear und fossil-zentral	211
5.10.3	Variante C: Fossil-zentral	212
5.10.4	Variante G: Import	214
5.11	Nuklearabfälle	215
5.12	Kosten des Zubaus	216
5.12.1	Variante A: Nuklear	216
5.12.2	Variante B: Nuklear und fossil-zentral	218
5.12.3	Variante C: Fossil-zentral	221
5.12.4	Variante G: Import	223
5.13	Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen	226
5.13.1	Sensitivitäten der Nachfrage: Preise Hoch, BIP Hoch, Klima Wärmer	226
5.13.2	Sensitivität KKW 40 Jahre	226
5.13.3	Sensitivität KKW 60 Jahre	226

5.13.4	Sensitivität Förderung erneuerbare Energien mit 110 Mio. CHF pro Jahr	227
5.14	Zusammenfassung	228
5.14.1	Szenario II Trend	228
5.14.2	Sensitivitäten	229
6	Szenario III: „Neue Prioritäten“	231
6.1	Ausgangslage	231
6.2	Allgemeine Voraussetzungen	232
6.3	Perspektiven der Elektrizitätsnachfrage in Szenario III	233
6.3.1	Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Szenario III Trend	233
6.3.2	Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Sensitivitäten der Nachfrage	234
6.3.3	Fernwärme	235
6.3.4	Endverbrauch	236
6.3.5	Elektrische Verluste	236
6.3.6	Landesverbrauch	236
6.3.7	Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen	237
6.3.8	Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen	237
6.3.9	Leistungsnachfrage	238
6.4	Lücken in Szenario III	240
6.4.1	Stromlücke	240
6.4.2	Leistungsdefizit	246
6.5	Optionen zur Deckung der Stromnachfrage in Szenario III	249
6.5.1	Modellvarianten	249
6.5.2	Varianten für Szenario III Trend	249
6.6	Erwartete Potenziale der Technologien bis 2035 in Szenario III	250
6.6.1	Wasserkraft	250
6.6.2	Fossile Wärme-Kraft-Kopplung	250
6.6.3	Kehrichtverbrennungsanlagen	256
6.6.4	Erneuerbare Energien	257
6.6.5	Potenziale – Übersicht	259
6.7	Modellergebnisse für Szenario III: Arbeit	261
6.7.1	Allgemeines	261
6.7.2	Variante A: Nuklear	261
6.7.3	Variante C: Fossil-zentral	266
6.7.4	Variante D: Fossil-dezentral	272
6.7.5	Variante E: Erneuerbare Energien	277
6.7.6	Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien	282
6.7.7	Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien	287
6.7.8	Variante G: Import	292
6.8	Modellergebnisse für Szenario III: Leistung	297
6.8.1	Referenzfall	297
6.8.2	Kältewelle	297
6.8.3	Hitzewelle	301
6.9	Modellergebnisse für Szenario III: Energieträger	306
6.9.1	Variante A: Nuklear	306
6.9.2	Variante C: Fossil-zentral	307
6.9.3	Variante D: Fossil-dezentral	308
6.9.4	Variante E: Erneuerbare Energien	308
6.9.5	Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien	309

6.9.6	Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien	310
6.9.7	Variante G: Import	311
6.10	Emissionen	311
6.10.1	Variante A: Nuklear	311
6.10.2	Variante C: Fossil-zentral	313
6.10.3	Variante D: Fossil-dezentral	314
6.10.4	Variante E: Erneuerbare Energien	316
6.10.5	Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien	317
6.10.6	Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien	319
6.10.7	Variante G: Import	320
6.11	Nuklearabfälle	322
6.12	Kosten des Zubaus	322
6.12.1	Variante A: Nuklear	322
6.12.2	Variante C: Fossil-zentral	325
6.12.3	Variante D: Fossil-dezentral	327
6.12.4	Variante E: Erneuerbare Energien	330
6.12.5	Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien	332
6.12.6	Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien	335
6.12.7	Variante G: Import	337
6.13	Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen	340
6.13.1	Sensitivitäten der Nachfrage: BIP Hoch, Klima Wärmer	340
6.13.2	Sensitivität KKW 40 Jahre	340
6.13.3	Sensitivität KKW 60 Jahre	341
6.14	Zusammenfassung	342
6.14.1	Szenario III Trend	342
6.14.2	Sensitivitäten	342
7	Szenario IV: „Weg zur 2'000 Watt-Gesellschaft“	346
7.1	Ausgangslage	346
7.2	Allgemeine Voraussetzungen	347
7.3	Perspektiven der Elektrizitätsnachfrage in Szenario IV	348
7.3.1	Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Szenario IV Trend	348
7.3.2	Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Sensitivitäten der Nachfrage	349
7.3.3	Fernwärme	350
7.3.4	Endverbrauch	351
7.3.5	Elektrische Verluste	351
7.3.6	Landesverbrauch	351
7.3.7	Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen	352
7.3.8	Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen	352
7.3.9	Leistungsnachfrage	353
7.4	Lücken in Szenario IV	355
7.4.1	Stromlücke	355
7.4.2	Leistungsdefizit	361
7.5	Optionen zur Deckung der Stromnachfrage in Szenario IV	364
7.5.1	Modellvarianten	364
7.5.2	Varianten für Szenario IV Trend	364
7.6	Erwartete Potenziale der Technologien bis 2035 in Szenario IV	365
7.6.1	Wasserkraft	365
7.6.2	Fossile Wärme-Kraft-Kopplung	365
7.6.3	Kehrichtverbrennungsanlagen	369

7.6.4	Erneuerbare Energien	370
7.6.5	Potenziale – Übersicht	371
7.7	Modellergebnisse für Szenario IV: Arbeit	373
7.7.1	Allgemeines	373
7.7.2	Variante A: Nuklear	373
7.7.3	Variante C: Fossil-zentral	378
7.7.4	Variante D: Fossil-dezentral	383
7.7.5	Variante E: Erneuerbare Energien	388
7.7.6	Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien	393
7.7.7	Variante G: Importe	398
7.8	Modellergebnisse für Szenario IV: Leistung	403
7.8.1	Referenzfall	403
7.8.2	Kältewelle	403
7.8.3	Hitzewelle	407
7.9	Modellergebnisse für Szenario IV: Energieträger	411
7.9.1	Variante A: Nuklear	411
7.9.2	Variante C: Fossil-zentral	411
7.9.3	Variante D: Fossil-dezentral	412
7.9.4	Variante E: Erneuerbare Energien	413
7.9.5	Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien	413
7.9.6	Variante G: Importe	414
7.10	Emissionen	415
7.10.1	Variante A: Nuklear	415
7.10.2	Variante C: Fossil-zentral	416
7.10.3	Variante D: Fossil-dezentral	418
7.10.4	Variante E: Erneuerbare Energien	419
7.10.5	Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien	421
7.10.6	Variante G: Importe	422
7.11	Nuklearabfälle	424
7.12	Kosten des Zubaus	424
7.12.1	Variante A: Nuklear	424
7.12.2	Variante C: Fossil-zentral	427
7.12.3	Variante D: Fossil-dezentral	430
7.12.4	Variante E: Erneuerbare Energien	432
7.12.5	Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien	435
7.12.6	Variante G: Import	437
7.13	Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen	440
7.13.1	Sensitivitäten der Nachfrage: BIP Hoch, Klima Wärmer	440
7.13.2	Sensitivität KKW 40 Jahre	441
7.13.3	Sensitivität KKW 60 Jahre	441
7.14	Zusammenfassung	442
7.14.1	Szenario IV Trend	442
7.14.2	Sensitivitäten	442
8	Vergleich der Szenarien und Varianten	446
8.1	Ausgangslage	446
8.2	Allgemeine Voraussetzungen	447
8.2.1	Rahmenentwicklungen	447
8.2.2	Instrumente	448
8.3	Kosten der Stromerzeuger	450
8.3.1	Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken	450

8.3.2	Stromgestehungskosten von Erdgas-Kombikraftwerken	453
8.3.3	Stromgestehungskosten von fossil-thermischen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen	456
8.3.4	Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien	458
8.3.5	Stromgestehungskosten von Importen	460
8.4	Lücken	460
8.4.1	Stromlücke	460
8.4.2	Leistungsdefizit	464
8.5	Optionen zur Deckung der Stromnachfrage	468
8.6	Erwartete Potenziale der Technologien in 2035	469
8.6.1	Wasserkraft	469
8.6.2	Fossil-thermische Wärme-Kraft-Kopplung	470
8.6.3	Kehrichtverbrennungsanlagen	472
8.6.4	Erneuerbare Energien	473
8.7	Modellergebnisse: Arbeit	478
8.8	Modellergebnisse: Leistung	482
8.8.1	Referenzfall	482
8.8.2	Kältewelle	482
8.8.3	Hitzewelle	482
8.9	Modellergebnisse: Energieträger	484
8.10	Emissionen	487
8.10.1	Kohlendioxid (CO ₂)	487
8.10.2	Stickoxide (NO _x)	489
8.10.3	Feinstaub (PM10)	491
8.11	Nuklearabfälle	493
8.12	Kosten des Zubaus	494
8.12.1	Gesamtkosten	494
8.12.2	Durchschnittskosten	496
8.13	Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen	498
8.13.1	Sensitivitäten der Nachfrage: Ib Trend, Preise Hoch, BIP Hoch, Klima Wärmer	498
8.13.2	Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre	501
8.13.3	Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre	505
8.14	Sonstige Themen	508
8.14.1	Elektrizitätsnetze	508
8.14.2	Importe	510
8.14.3	Erdgasnetz	513
8.14.4	Bewilligungsverfahren und Zeitrahmen für den Bau eines Grosskraftwerks	514
9	Schlussfolgerungen	517
	Literaturverzeichnis	524

Anhang	533
Anhang A: Arbeitsgruppe	533
Anhang B: Wechselkurse	534
Anhang C: Umrechnungsfaktoren	534
Anhang D: Bewilligung- und Bauzeit für ein neues fossil-thermisches Kraftwerk	535
Anhang E: Bewilligung- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk	537
Anhang F: NO _x -Emissionen	539
Anhang G: Staub-Emissionen	540
Anhang H: Uranpreise und Brennstoffkosten neuer Kernkraftwerke	541
Anhang I: Nukleare Abfälle	544
Anhang J: Kosten einer veränderten Laufzeit der Kernkraftwerke	547

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 2-1:	CO ₂ -Faktoren der Brennstoffe in g/GJ _{input}	14
Tabelle 2-2:	CO ₂ -Emissionen mit Wärme- oder Stromgutschrift (Beispiel)	15
Tabelle 2-3:	Prognose für die Volumina schwach- und mittelaktiver Abfälle, langlebige mittelaktive und hochaktive Abfälle der schweizerischen Kernkraftwerke	17
Tabelle 2-4:	Kostendaten Kleinwasserkraftwerke I – Neubauten (< 1 MW _{el} , < 4'700 h/a)	21
Tabelle 2-5:	Kostendaten Kleinwasserkraftwerke II – Neubauten (< 10 MW _{el} , < 4'700 h/a)	21
Tabelle 2-6:	Kostendaten Laufwasserkraftwerke – Umbauten (> 10 MW _{el} , 4'185 - 4'635 h/a)	21
Tabelle 2-7:	Kostendaten Laufwasserkraftwerke – Neubauten (> 10 MW _{el} , 4'185 - 4'635 h/a)	22
Tabelle 2-8:	Kostendaten Speicherkraftwerke – Umbauten (2'200 - 2'700 h/a)	22
Tabelle 2-9:	Kostendaten Speicherkraftwerke – Neubauten (2'200 - 2'700 h/a)	22
Tabelle 2-10:	Kostendaten Pumpspeicherkraftwerke – Umbauten (2'000 - 2'500 h/a)	23
Tabelle 2-11:	Kostenannahmen Kernkraftwerke – Generation III/III+ (1'600 MW _{el} , 7'600 h/a)	26
Tabelle 2-12:	Kostenannahmen Erdgas-Kombikraftwerke (550 MW _{el} , 6'000 h/a)	29
Tabelle 2-13:	Kostenannahmen eines Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerks (550 MW _{el} , 6'000 h/a)	30
Tabelle 2-14:	Kostenannahmen eines Kombikraftwerks mit CO ₂ -Abscheidung (550 MW _{el} , 6'000 h/a)	31
Tabelle 2-15:	(Kosten-)Annahmen der CO ₂ -Komprimierung und -Pumpen	32
Tabelle 2-16:	Kostenannahmen des CO ₂ -Transports über Pipelines (Minimalwerte)	33
Tabelle 2-17:	Kostenannahmen der CO ₂ -Speicherung (Minimalwerte)	34
Tabelle 2-18:	Kostendaten BHKW 1 (10 kW _{el} , 3'750 h/a)	35

Tabelle 2-19:	Kostendaten BHKW 2 (50 kW _{el} , 3'750 h/a)	35
Tabelle 2-20:	Kostendaten BHKW 3 (100 kW _{el} , 4'150 h/a)	36
Tabelle 2-21:	Kostendaten BHKW 4 (400 kW _{el} , 4'300 h/a)	36
Tabelle 2-22:	Kostendaten BHKW 5 (1'000 kW _{el} , 4'500 h/a)	36
Tabelle 2-23:	Kostendaten Stirlingmotor/Mikrogasturbine (25 kW _{el} , 3'750 h/a)	37
Tabelle 2-24:	Kostendaten Mikrogasturbine 1 (100 kW _{el} , 4'100 h/a)	37
Tabelle 2-25:	Kostendaten Mikrogasturbine 2 (250 kW _{el} , 4'300 h/a)	37
Tabelle 2-26:	Kostendaten Brennstoffzellen 1 (< 5 kW _{el} , 3'750 h/a) (Zielwerte)	38
Tabelle 2-27:	Kostendaten Brennstoffzellen 2 (100 kW _{el} , 4'100 h/a) (Zielwerte)	38
Tabelle 2-28:	Kostendaten Brennstoffzellen 3 (250 kW _{el} , 4'300 h/a) (Zielwerte)	39
Tabelle 2-29:	Kostendaten Gasturbine-Kraftwerke (1-5 MW _{el} , 3'000 h/a)	39
Tabelle 2-30:	Kostendaten Erdgas-Kombikraftwerke (5-50 MW _{el} , 6'000 h/a)	39
Tabelle 2-31:	Kostendaten Kehrlichtverbrennungsanlage (10 MW _{el} , 6'500 h/a)	40
Tabelle 2-32:	Kostendaten Biomasse (Holz) 1 (500 kW _{el} , 3'500 h/a)	41
Tabelle 2-33:	Kostendaten Biomasse (Holz) 2 (2 MW _{el} , 6'000 h/a)	41
Tabelle 2-34:	Kostendaten Klärgasanlagen (ARA) 1 (50 kW _{el} , 3'790 h/a)	42
Tabelle 2-35:	Kostendaten Klärgasanlagen (ARA) 2 (200 kW _{el} , 5'000 h/a)	42
Tabelle 2-36:	Kostendaten Biogasanlage 1 (50 kW _{el} , 3'450 h/a)	42
Tabelle 2-37:	Kostendaten Biogasanlage 2 (300 kW _{el} , 5'000 h/a)	43
Tabelle 2-38:	Kostendaten Windkraftanlagen (1'250 kW _{el} , 1'100 h/a)	43
Tabelle 2-39:	Kostendaten Photovoltaik (800 - 1'000 h/a)	44
Tabelle 2-40:	Kostendaten Geothermie (5 - 30 MW _{el} , 6'500 h/a)	45
Tabelle 2-41:	Kostendaten neuer Importe (Kombikraftwerke, > 100 MW _{el} , 6'000 h/a)	46
Tabelle 2-42:	Brennstoffpreise 30 \$-Szenario „Trend“ in CHF/GJ _{input} (real 2003)	47
Tabelle 2-43:	Brennstoffpreise 50 \$-Szenario Sensitivität „Preise Hoch“ in CHF/GJ _{input} (real 2003)	47

Tabelle 2-44:	Verfügbare Leistung in Prozent der installierten Leistung, Annahmen Winterhalbjahr	57
Tabelle 2-45:	Verfügbare Leistung in Prozent der installierten Leistung, Annahmen Sommerhalbjahr	59
Tabelle 3-1:	Entwicklung und Struktur der Landeserzeugung (Kalenderjahr) in TWh _{el}	60
Tabelle 3-2:	Entwicklung und Struktur der inländischen installierten Leistung in MW _{el}	61
Tabelle 3-3:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Wasserkraftwerke bis 2050 (inkl. Erneuerungen/Instandsetzung)	63
Tabelle 3-4:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Kernkraftwerke bis 2050	64
Tabelle 3-5:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden konventionell-thermischen Stromerzeugungsanlagen bis 2050	64
Tabelle 3-6:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen bis 2050	65
Tabelle 3-7:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Kehrlicht-verbrennungsanlagen bis 2050	66
Tabelle 3-8:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden regenerativen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen bis 2050	67
Tabelle 3-9:	Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Photovoltaik- und Windenergieanlagen bis 2050	68
Tabelle 3-10:	Entwicklung der Bezugsrechte bis 2050	69
Tabelle 3-11:	Entwicklung der Lieferverpflichtungen bis 2050	69
Tabelle 3-12:	Entwicklung des Stromangebotes des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050 (inkl. Bezugsverträge und Lieferverpflichtungen)	70
Tabelle 3-13:	Entwicklung der verfügbaren Leistung des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050 bei einer Kältewelle	71
Tabelle 3-14:	Entwicklung der verfügbaren Leistung des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050 bei einer Hitzellewelle	72
Tabelle 3-15:	Entwicklung des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050, Sensitivität Klima Wärmer	74
Tabelle 3-16:	Entwicklung des Stromangebotes des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050, Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke	75

Tabelle 3-17:	Entwicklung des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050, Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke	76
Tabelle 4-1:	Übersicht über wichtige Rahmenentwicklungen	80
Tabelle 4-2:	CO ₂ -Abgaben in CHF pro Tonne CO ₂	83
Tabelle 4-3:	Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen, in GWh _{el}	87
Tabelle 4-4:	Szenario I Gesamte Elektrizitätsnachfrage, in TWh _{el}	88
Tabelle 4-5:	Szenario I Trend Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Winter, in MW _{el}	88
Tabelle 4-6:	Szenario I Trend Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Sommer, in MW _{el}	89
Tabelle 4-7:	Szenario I Trend Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	89
Tabelle 4-8:	Szenario I Trend Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	90
Tabelle 4-9:	Szenario I Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	92
Tabelle 4-10:	Szenario I Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	93
Tabelle 4-11:	Szenario I Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	94
Tabelle 4-12:	Szenario I Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	95
Tabelle 4-13:	Szenario I Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	96
Tabelle 4-14:	Szenario I Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	97
Tabelle 4-15:	Szenario I Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	98

Tabelle 4-16:	Szenario I Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	99
Tabelle 4-17:	Potenzielle Anzahl von Windkraftstandorten und -anlagen, sowie entsprechende Elektrizitätsproduktion, nach Prioritäengruppe	104
Tabelle 4-18:	Potenziale in Szenario I, nach Technologie(gruppe)n, in GWh/a	105
Tabelle 4-19:	Szenario I Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	109
Tabelle 4-20:	Szenario I Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	110
Tabelle 4-21:	Szenario I Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	111
Tabelle 4-22:	Szenario I Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	114
Tabelle 4-23:	Szenario I Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	115
Tabelle 4-24:	Szenario I Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	116
Tabelle 4-25:	Szenario I Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	119
Tabelle 4-26:	Szenario I Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	120
Tabelle 4-27:	Szenario I Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	121
Tabelle 4-28:	Szenario I Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	124
Tabelle 4-29:	Szenario I Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	125

Tabelle 4-30:	Szenario I Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	126
Tabelle 4-31:	Szenario I Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	133
Tabelle 4-32:	Szenario I Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	133
Tabelle 4-33:	Szenario I Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	134
Tabelle 4-34:	Szenario I Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	135
Tabelle 4-35:	Szenario I Trend, Variante A CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	136
Tabelle 4-36:	Szenario I Trend, Variante A NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	136
Tabelle 4-37:	Szenario I Trend, Variante A Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	137
Tabelle 4-38:	Szenario I Trend, Variante B CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	138
Tabelle 4-39:	Szenario I Trend, Variante B NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	138
Tabelle 4-40:	Szenario I Trend, Variante B Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	138
Tabelle 4-41:	Szenario I Trend, Variante C CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	139
Tabelle 4-42:	Szenario I Trend, Variante C NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	139
Tabelle 4-43:	Szenario I Trend, Variante C Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	140
Tabelle 4-44:	Szenario I Trend, Variante G CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	140
Tabelle 4-45:	Szenario I Trend, Variante G NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	141
Tabelle 4-46:	Szenario I Trend, Variante G Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	141

Tabelle 4-47:	Szenario I Trend konditionierte Nuklearabfälle in m ³ , nach Variante	141
Tabelle 4-48:	Szenario I Trend, Variante A Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	142
Tabelle 4-49:	Szenario I Trend, Variante A Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	144
Tabelle 4-50:	Szenario I Trend, Variante A Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	144
Tabelle 4-51:	Szenario I Trend, Variante B Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	145
Tabelle 4-52:	Szenario I Trend, Variante B Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	146
Tabelle 4-53:	Szenario I Trend, Variante B Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	147
Tabelle 4-54:	Szenario I Trend, Variante C Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	148
Tabelle 4-55:	Szenario I Trend, Variante C Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	149
Tabelle 4-56:	Szenario I Trend, Variante C Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	149
Tabelle 4-57:	Szenario I Trend, Variante G Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	150
Tabelle 4-58:	Szenario I Trend, Variante G Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	151
Tabelle 4-59:	Szenario I Trend, Variante G Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	152
Tabelle 4-60:	Stromlückelücke in 2035, Szenario I Trend, in TWh _{el}	154
Tabelle 4-61:	Leistungsdefizit in 2035, Szenario I Trend, in GW _{el}	154
Tabelle 4-62:	Wichtigste Kenndaten vom Szenario I Trend nach Variante	154
Tabelle 4-63:	Stromlücke in 2035, Sensitivitäten Szenario I, in TWh _{el}	155
Tabelle 4-64:	Kenndaten in 2035, nach Nachfragesensitivität und Variante	155
Tabelle 4-65:	Kenndaten in 2035, nach Angebotssensitivität und Variante	155
Tabelle 5-1:	Übersicht über wichtige Rahmenentwicklungen	158

Tabelle 5-2:	Szenario II Gesamte Elektrizitätsnachfrage, in TWh _{el}	165
Tabelle 5-3:	Szenario II Trend Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Winter, in MW _{el}	166
Tabelle 5-4:	Szenario II Trend Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Sommer, in MW _{el}	166
Tabelle 5-5:	Szenario II Trend Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	167
Tabelle 5-6:	Szenario II Trend Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	167
Tabelle 5-7:	Szenario II Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	168
Tabelle 5-8:	Szenario II Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	169
Tabelle 5-9:	Szenario II Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	170
Tabelle 5-10:	Szenario II Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	171
Tabelle 5-11:	Szenario II Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	172
Tabelle 5-12:	Szenario II Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	173
Tabelle 5-13:	Szenario II Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	174
Tabelle 5-14:	Szenario II Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	175
Tabelle 5-15:	Potenziale in Szenario II, nach Technologie(gruppe)n, in GWh/a	180
Tabelle 5-16:	Szenario II Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	184

Tabelle 5-17:	Szenario II Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	185
Tabelle 5-18:	Szenario II Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	186
Tabelle 5-19:	Szenario II Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	189
Tabelle 5-20:	Szenario II Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	190
Tabelle 5-21:	Szenario II Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	191
Tabelle 5-22:	Szenario II Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	194
Tabelle 5-23:	Szenario II Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	195
Tabelle 5-24:	Szenario II Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	196
Tabelle 5-25:	Szenario II Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	199
Tabelle 5-26:	Szenario II Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	200
Tabelle 5-27:	Szenario II Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	201
Tabelle 5-28:	Szenario II Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	207
Tabelle 5-29:	Szenario II Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	208
Tabelle 5-30:	Szenario II Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	208

Tabelle 5-31:	Szenario II Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	209
Tabelle 5-32:	Szenario II Trend, Variante A CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	210
Tabelle 5-33:	Szenario II Trend, Variante A NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	210
Tabelle 5-34:	Szenario II Trend, Variante A Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	211
Tabelle 5-35:	Szenario II Trend, Variante B CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	211
Tabelle 5-36:	Szenario II Trend, Variante B NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	212
Tabelle 5-37:	Szenario II Trend, Variante B Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	212
Tabelle 5-38:	Szenario II Trend, Variante C CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	213
Tabelle 5-39:	Szenario II Trend, Variante C NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	213
Tabelle 5-40:	Szenario II Trend, Variante C Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	214
Tabelle 5-41:	Szenario II Trend, Variante G CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	214
Tabelle 5-42:	Szenario II Trend, Variante G NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	215
Tabelle 5-43:	Szenario II Trend, Variante G Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	215
Tabelle 5-44:	Szenario II Trend konditionierte Nuklearabfälle in m ³ , nach Variante	215
Tabelle 5-45:	Szenario II Trend, Variante A Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	216
Tabelle 5-46:	Szenario II Trend, Variante A Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	217
Tabelle 5-47:	Szenario II Trend, Variante A Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	218

Tabelle 5-48:	Szenario II Trend, Variante B Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	219
Tabelle 5-49:	Szenario II Trend, Variante B Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	220
Tabelle 5-50:	Szenario II Trend, Variante B Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	221
Tabelle 5-51:	Szenario II Trend, Variante C Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	222
Tabelle 5-52:	Szenario II Trend, Variante C Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	223
Tabelle 5-53:	Szenario II Trend, Variante C Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	223
Tabelle 5-54:	Szenario II Trend, Variante G Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	224
Tabelle 5-55:	Szenario II Trend, Variante G Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	225
Tabelle 5-56:	Szenario II Trend, Variante G Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	226
Tabelle 5-57:	Stromlücke in 2035, Szenario II Trend, in TWh _{el}	228
Tabelle 5-58:	Leistungsdefizit in 2035, Szenario II Trend, in GW _{el}	228
Tabelle 5-59:	Wichtigste Kenndaten vom Szenario II Trend nach Variante	228
Tabelle 5-60:	Stromlücke in 2035, Sensitivitäten Szenario II, in TWh _{el}	229
Tabelle 5-61:	Kenndaten in 2035, nach Variante und Nachfragesensitivität	229
Tabelle 5-62:	Kenndaten in 2035, nach Variante und Angebotssensitivität	229
Tabelle 6-1:	Ziele in Szenario III	231
Tabelle 6-2:	Übersicht über wichtige Rahmenentwicklungen	232
Tabelle 6-3:	Szenario III Gesamte Elektrizitätsnachfrage, in TWh _{el}	238
Tabelle 6-4:	Szenario III Trend Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Winter, in MW _{el}	239
Tabelle 6-5:	Szenario III Trend Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Sommer, in MW _{el}	239

Tabelle 6-6:	Szenario III Trend Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	239
Tabelle 6-7:	Szenario III Trend Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	240
Tabelle 6-8:	Szenario III Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	241
Tabelle 6-9:	Szenario III Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	242
Tabelle 6-10:	Szenario III Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	243
Tabelle 6-11:	Szenario III Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	244
Tabelle 6-12:	Szenario III Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	245
Tabelle 6-13:	Szenario III Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	246
Tabelle 6-14:	Szenario III Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	247
Tabelle 6-15:	Szenario III Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	248
Tabelle 6-16:	Technische Charakteristika der WKK-Erzeugungstechnologien, Szenario III	254
Tabelle 6-17:	Technische Potenziale und Ausschöpfungsquoten der WKK-Erzeugungstechnologien, Szenario III	255
Tabelle 6-18:	Technische Potenziale und Ausschöpfungsquoten der WKK-Erzeugungstechnologien, Szenario III	256
Tabelle 6-19:	Potenziale in Szenario III nach Technologie(gruppe)n und Varianten, in GWh _{el} /a	260

Tabelle 6-20:	Szenario III Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	264
Tabelle 6-21:	Szenario III Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	265
Tabelle 6-22:	Szenario III Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	266
Tabelle 6-23:	Szenario III Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	269
Tabelle 6-24:	Szenario III, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	270
Tabelle 6-25:	Szenario III Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	271
Tabelle 6-26:	Szenario III Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	274
Tabelle 6-27:	Szenario III Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	275
Tabelle 6-28:	Szenario III Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	276
Tabelle 6-29:	Szenario III Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	279
Tabelle 6-30:	Szenario III Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	280
Tabelle 6-31:	Szenario III Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	281
Tabelle 6-32:	Szenario III Trend, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	284

Tabelle 6-33:	Szenario III Trend, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	285
Tabelle 6-34:	Szenario III Trend, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	286
Tabelle 6-35:	Szenario III Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	289
Tabelle 6-36:	Szenario III Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	290
Tabelle 6-37:	Szenario III Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	291
Tabelle 6-38:	Szenario III, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	294
Tabelle 6-39:	Szenario III Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	295
Tabelle 6-40:	Szenario III Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	296
Tabelle 6-41:	Szenario III Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	307
Tabelle 6-42:	Szenario III Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	307
Tabelle 6-43:	Szenario III Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	308
Tabelle 6-44:	Szenario III Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	309
Tabelle 6-45:	Szenario III Trend, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	310
Tabelle 6-46:	Szenario III Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	310
Tabelle 6-47:	Szenario III Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	311

Tabelle 6-48:	Szenario III Trend, Variante A CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	312
Tabelle 6-49:	Szenario III Trend, Variante A NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	312
Tabelle 6-50:	Szenario III Trend, Variante A Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	313
Tabelle 6-51:	Szenario III Trend, Variante C CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	313
Tabelle 6-52:	Szenario III Trend, Variante C NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	314
Tabelle 6-53:	Szenario III Trend, Variante C Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	314
Tabelle 6-54:	Szenario III Trend, Variante D CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	315
Tabelle 6-55:	Szenario III Trend, Variante D NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	315
Tabelle 6-56:	Szenario III Trend, Variante D Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	316
Tabelle 6-57:	Szenario III Trend, Variante E CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	317
Tabelle 6-58:	Szenario III Trend, Variante E NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	317
Tabelle 6-59:	Szenario III Trend, Variante E Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	317
Tabelle 6-60:	Szenario III Trend, Variante C&E CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	318
Tabelle 6-61:	Szenario III Trend, Variante C&E NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	318
Tabelle 6-62:	Szenario III Trend, Variante C&E Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	319
Tabelle 6-63:	Szenario III Trend, Variante D&E CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	319
Tabelle 6-64:	Szenario III Trend, Variante D&E NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	320

Tabelle 6-65:	Szenario III Trend, Variante D&E Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	320
Tabelle 6-66:	Szenario III Trend, Variante G CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	321
Tabelle 6-67:	Szenario III Trend, Variante G NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	321
Tabelle 6-68:	Szenario III Trend, Variante G Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	322
Tabelle 6-69:	Szenario III Trend Konditionierte Nuklearabfälle in m ³ , nach Variante	322
Tabelle 6-70:	Szenario III Trend, Variante A Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	323
Tabelle 6-71:	Szenario III Trend, Variante A Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	324
Tabelle 6-72:	Szenario III Trend, Variante A Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	325
Tabelle 6-73:	Szenario III Trend, Variante C Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	326
Tabelle 6-74:	Szenario III Trend, Variante C Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	327
Tabelle 6-75:	Szenario III Trend, Variante C Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	327
Tabelle 6-76:	Szenario III Trend, Variante D Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	328
Tabelle 6-77:	Szenario III Trend, Variante D Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	329
Tabelle 6-78:	Szenario III Trend, Variante D Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	330
Tabelle 6-79:	Szenario III Trend, Variante E Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	331
Tabelle 6-80:	Szenario III Trend, Variante E Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	332
Tabelle 6-81:	Szenario III Trend, Variante E Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	332

Tabelle 6-82:	Szenario III Trend, Variante C&E Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	333
Tabelle 6-83:	Szenario III Trend, Variante C&E Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	334
Tabelle 6-84:	Szenario III Trend, Variante C&E Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	335
Tabelle 6-85:	Szenario III Trend, Variante D&E Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	336
Tabelle 6-86:	Szenario III Trend, Variante D&E Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	337
Tabelle 6-87:	Szenario III Trend, Variante D&E Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	337
Tabelle 6-88:	Szenario III Trend, Variante G Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	338
Tabelle 6-89:	Szenario III Trend, Variante G Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	339
Tabelle 6-90:	Szenario III Trend, Variante G Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	340
Tabelle 6-91:	Stromlücke in 2035, Szenario III Trend, in TWh _{el}	342
Tabelle 6-92:	Leistungsdefizit in 2035, Szenario III Trend, in GW _{el}	342
Tabelle 6-93:	Stromlücke in 2035, Sensitivitäten Szenario III, in TWh _{el}	342
Tabelle 6-94:	Wichtigste Kenndaten vom Szenario III Trend nach Variante	343
Tabelle 6-95:	Kenndaten in 2035, nach Variante und Nachfragesensitivität	344
Tabelle 6-96:	Kenndaten in 2035, nach Variante und Angebotssensitivität	344
Tabelle 7-1:	Ziele in Szenario IV	346
Tabelle 7-2:	Übersicht über wichtige Rahmenentwicklungen	347
Tabelle 7-3:	Szenario IV Gesamte Elektrizitätsnachfrage, in TWh _{el}	353
Tabelle 7-4:	Szenario IV Trend Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Winter, in MW _{el}	354
Tabelle 7-5:	Szenario IV Trend Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Sommer, in MW _{el}	354

Tabelle 7-6:	Szenario IV Trend Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	354
Tabelle 7-7:	Szenario IV Trend Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	355
Tabelle 7-8:	Szenario IV Entwicklung des bestehenden Kraftwerkparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	356
Tabelle 7-9:	Szenario IV Entwicklung des bestehenden Kraftwerkparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	357
Tabelle 7-10:	Szenario IV Entwicklung des bestehenden Kraftwerkparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	358
Tabelle 7-11:	Szenario IV Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerkparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	359
Tabelle 7-12:	Szenario IV Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerkparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	360
Tabelle 7-13:	Szenario IV Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerkparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	361
Tabelle 7-14:	Szenario IV Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerkparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	362
Tabelle 7-15:	Szenario IV Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerkparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	363
Tabelle 7-16:	Technische Charakteristika der WKK-Erzeugungstechnologien, Szenario IV	367
Tabelle 7-17:	Technische Potenziale und Ausschöpfungsquoten der WKK-Erzeugungstechnologien, Szenario IV	368
Tabelle 7-18:	Technische Potenziale und Ausschöpfungsquoten der WKK-Erzeugungstechnologien, Szenario III	369
Tabelle 7-19:	Potenziale in Szenario IV, nach Technologie(gruppe)n, in GWh/a	372
Tabelle 7-20:	Szenario IV Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	375

Tabelle 7-21:	Szenario IV Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	376
Tabelle 7-22:	Szenario IV Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	377
Tabelle 7-23:	Szenario IV Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	380
Tabelle 7-24:	Szenario IV, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	381
Tabelle 7-25:	Szenario IV Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	382
Tabelle 7-26:	Szenario IV Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	385
Tabelle 7-27:	Szenario IV Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	386
Tabelle 7-28:	Szenario IV Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	387
Tabelle 7-29:	Szenario IV Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	390
Tabelle 7-30:	Szenario IV Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	391
Tabelle 7-31:	Szenario IV Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	392
Tabelle 7-32:	Szenario IV Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	395
Tabelle 7-33:	Szenario IV Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	396

Tabelle 7-34:	Szenario IV Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	397
Tabelle 7-35:	Szenario IV, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	400
Tabelle 7-36:	Szenario IV Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	401
Tabelle 7-37:	Szenario IV Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	402
Tabelle 7-38:	Szenario IV Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	411
Tabelle 7-39:	Szenario IV Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	412
Tabelle 7-40:	Szenario IV Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	412
Tabelle 7-41:	Szenario IV Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	413
Tabelle 7-42:	Szenario IV Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	414
Tabelle 7-43:	Szenario IV Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ	414
Tabelle 7-44:	Szenario IV Trend, Variante A CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	415
Tabelle 7-45:	Szenario IV Trend, Variante A NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	416
Tabelle 7-46:	Szenario IV Trend, Variante A Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	416
Tabelle 7-47:	Szenario IV Trend, Variante C CO ₂ -Emissionen in 1000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	417
Tabelle 7-48:	Szenario IV Trend, Variante C NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	417
Tabelle 7-49:	Szenario IV Trend, Variante C Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	418

Tabelle 7-50:	Szenario IV Trend, Variante D CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	419
Tabelle 7-51:	Szenario IV Trend, Variante D NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	419
Tabelle 7-52:	Szenario IV Trend, Variante D Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	419
Tabelle 7-53:	Szenario IV Trend, Variante E CO ₂ -Emissionen in 1000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	420
Tabelle 7-54:	Szenario IV Trend, Variante E NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	420
Tabelle 7-55:	Szenario IV Trend, Variante E Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	421
Tabelle 7-56:	Szenario IV Trend, Variante D&E CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	421
Tabelle 7-57:	Szenario IV Trend, Variante D&E NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	422
Tabelle 7-58:	Szenario IV Trend, Variante D&E Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	422
Tabelle 7-59:	Szenario IV Trend, Variante G CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	423
Tabelle 7-60:	Szenario IV Trend, Variante G NO _x -Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	423
Tabelle 7-61:	Szenario IV Trend, Variante G Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr	424
Tabelle 7-62:	Szenario IV Trend Konditionierte Nuklearabfälle in m ³ , nach Variante	424
Tabelle 7-63:	Szenario IV Trend, Variante A Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	425
Tabelle 7-64:	Szenario IV Trend, Variante A Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	426
Tabelle 7-65:	Szenario IV Trend, Variante A Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	427
Tabelle 7-66:	Szenario IV Trend, Variante C Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	428

Tabelle 7-67:	Szenario IV Trend, Variante C Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	429
Tabelle 7-68:	Szenario IV Trend, Variante C Gesamtkosten in Mio. Franken, hydrologisches Jahr	430
Tabelle 7-69:	Szenario IV Trend, Variante D Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	431
Tabelle 7-70:	Szenario IV Trend, Variante D Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	432
Tabelle 7-71:	Szenario IV Trend, Variante D Gesamtkosten in Mio. Franken, hydrologisches Jahr	432
Tabelle 7-72:	Szenario IV Trend, Variante E Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	433
Tabelle 7-73:	Szenario IV Trend, Variante E Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	434
Tabelle 7-74:	Szenario IV Trend, Variante E Gesamtkosten in Mio. Franken, hydrologisches Jahr	435
Tabelle 7-75:	Szenario IV Trend, Variante D&E Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	436
Tabelle 7-76:	Szenario IV Trend, Variante D&E Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	437
Tabelle 7-77:	Szenario IV Trend, Variante D&E Gesamtkosten in Mio. Franken, hydrologisches Jahr	437
Tabelle 7-78:	Szenario IV Trend, Variante G Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	438
Tabelle 7-79:	Szenario IV Trend, Variante G Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	439
Tabelle 7-80:	Szenario IV Trend, Variante G Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	440
Tabelle 7-81:	Stromlücke in 2035, in TWh _{el}	442
Tabelle 7-82:	Leistungsdefizit in 2035, in GW _{el}	442
Tabelle 7-83:	Lücke in 2035, in TWh _{el}	442
Tabelle 7-84:	Wichtigste Kenndaten vom Szenario IV Trend nach Variante	443
Tabelle 7-85:	Kenndaten in 2035, nach Variante und Nachfragesensitivität	444

Tabelle 7-86:	Kenndaten in 2035, nach Variante und Angebotssensitivität	444
Tabelle 8-1:	Ausgangslagen in den einzelnen Szenarien	447
Tabelle 8-2:	Übersicht über wichtige Rahmenentwicklungen	448
Tabelle 8-3:	Wichtigste Instrumente in den einzelnen Szenarien	450
Tabelle 8-4:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	462
Tabelle 8-5:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	463
Tabelle 8-6:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	464
Tabelle 8-7:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	466
Tabelle 8-8:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	467
Tabelle 8-9:	Kombinationen von Politik- und Angebotsvarianten	468
Tabelle 8-10:	Erwartete Ausbaupotenziale Wasserkraft in 2035, in TWh _{el} /a	469
Tabelle 8-11:	Erwartete Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraftkopplung (Anlagen < 1 MW _{el}) in 2035, in TWh _{el} /a	471
Tabelle 8-12:	Erwartete Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraftkopplung (Anlagen > 1 MW _{el}) in 2035, in TWh _{el} /a	471
Tabelle 8-13:	Erwartete Potenziale Kehrlichtverbrennungsanlagen in 2035, in TWh _{el} /a	473
Tabelle 8-14:	Erwartete Potenziale der festen Biomasse-Anlagen in 2035, in TWh _{el} /a	473
Tabelle 8-15:	Erwartete Potenziale der Biogasanlagen in 2035, in TWh _{el} /a	474
Tabelle 8-16:	Erwartete Potenziale der Klärgasanlagen in 2035, in TWh _{el} /a	474
Tabelle 8-17:	Erwartete Potenziale Geothermie in 2035, in TWh _{el} /a	475
Tabelle 8-18:	Erwartete Potenziale Windenergie in 2035, in TWh _{el} /a	475
Tabelle 8-19:	Erwartete Potenziale Photovoltaik in 2035, in TWh _{el} /a	476
Tabelle 8-20:	Kenndaten des Zubaus in 2035, hydrologisches Jahr	481

Tabelle 8-21:	Versorgungssicherheit bei einer Kältewelle: Leistung nach Zubau gesichert?	483
Tabelle 8-22:	Versorgungssicherheit bei einer Hitzewelle: Leistung nach Zubau gesichert?	483
Tabelle 8-23:	Gesamter Energieträgereinsatz in 2035, in PJ und Prozent	485
Tabelle 8-24:	Import(anteil) in 2035, ohne Kernbrennstoffe, in PJ und Prozent	485
Tabelle 8-25:	Import(anteil) in 2035, mit Kernbrennstoffen, in PJ und Prozent	486
Tabelle 8-26:	CO ₂ -Emissionen in 2035 in Mio. Tonnen	488
Tabelle 8-27:	NO _x -Emissionen in 2035 in 1'000 Tonnen	490
Tabelle 8-28:	Feinstaub-Emissionen in 2035 in Tonnen	492
Tabelle 8-29:	Verpackte Nuklearabfälle nach Szenarien und Varianten, in m ³	493
Tabelle 8-30:	Diskontierte Gesamtkosten der Lückenschliessung (ohne Netzkosten), in Mrd. CHF	495
Tabelle 8-31:	Diskontierte Gestehungskosten der Lückenschliessung (ohne Netzkosten), in Rp. pro kWh _{el}	497
Tabelle 8-32:	Kenngrossen des Zubaus in 2035 Sensitivitäten der Nachfrage: lb Trend, Preise Hoch, BIP Hoch, Klima Wärmer	500
Tabelle 8-33:	Beispiel der Mehr- und Minderkosten einer verkürzten Betriebsdauer anhand der Angebotsvariante C in den Szenarien I und IV, in Mrd. CHF	503
Tabelle 8-34:	Kenngrossen des Zubaus in 2035 Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre	504
Tabelle 8-35:	Beispiel der Mehr- und Minderkosten einer verlängerten Betriebsdauer anhand der Angebotsvariante C in den Szenarien I und IV, in Mrd. CHF	506
Tabelle 8-36:	Kenngrossen des Zubaus in 2035 Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre	507
Tabelle 9-1:	Charakteristika der Technologien	523
Tabelle A-1:	Wechselkurse	534
Tabelle A-2:	Vorsatzzeichen und entsprechende Faktoren	534
Tabelle A-3:	Umrechnungsfaktoren Energieeinheiten	534
Tabelle A-4:	Spezifische NO _x -Emissionen nach Technologien, in mg/kWh _{input}	539

Tabelle A-5:	Spezifische Staubemissionen nach Technologien, in mg/kWh _{input}	540
Tabelle A-6:	Brennstoffkosten der Kernkraftwerke - Literaturübersicht	541
Tabelle A-7:	Kostenannahmen und Bandbreiten der einzelnen Komponenten der nuklearen Brennstoffkette (ohne Wiederaufbereitung)	542
Tabelle A-8:	Kostenannahmen und Bandbreiten der einzelnen Komponenten der nuklearen Brennstoffkette, mit und ohne Wiederaufbereitung	543
Tabelle A-9:	Radioaktive Abfallmengen durch Stromproduktion, Medizin, Industrie und Forschung (Lebensdauer Kernkraftwerke 50 Jahre)	545
Tabelle A-10:	Mehr-/Minderkosten und -Erzeugung einer veränderten Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerken gegenüber den Referenzfall (50/60 Jahr)	548

Verzeichnis der Figuren

Figur 2-1:	Untersuchungsablauf der Elektrizitätsperspektiven	7
Figur 2-2:	Modellaufbau	10
Figur 2-3:	Verbindungen zwischen den Teilmodulen und dem Steuerungsmodul (Jahresprozess)	11
Figur 2-4:	Übersicht der Angebotsvarianten	19
Figur 2-5:	Kostendegression der Stromgestehungskosten einer Technologie (Beispiel)	49
Figur 2-6:	Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von Zeit und verfügbarem Potenzial (schematisch)	50
Figur 2-7:	Prognose der CO ₂ -Zertifikatspreise bis 2040	52
Figur 2-8:	Potenzialbegriffe in grafischer Darstellung, Potenziale variieren mit der Zeit	54
Figur 3-1:	Perspektiven der installierten Leistung des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050	70
Figur 3-2:	Perspektiven des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050	71
Figur 3-3:	Perspektiven der verfügbaren Leistung des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050 bei einer Kältewelle	72
Figur 3-4:	Perspektiven der verfügbaren Leistung des bestehenden Kraftwerksparks bei einer Hitzewelle bis 2050	73
Figur 3-5:	Perspektiven des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050, Sensitivität Klima Wärmer	75
Figur 3-6:	Perspektiven des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050 Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke	76
Figur 3-7:	Perspektiven des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050 Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke	77
Figur 4-1:	Szenario I Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren 1990 bis 2035, in TWh _{el}	82
Figur 4-2:	Szenario I Zunahme der Elektrizitätsnachfrage 2035/2000 nach Sektoren, in Prozent	84

Figur 4-3:	Szenario I Elektrizitätsverbrauch in der Fernwärmeerzeugung in 2035, in TWh _{el}	85
Figur 4-4:	Szenario I Elektrische Endverbräuche 1990 bis 2035, in TWh _{el}	85
Figur 4-5:	Szenario I Landesverbrauch 1990 bis 2035, in TWh _{el}	86
Figur 4-6:	Szenario I Gesamte Elektrizitätsnachfrage 1990 bis 2035, in TWh _{el}	87
Figur 4-7:	Szenario I Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	91
Figur 4-8:	Szenario I Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	92
Figur 4-9:	Szenario I Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	93
Figur 4-10:	Szenario I Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	94
Figur 4-11:	Szenario I Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	95
Figur 4-12:	Szenario I Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	96
Figur 4-13:	Szenario I Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage, im Referenzfall Winterhalbjahr, in MW _{el}	97
Figur 4-14:	Szenario I Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	98
Figur 4-15:	Szenario I Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	99
Figur 4-16:	Szenario I Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	107

Figur 4-17:	Szenario I Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	107
Figur 4-18:	Szenario I Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	108
Figur 4-19:	Szenario I Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	112
Figur 4-20:	Szenario I Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	113
Figur 4-21:	Szenario I Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	113
Figur 4-22:	Szenario I Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	117
Figur 4-23:	Szenario I Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	118
Figur 4-24:	Szenario I Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	118
Figur 4-25:	Szenario I Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	122
Figur 4-26:	Szenario I Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	123
Figur 4-27:	Szenario I Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	123
Figur 4-28:	Szenario I Trend, Variante A Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	127
Figur 4-29:	Szenario I Trend, Variante B Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	128
Figur 4-30:	Szenario I Trend, Variante C Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	128

Figur 4-31:	Szenario I Trend, Variante G Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	129
Figur 4-32:	Szenario I Trend, Variante A Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	130
Figur 4-33:	Szenario I Trend, Variante B Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	130
Figur 4-34:	Szenario I Trend, Variante C Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	131
Figur 4-35:	Szenario I Trend, Variante G Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	131
Figur 4-36:	Szenario I Trend, Variante A CO ₂ -Emissionen in 1000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	136
Figur 4-37:	Szenario I Trend, Variante B CO ₂ -Emissionen in 1000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	137
Figur 4-38:	Szenario I Trend, Variante C CO ₂ -Emissionen in 1000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	139
Figur 4-39:	Szenario I Trend, Variante G CO ₂ -Emissionen in 1000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	140
Figur 4-40:	Szenario I Trend, Variante A Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	142
Figur 4-41:	Szenario I Trend, Variante A Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	143
Figur 4-42:	Szenario I Trend, Variante B Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	145
Figur 4-43:	Szenario I Trend, Variante B Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	146
Figur 4-44:	Szenario I Trend, Variante C Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	147
Figur 4-45:	Szenario I Trend, Variante C Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	148
Figur 4-46:	Szenario I Trend, Variante G Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	150
Figur 4-47:	Szenario I Trend, Variante G Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	151

Figur 5-1:	Szenario II Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren 1990 bis 2035, in TWh _{el}	161
Figur 5-2:	Szenario II Zunahme der Elektrizitätsnachfrage 2035/2000 nach Sektoren, in Prozent	162
Figur 5-3:	Szenario II Elektrizitätsverbrauch in der Fernwärmeerzeugung in 2035, in TWh _{el}	163
Figur 5-4:	Szenario II Elektrische Endverbräuche 1990 bis 2035, in TWh _{el}	163
Figur 5-5:	Szenario II Landesverbrauch 1990 bis 2035, in TWh _{el}	164
Figur 5-6:	Szenario II Gesamte Elektrizitätsnachfrage 1990 bis 2035, in TWh _{el}	165
Figur 5-7:	Szenario II Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	168
Figur 5-8:	Szenario II Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	169
Figur 5-9:	Szenario II Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	170
Figur 5-10:	Szenario II Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	171
Figur 5-11:	Szenario II Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	172
Figur 5-12:	Szenario II Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	173
Figur 5-13:	Szenario II Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	174
Figur 5-14:	Szenario II Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	175

Figur 5-15:	Fördertopf im Szenario II: Budgetverlauf und Stromproduktion der neuen erneuerbaren Energien	181
Figur 5-16:	Szenario II Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	182
Figur 5-17:	Szenario II Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	183
Figur 5-18:	Szenario II Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	183
Figur 5-19:	Szenario II Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	187
Figur 5-20:	Szenario II Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	188
Figur 5-21:	Szenario II Trend, Variante B Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	188
Figur 5-22:	Szenario II Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	192
Figur 5-23:	Szenario II Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	193
Figur 5-24:	Szenario II Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	193
Figur 5-25:	Szenario II Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	197
Figur 5-26:	Szenario II Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	197
Figur 5-27:	Szenario II Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	198

Figur 5-28:	Szenario II Trend, Variante A Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	202
Figur 5-29:	Szenario II Trend, Variante B Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	203
Figur 5-30:	Szenario II Trend, Variante C Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	203
Figur 5-31:	Szenario II Trend, Variante G Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	204
Figur 5-32:	Szenario II Trend, Variante A Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	205
Figur 5-33:	Szenario II Trend, Variante B Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	205
Figur 5-34:	Szenario II Trend, Variante C Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	206
Figur 5-35:	Szenario II Trend, Variante G Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	206
Figur 5-36:	Szenario II Trend, Variante A CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	210
Figur 5-37:	Szenario II Trend, Variante B CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	211
Figur 5-38:	Szenario II Trend, Variante C CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	213
Figur 5-39:	Szenario II Trend, Variante G CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	214
Figur 5-40:	Szenario II Trend, Variante A Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	216
Figur 5-41:	Szenario II Trend, Variante A Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	217
Figur 5-42:	Szenario II Trend, Variante B Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	219
Figur 5-43:	Szenario II Trend, Variante B Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	220
Figur 5-44:	Szenario II Trend, Variante C Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	221

Figur 5-45:	Szenario II Trend, Variante C Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	222
Figur 5-46:	Szenario II Trend, Variante G Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	224
Figur 5-47:	Szenario II Trend, Variante G Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	225
Figur 6-1:	Szenario III Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren 1990 bis 2035, in TWh _{el}	234
Figur 6-2:	Szenario III Zunahme der Elektrizitätsnachfrage 2035/2000 nach Sektoren, in Prozent	235
Figur 6-3:	Szenario III Elektrizitätsverbrauch in der Fernwärmeerzeugung in 2035, in TWh _{el}	235
Figur 6-4:	Szenario III Elektrische Endverbräuche 1990 bis 2035, in TWh _{el}	236
Figur 6-5:	Szenario III Landesverbrauch 1990 bis 2035, in TWh _{el}	237
Figur 6-6:	Szenario III Gesamter Elektrizitätsverbrauch 1990 bis 2035, in TWh _{el}	238
Figur 6-7:	Szenario III Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	241
Figur 6-8:	Szenario III Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	242
Figur 6-9:	Szenario III Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	243
Figur 6-10:	Szenario III Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	244
Figur 6-11:	Szenario III Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	245
Figur 6-12:	Szenario III Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	246

Figur 6-13:	Szenario III Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	247
Figur 6-14:	Szenario III Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	248
Figur 6-15:	Wärmenachfrage vs. Stromdeckungslücke in Szenario III	251
Figur 6-16:	Jahresverlauf der Wärmenachfrage in einem exemplarischen Fall	252
Figur 6-17:	Geordnete Jahresdauerlinien für den in Figur 6-16 gezeigten exemplarischen Fall	253
Figur 6-18:	Technisches Potenzial der fossilen WKK versus Ausschöpfung des Potenzials	255
Figur 6-19:	Szenario III Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	262
Figur 6-20:	Szenario III Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	262
Figur 6-21:	Szenario III Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	263
Figur 6-22:	Szenario III Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	267
Figur 6-23:	Szenario III Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	268
Figur 6-24:	Szenario III Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	268
Figur 6-25:	Szenario III Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	272
Figur 6-26:	Szenario III Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	273

Figur 6-27:	Szenario III Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	273
Figur 6-28:	Szenario III Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	277
Figur 6-29:	Szenario III Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	278
Figur 6-30:	Szenario III Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	278
Figur 6-31:	Szenario III Trend, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	282
Figur 6-32:	Szenario III Trend, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	283
Figur 6-33:	Szenario III Trend, Variante C&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	283
Figur 6-34:	Szenario III Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	287
Figur 6-35:	Szenario III Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	288
Figur 6-36:	Szenario III Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	288
Figur 6-37:	Szenario III Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	292
Figur 6-38:	Szenario III, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	293
Figur 6-39:	Szenario III, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	293

Figur 6-40:	Szenario III Trend, Variante A Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	297
Figur 6-41:	Szenario III Trend, Variante C V erfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	298
Figur 6-42:	Szenario III Trend, Variante D Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	298
Figur 6-43:	Szenario III Trend, Variante E Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	299
Figur 6-44:	Szenario III Trend, Variante C&E Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	300
Figur 6-45:	Szenario III Trend, Variante D&E Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	300
Figur 6-46:	Szenario III Trend, Variante G Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	301
Figur 6-47:	Szenario III Trend, Variante A Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	302
Figur 6-48:	Szenario III Trend, Variante C Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	302
Figur 6-49:	Szenario III Trend, Variante D Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	303
Figur 6-50:	Szenario III Trend, Variante E Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	304
Figur 6-51:	Szenario III Trend, Variante C&E Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	304
Figur 6-52:	Szenario III Trend, Variante D&E Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	305
Figur 6-53:	Szenario III Trend, Variante G Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	306
Figur 6-54:	Szenario III Trend, Variante A CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	312
Figur 6-55:	Szenario III Trend, Variante C CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	313
Figur 6-56:	Szenario III Trend, Variante D CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	315

Figur 6-57:	Szenario III Trend, Variante E CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	316
Figur 6-58:	Szenario III Trend, Variante C&E CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	318
Figur 6-59:	Szenario III Trend, Variante D&E CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	319
Figur 6-60:	Szenario III Trend, Variante G CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	321
Figur 6-61:	Szenario III Trend, Variante A Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	323
Figur 6-62:	Szenario III Trend, Variante A Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	324
Figur 6-63:	Szenario III Trend, Variante C Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	325
Figur 6-64:	Szenario III Trend, Variante C Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	326
Figur 6-65:	Szenario III Trend, Variante D Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	328
Figur 6-66:	Szenario III Trend, Variante D Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	329
Figur 6-67:	Szenario III Trend, Variante E Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	330
Figur 6-68:	Szenario III Trend, Variante E Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	331
Figur 6-69:	Szenario III Trend, Variante C&E Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	333
Figur 6-70:	Szenario III Trend, Variante C&E Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	334
Figur 6-71:	Szenario III Trend, Variante D&E Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	335
Figur 6-72:	Szenario III Trend, Variante D&E Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	336
Figur 6-73:	Szenario III Trend, Variante G Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	338

Figur 6-74:	Szenario III Trend, Variante G Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	339
Figur 7-1:	Szenario IV Trend Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren 1990 bis 2035, in TWh _{el}	349
Figur 7-2:	Szenario IV Zunahme der Elektrizitätsnachfrage 2035/2000 nach Sektoren, in Prozent	350
Figur 7-3:	Szenario IV Elektrizitätsverbrauch in der Fernwärmeerzeugung in 2035, in TWh _{el}	350
Figur 7-4:	Szenario IV Elektrische Endverbräuche 1990 bis 2035, in TWh _{el}	351
Figur 7-5:	Szenario IV Landesverbrauch 1990 bis 2035, in TWh _{el}	352
Figur 7-6:	Szenario IV Gesamter Elektrizitätsverbrauch 1990 bis 2035, in TWh _{el}	353
Figur 7-7:	Szenario IV Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	356
Figur 7-8:	Szenario IV Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	357
Figur 7-9:	Szenario IV Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	358
Figur 7-10:	Szenario IV Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	359
Figur 7-11:	Szenario IV Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	360
Figur 7-12:	Szenario IV Sensitivität Klima Wärmer Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	361
Figur 7-13:	Szenario IV Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	362

Figur 7-14:	Szenario IV Trend Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	363
Figur 7-15:	Wärmenachfrage vs. Stromdeckungslücke in Szenario IV gegenüber Szenario III	366
Figur 7-16:	Technisches Potenzial der fossilen WKK versus Ausschöpfung des Potenzials	368
Figur 7-17:	Szenario IV Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	373
Figur 7-18:	Szenario IV Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	374
Figur 7-19:	Szenario IV Trend, Variante A Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	374
Figur 7-20:	Szenario IV Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	378
Figur 7-21:	Szenario IV Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	379
Figur 7-22:	Szenario IV Trend, Variante C Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	379
Figur 7-23:	Szenario IV Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	383
Figur 7-24:	Szenario IV Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	384
Figur 7-25:	Szenario IV Trend, Variante D Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	384
Figur 7-26:	Szenario IV Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	388

Figur 7-27:	Szenario IV Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	389
Figur 7-28:	Szenario IV Trend, Variante E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	389
Figur 7-29:	Szenario IV Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	393
Figur 7-30:	Szenario IV Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	394
Figur 7-31:	Szenario IV Trend, Variante D&E Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	394
Figur 7-32:	Szenario IV Trend, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh/a	398
Figur 7-33:	Szenario IV, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh/a	399
Figur 7-34:	Szenario IV, Variante G Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a	399
Figur 7-35:	Szenario IV Trend, Variante A Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	403
Figur 7-36:	Szenario IV Trend, Variante C Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	404
Figur 7-37:	Szenario IV Trend, Variante D Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	404
Figur 7-38:	Szenario IV Trend, Variante E Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	405
Figur 7-39:	Szenario IV Trend, Variante D&E Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	406
Figur 7-40:	Szenario IV Trend, Variante G Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW _{el}	406
Figur 7-41:	Szenario IV Trend, Variante A Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	407

Figur 7-42:	Szenario IV Trend, Variante C Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	408
Figur 7-43:	Szenario IV Trend, Variante D Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	408
Figur 7-44:	Szenario IV Trend, Variante E Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	409
Figur 7-45:	Szenario IV Trend, Variante D&E V erfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	410
Figur 7-46:	Szenario IV Trend, Variante G Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW _{el}	410
Figur 7-47:	Szenario IV Trend, Variante A CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	415
Figur 7-48:	Szenario IV Trend, Variante C CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	417
Figur 7-49:	Szenario IV Trend, Variante D CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	418
Figur 7-50:	Szenario IV Trend, Variante E CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	420
Figur 7-51:	Szenari IV Trend, Variante D&E CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	421
Figur 7-52:	Szenario IV Trend, Variante G CO ₂ -Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr	423
Figur 7-53:	Szenario IV Trend, Variante A Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	425
Figur 7-54:	Szenario IV Trend, Variante A Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	426
Figur 7-55:	Szenario IV Trend, Variante C Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	428
Figur 7-56:	Szenario IV Trend, Variante C Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	429
Figur 7-57:	Szenario IV Trend, Variante D Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	430
Figur 7-58:	Szenario IV Trend, Variante D Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	431

Figur 7-59:	Szenario IV Trend, Variante E Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	433
Figur 7-60:	Szenario IV Trend, Variante E Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	434
Figur 7-61:	Szenario IV Trend, Variante D&E Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	435
Figur 7-62:	Szenario IV Trend, Variante D&E Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	436
Figur 7-63:	Szenario IV Trend, Variante G Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr	438
Figur 7-64:	Szenario IV Trend, Variante G Durchschnittskosten in Rappen pro kWh _{el} , hydrologisches Jahr	439
Figur 8-1:	Zusammenstellung der Stromgestehungskosten von neuen Kernkraftwerken	452
Figur 8-2:	Relative Zusammenstellung der Stromgestehungskosten von neuen Kernkraftwerken	453
Figur 8-3:	Zusammenstellung der Stromgestehungskosten von neuen Erdgas- Kombikraftwerken	454
Figur 8-4:	Zusammenstellung der Anteile der Stromgestehungskosten von neuen Erdgas-Kombikraftwerken	454
Figur 8-5:	Stromgestehungskosten von Holz-/Erdgas-Kombikraftwerken in 2020	455
Figur 8-6:	Stromgestehungskosten von Erdgas-Kombikraftwerken mit CSS in 2025	456
Figur 8-7:	Stromgestehungskosten von fossil-thermischer Wärme-Kraft-Kopplung	458
Figur 8-8:	Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien	460
Figur 8-9:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh _{el}	461
Figur 8-10:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el}	462
Figur 8-11:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts- nachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh _{el}	463
Figur 8-12:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage, im Referenzfall Winterhalbjahr, in MW _{el}	465

Figur 8-13:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW _{el}	466
Figur 8-14:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW _{el}	467
Figur 8-15:	Erwartete Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen in 2035 in GWh _{el}	472
Figur 8-16:	Erwartete Potenziale der erneuerbaren Energien in 2035 in GWh _{el}	478
Figur 8-17:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el} Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre	501
Figur 8-18:	Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh _{el} Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre	505
Figur 8-19:	Engpässe im schweizerischen Übertragungsnetz	510
Figur 8-20:	Notwendige Importleistungen für die Angebotsvariante G des Szenarios I, in MW _{el}	511
Figur 8-21:	Übersicht über das schweizerische Gasnetz	513
Figur 8-22:	Für die Perspektiven unterstellter Zeitbedarf zur Inbetriebnahme von Kernkraftwerken und Gaskraftwerken	516
Figur 9-1:	Lückenschliessung bei dezentralen und zentralen Varianten, Auslegungszeitpunkte	520
Figur 9-2:	Lückenschliessung bei dezentralen und zentralen Varianten, zeitliche Entwicklung	520
Figur A-1:	Bewilligung- und Bauzeit für ein neues fossil-thermisches Kraftwerk nach Varianten	536
Figur A-2:	Bewilligung- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk nach Varianten	538
Figur A-3:	Entwicklung der Aktivität der radioaktiven Abfälle in der Schweiz	546

Verzeichnis der Abkürzungen, Akronyme und Symbole

%	Prozent
#	Anzahl
\$	US-Dollar
a	annum (lat. Jahr)
ARA	Abwasserreinigungsanlage
ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BE	Brennelemente
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandprodukt
Bq	Becquerel (SI-Einheit der Radioaktivität)
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCS	Carbon Capture and Storage
CEPE	Centre for Energy Policy and Economics
CHF	Schweizer Franken
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
d.h.	das heisst
EBF	Energiebezugsflächen
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane Recovery
ECG	Energy Consulting Group
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EL	extra leicht
EOR	Enhanced Oil Recovery
EPFL	Ecole Polytechnique Fédérale Lausanne
EPR	European Pressurised Water Reactor
ETHZ	Eidgenössische Technische Hochschule Zürich
EU	European Union
EUR	Euro
evtl.	eventuell
g	Gramm
Gast.	Gasturbine
gem.	gemäss
GEMIS	Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme

ggf.	gegebenenfalls
GuD	Gas- und Dampfturbine(-Kraftwerk)
GWH	Grosswasserkraft
GV	Güterverkehr
HAA	hochaktive Abfälle
HH	Haushalte
h	Stunde
H _{EL}	Heizöl extra leicht
i.A.	im Allgemeinen
i.d.R.	in der Regel
IEA	International Energy Agency
inkl.	Inklusive
inv.	Investition
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
i.W.	im Wesentlichen
J	Joule
HAA	Hochaktive Abfälle
k.D.	keine Daten
KKG	Kernkraftwerk Gösgen
KKL	Kernkraftwerk Leibstadt
KKW	Kernkraftwerk
Kap.	Kapitel
km	Kilometer
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
KW	Kraftwerk
KWK	Kleinwasserkraft
KWP	Kraftwerkpark
l	Liter
LKW	Lastkraftwagen
LMA	Langlebige mittelaktive Abfälle
LRV	Luftreinhalteverordnung
LWR	Light Water Reaktor
m ³	Kubikmeter
m.a.W.	mit anderen Worten
max.	maximal
Mio.	Millionen
MIT	Massachusetts Institute of Technology
Mrd.	Milliarde
Nagra	Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle
n.a.	not available (keine Daten)
n.b.	nicht betrachtet
Nm ³	Normkubikmeter
NO _x	Stickoxide
O ₂	Sauerstoff

o.ä.	oder ähnliches
OcCC	Organe consultatif pour le Changement Climatique
Pa	Pascal (SI-Einheit des Drucks)
PM10	Particulate Matter kleiner 10 Mikrometern (Feinstaub)
ppm	parts per million
PSI	Paul Scherrer Institut
PV _{vk}	Personenverkehr
PV	Photovoltaik
Rp.	Rappen
S	Sensitivität
SMA	Schwach und mittelaktive Abfälle
Sz	Szenario
t	Tonne
u.a.	unter anderem
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
USA	United States of America
USD	US-Dollars
US DOE	US-Department of Energy
usw.	und so weiter
UVEK	Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
v.a.	vor allem
Var.	Variante
vgl.	vergleiche
V	Volt
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
VSO	Verband Schweizerischer Öl- und Gasbrennerunternehmen
W	Watt
W _{el}	Watt (elektrische Leistung)
Wh	Wattstunden
W _p	Watt (peak)
WKA	Windkraftanlage
WKP	Windkraftpark
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WLB	Wärmeleistungsbedarf
z.B.	Zum Beispiel
z.T.	zum Teil
ZWILAG	Zwischenlager Würenlingen AG

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Wie könnte sich die Energienachfrage in der Schweiz in den nächsten Dekaden entwickeln und wie kann diese Nachfrage gedeckt werden? Die Energieperspektiven der Schweiz tragen zur Beantwortung dieser Frage bei, indem sie analytische Grundlagen für eine optimierte, mittel- bis längerfristig durchhaltbare energie- und klimapolitische Strategie liefern. Dabei sollen die Ziele nach Möglichkeit quantifiziert werden – wie es im Bereich der Treibhausgase und CO₂-Reduktion bereits standardisiert ist – und der Grad der Zielerreichung soll messbar sein. Da es sich um eine Langfriststrategie handelt, werden auch Massnahmen geprüft, welche den Rahmen der heute geltenden Gesetze sprengen oder bisher nicht im Vordergrund der energiepolitischen Diskussionen standen.

Die Energieperspektiven sind als Szenarienarbeit konzipiert, mit der das gesamte Energiesystem umfassend untersucht wird. Sowohl die Energienachfrage als auch das Energieangebot werden unter verschiedenen Annahmen zu den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie vor dem Hintergrund unterschiedlicher energiepolitischer Strategien, Instrumente und Massnahmen modelliert. Davon ausgehend werden gesamt-wirtschaftliche und ökologische Auswirkungen abgeschätzt. Durch das Aufzeigen energiepolitischer Optionen sollen die Energieperspektiven dazu beitragen, die Energiepolitik mittel- und langfristig zu gestalten. Damit bilden sie eine Entscheidungsgrundlage für Parlament, Bundesrat und Verwaltung.

Bei der Betrachtung von Optionen des Elektrizitätsangebots spielen Fragen der Versorgungssicherheit als Beurteilungskriterium eine wesentliche Rolle. Versorgungssicherheit ist jedoch weder im Bereich der Gesamtenergie noch im Elektrizitätsbereich eindeutig definiert. Grundsätzlich beinhaltet sie Aspekte der zeitlichen und probabilistischen Verfügbarkeit von Arbeit und Leistung und definiert sich ansonsten auch durch die Negation: Welche Versorgungsunsicherheiten können auftreten, und wie sind sie zu vermeiden? Zu den Unsicherheiten gehören Verfügbarkeitsrisiken, Preisrisiken, technische und wirtschaftliche sowie sonstige Verteilungs- und Verwundbarkeitsrisiken sowie – eng mit den Verfügbarkeiten verbunden – Abhängigkeitsrisiken. In einem ersten Schritt wird nach der „einigermassen gesicherten“ Deckung der Nachfrage an elektrischer Arbeit im Mittel des Winterhalbjahres gefragt. Hieraus ergibt sich der Fokus der Definition der „Lücke“. Diese Betrachtung erfüllt seit Jahren in den Perspektivarbeiten die Funktion einer „ersten Näherung“. Mit den Veränderungen im europäischen Energiemarkt verändern sich die Import- und Exportmöglichkeiten, was sich z.B. auf die Eigenschaften von Bezugsverträgen auswirkt. Daher gewinnen Fragen nach der verfügbaren Leistung sowie ihrer Charakteristik (Grundlast, Mittellast, Spitzenlast, Regelbarkeit) zunehmend an Bedeutung. Umgekehrt ergeben sich ggf. für die Schweiz mit ihren Speicher- und Regelungsmöglichkeiten neue Chancen auf dem europäischen Markt für Spitzen- und Regelleistung.

Fragen der Verwundbarkeit spielen insbesondere bei der Diskussion um die Kernkraft eine Rolle und werden im Rahmen der Kernenergieaufsicht regelmässig und institutionalisiert bearbeitet. Diese Fragestellungen werden inzwischen auf andere Grosstechnologien und Infrastruktursysteme ausgedehnt. An dieser Stelle rücken netztopologische Fragen in den Blick – sowohl bezüglich Verwundbarkeiten und Schadensradialen als auch hinsichtlich technischer Stabilität und Übertragungskapazitäten, insbesondere bei verstärktem Handelsverkehr.

Neben dem quantitativen und gut fassbaren Kriterium der ausgeglichenen oder gedeckten Arbeitsbilanzen im Winterhalbjahr bzw. im hydrologischen Jahr wurden sukzessive weitere teils quantitative, teils qualitative Kriterien der Versorgungssicherheit entwickelt, die bei der zusammenfassenden Einschätzung der Technologien und Versorgungsstrategien mit herangezogen werden.

Die zentrale Fragestellung der hier vorliegenden Teilarbeit der Energieperspektiven ist die künftige Deckung der Elektrizitätsnachfrage mit verschiedenen Angebotsoptionen. Wenn von einer angenommenen durchschnittlichen Lebensdauer der Kernkraftwerke in der Schweiz von 50 Jahren bei Beznau I & II und Mühleberg, bzw. 60 Jahren bei Gösgen und Leibstadt, ausgegangen wird, werden bis 2035 die ältesten Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg und bis 2050 alle derzeit installierten Kernkraftkapazitäten stillgelegt. Dies bedeutet, dass die Erzeugungskapazitäten ab dem Jahr 2020 zurückgehen (Stilllegung des KKW Beznau I), wenn keine neuen Kraftwerke zugebaut werden. Unter dieser Bedingung wird die Elektrizitätsnachfrage die Erzeugungsmöglichkeiten etwa ab dem Jahr 2020 übersteigen (ohne Berücksichtigung auslaufender Bezugsrechte), so dass eine hypothetische Stromlücke (im Folgenden Stromlücke genannt) auftritt. Soll diese vermieden werden, müssen neue Kraftwerkskapazitäten errichtet werden. Die Zubauoptionen werden mit dem durch die Prognos AG entwickelten Kraftwerksparkmodell für verschiedene, nachfolgend Angebotsvarianten genannten, Fälle modelliert. Die drohende Stromlücke wird grösser, wenn das Auslaufen bestehender Bezugsrechte innerhalb des Zeithorizonts berücksichtigt wird. Die arbeitsseitige Lücke tritt dann bereits ab 2018 (Winterhalbjahr) auf.

1.2 Aufgabenstellung

Vor dem Hintergrund der genannten Entwicklungen werden in dieser Studie für die Nachfrageszenarien verschiedene Angebotsvarianten zur Deckung der Stromlücke analysiert und in ihren Auswirkungen auf die direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten, die Versorgungssicherheit und die Umwelt bewertet.

Hierzu werden folgende Teilfragen beantwortet:

1. *Wie kann sich das bestehende Elektrizitätsangebot bis 2035/2050 entwickeln?*
2. *Wie entwickelt sich die Elektrizitätsnachfrage bis 2035/2050?*
 - a) *Im Szenario I*
 - b) *Im Szenario II*
 - c) *Im Zielszenario III*
 - d) *Im Zielszenario IV*
3. *Welche realistischen Varianten gibt es in den vier Nachfrage- und Politikszenerarien, die entstehende Stromlücke zu schliessen?*
4. *Welche Auswirkungen haben die verschiedenen Deckungsvarianten auf*
 - a) *die Struktur der Elektrizitätserzeugung?*
 - b) *die direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten?*
 - c) *die Versorgungssicherheit (Leistung, Import)?*
 - d) *die Umwelt?*

Diese Teilfragen bestimmen die Grundzüge der Berichtsstruktur.

Zu den Nachfrageszenarien wurden mehrere Sensitivitätsanalysen erarbeitet, welche in den einzelnen Kapiteln angedeutet werden. Die Hauptresultate der Angebotsseite beschränken sich auf die vier grundlegenden Nachfrageszenarien mit den Rahmenbedingungen „Trend“. Für ausgewählte Nachfragesensitivitäten wurden zur Illustration Angebotsvarianten gerechnet, die zeigen, wie sich die Stromlücke schliessen lässt.

Zusätzlich wird der Ausstieg aus der Kernenergie (Betriebsdauer der Kernkraftwerke 40 Jahre) sowie eine Verlängerung der Laufzeiten der schweizerischen Kernkraftwerke (60 Jahre Betriebsdauer) analysiert. Hierdurch verschiebt sich die Stromlücke.

1.3 Abgrenzungen der Untersuchung

Die vorliegende Studie zeigt die zukünftigen Möglichkeiten der Stromversorgung der Schweiz. Es sind Entwürfe, wie der Kraftwerkspark der Schweiz in 2035 aussehen könnte. Die Szenarien und Varianten werden unter bestimmten Annahmen erarbeitet. Sie zeigen die Auswirkungen bestimmter Massnahmen oder was benötigt wird, um bestimmte Ziele zu erreichen (Zielszenarien).

Der Fokus dieser Studie liegt auf dem Kraftwerkspark der Schweiz (Erzeugung). Die Elektrizitätsnachfrage folgt aus den Modellergebnissen der Sektoren (siehe Band 2), und wird in dieser Studie nur kurz betrachtet. Netzfragen werden nur qualitativ betrachtet. Aussagen über Netzengpässe, -ausbauten und deren Kosten sind komplex und kontrovers. Für quantitative Aussagen fehlen die notwendigen Daten.

Die bestehenden Energieinfrastrukturen werden i.W. als weiter bestehend angenommen. Das heisst, dass neue, grossräumige Fernwärmenetze oder die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft (mit Brennstoffzellen bei der Energieanwendung) nicht vorgesehen sind. Diese sind in den nächsten Dekaden nicht zu erwarten, da hier noch erhebliche technische und wirtschaftliche Grenzen zu überwinden sind.

Die Annahmen gehen von kontinuierlichen Entwicklungen aus. Es werden keine disrupten Änderungen unterstellt. Krisenszenarien werden nicht untersucht.

Zudem werden z.B. für die Kostenkomponenten der einzelnen Technologien durchschnittliche Kraftwerkstypen an durchschnittlichen Standorten angenommen, auch wenn diese erhebliche Bandbreiten aufweisen können. Wo möglich, sind verschiedene Typen und Leistungsklassen aufgezeigt, um die erhebliche Bandbreite zu markieren. Im Vergleich zum alten Modell wurden eine Vielzahl an Technologien und -klassen hinzugefügt.

Die wirtschaftliche Berechnung erfolgt auf Basis der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten. Diese umfassen die der Gesamtwirtschaft entstehenden Kosten in Form einer verstärkten oder verringerten Inanspruchnahme realer Ressourcen (im Wesentlichen Investitionen und Brennstoffeinsätze). Steuern und Subventionen werden nicht berücksichtigt, da sie aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive „nur“ eine Umverteilung bewirken. Die

so ermittelten Kosten(differenzen) zeigen an, ob und in welchem Umfang die einzelnen Szenarien und Varianten für die Schweiz mit direkten Kosten verbunden sind.¹

Die einzelwirtschaftlichen Entscheidungen über Kraftwerksinvestitionen orientieren sich nicht an den jeweiligen gesamtwirtschaftlichen Kosten. Vielmehr sind für sie die Preise z.B. für Kraftwerkskapazitäten, Brennstoffe und Strom einschliesslich der jeweiligen Steuern und Subventionen relevant. Deshalb kann der Staat durch gezielte Steuern und Subventionen die Preise beeinflussen und so Verhaltensanreize für Investoren setzen. Die Betrachtung der Kosten auf einzelwirtschaftlicher Ebene führt zu anderen Ergebnissen als die gesamtwirtschaftliche Perspektive. Sie lässt aber keine Schlüsse darüber zu, was bestimmte Investitionen für die Schweiz als Ganzes bedeuten.

Bei der Ermittlung der Schadstoffemissionen, wie CO₂, werden die direkten Emissionen der Erzeugungstechnologien berechnet. Eine ganzheitliche Kettenbetrachtung (Lebenszyklusanalyse) ist nicht vorgenommen worden. Dies ist konsistent mit der Systemgrenze Schweiz, die vor allem für die Vergleichbarkeit mit den Energie-, Elektrizitäts- und CO₂-Statistiken benötigt wird.

1.4 Struktur des Berichtes

In Kapitel 2 wird zunächst das methodische Vorgehen der Studie beschrieben. In Kapitel 3 werden die wichtigsten Entwicklungen des bestehenden Elektrizitätsangebotes (d.h. ohne Zubau neuer Kraftwerke) bis 2035/2050 dargestellt. Die möglichen Optionen zur Deckung der in der Zukunft entstehenden Stromlücke in den einzelnen Szenarien werden in den Kapiteln 4 bis 7 analysiert und durchgerechnet. Kapitel 8 zeigt den Vergleich der Nachfrageszenarien und Angebotsvarianten. Schlussendlich werden in Kapitel 9 die Schlussfolgerungen gezogen.

¹ Die direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten unterscheiden sich von den volkswirtschaftlichen Kosten. Zu diesen zählen unter anderem die Kosten in Folge von Anpassungsfriktionen (Arbeitsplatzverluste, Produktivitätseinbussen, Preiseffekte).

2 Methodisches Vorgehen

2.1 Allgemeines

Der Zeithorizont der Perspektiven reicht für die Hauptszenarien bis 2035. Das Jahr 1990 ist das Referenzjahr für die Betrachtung der CO₂-Emissionszu-/abnahme gemäss CO₂-Gesetz. Am Anfang des Projektes war vorgesehen, in einer nächsten Phase eine Vision bis 2050 abzubilden. Derzeit ist unklar, ob und mit welchem quantitativen Aufwand diese Phase durchgeführt werden wird. Der gesamte Zeithorizont der Modellierung läuft jedoch entsprechend der ursprünglichen Vorgaben von 1990 bis 2050. Der Schwerpunkt der Ergebnisse liegt auf der Periode 1990 bis 2035. Wo möglich, werden die Analysen in diesem Bericht bis zum Jahr 2050 ausgeweitet.

Die Perspektivarbeiten werden quantitativ und modellgestützt durchgeführt. Hierbei werden für die Modellierung der Nachfrage und des Elektrizitätsangebots Bottom-up-Modelle verwendet. Bei diesen Modellen werden Nachfrage und Angebot in möglichst disaggregierten Einzelprozessen abgebildet, bei denen Mengenkomponenten und spezifische Komponenten miteinander und mit Rahmenentwicklungen in Beziehung gesetzt werden. Die Modelle bieten zahlreiche explizite Eingriffsmöglichkeiten, mit deren Hilfe energiepolitische und andere Instrumente abgebildet und in ihrer Wirkung quantitativ eingeschätzt werden können.

Für die Analyse der Angebotsseite wird ein Kraftwerksparkmodell genutzt, das den aktuellen und künftigen Bestand an Erzeugungsanlagen nach Technologien und Energieträgerklassen differenziert abbilden kann. Die Kraftwerkstypen sind in einer Datenbank hinterlegt und werden je nach den in den Varianten gesetzten Prioritäten eingesetzt.

Die Ergebnisse der Modellierung werden in Zeitreihen (Jahresschritte) nach

- Arbeit
- Leistung
- Technologietypen
- Energieträgereinsatz
- Lastcharakteristika

aufbereitet.

Auf Basis dieser Ergebnisse werden Emissionen und direkte gesamtwirtschaftliche Kosten zusammengestellt und interpretiert.

2.1.1 Untersuchungsablauf

Die Analyse und Bewertung des zukünftigen Elektrizitätsangebots setzt sich aus sechs Untersuchungsschritten zusammen:

1. Analyse des bestehenden Stromangebots

Der erste Teil der Analyse beinhaltet die Abbildung des Stromangebots von 1990 bis 2003 (ex-post). Nach der ex-post-Analyse wird die Entwicklung der Stromerzeugung des bestehenden Kraftwerksparks nach verschiedenen Technologiegruppen (Wasserkraft, Kernkraft, fossil-thermische Kraftwerke, Wärme-Kraft-Kopplung, erneuerbare Energien) ohne Zubau neuer Anlagen bis zum Jahr 2050 ermittelt.

2. Analyse der Stromnachfrage

Auf Basis von ex-post-Daten und politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden verschiedene Nachfrageszenarien bis 2035 (ex-ante) mit Teilergebnissen für die Stromnachfrage nach den Sektoren Industrie, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr ermittelt. Für die quantitative Analyse werden sektorale Bottom-up-Modelle verwendet, die von verschiedenen Büros bearbeitet werden. Diese Analyse wird in den Arbeitsberichten über die Szenarien der Energienachfrage sowie abschliessend im Synthesebericht (Band 1 und 2) dokumentiert; die wichtigsten Ergebnisse werden in dieser Studie referiert.

3. Gegenüberstellen von Angebot und Nachfrage: Bestimmung der Stromangebotslücke

In diesem Schritt wird das Angebot des bestehenden und „abalternden“ Kraftwerksparks der Schweiz der Nachfrage, welche in den Schritten 1 und 2 ermittelt wurden, gegenübergestellt. Hieraus entstehen Aussagen über das zeitliche Auftreten und die Grösse einer Stromlücke.

4. Variante(n) zur Deckung der Lücke und Potenziale der verfügbaren Technologien

Strategien zur Schliessung der Stromangebotslücken können grundsätzlich sowohl nachfrageseitige als auch angebotsseitige Massnahmen beinhalten. In diesem Schritt werden die Varianten auf der Angebotsseite und die Potenziale zur Deckung der Lücke analysiert. Die Potenziale sind abhängig vom jeweiligen Szenario und der jeweiligen Variante.

5. Darstellung der Modellrechnung und Ergebnisse

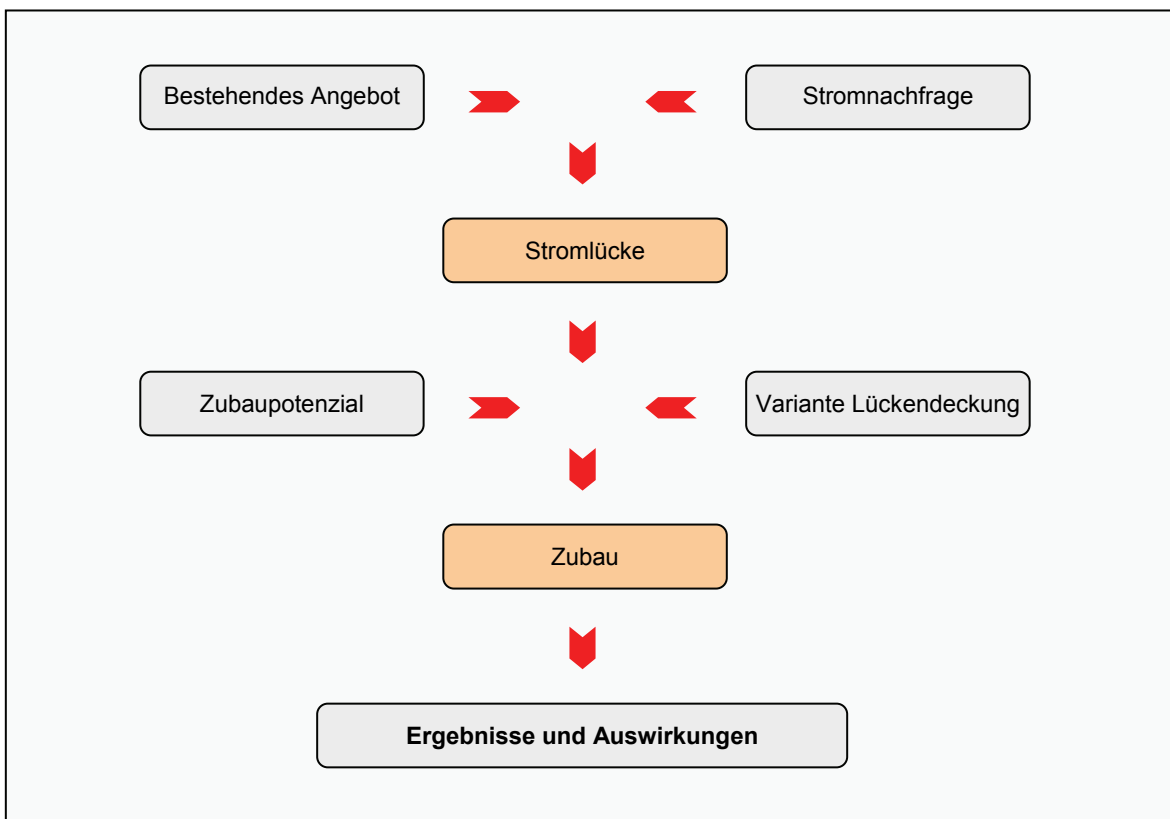
In diesem Schritt werden die energiespezifischen Ergebnisse der Modellrechnungen (Deckung der Lücke) dargestellt. Für die verschiedenen Varianten werden die zeitlichen Entwicklungen von Arbeit und Leistung bis 2035 jeweils für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr nach Technologiegruppen oder Energieträgern tabellarisch und grafisch dargestellt.

6. Analyse der Auswirkungen auf Wirtschaft, Versorgungssicherheit und Umwelt

Aus den Modellergebnissen werden im letzten Schritt gesamtwirtschaftliche, versorgungssicherheitsrelevante (Leistung, Importe) und ökologische Auswirkungen abgeleitet und Schlussfolgerungen gezogen.

Diese Schritte werden zum Teil parallel bearbeitet. Figur 2-1 stellt den entsprechenden Ablauf dar.

Figur 2-1: Untersuchungsablauf der Elektrizitätsperspektiven



Prognos 2006

2.1.2 Abgrenzungen

Die in der Studie verwendeten Daten beruhen auf heutigen Informationen. Statistische Daten wurden bis 2003 erfasst. Soweit Daten für die Jahre 2004 und 2005 zur Verfügung standen, wurden sie berücksichtigt. Die Daten mussten z.T. unter bestimmten Annahmen ermittelt werden, da sie nicht immer in der erforderlichen Abgrenzung und Detaillierung vorlagen. Hinweise darauf finden sich bei der Beschreibung der einzelnen Technologien. Die Modelldaten für einzelne Technologien können von den statistischen Daten leicht abweichen. In den Summen stimmen die ex-post-Daten jedoch mit den statistischen Daten (witterungsbereinigt) überein. Zu berücksichtigen ist, dass im Modell in einigen Fällen mit Durchschnittswerten für Technologien gearbeitet werden muss.

Grundsätzlich wird von einer kontinuierlichen Entwicklung des Umfeldes und der Rahmenbedingungen ohne krisenhafte Störungen und Brüche ausgegangen (keine Krisenszenarien).

Alle Kostenangaben sind real in CHF 2003. Falls keine Angaben über den Bezugszeitpunkt der Kostendaten vorlagen, wurde das Jahr der Veröffentlichung des jeweiligen Berichtes verwendet. Durch Veränderungen von Wechselkursen und die oben genannten Unvollständigkeiten können sich Bandbreiten ergeben.

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wird von einem gesamtwirtschaftlichen Ansatz ausgegangen. Dies bedeutet, dass

- mit einem Realzinssatz von 2.5 Prozent gerechnet wird,
- der Abschreibungszeitraum gleich der technischen Lebensdauer der Anlage ist.

Es wird keine betriebswirtschaftliche Betrachtung vorgenommen (keine Produktion am goldenen Ende). Ein Vergleich der Kostendaten verschiedener Quellen mit den hier angegebenen Daten sollte deswegen mit einiger Vorsicht geschehen, wenn die den jeweiligen Aussagen zugrunde liegenden Annahmen nicht bekannt sind.

Die externen Kosten werden ausschliesslich durch CO₂-Kosten abgebildet. Andere externe Kosten (und Nutzen) werden nicht in die Berechnungen einbezogen. Für weitere Informationen zu externen Kosten wird auf Band 3 verwiesen.

Es wird keine monetäre Bewertung des bestehenden Kraftwerksparks vorgenommen. Vielmehr werden die Kosten unterschiedlicher Zubauoptionen gezeigt.

In Bezug auf die Stromimporte und -exporte werden in dieser Studie die langfristig vertraglich fixierten Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen betrachtet. Nicht betrachtet werden diejenigen Stromimporte und -exporte, die jahreszeitliche Schwankungen der Stromerzeugung und -nachfrage ausgleichen.

2.1.3 Sensitivitätsanalysen

Die Ergebnisse hängen wesentlich davon ab, welche Annahmen für die einzelnen Parameter und Rahmenbedingungen gesetzt werden. Unter den Parametern gibt es solche, die von heute aus gesehen vergleichsweise sicher sind bzw. deren Variation die Ergebnisse nicht nachhaltig beeinflussen. Daneben gibt es Parameter und Stellgrössen, die unsicher und umstritten sind und/oder für die Ergebnisse grosse Bedeutung haben.

Um die Robustheit der Szenarien gegenüber Veränderungen der Rahmenparameter zu überprüfen und somit eine Einschätzung über „starke“ und „schwache“ Parameter zu entwickeln, werden bei Szenarienarbeiten i.A. Sensitivitäten zu Grundszenarien betrachtet. Im vorliegenden Fall der aktuellen Energieperspektiven werden für das Wirtschaftswachstum und die Energiepreise die Rahmenbedingungen innerhalb eines als ebenfalls wahrscheinlich betrachteten Korridors variiert. Die Sensitivität „Preise Hoch“ ist insbesondere nach dem Rohölpreisanstieg seit Oktober 2004 in den Fokus gerückt.

Eine im Rahmen des Klimawandels realistisch erscheinende Veränderung der lokalen klimatischen Bedingungen (wärmere Winter, wärmere Sommer mit längeren Hitzeperioden, Häufung von extremeren Klimaereignissen) wirkt sich sowohl auf die Nachfrage (Heizenergiebedarf und Kühlungsbedarf) als auch das Elektrizitätsangebot (durch veränderte Wasserabflussverhältnisse, grösserflächige Verdunstung, weniger Niederschlag, Veränderungen bei der Schneespeicherung, Gletscherschmelze, Kühlkapazitäten) aus.

Eine „politische“ Sensitivität im Angebotsbereich ist eine Stilllegung der Kernkraftwerke nach 40 Jahren Betriebsdauer. Parallel dazu wird eine Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre der Kernkraftwerke Beznau I und II sowie Mühleberg untersucht.

2.2 Beschreibung des Elektrizitätsmodells

2.2.1 Modellaufbau

Das Modell bildet den Kraftwerkspark der Schweiz bis zum Jahr 2050 ab. Es wird eingesetzt, um Optionen zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage für verschiedene Nachfrageszenarien und Angebotsvarianten zu analysieren und zu bewerten.

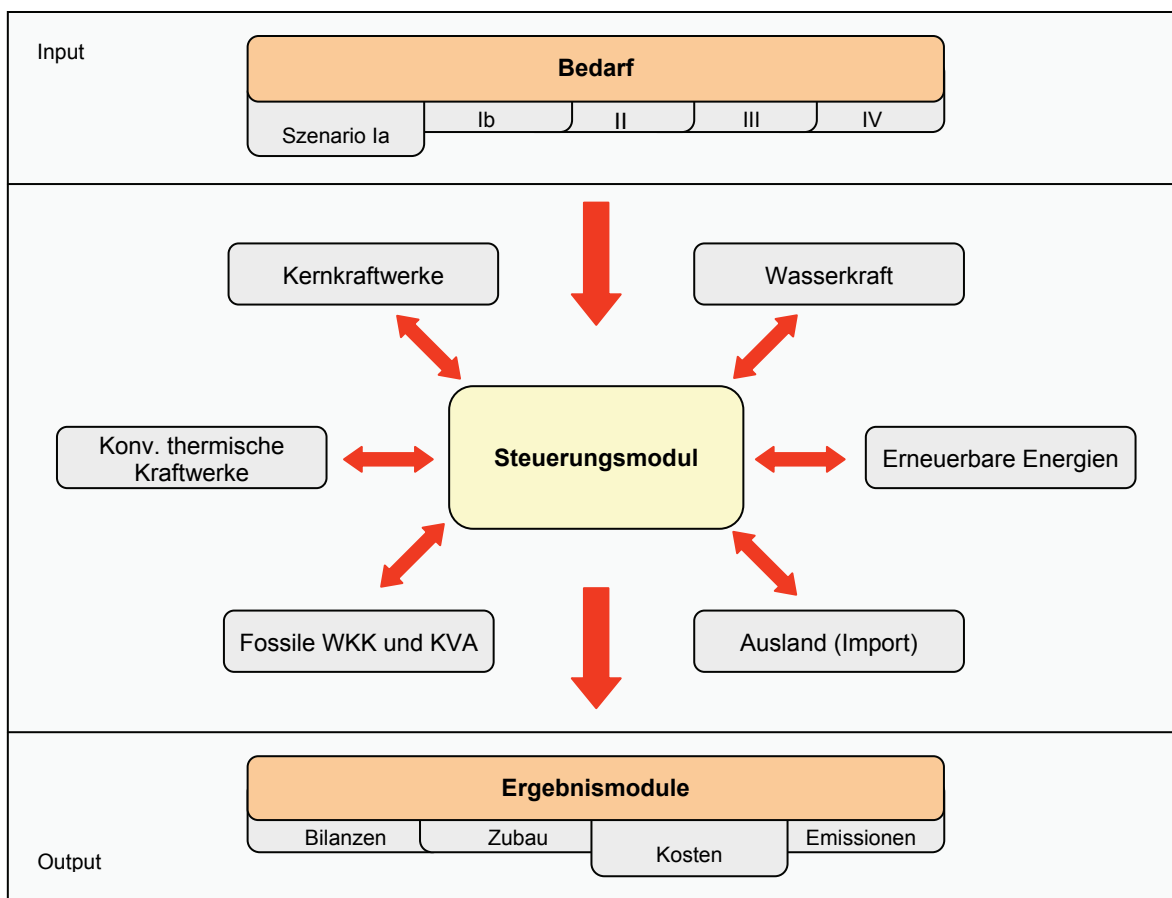
Die zentrale exogene Grösse im Kraftwerksparkmodell stellt die Elektrizitätsnachfrage (siehe z.B. Kapitel 4.3.8) gemäss den verschiedenen Szenarien dar, mit der das Angebot zur Deckung gebracht werden muss. Aufgrund der besonderen Bedeutung der Wasserkraft für die schweizerische Elektrizitätsversorgung ist eine jahreszeitliche Differenzierung der Kalenderjahre in Sommer- und Winterhalbjahr angezeigt. Alle Berechnungen zur Deckung der Nachfrage werden in erster Linie, wegen der höheren Nachfrage und dem geringeren Angebot der Wasserkraft, auf die jeweiligen Winterhalbjahre (1. Oktober bis zum 31. März) ausgerichtet. Die Ausrichtung auf Kalenderjahre oder Sommerhalbjahre (1. April bis zum 30. September) ist ebenfalls möglich. Als Basisjahr dient in der vorliegenden Version des Modells das hydrologische Jahr 2002/2003 bzw. das Kalenderjahr 2003. Der Prognosehorizont reicht für die Perspektiven bis zum Jahr 2035. Dieser wird in Jahresritten, beginnend mit dem Jahr 2004, dargestellt.

Das Modell ist nach funktionalen und technischen Kriterien in Technikmodule aufgeteilt, die durch ein Steuerungsmodul interaktiv miteinander verknüpft sind (siehe Figur 2-2). Im Steuerungsmodul wird die Stromnachfrage dem Angebot gegenübergestellt und der notwendige Zubau an Kraftwerkskapazitäten für die verschiedenen Szenarien bestimmt. Der notwendige Zubau wird an die Teilmodule

- Wasserkraft,
- Kernkraft,
- Zentrale Fossil-thermische Kraftwerke,
- Fossile Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) und Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA),
- Gekoppelte und ungekoppelte erneuerbare Energien (Sonne, Wind, Biomasse und Geothermie),
- Import

übergeben, die ihrerseits jeweils die gesamte Kraftwerksgruppe aggregiert abbilden und nach den verschiedenen Technologien differenziert sind. Innerhalb der Technologie-module werden die Erzeugungspotenziale der einzelnen Technologien (bei Wasserkraft z.B. Laufkraftwerke, Speicherkraftwerke, Kleinwasserkraft) nach dem Vintage-Ansatz, also nach Jahrgängen getrennt, abgebildet. Grundsätzlich wird dabei unterstellt, dass die Anlagen ihre Anfangseigenschaften über die Lebensdauer beibehalten und die Irreversibilität des investierten Sachkapitals gegeben ist. Das heisst, es wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke nicht vor Ablauf ihrer technischen Lebensdauer die Produktion einstellen.

Figur 2-2: **Modellaufbau**



Prognos 2007

Die grundlegende Funktionsweise des Modells besteht darin, dass das jeweilige Erzeugungspotenzial und die Zubaupotenziale der einzelnen Technologien aus den Teilmodulen an das Steuerungsmodul übergeben und mit der Nachfrage verglichen werden. Tritt eine Stromlücke auf, werden die Zubaupotenziale so weit ausgeschöpft, dass die Lücke geschlossen wird. Dabei stehen in den einzelnen Szenarien verschiedene Angebotsvarianten zur Auswahl, mit deren Hilfe die Ausschöpfung des Zubaupotenzials gesteuert wird. Der Zubau der einzelnen Technologien wird anschliessend an die Teilmodule zurückgegeben. Dort werden die Endergebnisse, die Elektrizitätsbilanzen, die Gestehungs- und Grenzkosten, die Emissionen sowie der Zubau (absolut in Arbeit und Leistung) berechnet und in der Ergebnisdarstellung aggregiert ausgegeben.

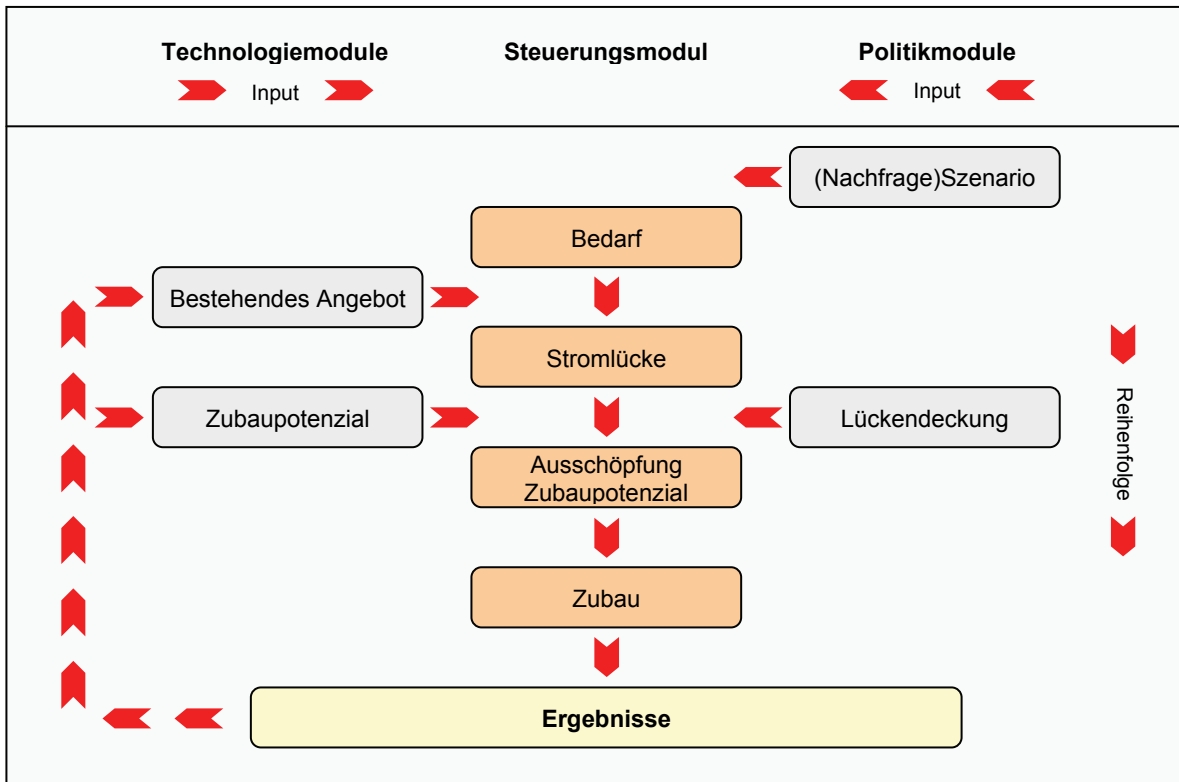
Unabhängig von der auftretenden Lücke werden einige Technologien, wie erneuerbare Energien und fossile Wärme-Kraft-Kopplung in den Szenarien autonom zugebaut. Dahinter stehen Annahmen über die Energiepolitik sowie über Investitionsentscheidungen von Einzelakteuren.

Da Wasserkraft nicht als eine eigene Strategie zur Deckung der Lücke analysiert wird – die Zubaupotenziale reichen hierfür nicht aus – wird Wasserkraft in allen Szenarien und Varianten autonom zugebaut.

Hiermit bilden die Zubauten der Kernkraftwerke, der fossil-thermischen Grosskraftwerke und der Importe die freien Parameter des Modells. Unterstellt wird, dass die Potenziale

vorhanden sind. Ob der Zubau tatsächlich umgesetzt werden kann, wird in Kapitel 9 analysiert.

Figur 2-3: **Verbindungen zwischen den Teilmodulen und dem Steuerungsmodul (Jahresprozess)**



Prognos 2006

In Figur 2-3 sind die Verbindungen zwischen den Technologiemodulen und dem Steuerungsmodul schematisch dargestellt. Aus den Technologiemodulen wird neben dem bestehenden Angebot im Jahr t_i das Zubaupotenzial im Jahr t_i an das Steuerungsmodul übergeben. In dieser Modelleinheit wird für das gewählte Nachfrageszenario und die gewählte Angebotsvariante die Ausschöpfung des Zubaupotenzials im Jahr t_i berechnet und an die Technologiemodule zurückgegeben. Abschliessend werden alle Teilergebnisse in den verschiedenen Ergebnismodulen für das Jahr t_i zusammengefasst. Diese Ergebnisse werden in den Berechnungen für das Jahr t_{i+1} berücksichtigt. Dieser Prozess läuft bis zum Ende des Betrachtungshorizonts.

2.2.2 Kosten

Die Berechnung der Stromerzeugungskosten erfolgt in den Technologiemodulen im Anschluss an die Bestimmung der mittleren Erzeugung (Beschaffung). Dabei wird zwischen folgenden Kostenkomponenten unterschieden:

- Betriebskosten (fix und variabel),
- Brennstoffkosten,
- Kapitalkosten.

Durch den Vintage-Ansatz ist es möglich, den Betrieb jedes Kraftwerks eines jeden Kraftwerkstyps sozusagen vom Zeitpunkt seiner Inbetriebnahme, genauer gesagt, seines Baubeginns, bis zum Ende seiner Betriebszeit (bzw. Stilllegung) zu verfolgen. Dadurch lassen sich Verschiebungen in der Kostenstruktur des Kraftwerksparks 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 Kraftwerkspark eines Typs jedoch enthalten diese Fixkosten im Zuge der Bestandsentwicklung (Stilllegung, Ersatzbau bzw. Zubau neuer Kraftwerke) ein dynamisches Element, wenn sich die (realen) Investitionskosten im Zeitverlauf verändern. Bei Kraftwerken mit einem hohem Anteil der Kapitalkosten kann dies durch die Verschiebungen der Altersstruktur von wesentlicher Bedeutung für die Entwicklung der durchschnittlichen Stromerzeugungskosten sein. Für die einzelnen Technologien und Kostenkomponenten werden z.T. unterschiedliche Realpreisentwicklungen unterstellt.

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 produzierten Arbeit bzw. der Auslastung der Anlage. Diese Kosten werden deshalb als spezifische Kosten je kW installierte Leistung definiert. Zusammen mit den Brennstoffkosten bilden die Hilfs- und Betriebsstoffe die variablen Kostenbestandteile, die von der Stromerzeugung abhängig sind, also in Rp./kWh angegeben werden.

Bei der Behandlung der Brennstoffkosten werden die Brennstoffpreisentwicklungen, die den Perspektivarbeiten zugrunde liegen, in die Technologiemodule übernommen und durch Division mit den technologiespezifischen Wirkungsgraden auf die Stromproduktion bezogen. Bei den fossilen Brennstoffen Öl und Gas können die Energiepreise direkt eingesetzt werden, während der Brennstoffeinsatz in Kernkraftwerken eine Reihe von Besonderheiten aufweist. So müssen bei den Brennstoffkosten nicht nur die Bereitstellungskosten, sondern auch die Entsorgungskosten berücksichtigt werden. Die Brennstoffpreise wurden in einer gesonderten Analyse ermittelt und decken den gesamten Brennstoffzyklus ab.

Die Ermittlung der Kapitalkosten geht von den Investitionskosten aus, die in Abhängigkeit von der installierten Kraftwerksleistung angegeben werden. Aus diesem Grund wird in den Technologiemodulen z.T. rekursiv über die Volllaststunden die installierte Leistung der bestehenden und neuen Anlagen bestimmt. Die gesamten Investitionskosten lassen sich unterscheiden in

- spezifische Anlagekosten ($\text{CHF/kW}_{\text{el}}$) zum Planungs- bzw. Baubeginn,
- die Finanzierungskosten während der Bauzeit.

Ausgegangen wird vom Zeitpunkt der Planung bzw. des Baubeginns, die beide, vom Inbetriebnahmejahr aus gerechnet, determiniert sind. Während der Bauzeit werden in der Regel Vorauszahlungen geleistet, die Finanzierungskosten verursachen. Im Modell wird unterstellt, dass die Anlagekosten in jährlich gleichbleibenden Raten vorfinanziert werden. Mit längerer Bauzeit steigen die Finanzierungskosten, die Kapitalkosten beinhalten also

auch die Bauzinsen. Als realer Zinssatz wird den Berechnungen gegenwärtig ein Wert von 2.5 Prozent zugrunde gelegt, der von einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung ausgeht.

Durch dieses Vorgehen lassen sich alle bis zur Inbetriebnahme des Kraftwerks aufgelaufenen Investitionskosten berechnen. 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 die Anschaffungskosten der Investition bezogen. Die betriebswirtschaftliche Abschreibungsdauer liegt in der Regel weit aus niedriger als die technische Betriebsdauer und beinhaltet einen höheren Zinssatz. Da dem Kraftwerksparkmodell eine gesamtwirtschaftliche Analyse zugrunde liegt, wird die Abschreibungsdauer grundsätzlich mit der technischen Betriebsdauer gleichgesetzt. Damit wird eine Produktion am „goldenen Ende“ ausgeschlossen.²

Für die Kostenkomponenten der einzelnen Technologien werden durchschnittliche Kraftwerkstypen an durchschnittlichen Standorten angenommen, auch wenn diese in der Realität erhebliche Bandbreiten aufweisen können. Die Kosten für die Stromverteilung finden keine Berücksichtigung. Dementsprechend werden beispielsweise die Zusatzkosten, die – in Abhängigkeit von der angestrebten Versorgungssicherheit – mit der möglicherweise notwendigen Erweiterung der Übertragungskapazitäten für höhere Stromimporte verbunden sind, nur qualitativ betrachtet.

Ausgehend von den spezifischen Kostendaten werden die Jahreskosten der Technologien bestimmt und durch Division mit der Erzeugung in Durchschnittskosten der Stromerzeugung (je kWh) umgerechnet. Im Aggregationsmodul „Gesamt“ werden die Durchschnittskosten der einzelnen Technologien zusammengestellt und gewichtete Durchschnittskosten der jeweiligen Kraftwerksgruppe ermittelt. Die Ermittlung der Grenzerzeugungskosten verläuft analog, nur dass jeweils die Kosten je Kilowattstunde von neuen Kraftwerken für jedes Jahr bestimmt werden. Da bei den Grenzkosten keine Gewichtung vorgenommen werden kann, können diese nicht für die jeweiligen Kraftwerksgruppen aggregiert werden. Allerdings werden die Durchschnittskosten der neuen Kraftwerke im Aggregationsmodul für die jeweilige Kraftwerksgruppe bestimmt.

Die Gesamtkosten über den Zeitraum bis 2035 werden diskontiert dargestellt. Das bedeutet, dass in der Zukunft entstehende Kosten, z.B. für Investitionen, ein geringeres Gewicht enthalten als heute anfallende Kosten.³

2.2.3 Emissionen

Berechnet werden die direkten Emissionen der einzelnen Erzeugungstechnologien. Eine ganzheitliche (Ketten-)Betrachtung (Lebenszyklusanalyse) wurde nicht vorgenommen.

² Ein Vergleich der Stromgestehungskostendaten verschiedener Quellen mit den in diesem Bericht angegebenen Daten sollte mit einiger Vorsicht vorgenommen werden, wenn die zugrundeliegenden Annahmen nicht im Detail bekannt sind.

³ Für eine zukünftig zu tätige Investition müsste heute nur ein geringerer als der Investitionsbetrag zurückgelegt werden, da sich der Betrag verzinst.

2.2.3.1 CO₂-Emissionen

Die fossilen Energieverbräuche werden nach Energieträgern differenziert und mit Hilfe der energieträgerspezifischen CO₂-Faktoren (Kohlenstoffgehalt eines Energieträgers) in (brutto-) CO₂-Emissionen umgerechnet. Tabelle 2-1 zeigt die unterstellten CO₂-Faktoren der für den Kraftwerksbereich relevanten Brennstoffe.

Tabelle 2-1: **CO₂-Faktoren der Brennstoffe in g/GJ_{input}**

Brennstoff	CO ₂ -Faktor in g/GJ _{input}
Heizöl schwer	77
Heizöl leicht	74
Erdgas	55
Biomasse	0
Müll	0

Quelle: BAFU

Bei den Berechnungen werden die CO₂-Emissionen der WKK-Anlagen besonders behandelt. Mit der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme wird Wärme, die ansonsten bei getrennter Wärmeerzeugung in konventionellen Anlagen erzeugt werden müsste, ersetzt. Die CO₂-Emissionen, die durch den Brennstoffverbrauch bei getrennter Erzeugung auf der Wärmeseite entstehen würden, können somit vermieden und von den gesamten CO₂-Emissionen der WKK-Anlagen abgezogen werden. Im Modell erfolgt dies in Form von Wärmegutschriften. Für die Ermittlung der Gutschriften werden die für die Haushalte, Dienstleistungen und Industrie geltenden Relationen der Brennstoffverbräuche zwischen Mineralölen und Erdgas mit jeweiligen durchschnittlichen Nutzungsgraden bewertet und mit der substituierten Wärmeerzeugung multipliziert. Unter Berücksichtigung dieser Wärme-Gutschriften ergeben sich die inländischen (Netto-) Emissionen.

Tabelle 2-2 zeigt beispielhaft die beiden Methoden der Verteilung von CO₂-Emissionen durch WKK-Anlagen auf Strom und Wärme. Die Methode mit Wärmegutschriften führt zu anderen Ergebnissen als mit Stromgutschriften. In der einen Methode schneidet Wärme besser ab als Strom, in der anderen Methode Strom besser als Wärme.

Tabelle 2-2: CO₂-Emissionen mit Wärme- oder Stromgutschrift (Beispiel)

Nr.	Bezeichnung	Einheit	a) gekoppelt			b) ungekoppelt	
			WKK-Anlage			Kessel	GuD
			Gesamt	davon Wärme	davon Elektrizität	Wärme	Elektrizität
1	Wirkungsgrad	%	90	60	30	90	58
2	Output	MWh	900	600	300	600	300
3=2/1	Input (Primärenergie)	MWh	1'000			667	517
4	Input (Primärenergie) Gesamt	MWh	1'000			1'184	
5= 4b-4a	Primärenergie-Einsparung durch WKK	MWh	184				
6	CO ₂ -Emissionen	Tonne	198			132	102
7	CO ₂ -Emissionen Gesamt	Tonne	198			234	
8= 7b-7a	CO ₂ -Einsparung durch WKK	Tonne	36				
9	CO ₂ -Emissionen WKK Strom mit Wärmegutschrift	Tonne	198 - 132 = 66				
10	CO ₂ -Emissionen WKK Wärme mit Stromgutschrift	Tonne	198 - 102 = 96				

Prognos 2006

Die im Ausland entstehenden CO₂-Emissionen, die aus den Stromimporten resultieren, werden in Übereinstimmung mit der Kyoto-Vereinbarung mit Null bewertet. Eine Bewertung anhand des durchschnittlichen CO₂-Faktors der UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) wird nicht vorgenommen. Die Systemgrenze ist hiermit die Schweiz.

2.2.3.2 NO_x- und Staubemissionen

Die NO_x- und Staubemissionen sind im Gegensatz zu den CO₂-Emissionen nicht direkt aus dem Einsatz der Energieträger und dem Wirkungsgrad der Technologie abzuleiten. Eine Ermittlung der Emissionswerte über spezifische Emissionsfaktoren ist damit nicht möglich. Die Höhe der NO_x- und Staubemissionen ist neben dem eingesetzten Brennstoff auch von der eingesetzten Verbrennungstechnik und möglichen integrierten Emissionsreduktionskomponenten abhängig.

Emissionswerte werden entweder auf den Abluftvolumenstrom bezogen (z.B.: mg NO_x / Nm³ Abluft) oder auf eine Energiemenge, meist den Brennstoffinput (z.B. mg NO_x / kWh). Werden Emissionswerte auf den Abluftvolumenstrom bezogen, so muss der zugehörige Sauerstoffgehalt im Abgas bekannt sein. Je höher der Sauerstoffgehalt im Abgas, desto mehr Luft nimmt nicht an der Verbrennung teil und wirkt verdünnend auf die Schadstoffkonzentration im Abgas. Der Gehalt des Sauerstoffs im Abgas ist technologie- und brennstoffabhängig.

Zur Bestimmung der absoluten Emissionen werden die Grenzwerte und Emissionswerte gemäss der VDI 4660 Blatt 2 berechnet (VDI, 2003).

Die Grenzwerte für die NO_x- und Staubemissionen sind der Luftreinhalteverordnung (Schweizerischer Bundesrat, 2003) entnommen.

Für die betrachteten Technologien lassen sich bis zum Jahr 2005/2006 auf Grundlage bestehender Anlagen relativ genaue Emissionswerte ermitteln. Zur Abschätzung zukünftiger Emissionswerte wurden Prognosewerte des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) und aus der Datenbasis von Gemis (Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme, Institut für angewandte Ökologie e.V, 2005) sowie Expertenangaben herangezogen.

Bei der gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion mit WKK-Anlagen gibt es verschiedene Möglichkeiten, die NO_x- und Staubemissionen den erzeugten Produkten zuzuordnen. Die Zuordnung erfolgt analog der Aufteilung der CO₂-Emissionen bei WKK-Anlagen.

2.2.4 Nuklearabfälle

Die Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (Nagra) hat im September 2006 ein Faktblatt über die zu erwartenden radioaktiven Abfallmengen der bestehenden Kernkraftwerke mit einer Lebensdauer von 50 Jahren herausgegeben.

In diesem Faktblatt wurden die Abfallmengen nach Radioaktivität (schwach- und mittelaktive, langlebige mittelaktive und hochaktive) unterteilt. Dieses Blatt dient als wesentlicher Input für die Berechnung der radioaktiven Abfallmengen in den einzelnen Szenarien und Angebotsvarianten.

Die schwach- und mittelaktiven Abfälle fallen beim Betrieb der Kernkraftwerke, bei der Stilllegung, bei der Zwischenlagerung in Würenlingen (Zwilag) und bei der Wiederaufbereitung an, darüber hinaus in der Medizin, der Industrie und der Forschung. Die hochaktiven Abfälle bilden die abgebrannten Brennstoffelemente und die verglasten Spaltproduktlösungen aus der Wiederaufbereitung von abgebrannten Brennelementen. Bei der Wiederaufbereitung verbrauchter Brennelemente entstehen auch langlebige mittelaktive Abfälle, diese werden durch die Nagra dem geologischen Tiefenlager für hochaktive Abfälle zugeordnet (Nagra, 2006).

Die Rohabfälle werden in den Kernkraftwerken oder am Zwilag konditioniert, d.h. in eine stabile Form gebracht (Nagra, 2006), wobei das Volumen reduziert wird. Zur Endlagerung müssen die Abfälle verpackt werden und benötigen damit mehr Volumen.

Da in den Perspektiven im Referenzfall mit einer technischen Lebensdauer von 50 Jahren für die Kernkraftwerke Beznau I & II sowie Mühleberg, und 60 Jahren für die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt gerechnet wird, mussten die Angaben der Nagra angepasst werden. Auch für die Sensitivitäten KKW 40 Jahre und KKW 60 Jahre wurden die Mengen berechnet. Das gleiche gilt für die Menge radioaktiver Abfälle beim Neubau eines Kernkraftwerks des Typs EPR. Bei neuen Kernkraftwerken wurde ein etwas höherer Abbrand der Brennelemente sowie ein höherer Wirkungsgrad unterstellt. Der Einsatz wiederaufbereiteter Brennelemente wurde ausgeschlossen.

Tabelle 2-3: **Prognose für die Volumina schwach- und mittelaktiver Abfälle, langlebige mittelaktive und hochaktive Abfälle der schweizerischen Kernkraftwerke**

	SMA (m ³)		LMA (m ³)		HAA/BE (m ³)	
	Konditio- niert	Verpackt	Konditio- niert	Verpackt	Nackt	Verpackt
KKW 50 Jahre (Quelle: Nagra)	38'470	56'800	650	1'850	1'270	7'500
KKW 50/60 Jahre (Referenz Perspekt.)	39'483	59'754	698	1'898	1'448	8'523
KKW 40 Jahre	36'918	52'274	577	1'777	997	5'933
KKW 60 Jahre	40'022	61'326	723	1'923	1'543	9'067
Neues KKW (EPR)	11'135	22'065	176	176	658	3'776

SMA: Schwach und mittelaktive Abfälle

Prognos 2006

LMA: Langlebige mittelaktive Abfälle

HAA/BE: Hochaktive Abfälle und verbrauchte Brennelemente

2.3 Varianten zur Deckung der Lücke

Für die Energieperspektiven mit dem Zeithorizont bis 2035 werden aus der Vielzahl der Möglichkeiten, die Stromlücke zu schliessen, sieben (Haupt)Varianten betrachtet (A-G). Diese werden durch die neun langfristigen Möglichkeiten bis 2050 (Varianten R-Z) geprägt bzw. bestimmt. Daraus ergeben sich elf verschiedene Pfade zur Deckung der Angebotslücke, die die vorerst als notwendig zu betrachtenden Varianten aufzeichnen und sich wesentlich voneinander unterscheiden, um die Differenzen deutlich zeigen zu können. In der Figur 2-4 sind die Varianten schematisch dargestellt.

Die sieben **Angebotsvarianten** im Jahre 2035 (BFE, 2005b):

A Nuklear: Die Kernkraftwerke an den Standorten Beznau und Mühleberg werden durch ein neues KKW der Generation III/III+ ersetzt. Da das neue Kernkraftwerk erst 2030 in Betrieb genommen werden kann (siehe auch Anhang E), werden in der dazwischen liegenden Periode auftretende Lücken durch Importe gedeckt. Somit kann diese Variante auch als „neue Importe und Nuklear“ bezeichnet werden.

B Fossil zentral und Nuklear: Diese Variante sieht die kombinierte Nutzung von zentralen fossil-thermischen Kraftwerken und Kernkraftwerken vor. Bis zur Inbetriebnahme eines KKW's ab 2030 werden Erdgas-Kombikraftwerke zugebaut. Da diese eine Lebensdauer von 30 Jahren haben, bleiben sie auch nach der Inbetriebnahme des KKW's im Park (möglich wäre es zudem, einen kleinen (Rest)Teil der Lücke mit Importen zu decken).

C Fossil zentral: Die Stromlücke wird nur mit zentralen Erdgas-Kombikraftwerken gedeckt. Durch die relativ kurze Planungs- und Bauzeit (siehe Anhang D), ist die Inbetriebnahme eines Kombikraftwerks beim Auftreten der Stromlücke möglich.

D Fossil dezentral: Kernenergie und auslaufende Bezugsverträge werden durch dezentrale fossil-thermische Anlagen ersetzt.

E Erneuerbare Energien (EE): Die Stromlücke wird durch erneuerbare Energien gedeckt. Dabei kommen gekoppelte (Wärme und Strom) und ungekoppelte (nur Strom) Anlagen zum Einsatz.

F Veränderte Laufzeit KKW: Es wird eine auf 40 Jahre verkürzte Laufzeit der Kernkraftwerke unterstellt. Es wird untersucht, wie die Stromlücke v.a. durch erneuerbare Energien geschlossen werden kann. Als Alternative wird auch eine Verlängerung der Laufzeiten der Anlagen Beznau und Mühleberg auf 60 Jahre untersucht.

G Import: Die Stromlücke wird mit Importen (Beteiligungen, Langfristverträge, Spotmarkt) gefüllt.

Auf diesen Varianten A bis G bauen die folgenden Angebotsvarianten mit dem Horizont 2050 auf (BFE, 2005b):

AR Nuklear → Nuklear: Nach 2035 werden vermehrt Kernkraftwerke zugebaut. Je nach (szenarienabhängiger) Technologieentwicklung kommen als Ersatz für die KKW Gösgen und KKW Leibstadt ggf. Kernkraftwerke der Generation IV in Frage.

AS Nuklear → EE: Als Ersatz für die KKW Gösgen (in 2039) und Leibstadt (in 2044) werden erneuerbare Energien eingesetzt, die durch den Neubau von Kernkraftwerken vor 2035 erst nach 2035 in verstärktem Mass eingesetzt werden. Die zugebauten Kernkraftwerke laufen aber über 2050 hinaus und bilden deshalb weiterhin einen Teil des Mixes.

BT Nuklear/Fossil zentral → Nuklear: Vor der Inbetriebnahme von KKW ab 2030 werden vorübergehend zentrale fossil-thermische Kraftwerke eingesetzt.

CT Fossil zentral → Nuklear: Wie bei der Variante BT haben die fossil-thermischen Kraftwerke einen Übergangscharakter. Neue KKW (Generation III/III+ oder IV, je nach Szenario) ersetzen die KKW Gösgen und Leibstadt.

CU Fossil zentral → Fossil zentral: Auch nach 2035 wird weiterhin auf zentral fossil-thermische Kraftwerke gesetzt. Stillgelegte Kernkraftwerke werden nicht durch neue ersetzt. Je nach Szenario könnten die zentralen thermischen Kraftwerke als Holzgas/Erdgas-Kraftwerk ausgestattet werden.

CV Fossil zentral → EE: Die fossil-thermischen Kraftwerke haben Übergangscharakter. In der Periode 2035 bis 2050 wird die Stromlücke durch erneuerbare Energien gedeckt. Ein Teil der zugebauten fossil-thermischen Kraftwerke läuft über 2050 hinaus und bildet einen Teil des Kraftwerksmixes.

DW Fossil dezentral → Fossil dezentral: Die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme durch Anlagen wird vermehrt eingesetzt, sowohl in der Periode vor 2035 als auch danach.

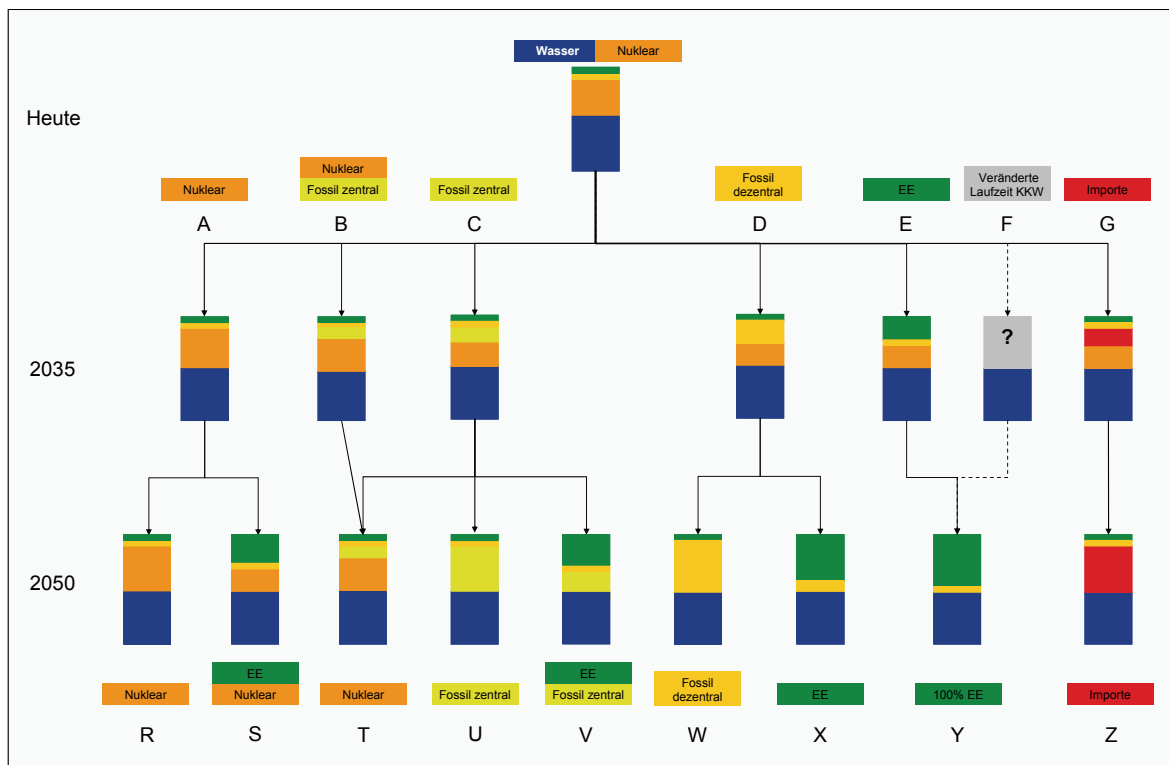
DX Fossil dezentral → EE: Zuerst wird die Stromlücke grösstenteils durch technologisch erprobte fossile WKK-Anlagen gedeckt. Hierdurch müssen teure und noch nicht erprobte erneuerbare Energien nicht gleich forciert eingesetzt werden, können sich weiterentwickeln und dann in einem späteren Stadium zum Einsatz kommen. Ein Teil der dezentralen fossil-thermischen Kraftwerke hat über 2035 hinausgehende Laufzeiten.

EY EE → 100 Prozent EE: Die stillgelegten KKW (Gösgen und Leibstadt) werden vollständig durch erneuerbare Energien ersetzt.

FY Veränderte Laufzeit KKW (→ 100 Prozent EE): Der Pfad F wird auch nach 2035 weiter verfolgt. Es wird eine auf 40 Jahre verkürzte Laufzeit der Kernkraftwerke unterstellt. Es wird untersucht, wie die Stromlücke v.a. durch erneuerbare Energien geschlossen werden kann. Als Alternative wird auch eine Verlängerung der Laufzeiten der Anlagen Beznau und Mühlenberg auf 60 Jahre untersucht.

GZ Importe → Importe: Auslaufende Bezugsrechte und stillgelegte KKW werden durch Importe ersetzt, wenn möglich in Form von Beteiligungen, Langfristverträgen oder über den Spotmarkt. In dieser Variante spielen die Produktionsart der Importe, die Kosten (im Vergleich zum Inland) und die Implikationen (Netz, Umwelt, Versorgungssicherheit) eine wichtige Rolle.

Figur 2-4: Übersicht der Angebotsvarianten



Quelle: BFE, 2005b, eigene Darstellung

Neben diesen Eckvarianten sind unter verschiedenen Optimalitätskriterien Mischungen möglich.

Aus Konsistenzgründen ist es nicht sinnvoll, für alle Nachfrageszenarien alle Angebotsvarianten durchzuspielen (ohne massive Veränderung der Energiepolitik sind beispielsweise Var. D und E nicht denkbar und kommen daher für die Szenarien I und II nicht in Betracht). Im jeweiligen Nachfrageszenario wird die Wahl der analysierten Angebotsvarianten begründet.

2.4 Kosten und Rahmenbedingungen der Technologien

2.4.1 Definitionen der Kostenkomponenten

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten werden, wie im Abschnitt 2.2.2 erwähnt, folgende Kostenkomponenten unterschieden:

- Kapitalkosten (Investitionskosten, Projektkosten),
- Betriebskosten (fix und variabel),
- Brennstoffkosten.

Die gesamten Kapitalkosten lassen sich unterscheiden in spezifische Anlagenkosten (CHF/kW_{el}) zum Planungs- bzw. Baubeginn, die Finanzierungskosten während der Bauzeit und andere zusätzliche Kosten wie z.B. Planungskosten und Bewilligungskosten, sowie die Nachrüstungskosten bei Kernkraftwerken.

Die fixen Betriebskosten beinhalten Wartung und Instandhaltung, Personalkosten, Versicherungskosten und sind von der installierten Leistung abhängig. Die variablen Betriebskosten beinhalten vor allem Hilfs- und Betriebsstoffe, welche von der erzeugten Strommenge abhängig sind. Zusammen mit den Brennstoffkosten bilden die Hilfs- und Betriebsstoffe die variablen Kostenbestandteile, die in Rp./kWh angegeben werden.

Die Brennstoffkosten sind bei den einzelnen Technologien nicht angegeben. Sie hängen vor allem von den jeweiligen Energiepreisszenarien ab und wurden separat ermittelt (siehe Band 1 und 2). In Kapitel 2.4.9 sind die Ergebnisse zusammengefasst.

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Kostenkomponenten für alle im Modell vorhandenen Technologien beschrieben. Dies erfolgt nach Technologiegruppen. Die Kostenkomponenten stammen grösstenteils aus den im Auftrag des BFE durchgeführten Assessments über Kraftwerkstechnologien. An dieser Stelle wird vor allem auf Abweichungen und Ergänzungen zu diesen Assessments eingegangen. Deshalb werden einige Technologien ausführlicher beschrieben als andere.

2.4.2 Wasserkraftwerke

Bei den Wasserkraftanlagen wird eine Trennung zwischen Laufwasserkraft- und (Pump-)Speicherwerken vorgenommen, wobei die Laufwasserkraft zudem in Klein- (<10 MW_{el}) und Grosswasserkraft (>10 MW_{el}) unterteilt wird.

Anders als bei anderen Technologien wird bei der Wasserkraft zwischen Kostenangaben bei Umbauten und Neubauten unterschieden, da im Modell das bestehende Angebot nicht abaltert und aus dem Bestand fällt.

Die derzeit bestehenden Anlagen werden nicht monetär bewertet.

Das aufgeführten Kostenelement „Wasserzins“ ist eine öffentliche Abgabe für die mit einer Konzession eingeräumte Sondernutzung an einem öffentlichen Gewässer (Electrowatt-

Ekono, 2004). Bemessungsgrundlage für den Wasserzins ist die mittlere mechanische Bruttoleistung (in kW). Die Abgabe beträgt maximal 80 CHF pro kW_{el}. Umgerechnet auf die mittlere Belastung der Wasserkraft beträgt der Wasserzins rund 1.1 Rp./kWh_{el} (Electrowatt-Ekono, 2004; Econcept & Consentec, 2004)

2.4.2.1 Laufwasserkraftwerke

Die Kosten sind standortspezifisch und weisen grosse Bandbreiten auf. Die vorliegenden Kostenangaben beruhen auf den Potenzialen im unteren Kostenbereich. Für detailliertere Daten wird auf die im Auftrag des BFE erstellten Studien von Electrowatt-Ekono (2004) und PSI (2005a) verwiesen.

Im Modell wird aus Gründen der Datenverfügbarkeit nicht zwischen Niederdruck- und Hochdrucklaufwerken unterschieden. Da die Kostenangaben von Electrowatt-Ekono (2004), welche eine Grundlage für die Perspektivarbeiten bilden, eine solche Differenzierung ausweisen, wurde eine Abschätzung für die Gesamtklasse „Laufwasserkraft über 10 MW_{el}“ anhand dieser Kostenangaben vorgenommen.

Die Kostendaten der Kleinwasserkraft (<10 MW_{el}) beruhen auf Angaben vom PSI (2005b, 2006) und eigenen Schätzungen.

Tabelle 2-4: **Kostendaten Kleinwasserkraftwerke I – Neubauten**
(< 1 MW_{el}, < 4'700 h/a)

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	10'000	9'500	9'300	9'200	PSI, 2005b; Schätzungen Prognos
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	200	190	186	184	2% der Inv. Kosten, PSI, 2005b; Schätzungen Prognos
Wasserzins (CHF/kWh _{el})	11	11	11	11	

Prognos 2006

Tabelle 2-5: **Kostendaten Kleinwasserkraftwerke II – Neubauten**
(< 10 MW_{el}, < 4'700 h/a)

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	7'000	6'300	6'050	5'930	Schätzungen PSI, 2005b, Prognos 2006
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	105	95	91	89	1.5% der Inv. Kosten, PSI, 2005b, Schätzungen Prognos
Wasserzins (CHF/kWh _{el})	11	11	11	11	

Prognos 2006

Tabelle 2-6: **Kostendaten Laufwasserkraftwerke – Umbauten**
(> 10 MW_{el}, 4'185 - 4'635 h/a)

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Umbaukosten (CHF/kW _{el})	5'000	5'000	5'000	5'000	nach Electrowatt-Ekono, 2004, Schätzungen Prognos

Prognos 2006

Tabelle 2-7: **Kostendaten Laufwasserkraftwerke – Neubauten (> 10 MW_{el}, 4'185 - 4'635 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	5'690	5'690	5'690	5'690	nach Electrowatt-Ekono, 2004, Schätzungen Prognos
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	41	41	41	41	nach Electrowatt-Ekono, 2004, Schätzungen Prognos
Wasserzins (CHF/kWh _{el})	11	11	11	11	nach Electrowatt-Ekono, 2004

Prognos 2006

2.4.2.2 Speicherkraftwerke – Umbauten

Bei den bestehenden Speicherkraftwerken bestehen Ausbaupotenziale durch Erhöhung der Staumauern. Die Kosten sind in Tabelle 2-8 dargestellt.

Tabelle 2-8: **Kostendaten Speicherkraftwerke – Umbauten (2'200 - 2'700 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Umbaukosten (CHF/kW _{el})	3'100	3'100	3'100	3'100	nach Electrowatt-Ekono, 2004, Schätzungen Prognos

Prognos 2006

Neue Speicherkraftwerke weisen Investitionskosten von ca. 6'300 CHF pro installiertem Kilowatt auf (Tabelle 2-9). Durch die geringere Zahl der Vollbenutzungsstunden wirkt sich die Investition auf die Stromgestehungskosten aus, obwohl die Betriebskosten gering sind.

Tabelle 2-9: **Kostendaten Speicherkraftwerke – Neubauten (2'200 - 2'700 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	6'339	6'339	6'339	6'339	nach Electrowatt-Ekono, 2004, Schätzungen Prognos
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	17	17	17	17	nach Electrowatt-Ekono, 2004, Schätzungen Prognos
Wasserzins (CHF/kWh _{el})	11	11	11	11	nach Electrowatt-Ekono, 2004

Prognos 2006

2.4.2.3 Pumpspeicherkraftwerke – Umbauten

Die geplanten Pumpspeicherwerke und Umwälzwerke Emosson, Linth-Limmern und Grimsel sind im Wesentlichen keine Neubauten, sondern werden Teil eines bestehenden Systems. Die Kosten dieser Projekte betragen damit nur einen Bruchteil der Kosten, welche für Neubauten anfallen.

Die unterstellten Kosten sind in Tabelle 2-10 dargestellt.

Tabelle 2-10: **Kostendaten Pumpspeicherkraftwerke – Umbauten (2'000 - 2'500 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	1'500	1'500	1'500	1'500	nach Electrowatt-Ekono, 2004, Schätzungen Prognos
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	20	20	20	20	nach Electrowatt-Ekono, 2004, Schätzungen Prognos
Wasserzins (CHF/kWh _{el})	11	11	11	11	nach Electrowatt-Ekono, 2004, Schätzungen Prognos

Prognos 2006

2.4.3 Kernkraftwerke

In den 50er Jahren wurden die ersten Prototypreaktoren realisiert, die sogenannten GEN (eration) I-Typen. Ab Mitte der 60er Jahre kamen die kommerziellen GEN II-Typen auf den Markt, inzwischen sind die fortgeschrittenen Reaktoren der Generation III Standard. Neben der verbesserten Sicherheit weisen diese Reaktortypen eine verbesserte Brennstoffausnutzung und damit erhöhte Wirkungsgrade auf.

In Europa wird für neue Kernkraftwerke, als GEN III-Reaktor, auf den deutsch-französischen European Pressurised Water Reactor (EPR) gesetzt. Der EPR ist der Nachfolger des französischen Reaktors N4 und des deutschen Konvoityps. In Finnland hat der Bau eines EPR bereits begonnen und in Frankreich ist ein Entscheid für den Bau eines weiteren Reaktors gefallen (PSI, 2005a). Damit ist der EPR nach Ansicht des PSI (2005a) ein potenzieller Reaktortyp für den Einsatz in der Schweiz nach 2020 - 2025. Bis dahin dürften genügend Erfahrungen mit dem EPR aus Finnland (ab 2009) und später auch aus Frankreich vorliegen, so dass dann von einem betriebserfahrenen System ausgegangen werden kann.

Die Baukosten für den ersten EPR in Finnland betragen 3'000 CHF/kW_{el}, wobei diese Anlage (durch günstige Finanzierungsbedingungen) subventioniert wird. Die im Auftrag des BFE erarbeitete Studie vom PSI (2005a) gibt für die Baukosten eines EPR 2'400 CHF/kW_{el} (bei einem Zinssatz von fünf Prozent) und 2'600 CHF/kW_{el} (bei einem Zinssatz von acht Prozent) an. Das PSI bezieht sich auf Kostenangaben für Frankreich (Serienproduktion). Ähnliche Kosten werden in IEA (2005) abgebildet. Die IEA gibt eine weltweite Bandbreite für die Kosten von 1'373 - 2'510 USD/kW_{el} (1'850 - 3'385 CHF/kW_{el}) an, für die Schweiz werden Investitionskosten von 1'882 USD/kW_{el} (2'540 CHF/kW_{el}) genannt. In der MIT-Studie (2003) „The Future of Nuclear Power“ werden Investitionskosten von 2'000 USD/kW_{el} (3'125 CHF/kW_{el}) angenommen. Die Studie enthält zudem eine Literaturübersicht verschiedener Quellen, welche Investitionskosten von 1'000 bis max. 2'500 USD/kW_{el} ausweisen (1'550 - 3'900 CHF/kW_{el}). Die MIT-Studie ist jedoch nicht Schweiz-spezifisch ausgelegt, ausserdem spielt der unterstellte Dollarkurs eine relativ grosse Rolle für die Umrechnung der Angaben in CHF. Im Artikel von Kaiser (2005) werden mit 2'900 USD/kW_{el} (für schlüsselfertige Kraftwerke) im Vergleich zu den anderen Literaturangaben die höchsten Investitionskosten genannt. In Preisen von 2005 würde dies 3'600 CHF/kW_{el} entsprechen. Es ist jedoch nicht klar, ob die Angaben von Kaiser auch die Kosten für Stilllegung und/oder Nachrüstung beinhalten. Für die weiteren Arbeiten wird davon ausgegangen, dass die Investitionskosten (ohne Kosten für Stilllegung und Nachrüstung) zwischen 2'500 und 3'500 CHF/kW_{el} liegen.

Für die Stilllegungskosten, also die Kosten für die Demontage eines Kraftwerks, werden ca. 500 CHF/kW_{el} angesetzt.⁴ Die Stilllegungskosten für die fünf schweizerischen Kernkraftwerke sowie das zentrale Zwischenlager in Würenlingen belaufen sich nach aktuellen Kostenstudien auf knapp 1.9 Mrd. CHF (Preisbasis 1.1.2001) (Stilllegungsfonds für Kernanlagen, 2005). Das entspricht 590 CHF/kW_{el}. Gemäss PSI (2005b) betragen die Stilllegungskosten 2 bis 3 Prozent der Stromerzeugungskosten, was CHF 0.8 - 1.6 CHF/MWh_{el} entspricht. Umgerechnet auf die Investitionen würden das 375 bis 750 CHF/kW_{el} bedeuten. In den Energieperspektiven von 1996 wurde mit Stilllegungskosten von 540 CHF/kW_{el} gerechnet (Prognos, 1996). Das entspricht auch den Angaben der MIT-Studie aus dem Jahr 2003 (350 USD₂₀₀₂/kW_{el}).

Die Höhe der fixen Betriebskosten eines schweizerischen Kernkraftwerks werden in der IEA-Studie (2005) auf 72 CHF/kW_{el}/a geschätzt. Die weltweite Bandbreite liegt zwischen 46.1 bis 108 USD/kW_{el}/a (62 bis 145 CHF/kW_{el}/a). Das PSI unterstellt für die fixen Kosten in Abhängigkeit vom Zinssatz 8 bis 10 CHF/MWh; dies entspricht umgerechnet 61 bis 76 CHF/kW_{el}/a bei 7'600 h/a. Damit liegen die Kosten in der gleichen Grössenordnung wie die Angaben der IEA. Andere internationale Studien zeigen ähnliche oder leicht höhere Angaben. So ermittelt das MIT (2003) jährliche Betriebskosten von umgerechnet ca. 120 CHF/kW_{el} (63 USD/kW_{el}/a plus 0.047 USD cent/kWh_{el}). Zudem geht das MIT als einzige Quelle von einem Anstieg der Betriebskosten von 1 Prozent pro Jahr aus. Auch The Royal Academy of Engineering (RAE, 2004) veranschlagt auf Basis einer Literaturanalyse höhere Betriebskosten als IEA und PSI. Sie liegen in dieser Studie bei 41 £/kW/a (O&M), das entspricht etwa 93 CHF/kW_{el}/a. Die Angaben in den Studien von MIT und The Royal Academy of Engineering wurden aber nicht nach Ländern differenziert.

Kernkraftwerke operieren im Grundlastbereich und laufen im Normalbetrieb das ganze Jahr. Die durchschnittliche Laufzeit aller 5 KKW in der Schweiz für die Zeitspanne 1996 - 2004 betrug knapp über 7'800 Volllaststunden pro Jahr. Leibstadt weist für die Zeitspanne 1985 - 2004 eine Auslastung von über 7'800 Stunden pro Jahr, Gösgen für den Zeitraum 1989 - 2004 sogar einen Durchschnitt von über 8'000 Stunden aus (KKL, 2005; KKG, 2001 - 2004). Die Auslastung neuer Anlagen könnte nach Inbetriebnahme (Anlaufprobleme) und gegen Ende der Lebensdauer (Revisionsbedarf) unter 7'800 h/a liegen. Als durchschnittliche Auslastung über die Lebensdauer werden deshalb 7'600 h/a unterstellt. Die Auslastung neuer KKW im Winter- und im Sommerhalbjahr wurde anhand des entsprechenden Winter-/Sommerverhältnisses bestehender Anlagen festgelegt, bei denen es im Mittel 99/75 beträgt. Das heisst, dass im Winter die Anlage im Durchschnitt zu 99 Prozent, im Sommer zu 75 Prozent ausgelastet ist. In Verbindung mit der jahresdurchschnittlichen Auslastung von 7'600 h ergeben sich damit im Winterhalbjahr 4'324 Volllaststunden, im Sommer sind es 3'276 Volllaststunden.

Die Nachrüstungskosten, die während der 60-jährigen Lebensdauer anfallen, umfassen Nachrüstungen am nuklearen Teil, laufende sicherheitsbedingte Nachrüstungen und Nachrüstungen am thermischen Teil (z.B. Ersatz der Turbine mit einer Lebensdauer von 30 - 40 Jahren). Diese Kosten werden in der Literatur nicht immer erwähnt und häufig nicht quantifiziert.

Die Kosten der Nachrüstungen der schweizerischen KKW wurden in der Vergangenheit

⁴ Die Stilllegungskosten werden manchmal in den Investitionskosten erfasst, manchmal werden sie separat ausgewiesen oder gar nicht berücksichtigt (unklare Definition der Begriffe).

mit ca. 750 CHF/kW_{el} angesetzt (Prognos, 1996). Aus dem Bericht „20 Jahre Kernkraftwerk Leibstadt“ des KKL (2005) folgt, dass in Leibstadt in den Betriebsjahren 1984 bis 2004 ca. 300 Mio. CHF zusätzlich investiert wurden, was umgerechnet ca. 250 CHF/kW_{el} bedeutet. In den Angaben der IEA (2005) werden Nachrüstungskosten nicht explizit genannt. Sie können jedoch aus den Stromgestehungskosten abgeleitet werden und betragen bei einer Abschreibung über 60 Jahre 250 CHF/kW_{el}.

In Prognos 2001 („Strom ohne Atom“) wurde für die Nachrüstungskosten auf die Studie „Volkswirtschaftliche Auswirkungen eines Ausstiegs der Schweiz aus der Kernenergie“ (Pfaffenberger, 2000) sowie eine Studie des Öko-Instituts und des Wuppertal-Instituts (2000) verwiesen. Bei Pfaffenberger werden für die Verlängerung der Betriebsdauer der beiden Blöcke Gösgen und Leibstadt von 50 auf 60 Jahre zusätzliche Investitionen von 600 Mio. CHF angesetzt, was ca. 300 CHF/kW_{el} entspricht. In der Prognos-Studie (2001) wurden Kosten in Höhe von 500 CHF/kW_{el} für die spezifischen Nachrüstungskosten angesetzt, wobei von einer Verlängerung der Betriebsdauer von 40 auf 50 Jahre bzw. von 50 auf 60 Jahre ausgegangen wurde (Prognos, 2001).

Eine allgemeine Aussage zur Höhe der Nachrüstungskosten ist schwierig zu treffen, da diese stark vom jeweiligen Zustand der einzelnen Kraftwerke abhängen. Für die Modellrechnungen werden für eine grosse „nukleare“ Nachrüstung, für eine „thermische“ Nachrüstung und für laufende sicherheitsbedingte Nachrüstungen jeweils 250 CHF/kW_{el} unterstellt.

Die im Modell verwendeten Kosten (ausser Brennstoffkosten) neuer Kernkraftwerke (plus Bandbreiten) sind in Tabelle 2-11 zusammengestellt. An dieser Stelle soll aber nochmals darauf hingewiesen werden, dass hierzu in der Literatur grosse Bandbreiten zu finden sind. Für die Sensitivitätsanalyse der Kosten eines Kernkraftwerks wird auf Exkurs 10 in Band 4 verwiesen.

Geht man davon aus, dass die Entscheidung für den Bau eines neuen Kernkraftwerks nicht vor 2008 fällt, die Planungsdauer (inkl. Bewilligungen) ca. 10 - 15 Jahre und die Bauzeit 5 Jahre beträgt, ist, gemäss BFE (2006b), die Inbetriebnahme eines Kernkraftwerks frühestens für das Jahr 2025 zu erwarten, realistischer für 2030. Eine Schätzung der derzeitigen Kosten (Jahr 2005) wurde daher nicht vorgenommen.

Tabelle 2-11: **Kostenannahmen Kernkraftwerke – Generation III/III+ (1'600 MW_{el}, 7'600 h/a)**

	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el}) (Kraftwerk)	3'000 (2'500 -3'500)	3'000 (2'500-3'500)	3'000 (2'500-3'500)	anhand PSI, 2005a; IEA, 2005; Kaiser, 2005; Eigene Schätzungen
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	72 (50-120)	72 (50-120)	72 (50-120)	anhand PSI, 2005a; IEA, 2005; Prognos, 1996/2001
Stilllegung (CHF/kW _{el})	500 (300-1'000)	500 (300-1'000)	500 (300-1'000)	Anhand Prognos, 1996/2001
Nachrüstungskosten (CHF/kW _{el})	750 (250-1'250)	750 (250-1'250)	750 (250-1'250)	Prognos, 2001; EWI, 2005; Eigene Schätzungen
Winter-Sommervverhältnis (in Verfügbarkeit ausgedrückt)	99/75	99/75	99/75	anhand Anzahl Vollaststunden und Verhältnis alter KKW sowie Prognos, 2001

Prognos 2006

2.4.4 Fossil-thermische Stromerzeuger

Zu den konventionellen thermischen Stromerzeugern werden hier Kohle-Dampfkraftwerke, Erdgas-Kombikraftwerke und ölgefeuerte Kraftwerke gerechnet.

Braunkohlekraftwerke werden aufgrund wirtschaftlicher Bedingungen stets in der Nähe von Braunkohlevorkommen errichtet. Zudem ist ihr Betrieb mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen verbunden. Aus beiden Gründen ist diese Technologie für die derzeit nahezu CO₂-frei stromerzeugende Schweiz keine realistische Option. Steinkohlekraftwerke werden oft fern der Brennstofflagerstätten betrieben, allerdings müsste in der Schweiz die erforderliche Steinkohlenlogistik aufgebaut werden. Gegen Steinkohlenkraftwerke sprechen zudem die hier ebenfalls vergleichsweise hohen spezifischen CO₂-Emissionen (ca. 735 g CO₂/kWh_{el}). Einzelne Steinkohlekraftwerke in der Schweiz werden jedoch nicht ausgeschlossen. Rein ölgefeuerte Kraftwerke gibt es in Europa nur vereinzelt, sie werden in dieser Studie nicht betrachtet. Der Einsatz von Heizöl im Kraftwerksbereich beschränkt sich hier auf die Back-up-Funktion für Erdgas-Kombikraftwerke.

2.4.4.1 Erdgas-Kombikraftwerke

Konventionelle thermische Stromerzeuger, welche für die Schweiz in Frage kommen, sind vor allem Gaskombikraftwerke. Diese Technologie verfügt über einen hohen elektrischen Wirkungsgrad (derzeit ca. 58 Prozent), eine grosse Zuverlässigkeit, hohe betriebliche Flexibilität und weist zudem niedrige spezifische Investitionskosten auf (Prognos, 2005d; Kaiser, 2005). Ausserdem ist die Bauzeit von Gaskombikraftwerken mit 2 Jahren verhältnismässig kurz. Als Nachteile könnten der hohe Anteil der Brennstoffkosten (mit deren Volatilität) an den Stromgestehungskosten sowie die CO₂-Emissionen aufgeführt

werden.⁵ Staub- und NO_x-Emissionen sind hingegen sehr gering (vernachlässigbar bzw. < 25 ppm bei 15 Prozent O₂) (Kaiser, 2005).

Gaskombikraftwerke ohne CO₂-Sequestrierung weisen niedrige spezifische Investitionskosten aus. Für die grössten Blöcke von ca. 400 MW_{el} liegen sie derzeit bei ca. 600 CHF/kW_{el} („reine Maschinentechologie“; Weltmarktpreise) (Bremer Energieinstitut, 2004, Prognos, 2005d, Kaiser, 2005). Gemäss The Energy Consulting Group (EC-Group, 2004 in Prognos, 2005d) kommen zu diesen Kosten rund 21 Prozent der Investitionskosten an Projektkosten hinzu. Diese zusätzlichen Projektkosten beinhalten Verzinsung während der Bauphase, Unvorhergesehenes, Land, Anschlüsse, Finanzierung, Planung, Bewilligung sowie Kosten für Leistungen von Dritten. Die Kostendegressionen für Kombikraftwerke werden als gering unterstellt. Für das Jahr 2020 werden spezifische Investitionskosten ohne zusätzliche Projektkosten von 550 CHF/kW_{el} (in Absprache mit The Energy Consulting Group) angesetzt, die dann bis 2050 real konstant bleiben. Die Grösse eines Einzelblocks könnte im Jahr 2020 bei 550 MW_{el} liegen (Prognos, 2005d).

Spezifische Betriebskostendaten sind in der frei zugänglichen Literatur nur beschränkt vorhanden. Die Angaben der fixen und variablen Kosten beruhen auf Erfahrungen der The Energy Consulting Group. Demnach betragen die jährlichen fixen Betriebskosten 4 CHF/kW_{el} und die variablen Betriebskosten 2.5 CHF/MWh_{el} (Prognos, 2005d).

Kombikraftwerke können flexibel im Grundlastbereich und im Mittellastbereich betrieben werden. Für die Perspektiven wird von einer mittleren Auslastung von 6'000 h/a ausgegangen, da mit der Stilllegung der KKW ein Teil der Grundlastkapazitäten ersetzt werden muss. Da die Nachfrage im Winter am höchsten ist und deswegen die Wartungsarbeiten vor allem im Sommerhalbjahr vorgenommen werden, ist die Produktion im Verhältnis 2/1 aufgeteilt, d.h. dass im Winter die Auslastung doppelt so hoch ist wie im Sommer. Die jeweilige Auslastung hängt von den vorhandenen Kapazitäten, Strompreisen und Brennstoffpreisen ab (EC-Group, 2005).

Zur Frage, ob es in der Schweiz genügend geeignete Standorte für Kombikraftwerke gibt, wurden aktuelle Aussagen von Vertretern der Gaswirtschaft eingeholt (BFE, 2005d; Stellungnahme Swissgas, 2005):

- Technisch-wirtschaftlich gesehen sind Standorte besonders geeignet, die in der Nähe einer bestehenden Gaspipeline und eines Hochspannungsnetzes (380 kV, 220 kV) liegen. Vom Hochdrucknetz bis zu den Standorten sind dann Stickleitungen von 1 bis max. 20 km Länge zu bauen. Die Kosten einer Erdgaspipeline betragen ca. 2'000 CHF pro Meter. Bei einer Stickleitung von 10 km würde das umgerechnet 36 CHF/kW_{el} oder rund 6 Prozent der Investitionskosten bedeuten. Bei grossen Kraftwerken (mehrere Blöcke) könnten Ausbauten oder Verstärkungen von Leitungen nötig sein (Swissgas, 2005). Der Druck sollte mehr als 40 bar betragen, da andernfalls Kompressoren benötigt werden. Grundsätzlich bewegt sich der Druck an den Entnahmepunkten, je nach Lage und Nutzung des Netzes, zwischen 63 und 25 bar (Swissgas, 2005). Die Investitionskosten für einen Kompressor liegen bei 1 Prozent der Investitionskosten eines Kraftwerks (nach EC-Group, Alstom 2005).

⁵ Erdgas hat im Vergleich zu Öl, Braun- und Steinkohle mit ca. 340 g CO₂ /kWh_{el} niedrige spezifische CO₂-Emissionen. Obgleich Kombikraftwerke sehr brennstoffeffizient betrieben werden, führt ein möglicher Bau von Kombikraftwerken in der Schweiz zu einer Zunahme der CO₂-Emissionen, da die derzeitige Stromerzeugung fast CO₂-frei ist.

- Technische Optionen für die Kühlung sind Durchlaufkühlung, Nasskühltürme, Trockenkühltürme, Hybridkühltürme und Luftkühlung (siehe auch Prognos, 2005d). Je nach Standort und Grösse wäre die angemessene Kühlungsoption zu prüfen. Die Wahl der Kühlung bestimmt auch den benötigten Platzbedarf: ca. zwei Hektar werden für ein Kraftwerk mit direkter Kühlung benötigt, ein Kraftwerk mit Kühlturm oder luftgekühltem Kondensator hat einen Platzbedarf von ca. drei Hektar. Anzumerken ist, dass diese Flächen ohne Freiluftschaltanlage und eventuellen Ölspeicher gerechnet sind (Kaiser, 2005).
- In 2005 betrug der Gasimport ca. 32.4 TWh (BFE Gesamtenergiestatistik 2005). Dies ist ein Teil dessen, was durch die Transitleitung Niederlande-Italien durch die Schweiz fliesst, nämlich ca. 21 Mrd. m³/a (rund 200 TWh). Der derzeitige Gasimport der Schweiz entspricht etwa dem Jahresverbrauch von 6 bis 8 Erdgas-Kombikraftwerken. Der Betrieb dieser Kraftwerke würde den derzeitigen Gasverbrauch der Schweiz demnach verdoppeln, was angesichts der bestehenden Gasimportkapazitäten darstellbar wäre. Der zusätzliche Gasimport würde ca. 1.5 Prozent des heutigen europäischen Verbrauchs entsprechen. Gemäss Swissgas (2005) wird die Beschaffung allein durch wirtschaftliche und versorgungssicherheitsbezogene Faktoren bestimmt.
- Gemäss Swissgas (2005) ist die Speicherung von Erdgas in nennenswertem Umfang in der Schweiz nicht möglich. Es wurden entsprechende Bohrungen und Klärungsstudien durchgeführt; geologisch und wirtschaftlich geeignete potenzielle Speicherstandorte konnten jedoch bislang nicht identifiziert werden. Die Netz- und Speicherdienstleistungen erfolgen nun im Ausland (Deutschland und Frankreich) und sind vertraglich geregelt.
- In Bezug auf die Gasverträge kommen zwei Optionen in Betracht: „unterbrechbare Verträge“ und „nicht unterbrechbare Verträge“. Unterbrechbare Verträge werden mit sogenannten Zweistoffkunden abgeschlossen, die bei Bedarf (i.d.R. bei tiefen Temperaturen) auf einen Ersatzbrennstoff (z.B. Öl) umstellen können. Der Gaspreis ist bei unterbrechbaren Verträgen geringer als bei nicht unterbrechbaren Verträgen. Ein zusätzliches Brennstoffsystem würde 2 Prozent der Investitionskosten eines Kraftwerks kosten (nach EC-Group, Alstom 2005).

Der Einsatz eines Katalysators für NO_x und CO könnte die Installationskosten zusätzlich um 2 bis 3 Prozent erhöhen.

Insgesamt erhöhen sich die Investitionskosten unter Berücksichtigung aller oben beschriebenen Zusatzmassnahmen um 32 Prozent. Die Baukosten bis zum schlüsselfertigen Kraftwerk liegen für 2020 dann bei 726 CHF/kW_{el}.

Tabelle 2-12 zeigt die im Modell unterstellten Kosten. Für die Sensitivitätsanalyse der Kosten eines Kombikraftwerks wird auf Exkurs 10 in Band 4 verwiesen.

Tabelle 2-12: **Kostenannahmen Erdgas-Kombikraftwerke (550 MW_{el}, 6'000 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el}) (Erzeugungstechnologie)	600 (600-650)	550 (550-600)	550 (550-600)	550 (550-600)	Prognos, 2005d
Zusätzliche Projektkosten (CHF/kW _{el}) (bis zum schlüsselfertigen Kraftwerk)	192	176	176	176	Ca. 32% der Inv. Kosten
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	4	4	4	4	Prognos, 2005d
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	2.5	2.5	2.5	2.5	Prognos, 2005d
Winter-Sommerverhältnis (in Verfügbarkeit ausgedrückt)	92/46	92/46	92/46	92/46	Prognos/EC-Group

Prognos 2006

2.4.4.2 Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerke

Grosse zentrale Anlagen von mehreren hundert MW elektrischer Leistung sind in der Regel, mit Ausnahme der Kernkraftwerke, fossil befeuert. Zentrale Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien sind in dieser Grössenordnung (noch) nicht auf dem Markt verfügbar. Es besteht jedoch die Möglichkeit, in zentralen Grossanlagen erneuerbare Energien einzusetzen. Ein neues Konzept ist das Holzgas/Erdgas-Kraftwerk, in dem Holz und Erdgas in einem Kombikraftwerk genutzt werden. Die Anlagentechnik basiert auf einer grosstechnischen Wirbelschichtvergasung für Holz und einem für Erdgas und Holzgas ausgelegten Kombikraftwerk. Zwanzig Prozent der Gesamtleistung des Kombikraftwerks wird durch Holz erbracht (Verenum, 2005).

Die Kombination eines Erdgas-Kombikraftwerks mit einem Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerk führt zu dem höchstmöglichen bis anhin realisierten elektrischen Wirkungsgrad der Stromerzeugung aus Holz. Zudem werden im Vergleich zu zwei unabhängigen Kraftwerken für den Teil Holz ein höherer Wirkungsgrad und tiefere spezifische Investitionskosten sowie tiefere Stromgestehungskosten erzielt (Verenum, 2005).

Aus modelltechnischen Gründen und besserer Vergleichbarkeit mit einem reinen Erdgas-Kombikraftwerk hat das Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerk die gleichen Ausgangsspezifikationen wie ein Erdgas-Kombikraftwerk. Die Anlagengrösse beträgt 550 MW_{el}, mit einem Anteil von 110 MW_{el} für Holz (20 Prozent) und einem Anteil von 440 MW_{el} (80 Prozent) für Erdgas. Die Zahl der Vollaststunden beträgt 6'000 pro Jahr.

In der Tabelle 2-13 sind die wichtigsten Parameter des Holzgas/Erdgas-Kraftwerks aufgelistet.

Tabelle 2-13: **Kostenannahmen eines Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerks (550 MW_{el}, 6'000 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el}) (schlüsselfertiges Kraftwerk)	1'100	1'080	1'060	1'050	Verenum, 2006
Betriebskosten (CHF/MWh _{el}) (fixe und variable)	80	80	80	80	Verenum, 2006
Wirkungsgrad Anlage (%)	58	58	59	59	Verenum, 2006
Wirkungsgrad Holzvergasung (%)	74	75	76	76	Verenum, 2006
Winter-Sommervverhältnis (in Verfügbarkeit ausgedrückt)	92/46	92/46	92/46	92/46	Wie Erdgas-KW

Prognos 2006

2.4.4.3 Erdgas-Kombikraftwerke mit CO₂-Abscheidung

Im Rahmen der internationalen Anstrengungen zur Begrenzung der Treibhausgasemissionen dürfte die Abscheidung und Lagerung von CO₂ (CCS: Carbon Capture and Storage) bei der Elektrizitätserzeugung aus fossilen Brennstoffen an Bedeutung gewinnen. Noch befinden sich diese Technologien bei Grosskraftwerken in der Entwicklungs- und Testphase.

Die Abscheidung von Kohlendioxid wird in der Industrie zwar bereits seit einigen Jahren praktiziert, als Zusatztechnologie für die Stromerzeugung ist CCS aber noch nicht marktreif. Für die Perspektiven wird angenommen, dass fossile Kraftwerke mit CCS sicher nicht vor 2020 - 2025 (eher 2030) serienreif verfügbar sind.

Da die Steinkohleverstromung im grossem Umfang in der Schweiz unrealistisch ist (vgl. Anfang Kapitel 2.4.4), wird in dieser Studie nur der mögliche Einsatz von CO₂-Abscheidung bei Erdgas-Kombikraftwerken zur Deckung der Stromlücke unterstellt.

Die Abtrennung und Rückhaltung des Kohlendioxides kann prinzipiell vor der Verbrennung aus dem Synthesegas der Methanreformierung (pre-combustion) oder nach der Verbrennung aus den Verbrennungsgasen (post-combustion (einschliesslich Oxyfuel)) erfolgen (Bremer Energieinstitut, 2004).

Die Frage ob sich bei Erdgas-Kombikraftwerken mit CO₂-Abscheidung die „pre-combustion“- oder die „post-combustion“-Technologie durchsetzen wird, ist derzeit noch offen (siehe auch IEA, 2004). In der ausführlichen Studie des IPCC (2005) steht die „post-combustion“-Technologie im Vordergrund. Unter anderem Feron und Hendriks (2005) zeigen, dass die Wirkungsgradverluste und Kosten bei beiden Methoden in ähnlichen Grössenordnungen liegen, mit leichten Vorteilen für die etwas weiterentwickelte „post-combustion“-Methode.

Gegenüber konventionellen Grosskraftwerken ohne CCS gibt es drei Nachteile, die dem Vorteil der Stromerzeugung mit CO₂-Abscheidung gegenüber stehen:

- Die Komplexität (Wechselwirkungen) einiger Komponenten und der hohe Integrationsgrad reduzieren Betriebsflexibilität und Verfügbarkeit der Anlagen (Bremer Energieinstitut, 2004).

- CCS erhöht die Investitionskosten und Betriebskosten (bei gleicher Leistung des Kraftwerks) um 40 bis 100 Prozent.
- Durch CCS verringert sich der Wirkungsgrad der Kraftwerke um rund 10 Prozent (inkl. CO₂-Kompressorverluste).

In der Tabelle 2-14 sind die wichtigsten Parameter des Kombikraftwerks mit CO₂-Abscheidung aufgelistet. Zum Vergleich mit einem reinen Erdgas-Kombikraftwerk und aus modelltechnischen Gründen hat das Kombikraftwerk mit CO₂-Abscheidung die gleichen Ausgangsspezifikationen wie ein Erdgas-Kombikraftwerk. Die Anlagengrösse beträgt 550 MW_{el} und die Zahl der Volllaststunden 6'000 pro Jahr.

Da bislang noch keine Erfahrungen mit dem Einsatz der CCS-Technologie im gross-technischem Massstab vorliegen, sind die genannten Zielzahlen mit grösseren Unsicherheiten behaftet. Dem ist durch entsprechende Gestaltung der Annahmen über die (nationalen wie vor allem internationalen) politischen Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen.

Tabelle 2-14: **Kostenannahmen eines Kombikraftwerks mit CO₂-Abscheidung (550 MW_{el}, 6'000 h/a)**

	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el}) Erzeugungstechnologie ohne CCS	550	550	550	Prognos/ECG, 2005
Investitionskosten (CHF/kW _{el}) Erzeugungstechnologie mit CCS (ohne CO ₂ -Kompressor)	900	870	860	Schätzungen Prognos nach David & Herzog, 2001 & IPCC, 2005
Erhöhung spez. Investitionskosten	62%	58%	56%	
Zusätzliche Projektkosten (CHF/kW _{el}) (bis zum schlüsselfertigen Kraftwerk)	32%	32%	32%	
Wirkungsgrad KW ohne CCS	62%	64%	65%	Prognos/ECG, 2005
Wirkungsgrad KW mit CCS	55%	59%	60%	Schätzungen Prognos nach David & Herzog, 2001 & IPCC, 2005
Wirkungsgradverlust (%-Punkte)	-7	-6	-5	(ohne CO ₂ -Kompressorverluste)
CO ₂ -Abscheidungssystemeffizienz	90%	91%	92%	Schätzungen Prognos nach David & Herzog, 2001 & IPCC, 2005
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	6.5	6.5	6.5	Prognos/ECG, 2005, Schätzungen Prognos
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	3.5	3.5	3.5	Prognos/ECG, 2005, Schätzungen Prognos
Winter-Sommervhältnis (in Verfügbarkeit ausgedrückt)	92/46	92/46	92/46	Wie Erdgas-KW ohne CCS

Prognos 2006

Zu den Kosten des Kombikraftwerks mit CO₂-Abscheidung kommen die Kosten für Verdichtung und Transport des abgeschiedenen CO₂, die sich aus Bau- und Unterhaltskosten der entsprechenden Anlagen zusammensetzen, sowie die Kosten der Endlagerung des CO₂ hinzu.

Beim Transport über Pipelines wird das CO₂ von 0.1 MPa (1 bar) auf 10-15 MPa (100-150 bar) verdichtet. Dies geschieht in einem 4- oder 5-stufigen Verfahren. Auf die Komprimierung kann ab ca. 8 MPa durch Pumpen (in der Flüssigphase) verzichtet werden. Die benötigte Kompressorleistung ist viel höher als die Pumpleistung. Beim Verdichten wird von 0.1 auf 7.38 MPa (Faktor 74), im Gegensatz zum Pumpen von 7.38 auf 12 - 15 MPa (Faktor 1.5 - 2.0), verdichtet.

Die Kompressor- und Pumpleistungen sind linear abhängig vom Massenstrom, m.a.W. abhängig von der Grösse und Anzahl der Kombikraftwerksblöcke (GuD-Blöcke) sowie der Abscheidungseffizienz. Anhand der Studie von McCollum & Ogden (2006) wurden die Leistungen und die Kosten berechnet.

Bezogen auf das Kraftwerk würde der Verbrauch des Kompressors und der Pumpe zu einer Wirkungsgradverlust von ca. zwei bis drei Prozentpunkten führen.

Tabelle 2-15: (Kosten-)Annahmen der CO₂-Komprimierung und -Pumpen

	Einheit	1 GuD-Block (550 MW _{el})	2 GuD-Blöcke (1'100 MW _{el})	Bemerkung / Quelle:
CO ₂ -Emissionen	Mio. Tonnen CO ₂ / a	1.2	2.4	bei einem Wirkungsgrad von ca. 56% in 2025
Transportierte CO ₂ -Emissionen	Mio. Tonnen CO ₂ / a	1.1	2.1	bei 90% Abscheidung
Transportierte CO ₂ -Emissionen	Tonnen CO ₂ / Tag (max.)	4'275	8'550	bei 90% Abscheidung
Leistung Kompressor	MW	18.0	36.0	berechnet anhand McCollum & Ogden, 2006
Leistung Pumpe	MW	0.5	1.0	berechnet anhand McCollum & Ogden, 2006
Elektrizitätsverbrauch Kompressor plus Pumpe	GWh	110	220	bei 6'000 h/a ~ ein Wirkungsgradverlust von 2-3 %-Punkten
Spezifische Investitionskosten Kompressor	CHF / kW _{komp}	2'000	1'350	nach McCollum & Ogden, 2006 & Hendriks et al., 2004
Spezifische Investitionskosten Pumpe	CHF / kW _{pump}	1'600	1'500	nach McCollum & Ogden, 2006 & Hendriks et al., 2004
Spezifische Investitionskosten Kraftwerk	CHF / kW _{el}	67	45	bezogen auf Kraftwerk
Betriebskosten (Kompressor plus Pumpe)	Mio. CHF / a 4% der Inv. Kosten	1.5	2.0	nach McCollum & Ogden, 2006 & Hendriks et al., 2004
Elektrizitätskosten	Mio. CHF / a	8.0	15.9	Preis Elektrizität: Stromgestehungskosten Kraftwerk mit CCS ab Klemme

Prognos 2006

Theoretisch kann CO₂ mit verschiedenen Verkehrsmitteln transportiert werden: mit LKW, Bahn, Schiff oder Pipeline. Aus Kostengründen ist in der Schweiz allein ein Transport in Pipelines realistisch. Dieser wird im Weiteren untersucht.

Die Kosten des CO₂-Transports in Pipelines sind abhängig von der Transportentfernung, der Anzahl von Wasser- und Autobahnkreuzungen sowie vom Druck und Volumenstrom des CO₂.

Da in der Schweiz wahrscheinlich keine geeigneten Speicher vorhanden sind, muss das CO₂ ins Ausland transportiert werden. Für den (Weiter-)Transport im Ausland müsste ggf. ein Aufschlag bezahlt werden, dessen Höhe unklar ist. Die in der Tabelle 2-16 angegebenen Kosten bilden deshalb die untere Grenze. Zudem ist in der Tabelle beispielhaft der Einfluss des Volumenstroms auf die Kosten (Skaleneffekte) wiedergegeben.

Tabelle 2-16: Kostenannahmen des CO₂-Transports über Pipelines (Minimalwerte)

	Einheit	1 GuD-Block (550 MW _{el})	2 GuD-Blöcke (1'100 MW _{el})	Bemerkung/Quelle:
Pipeline-Länge	km	400-800	400-800	Bis zu Aquiferen in Bayern oder Erdgasfeldern in Nord-Deutschland
Max. Kapazität	Mt CO ₂ / a	Ca. 1.5	Ca. 3.0	Bei 6'000 Volllaststunden pro Jahr
Investitionskosten	CHF / (t CO ₂ /a) / 100 km	50	30	Nach Lako, 2006 und McCollum & Ogden, 2006
Betriebskosten (~2.5% der Inv. Kosten)	CHF / t CO ₂ / 100 km / a	1.25	0.75	Nach Lako, 2006 und McCollum & Ogden, 2006

Prognos 2006

Das CO₂ kann in ausgeschöpfte Öl- und Gasfelder, in tiefe Salzstöcke und Aquifere sowie unter die Ozeane verbracht werden (IEA, 2003). Die weltweiten Potenziale für CO₂-Speicherung liegen in der Grössenordnung von 500 - 6'000 Gigatonnen Kohlendioxid (nach Hendriks et al., 2005 und Herzog, 2001). Dies entspricht dem 20- bis 250-fachen des gegenwärtigen weltweiten jährlichen CO₂-Austosses.

Die Speicherkosten sind abhängig von Art und Tiefe der Speicher und weisen in der Literatur (Hendriks et al., 2005; Heddle et al., 2003; IPCC, 2005) grosse Bandbreiten auf. Bei "Enhanced Oil Recovery" (EOR) und "Enhanced Coal Bed Methane Recovery" (ECBM) zeichnen sich grössere Bandbreiten ab, und die Kosten könnten wegen des erhöhten Entlüngungsgrades sogar negativ ausfallen.⁶

In dieser Studie werden die in Tabelle 2-17 aufgelisteten Kosten unterstellt.

⁶ Shell und Statoil haben in Norwegen ein Projekt gestartet, in dem die durch ein Kombikraftwerk emittierten CO₂-Emissionen zur Steigerung der Erdölgewinnung genutzt werden (Shell & Statoil, 2006)

Tabelle 2-17: **Kostenannahmen der CO₂-Speicherung (Minimalwerte)**

		1 GuD-Block (550 MW _{el})	2 GuD-Blöcke (1'100 MW _{el})	Bemerkung/Quelle
Investitionskosten	CHF / (t CO ₂ /a)	45	35	Nach Lako, 2006; eigene Schätzungen
Betriebskosten	CHF / (t CO ₂ /a)	1.3	1.0	Nach Lako, 2006; eigene Schätzungen

Prognos 2006

Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass für die oben dargestellten Kosten für ein Erdgas-Kombikraftwerk mit CO₂-Abscheidung, -Komprimierung, -Transport und -Speicherung noch keine Erfahrungswerte vorliegen.

2.4.5 Fossil-thermische Wärme-Kraft-Kopplungstechnologien

Bei der Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) wird ein Grossteil der bei der Stromerzeugung anfallenden Abwärme genutzt – entweder zur Erzeugung von Raumwärme oder für die Bereitstellung von Prozesswärme. Die Brennstoffausnutzung kann gegenüber Techniken der reinen Stromerzeugung, bei denen die Abwärme ungenutzt bleibt, erheblich gesteigert werden. Wärme-Kraft-Kopplung kann mit verschiedenen Stromerzeugungstechniken in einem weiteren Leistungsbereich realisiert werden. Aufgrund der Wärmenutzung eignet sie sich besonders für dezentrale Anwendungen, z.B. zum Einsatz in der Industrie und in Siedlungswärmenetzen. Wenn grosse Wärmeabnehmer (z.B. Fernwärmenetze) vorhanden sind, kann auch Wärme aus Grosskraftwerken ausgekoppelt und entsprechend genutzt werden. In diesem Fall sinkt im Allgemeinen der elektrische Wirkungsgrad der Kraftwerke.

WKK-Anlagen sind in verschiedenen Bereichen einsetzbar. Je nach Bereich und Anwendung unterscheiden sich die Grössen (Leistung) der Anlagen, die Technologie und die Energieträger. Da diese Faktoren die spezifischen Erzeugungskosten einer Anlage wesentlich bestimmen, sind verschiedene Technologien mit verschiedenen Leistungsklassen im Modell abgebildet, die eine breite Spanne von Anwendungsfällen abdecken.

Genauere Aufschlüsselungen finden sich im entsprechenden Techno-Economic-Assessment (Prognos 2005e), das mit Dr. Eicher+Pauli AG abgestimmt ist.

2.4.5.1 Blockheizkraftwerke, fossil befeuert

Bei Blockheizkraftwerken (BHKW) werden stationäre Verbrennungsmotoren, zumeist gasbefeuert, mit einem Generator zur Elektrizitätsproduktion gekoppelt, die Wärme des Kühlwassers wird für Heizzwecke genutzt. BHKW werden in Leistungsklassen von 1 - 2000 kW_{el} eingesetzt. Für die Energieperspektiven werden fünf Leistungsklassen unterschieden und modelliert. Die sehr kleinen Leistungsklassen (1 - 20 kW_{el}) eignen sich für den Einsatz in kleineren Wohngebäuden ohne Wärmenetz. Sie werden im Allgemeinen auf die Wärme- und Warmwasser-Grundlast ausgelegt. Daher muss zusätzlich ein Spitzenkessel für die Wärmeerzeugung installiert werden. Der produzierte Strom wird vorrangig im Objekt selbst verbraucht, Überschussstrom wird ins öffentliche Netz eingespeist. Die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen hängt stark vom Brennstoffpreis, dem anlegbaren vermiedenen Strompreis sowie den Einspeisekonditionen ins Netz ab. Anlagen von 20 - 100 kW_{el} eignen sich für die Versorgung grösserer Objekte häufig im Dienstleistungssektor (z.B. Spitäler) sowie für kleinere Siedlungen oder Strassenzüge mit Nah-

wärmenetzen. Grössere Leistungsklassen (bis ca. 5 MW_{el}) kommen für industrielle Anwendungen mit grossen Wärmeabnehmern oder Wärmenetzen, für Gewerbegebiete sowie für kleinere Stadtteile in Frage.

BHKW können ausser mit Treibstoffen und Erdgas auch mit gereinigtem Bio- und Klärgas betrieben werden, dann ggf. im Magerbetrieb. Die hier dargestellten Kosten beziehen sich auf fossil befeuerte BHKW.

Bei den Investitionskosten wird unterschieden zwischen den Modulkosten, d.h. den Kosten des eigentlichen Kraftblocks und den Anschlusskosten, welche die Kosten der Einbindung von Wärme und Strom, sowie sonstige bauliche Kosten beinhalten (Spitzenlastkessel, Gasanschluss/Öltank, etc.) (Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c). Die spezifischen Kosten nehmen bei zunehmender Leistungsgrösse ab.

Tabelle 2-18: Kostendaten BHKW 1 (10 kW_{el}, 3'750 h/a)

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	3'500	2'700	2'350	2'250	Prognos, 2005e
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	4'000	4'000	4'000	4'000	Nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c; eigene Schätzungen und Berechnungen
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	180	150	140	135	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	15	13	13	13	Prognos, 2005e

Prognos 2006

Tabelle 2-19: Kostendaten BHKW 2 (50 kW_{el}, 3'750 h/a)

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	2'200	1'800	1'600	1'600	Prognos, 2005e
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	2'300	2'300	2'300	2'300	Nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c; eigene Schätzungen und Berechnungen
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	150	125	120	115	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	15	13	13	13	Prognos, 2005e

Prognos 2006

Tabelle 2-20: **Kostendaten BHKW 3 (100 kW_{el}, 4'150 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	1'600	1'300	1'200	1'200	Prognos, 2005e, Dr. Eicher+Pauli AG, 2004b
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	1'700	1'700	1'700	1'700	Nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c; eigene Schätzungen und Berechnungen
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	125	110	105	100	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	15	13	13	13	Prognos, 2005e

Prognos 2006

Tabelle 2-21: **Kostendaten BHKW 4 (400 kW_{el}, 4'300 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	1'100	1'000	900	900	Prognos, 2005e
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	875	875	875	875	Nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c; eigene Schätzungen und Berechnungen
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	80	70	68	67	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	15	13	13	13	Prognos, 2005e

Prognos 2006

Tabelle 2-22: **Kostendaten BHKW 5 (1'000 kW_{el}, 4'500 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	750	675	650	650	Prognos, 2005e
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	600	600	600	600	Nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c; eigene Schätzungen und Berechnungen
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	45	45	45	45	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	12	11	11	11	Prognos, 2005e

Prognos 2006

2.4.5.2 Mikrogasturbinen und Stirlingmotoren

Mikrogasturbinen wandeln mechanische Energie (Turbine) in elektrische Energie durch den Generator um. Die Turbine ist direkt mit dem Generator gekoppelt. Der Generator erreicht hierbei, je nach Leistung und Grösse, hohe Drehzahlen von 4'000 bis 12'000 Umdrehungen pro Minute (Glizie, 2006). Die Turbinenausstrittsgase können zur Bereitstellung von Wärme genutzt werden.

Im Allgemeinen hat die Mikrogasturbine ihre Marktreife erreicht, einzelne Komponenten bedürfen noch der weiteren Optimierung. Auf dem derzeitigen Markt werden v.a. 25 bis 100 kW_{el}-Anlagen angeboten. Zukünftig ist eine grössere Leistungsbandbreite zu erwarten.

Dem geringen Wartungsaufwand und den niedrigen Emissionen stehen der schlechtere Wirkungsgrad im Vergleich zu Motoren und geringe Betriebserfahrungen gegenüber.

Kennzeichnend für den Stirlingmotor ist das Prinzip der externen Verbrennung, die hinsichtlich der Brennstoffart eine Flexibilität ermöglicht. Im Vergleich zu herkömmlichen Otto- und Dieselmotoren sind die Emissionen deutlich geringer. Infolge der geringen Zahl an bewegten Teilen und der externen Verbrennung ist der Geräuschpegel deutlich gesenkt. Diesen Vorteilen stehen hohe Investitionskosten, geringe Effizienz sowie die geringe Betriebserfahrung gegenüber.

Tabelle 2-23: Kostendaten Stirlingmotor/Mikrogasturbine (25 kW_{el}, 3'750 h/a)

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	2'300	1'500	1'300	1'200	Prognos, 2005e
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	2'050	2'050	2'050	2'050	eigene Schätzungen und Berechnungen nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	175	125	115	110	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	15	13	13	13	Prognos, 2005e

Prognos 2006

Tabelle 2-24: Kostendaten Mikrogasturbine 1 (100 kW_{el}, 4'100 h/a)

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	1'300	700	600	600	Prognos, 2005e
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	1'450	1'450	1'450	1'450	eigene Schätzungen und Berechnungen nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	125	90	80	75	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	15	13	13	13	Prognos, 2005e

Prognos 2006

Tabelle 2-25: Kostendaten Mikrogasturbine 2 (250 kW_{el}, 4'300 h/a)

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	-	600	500	500	Prognos, 2005e
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	-	800	800	800	eigene Schätzungen und Berechnungen nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	-	75	65	65	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	-	13	13	13	Prognos, 2005e

Prognos 2006

2.4.5.3 Brennstoffzellen

Je nach Quelle und Zeithorizont wird Brennstoffzellen ein unterschiedlich grosses Potenzial für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme zugeschrieben. Insbesondere werden Brennstoffzellen als Schlüsseltechnologie für eine (langfristige) Umstellung des i.W. fossilen und kohlenstoffbasierten Welt-Energiesystems auf ein System betrachtet, das auf (möglichst kohlenstofffrei produziertem) Wasserstoff als Energiespeicher basiert. Es werden perspektivisch hohe Stromwirkungsgrade erwartet. Da die Brennstoffzelle nicht über thermisch-mechanische, sondern direkt über elektrochemische Prozesse Elektrizität produziert, ist sie nicht den Restriktionen des Carnot-Wirkungsgrades unterworfen. Brennstoffzellen sind prinzipiell in sehr unterschiedlichen Grössenklassen und modular einsetzbar.

Die Modulkosten liegen derzeit noch ein Vielfaches über den Kosten konkurrierender Technologien. Erst mit abnehmenden Kosten ist mit einem Marktdurchbruch zu rechnen. Teilweise werden die Kosten jedoch bestimmt durch den Absatz. Die hier unterstellten zukünftigen Kosten sind Zielwerte. Sie wurden in Abstimmung mit dem Paul Scherrer Institut ermittelt.

Tabelle 2-26: **Kostendaten Brennstoffzellen 1 (< 5 kW_{el}, 3'750 h/a) (Zielwerte)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	-	3'000	2'650	2'400	Prognos, 2005e
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	-	1'750	1'750	1'750	eigene Schätzungen und Berechnungen nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	-	350	325	300	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	-	10	10	10	Prognos, 2005e

Prognos 2006

Tabelle 2-27: **Kostendaten Brennstoffzellen 2 (100 kW_{el}, 4'100 h/a) (Zielwerte)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	-	1'800	1'620	1'525	Prognos, 2005e
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	-	875	875	875	eigene Schätzungen und Berechnungen nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	-	250	225	200	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	-	10	10	10	Prognos, 2005e

Prognos 2006

Tabelle 2-28: **Kostendaten Brennstoffzellen 3 (250 kW_{el}, 4'300 h/a) (Zielwerte)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	-	1'500	1'350	1'275	Prognos, 2005e
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	-	600	600	600	eigene Schätzungen und Berechnungen nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el})	-	225	200	175	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	-	10	10	10	Prognos, 2005e

Prognos 2006

2.4.5.4 Gasturbinen- und Erdgas-Kombikraftwerke

Gasturbinen mit gekoppelter Wärmeerzeugung sind gängig ab Leistungsklassen von ca. 1 MW_{el} (bis zur Kraftwerksgrösse von mehreren 100 MW_{el}). Seit einigen Jahren werden seitens der Anlagenhersteller auch Konzepte zur Verkleinerung der Gasturbinen mit Leistungsklassen bis hinunter zu ca. 100 kW_{el} (sogenannte Mikrogasturbinen) verfolgt (siehe Abschnitt 2.4.5.2). Ab Grössenordnungen von 10 MW_{el} eignen sich Gasturbinen und Erdgas-Kombikraftwerke zum Betrieb mittlerer Fernwärmenetze, ab ca. 30 MW_{el} können sie grosse Fernwärmenetze mit Wärme versorgen. In diesen Fällen wird der erzeugte Strom meist direkt in das Elektrizitätsnetz eingespeist.

Die Modulkosten und Wartungskosten sind relativ gering. Dies zeigen Tabelle 2-29 und 2-30.

Tabelle 2-29: **Kostendaten Gasturbine-Kraftwerke (1 - 5 MW_{el}, 3'000 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	1'000	900	850	825	Prognos, 2005e
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	450	450	450	450	eigene Schätzungen und Berechnungen nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	45	40	40	40	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	5	5	5	5	Prognos, 2005e

Prognos 2006

Tabelle 2-30: **Kostendaten Erdgas-Kombikraftwerke (5 - 50 MW_{el}, 6'000 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Modulkosten (CHF/kW _{el})	1'000	600	500	500	Prognos, 2005e
Anschlusskosten (CHF/kW _{el})	400	400	400	400	eigene Schätzungen und Berechnungen nach Dr. Eicher+Pauli AG, 2003c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	40	40	40	40	Prognos, 2005e
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	3	3	3	3	Prognos, 2005e

Prognos 2006

2.4.6 Kehrichtverbrennungsanlagen

Die Erzeugung von Strom aus Abfällen kann entweder in konventionellen Feuerungen (Rostfeuerung, Unterschubfeuerung, etc.) oder in Wirbelschichtfeuerungen (stationär oder zirkulierend) erfolgen. Die Wirbelschicht wird in europäischen Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) eher selten eingesetzt. Der bei der Verbrennung erzeugte Dampf wird in einer Dampfkraftanlage genutzt.

Die durchschnittliche elektrische Leistung pro Anlage in der Schweiz beträgt 9.5 MW_{el} (pro Ofen ca. 4.5 MW_{el}) (Dr. Eicher+Pauli AG, 2003). Die elektrischen Wirkungsgrade der Kehrichtverbrennungsanlagen liegen im Bereich von 10 - 22 Prozent (Dr. Eicher+Pauli AG, 2005) mit einem Maximum von 32 Prozent, und einem durchschnittlichen Wert von 14.2 Prozent (Dr. Eicher+Pauli AG, 2005). Einige Anlagen sind auf die (Fern)Wärmeproduktion ausgelegt, andere fast rein auf Stromerzeugung und die dritte Gruppe bildet die Nutzung sowohl von Strom als auch von Wärme ab (econcept, 2004). Dies hängt mit der geografischen Lage einer KVA zusammen, insbesondere mit den Absatzmöglichkeiten für die Wärme (Dr. Eicher+Pauli AG, 2006).

Je höher der elektrische Wirkungsgrad, desto niedriger der thermische Wirkungsgrad und somit der Gesamtwirkungsgrad (Dr. Eicher+Pauli AG, 2006). Andererseits kann ein hoher Gesamtwirkungsgrad erreicht werden, wenn die Produktion auf Wärmeerzeugung ausgelegt wird, d.h. der elektrische Wirkungsgrad niedrig ist. Je nach Szenario und Variante wird mehr auf Wärme oder mehr auf Strom ausgelegt.

Eine Anlage mit einer elektrischen Leistung von ca. 10 MW wird in den Perspektiven unterstellt, mit zugehörigen Kostendaten, wie in Tabelle 2-31 dargestellt.

Tabelle 2-31: **Kostendaten Kehrichtverbrennungsanlage (10 MW_{el}, 6'500 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	4'500	4'250	4'000	4'000	Prognos, 2005c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	100	90	85	85	Prognos, 2005c
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	10	10	10	10	Prognos, 2005c

Prognos 2006

2.4.7 Erneuerbare Energien

Die Kosten der Wasserkraft wurden gesondert in Kapitel 2.4.2 besprochen.

2.4.7.1 Biomasse-Anlagen (Holz)

Biomasse kann vereinfacht in (holzartige) trockene und nasse Biomasse unterteilt werden. Bei trockenen Biomassen werden zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung Verbrennung- und Vergasungstechniken eingesetzt, bei nassen Biomassen stehen Vergärung und hydrothermale Umwandlung im Vordergrund (PSI, 2005a). Dieser Abschnitt stellt die Stromerzeugungsanlagen und deren Kosten auf Basis von trockenen Biomasse (Holz) dar.

Die reine Verstromung ohne oder mit geringer Wärmenutzung von trockenen Biomassen spielt bisher in der Schweiz eine unbedeutende Rolle. Es gibt vereinzelte (WKK-)Projekte

auf Holzbasis mit einer elektrischen Leistung von 0.3 bis mehrere Megawatt (nach PSI, 2005a, Dr. Eicher+Pauli AG, 2006).

Die elektrischen Wirkungsgrade von kleinen Anlagen (Rostfeuerung mit Dampfprozess) sind niedrig, bei ca. 10 bis 15 Prozent – solche Anlagen sind eher Wärmeproduktionsanlagen. Höhere Wirkungsgrade werden durch grössere Anlagen oder durch Holzvergasung erreicht. Der elektrische Wirkungsgrad eines mit Holzgas befeuerten Gasmotors beträgt ca. 25 Prozent (PSI, 2005a).

Die spezifischen Kosten der Anlagen haben sich in den letzten Jahren nur geringfügig gesenkt. Die Investitionskosten kleiner Anlagen (< 0.5 MW_{el}) liegen im Bereich von ca. 8'000 - 15'000 CHF/kW_{el} (BFE, 2005c, Nussbaumer et al., 1997). Bei Anlagen zwischen 1 und 2 MW_{el} ist die Bandbreite ca. 5'000 - 12'000 CHF/kW_{el} (BFE, 2005c). Die Betriebskosten betragen ca. 4 bis 7 Prozent der Investitionskosten.

Tabelle 2-32: Kostendaten Biomasse (Holz) 1 (500 kW_{el}, 3'500 h/a)

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	9'375	9'375	9'375	9'375	Anhand PSI, 2005a und nach Abklärung mit BFE, 2005c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	650	560	470	380	Zwischen 4-7% der Invest. Kosten; Schätzung Prognos und BFE
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	15	15	15	15	Eigene Schätzung

Prognos 2006

Tabelle 2-33: Kostendaten Biomasse (Holz) 2 (2 MW_{el}, 6'000 h/a)

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	7'000	7'000	7'000	7'000	Anhand ECN, 2003 und nach Abklärung mit BFE, 2005c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	350	320	295	280	Zwischen 4-5% der Invest. Kosten; ECN, 2003 und Schätzung Prognos und BFE
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	15	15	15	15	Eigene Schätzung (Vergleich andere WKK)

Prognos 2006

2.4.7.2 Abwasserreinigungsanlagen

In vielen kommunalen Abwasserreinigungsanlagen wird aus dem anfallenden Klärschlamm in Faultürmen (durch einen anaeroben Vergärungsprozess) Klärgas erzeugt.

Aus dem Klärgas wird Strom meist mit einem Gasmotor-Blockheizkraftwerk erzeugt. Ein Teil der anfallenden Abwärme wird zur Gebäude- und zur Schlammbehandlung und/oder -trocknung oder Faulturmheizung eingesetzt. Der Strom wird entweder zum Betrieb der Kläranlage genutzt oder ins öffentliche Netz eingespeist. In einigen Kläranlagen wird auch in Heizkesseln aus Klärgas Wärme erzeugt oder Gasmotoren für Gebläse-Direktantrieb eingesetzt.

Die Investitionskosten (Modul- plus Anschlusskosten) sind etwas höher als die eines erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerks.

Tabelle 2-34: **Kostendaten Klärgasanlagen (ARA) 1 (50 kW_{el}, 3'790 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	5'500	5'250	5'000	4'750	Prognos, 2005c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	400	380	365	360	Prognos, 2005c
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	15	15	15	15	Prognos, 2005c

Prognos 2006

Tabelle 2-35: **Kostendaten Klärgasanlagen (ARA) 2 (200 kW_{el}, 5'000 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	3'750	3'500	3'250	3'000	Prognos, 2005c
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	250	235	220	200	Prognos, 2005c
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	15	15	15	15	Prognos, 2005c

Prognos 2006

2.4.7.3 Biogasanlagen

Biogasanlagen bilden die vierte Gruppe (neben Abwasserreinigungs-, Deponiegas- und in geringem Masse Kehrlichtverbrennungsanlagen) der Stromerzeugung aus nassen Biomassen.

Die Biomassen werden anaerob zu Biogas vergoren und in Gasmotoren verstromt. Feuchte oder flüssige Abfälle aus Industrie, Gewerbe, Gastronomie und Haushalten werden in Anlagen mit Leistungen zwischen 300 - 500 kW_{el} vergärt und verstromt. Landwirtschaftliche Anlagen mit einer Leistung von häufig unter 100 kW_{el} werden vor allem mit Gülle und Mist, ggf. mit biologischen Abfällen, betrieben (Infras, 2004).

Die Investitionskosten nehmen bei zunehmender Leistung spezifisch ab. Moderate Kostendegressionen sind bis 2050 zu erwarten.

Tabelle 2-36: **Kostendaten Biogasanlage 1 (50 kW_{el}, 3'450 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	7'000	6'500	6'200	6'000	nach Infras, 2004 und eigene Schätzungen
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	700	650	620	600	nach Infras, 2004 und eigene Schätzungen
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	15	15	15	15	Eigene Schätzungen

Prognos 2006

Tabelle 2-37: **Kostendaten Biogasanlage 2 (300 kW_{el}, 5'000 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	4'000	3'750	3'500	3'250	eigene Schätzungen anhand Infrac, 2004
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	400	375	350	325	nach Infrac, 2004 und eigene Schätzungen
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	15	15	15	15	Eigene Schätzungen

Prognos 2006

2.4.7.4 Windkraftanlagen

Die derzeitigen Investitionskosten einer Windkraftanlage (WKA) in der Schweiz betragen 1'700 bis 2'000 CHF/kW_{el} (BFE/BUWAL/ARA, 2004 & PSI, 2005a). Die Leistung einer Anlage liegt üblicherweise in der Bandbreite von 600 bis 3'000 kW_{el} (PSI, 2005a). Tendenziell werden in Europa immer grössere Anlagen mit höheren Leistungen gebaut, sowohl on-, near- als auch offshore. Im konkreten Fall hängt die Entscheidung über die Grösse von der Einplanung der Anlage in die Landschaft sowie von den Wünschen des Betreibers und der direkt Betroffenen ab. Für die Modellrechnungen wurden die auf den Angaben der PSI-Studie (2005a) basierenden und in Tabelle 2-38 aufgelisteten Kostendegressionen unterstellt.

Gemäss Literaturangaben (nach PSI, 2005a; Prognos, 2002; Staiß, 2003; EWI/Prognos, 2005) betragen die fixen Betriebskosten 2 bis 6 Prozent der Investitionskosten. In einer Studie des DEWI (DEWI, 2002) wird für die ersten zehn Jahre von durchschnittlich 4.8 Prozent der WKA-Kosten ausgegangen, für die restlichen zehn Jahre von 6.6 Prozent. Verschiedenen Studien aus Deutschland zufolge werden die Betriebskosten häufig deutlich zu niedrig angesetzt (BWE, 2002). Deswegen wird hier von einem konservativen Wert von 6 Prozent über die gesamte Lebensdauer ausgegangen.

Abhängig von Standort (Windbedingungen) und Betrieb der Anlage variiert die Zahl der Volllaststunden zwischen 750 - 2'000 pro Jahr (PSI, 2005a & BFE/BUWAL/ARA, 2004). Für die Modellierung wird eine mittlere Volllaststundenzahl von 1'100 h/a unterstellt.

Die (ausländischen) statistischen Daten (Elforsk AB, 2005; IWR, 2005; Nielsen, 2004) weisen ein Winter-Sommerverhältnis von ungefähr 3/2 (60/40 Prozent-Verfügbarkeit) aus, welches für diese Perspektiven übernommen wurde (vgl. auch BFE/BUWAL/ARA, 2004).

In Tabelle 2-38 sind die Daten der einzelnen Kostenkomponenten für Windanlagen in der Schweiz aufgelistet.

Tabelle 2-38: **Kostendaten Windkraftanlagen (1'250 kW_{el}, 1'100 h/a)**

	2005	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	1'850	1'600	1'425	1'425	nach PSI, 2005a
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	111	96	85.5	85.5	6% der Inv. Kosten
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	0	0	0	0	
Winter-Sommerverhältnis (in Verfügbarkeit ausgedrückt)	60/40	60/40	60/40	60/40	nach Elforsk AB, 2005; IWR, 2005; Nielsen, 2004

Prognos 2006

2.4.7.5 Photovoltaik

Die Investitionskosten von Photovoltaikanlagen betragen 1995 ca. 16'000 CHF/kW_p (PSI, 2005a; Prognos, 1996), inzwischen (2004) liegen sie bei ca. 8'500 CHF/kW_p. Auch für die Zukunft ist eine deutliche Kostendegression zu erwarten, welche mit steigendem Absatz (inländisch und ausländisch) anhalten wird. Anhand von Daten von Nowak & Wolfer (2005) wurden die zukünftigen Investitionskosten abgeleitet. Die angegebenen Werte sind wahrscheinlich, wenn:

- bis ca. 2030 eine kostendeckende Vergütung gewährleistet ist,
- nach 2030 weiterhin das Net Metering⁷ möglich sein wird (oder sich der Preis von „konventionellem“ Strom entsprechend entwickelt),
- auch in Europa eine stetige Förderung von Photovoltaik umgesetzt wird (EEG o.ä. verbreitet).

Die fixen Betriebskosten von Photovoltaikanlagen sind relativ gering und betragen 1 Prozent der Investitionskosten (Prognos, 1996; Staiß, 2003).

Ausgehend von verbesserten Technologien wird eine Zunahme der Volllaststunden von 0.5 Prozent pro Jahr unterstellt. Demnach erhöht sich die Zahl der jährlichen Volllaststunden von derzeit 800 bis zum Jahr 2050 auf 1'000 (nach Angaben in Prognos, 1996; PSI, 2005a). Das Verhältnis zwischen Winter- und Sommerproduktion wurde anhand von (ausländischen) statistischen Daten (nach PSI, 2005a; SFV, 2005) auf 35/65 (Verfügbarkeit) geschätzt.

Tabelle 2-39: **Kostendaten Photovoltaik (800 - 1'000 h/a)**

	heute	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	8'500	4'750	2'700	2'000	Anhand PSI, 2005a, Nowak & Wolfer, 2005
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	85	48	27	20	1 % der Inv. Kosten
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	0	0	0	0	
Winter-Sommerverhältnis (in Verfügbarkeit ausgedrückt)	35/65	35/65	35/65	35/65	nach PSI, 2005a; SFV, 2005

Prognos 2006

2.4.7.6 Geothermie-Anlagen

Der aktuell noch wenig verbreitete Technologie zur Stromerzeugung aus geothermischen Quellen (hier „Hot-Dry-Rock“-Verfahren) werden im Allgemeinen hohe theoretische und technische Potenziale zugeschrieben. Diese Technologien können ganzjährig betrieben werden und gehören deshalb zu den Grundlasterzeugern. In PSI (2005a) wird von Voll-

⁷ Wenn mehr Strom erzeugt als konsumiert wird, läuft der Stromzähler ("meter") rückwärts. M.a.W.: Der produzierte Strom wird mit der aus dem Netz bezogenen Energie verrechnet. Der Preis von „konventionellem“ Strom bestimmt die Förderung.

laststunden in einer Grössenordnung von ca. 6'000 bis 6'500 Stunden pro Jahr ausgegangen.

Bei den Kostenannahmen wurde ebenfalls auf Informationen des PSI (2005a) zurückgegriffen. Das PSI hat im Auftrag des BFE das Potenzial der Geothermie für die Schweiz abgeschätzt und Kostenschätzungen (aus der Literatur) referiert. Auch hier werden Kostensenkungen bei zunehmendem (internationalem) Absatz unterstellt. Die Kostendaten in Tabelle 2-40 beruhen auf dieser Studie. Da noch keine Erfahrungswerte vorhanden sind, wird hier besonders bei den Kostenangaben auf die Unsicherheiten hingewiesen.

Tabelle 2-40: **Kostendaten Geothermie (5 - 30 MW_{el}, 6'500 h/a)**

	heute	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten (CHF/kW _{el})	9'500	4'475	3'675	3'675	US DOE in PSI, 2005b, Schätzungen Prognos
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	260	225	210	210	US DOE in PSI, 2005b
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	0	0	0	0	US DOE in PSI, 2005b
Winter-Sommervverhältnis (in Verfügbarkeit ausgedrückt)	80/80	80/80	80/80	80/80	Eigene Schätzung

Prognos 2006

2.4.8 Bezugsrechte (neue Importe)

Bei neuen Importen wird von GuD-Stromimporten ausgegangen. Dafür gibt es folgende Gründe:

- Neue Importe stammen aus neuen Kraftwerken, da in ganz Europa die Nachfrage in den nächsten Jahren steigt und alte Kraftwerke ersetzt werden müssen.
- Kombikraftwerke (GuD) wurden in den letzten Jahren in Europa stark zugebaut.
- Die Rolle von Nuklearstrom wird in den nächsten Dekaden unklar sein. Die Position Frankreichs ist nicht eindeutig bezüglich des Ersatzes von alten Kernkraftanlagen, Frankreich hat bereits die ersten Bezugsverträge mit Deutschland (KKW-Strom) gekündigt. In Deutschland ist ein Ausstieg aus der Kernenergie vorgesehen.
- GuD-Strom ist teurer als Atomstrom (und auch als Kohlestrom), deshalb liegen die so ermittelten Ergebnisse auf der „sicheren Seite“.

Die gleichen Kostenannahmen wie in Abschnitt 2.4.4.1 beschrieben, werden für neue Importe zugrunde gelegt. Es ist davon auszugehen, dass die Erzeugungskosten von GuD-Strom im Ausland sich bei offenen Märkten nicht allzu sehr von den schweizerischen Kosten unterscheiden (evtl. leicht geringere Brennstoffkosten, dafür aber höhere Transportkosten für den Strom).

Abhängig von der Art des Imports (Beteiligung am Kraftwerk, Bezugsverträge) wird von Investitionskosten oder von einem Kaufpreis der Leistung gesprochen.

Zu dem Erzeugungspreis kommen die CO₂-Zertifikatskosten. Siehe hierfür Abschnitt 2.4.10.3.

Tabelle 2-41: **Kostendaten neuer Importe
(Kombikraftwerke, > 100 MW_{el}, 6'000 h/a)**

	heute	2020	2035	2050	Bemerkung/Quelle:
Investitionskosten / Kaufpreis Leistung (CHF/kW _{el})	766	666	666	666	Investitionen + Projektkosten
Fixe Betriebskosten (CHF/kW _{el} /a)	4	4	4	4	Prognos, 2005d
Variable Betriebskosten (CHF/MWh _{el})	2.5	2.5	2.5	2.5	Prognos, 2005d
Winter-Sommerverhältnis (in Verfügbarkeit ausgedrückt)	92/46	92/46	92/46	92/46	Prognos/EC-Group

Prognos 2006

2.4.9 Brennstoffkosten

Für die Entwicklung der Energiepreise wurden die im Synthesebericht (Band 1 und 2) zu den Energieperspektiven angegebenen Werte verwendet. Diese basieren auf Berechnungen von Hofer (2004).

Die Referenz (30 \$-Variante) geht bis 2030 von einer real konstanten Entwicklung der globalen Rohölpreise (in Preisen von 2003) aus. Nach 2030 steigt der Preis real bis 2050 auf 50 USD/Fass an. Die Sensitivität Preise Hoch dagegen geht von einem realen Preis von 50 USD/Fass ab Prognosestart (2006) aus⁸. In nominalen (laufenden) Preisen bedeutet dies im Referenzfall 59 USD/Fass in 2035 und 88 USD/Fass in 2050 für die Sensitivität Preise Hoch.

In beiden Fällen wird im Zeithorizont bis 2030 nicht von einer dramatischen Verknappung der Erdöl- und Erdgasressourcen ausgegangen. In der Sensitivität Preise Hoch wird im Gegensatz zum Referenzfall unterstellt, dass der Investitionsbedarf für die Erschliessung neuer Öl- und Gasvorkommen und den Ausbau der Transport- und Verarbeitungskapazitäten um die Versorgungsengpässe zu reduzieren, nicht zeitgerecht und nicht im nötigen Umfang erfolgen. Siehe auch Band 1 und Band 4, Exkurs 1.

Eine enge Verknüpfung der Erdgaspreise mit der Erdölpreisentwicklung wird in den Perspektiven weiterhin unterstellt.

Die (Erdgas)Preise unterscheiden sich nach Abnehmer. Für Grosskraftwerke liegen keine Referenzwerte vor. Für die Schweiz wurde ein ähnlicher Unterschied zwischen Grenzübergangspreisen (freie Grenze) und Grosskraftwerkspreisen in Deutschland unterstellt. Dies versteht sich zuzüglich Transport- und Verteilkosten.

⁸ Eine weitere Sensitivität, eine 100 USD-Variante, ist auf Wunsch des Forums Energieperspektiven des BFE durchgeführt worden (Ecoplan, 2007). Resultate zeigen, dass nur mit sehr restriktiven Annahmen über die Verfügbarkeit und über die Kommerzialisierung von Energieträgern wie Kohle und Erdgas dauerhaft ein solcher Preis erreicht wird. Alternative Energieträger, wie Methanol aus Kohle, könnten zu günstigeren Preisen produzieren und drücken damit den Preis von Öl. Die Resultate sind in einem separaten Bericht dargestellt, werden jedoch in dieser Studie weiterhin nicht angewendet.

Die bisherige Uranpreisentwicklung wird geprägt durch einen Angebotsengpass, welcher die Preise von Uran derzeit in die Höhe treibt. In den Perspektiven ist eine Inbetriebnahme der Kernkraftwerke nicht vor 2030 vorgesehen, so dass die aktuellen Preise nicht als Massstab verwendet werden können. Es wird unterstellt, dass die Uranpreise sich um 2020 bei real 60 USD/kg stabilisieren (erforderlich hierfür sind neue Investitionen im Uranbergbau), mit einer Steigerung in den folgenden Jahrzehnten auf 72 bis 84 USD/kg. Umgerechnet auf die Kilowattstunde ergeben sich Urankosten von ca. 0.17 Rp./kWh_{el}. Hinzu kommen die Kosten der Brennstoffherstellung und der Entsorgung, womit der Gesamtpreis ca. 1.2 Rp./kWh_{el} beträgt. Die Brennstoffkosten (vollständiger Brennstoffzyklus) für neue Nuklearanlagen sind im Detail im Anhang H beschrieben.

Tabelle 2-42: **Brennstoffpreise 30 \$-Szenario „Trend“ in CHF/GJ_{input} (real 2003)**

Brennstoff	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl S	7.9	7.1	7.6	7.3	7.6	7.6	7.7	7.7	8.6	9.6
Heizöl EL	12.7	10.2	10.5	10.4	10.7	10.8	10.8	10.8	11.8	12.9
Steinkohle	3.0	2.5	2.8	2.5	2.6	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7
Erdgas HH	17.0	18.4	18.1	18.2	18.6	18.8	19.0	19.1	19.9	21.3
Erdgas Indus.	9.2	11.0	10.4	10.7	10.9	11.0	11.0	11.1	11.9	12.9
Erdgas KW	-	-	-	9.1	8.8	8.9	9.0	9.0	9.0	9.7
Biomasse, Holz	9.3	9.5	9.4	9.9	10.3	10.7	11.1	11.5	12.0	12.3
Uran (vollst. Zyklus)	-	-	-	-	-	-	1.2	1.2	1.2	1.3

Prognos 2006

Tabelle 2-43: **Brennstoffpreise 50 \$-Szenario Sensitivität „Preise Hoch“ in CHF/GJ_{input} (real 2003)**

Brennstoff	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Heizöl S	4.6	7.9	7.6	10.7	12.3	12.7	12.7	12.8	12.8	12.9
Heizöl EL	6.0	12.7	10.5	13.9	15.6	16.0	16.1	16.2	16.3	16.3
Steinkohle	2.5	3.0	2.8	2.5	2.6	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0
Erdgas HH	15.7	17.0	18.1	20.1	23.4	23.9	24.3	24.6	24.6	24.6
Erdgas Indus.	8.7	9.2	10.4	12.6	15.5	15.8	15.9	16.0	16.0	16.1
Erdgas KW	-	-	-	10.8	13.5	13.9	13.9	13.9	14.0	14.0
Biomasse, Holz	10.2	9.3	9.4	9.5	9.9	10.3	10.8	11.3	11.8	12.3
Uran (vollst. Zyklus)	-	-	-	-	-	-	1.2	1.2	1.2	1.3

Prognos 2006

2.4.10 Kostenbandbreiten und Kostendegression

Die oben aufgelisteten Kosten der Technologien bilden die Basis für die Perspektivarbeiten. Daneben sind einige einander wechselseitig beeinflussende Entwicklungen zu beachten, welche im folgenden Abschnitt diskutiert werden.

In aller Regel sinken die Kosten neuer Technologien mit steigender installierter Leistung aufgrund zunehmender Erfahrung und neuer Erkenntnisse. Die Relation zwischen der Kostenabsenkung und der Ausweitung der installierten Leistung / kumulierten Produktion kann in einer Lernkurve dargestellt werden. Diese zeigt, um welchen Prozentsatz sich die Kosten bei Verdoppelung der kumulierten Produktion / installierten Leistung verringern (siehe z.B. Argote & Epple, 1990).

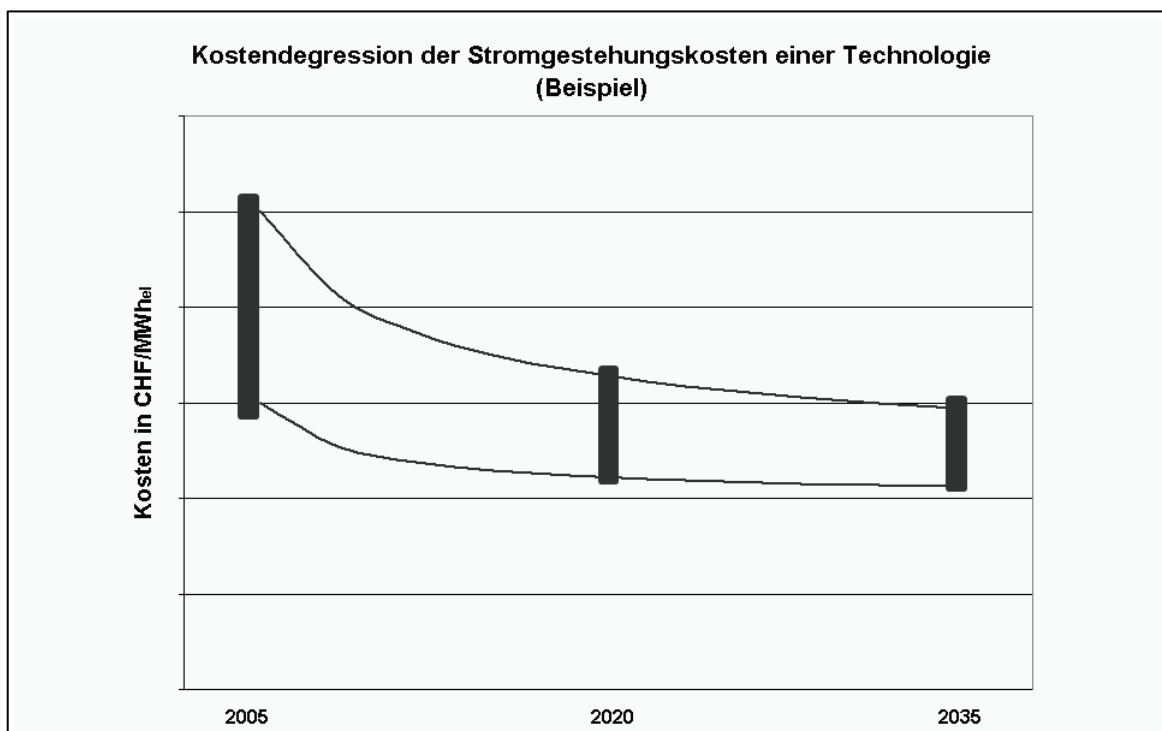
Die in der Literatur genannten oder angenommenen – meistens weltweiten – Degressionsfaktoren liegen für neue Technologien zwischen 0.75 und 0.90. Allerdings sind diese Faktoren für junge Technologien unsicher. Die meisten Quellen gehen von einem Ein-Faktor Kostendegressionsfaktor ("learning by doing") aus, wie oben beschrieben. Der zweite Faktor "Learning by Searching", d.h. technologische Fortschritte durch Entwicklungs- und Forschungsaktivitäten und die damit einhergehende Kostensenkung (Kouvaritakis et al., 2000; Barreto & Kypreos, 2004), werden in den Analysen nicht explizit behandelt.⁹

Auch das "Clustering von Technologien" sollte in diesem Zusammenhang genannt werden. Technologie-Cluster sind sogenannte Technologiefamilien, die sich gemeinsam entwickeln und verbreiten (siehe z.B. Nakićenović, 1997), und bei denen eine gemeinsame Komponente den Lerneffekt durchläuft (Smekens et al., 2003; Seebregts et al., 2000; Turton & Barreto, 2004). Diese Unterstellung wird in den Kostenangaben indirekt einbezogen.

Figur 2-5 gibt die Auswirkungen der Kostendegressionen über die Zeit wieder. Die Balken zeigen die jeweilige Bandbreite der Stromgestehungskosten einer Technologie.

⁹ Der empirische und statistische Nachweis für den 2. Faktor-Lernkurven wird heutzutage einbezogen und zum Beispiel in dem Cascade Mints Project analysiert (Case Study Comparisons And Development of Energy Models for INtegrated Technology Systems) (European Commission, 2004).

Figur 2-5: **Kostendegression der Stromgestehungskosten einer Technologie (Beispiel)**



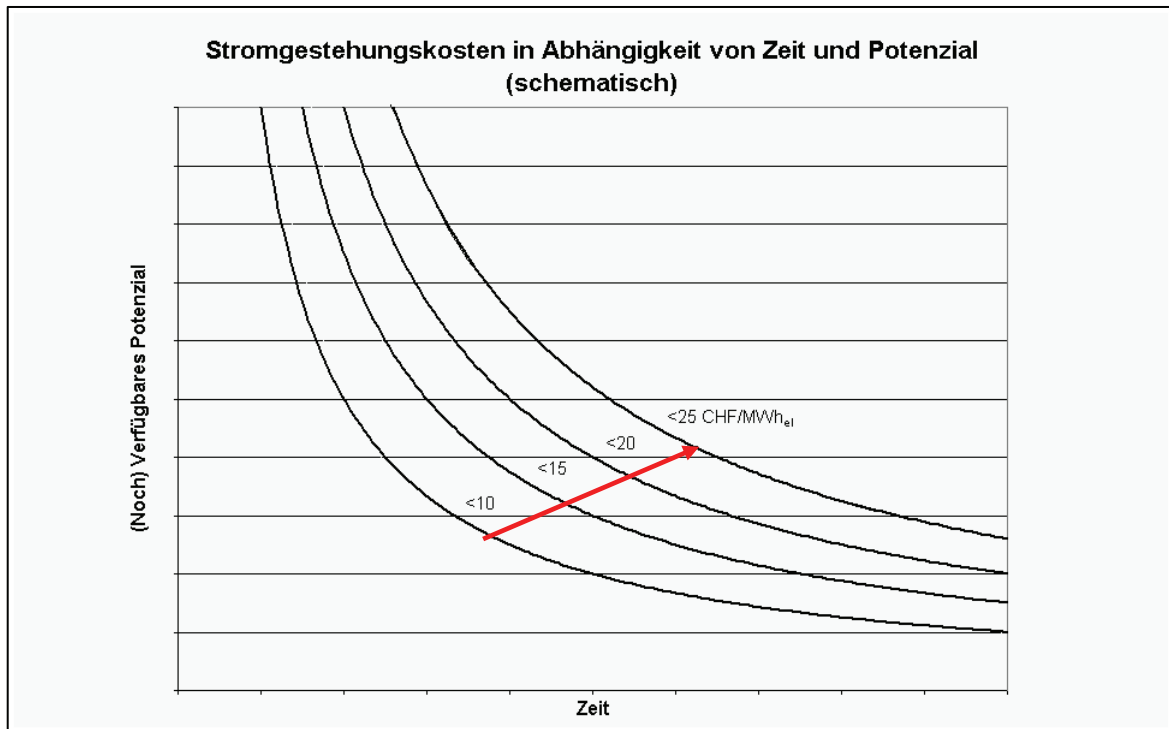
Prognos 2006

Das Beispiel von Windkraftanlagen soll dies verdeutlichen. In einem durch Wettbewerb bestimmten Markt werden zuerst die Standorte mit den günstigsten Winddargebotsbedingungen (=niedrigsten Stromgestehungskosten) genutzt. Durch die Adaption der Technologie sinken die spezifischen Erzeugungskosten durch technologische Verbesserungen der Anlagen. Jedoch ist das Potenzial der kostengünstigsten Standorte (Klasse) begrenzt. Nach Ausschöpfung dieser „Klasse“, wird die nächste, weniger günstige Klasse von Standorten angesprochen. Diese weist für sich genommen schlechtere Dargebotsbedingungen (=höhere Stromgestehungskosten) auf, bei deren Ausschöpfung sich die Stromerzeugungskosten technisch bedingt wiederum verringern, bis das Potenzial wieder ausgeschöpft ist, usw. Die in diesem Fall technisch bedingte Kostendegression wird somit teilweise durch die Nutzung weniger günstiger Standorte ausgeglichen, die aufgrund des begrenzten Potenzials an günstigen Standorten notwendig wird. Ähnliches gilt bei anderen Technologien. Wie gross diese Effekte im Einzelnen tatsächlich sind, ist schwer abschätzbar. Potenzialverteilungen nach „Preisklassen“ sind kaum vorhanden.

In Figur 2-6 ist dieser Effekt grafisch dargestellt. Vor allem für standortabhängige Technologien (Wind, (Klein)Wasserkraft und in geringerem Masse Photovoltaik und Biomasse) könnte dieser Effekt in den Szenarien und Varianten mit starker Förderung der erneuerbaren Energien auftreten.

Bei den Modellrechnungen, die in erster Linie von den kostengünstigen Leistungsklassen ausgehen, muss deshalb ein Korrekturfaktor angesetzt werden, um die Wirkung des Fördermechanismus nicht zu überschätzen. Es wird grob davon ausgegangen, dass ein Teil der Kostendegression durch das „begrenzte“ Potenzial ausgeglichen wird. Dieser Teil ist abhängig von der jeweils betrachteten Technologie.

Figur 2-6: **Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von Zeit und verfügbarem Potenzial (schematisch)**



Prognos 2006

Zu berücksichtigen ist zudem, dass bestimmte Potenziale zur Ausweitung der Stromerzeugung auf Basis einer Technologie (z.B. Wirkungsgraderhöhung) nur bei steigenden Erzeugungskosten ausgeschöpft werden können. Bei kostenoptimierter Förderung lassen sich diese Potenziale nur begrenzt erschliessen, wodurch das Gesamtpotenzial der Technologie verringert wird.

2.4.11 Sonstige Kosten

Die Kosten für die einzelnen Technologien orientieren sich an den Kosten für durchschnittliche Kraftwerkstypen an durchschnittlichen Standorten. Die Kosten für die Stromverteilung finden dabei keine Berücksichtigung.

Neben den inländischen Erzeugungskosten (ab Klemme) werden die Erlöse durch Exporte (beim Exportüberschuss) sowie die CO₂-Kosten in die Gesamtkostenberechnung miteinbezogen, welche in den nächsten Abschnitten diskutiert werden.

2.4.11.1 Erlöse durch Exporte

Exportierter Strom wird mit dem Preis von GuD-Strom bewertet. Die Veredelung billigen (Import)Stroms zu teurerem Exportstrom wird aus methodischen Gründen nicht berücksichtigt. Der Mindestpreis von Exportstrom soll jedoch dem Preis von Importstrom entsprechen. Da in dieser Studie als Importstrom GuD-Strom betrachtet wird, wird für den Export ebenfalls der GuD-Strompreis angenommen.

2.4.11.2 Externe Kosten

Eine Übersicht der Literatur(angaben) zu externen Kosten wurden im Auftrag des BFE durch die Firma Ecoplan erstellt. Zur Ermittlung der volkswirtschaftlichen Kosten sind die Daten in das hierfür angewendete Gleichgewichtsmodell eingeflossen. Die Arbeit ist Teil des gesamten Projektes „Energieperspektiven Schweiz 2035“ und ist in Band 3 dokumentiert.

In dieser Teilstudie werden nur die CO₂-Kosten separat ausgewiesen.

2.4.11.3 CO₂-Zertifikatspreis

Die weitere Entwicklung der CO₂-Reduktionsmassnahmen und damit der Preis von Emissionszertifikaten ist ein wichtiger Parameter für die künftigen Kosten der Stromerzeugung. Die jüngere Vergangenheit hat gezeigt, dass die Zertifikatspreise die Strompreisbildung beeinflussen (siehe auch Band 4, Exkurs 4).

Der derzeitige Preis von CO₂ im Emissionshandel beträgt ca. 2 EUR/t CO₂ (05.02.2007). Im Frühjahr 2006 lag der Preis bei knapp 30 EUR/t CO₂ (Frühjahr 2006). Anfang März 2005 hingegen lag der Preis wiederum noch unter 10 EUR/t CO₂.

Der aktuell niedrige Preis von CO₂ kann damit zu tun haben, dass die aktuelle Handelsrunde in knapp einem Jahr zu Ende geht (Zeitpunkt der Aussage: Ende 2005). Die Firmen verkaufen ihre Zertifikate, so lange sie noch etwas dafür bekommen können, da unklar ist, ob es eine neue Runde gibt und wie die Zertifikate verteilt werden. Im Nachhinein könnte vorsichtig festgestellt werden, dass in der ersten Runde zu viele Zertifikate verteilt wurden.

Langfristig wird der Preis für CO₂-Zertifikate durch die Kosten der CO₂-Vermeidung bestimmt. Es wird damit gerechnet, dass die CO₂-Abscheidung und -Lagerung bei der Kohleverstromung zukünftig mit Kosten von 25 bis 30 EUR/t CO₂ verbunden sind. Diese Grössenordnung stellt eine Zielgrenze dar. Ob diese langfristig erreicht wird, hängt entscheidend von den politisch vorgegebenen Zielen für die CO₂-Reduktion und von der technischen Entwicklung ab. Diese Einschätzung über die zukünftige Entwicklung des Preises für CO₂-Zertifikate deckt sich auch mit der Literatur, welche von Preisen zwischen 5 und 40 EUR/t CO₂ ausgeht (siehe z.B. auch Sijm et al., 2005).

Die vergleichsweise hohen Zertifikatspreise im Rahmen des EU-Emissionshandels vom Sommer 2005 bis 2006 haben sich bereits (mit einem abrupten Prozess) deutlich zurückgebildet. Nach Einschätzung der Prognos wird der Preis noch eine Zeitlang um ein eher niedrigeres Niveau (um 15 CHF/t CO₂) pendeln. Hierfür sprechen folgende Argumente (Prognos, 2006c):

- Der Zertifikatsmarkt ist noch nicht hinreichend liquide, kleine Veränderungen bei Angebot oder Nachfrage können erhebliche Preisreaktionen auslösen. Dies wird sich ändern, wenn auf längere Sicht weitere Sektoren in den Handel einbezogen werden.
- In der zweiten Handelsperiode (2008 bis 2012) nehmen die neuen EU-Staaten am Handel teil. Aller Voraussicht nach werden sie als Nettoanbieter von Zertifikaten auftreten, wodurch der Zertifikatspreis tendenziell sinkt.

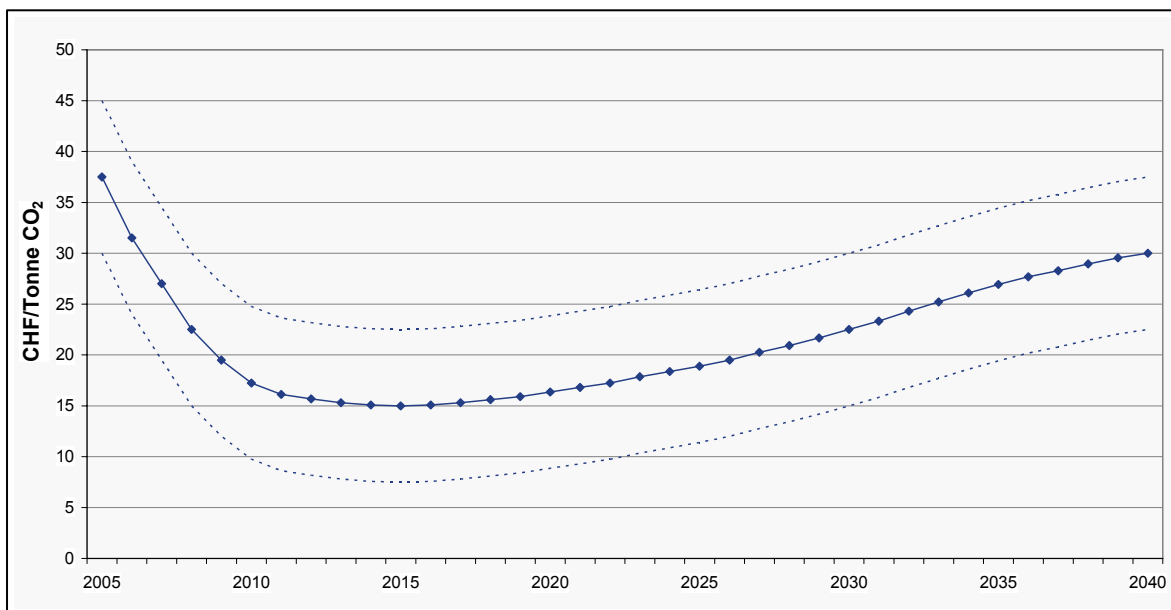
- Für die post-Kyoto-Zeit wird die Ausdehnung des Zertifikatshandels weit über die EU hinaus erwartet. Denn innerhalb der EU als Hauptakteur dürfte sich die Erkenntnis durchsetzen, dass Klimaschutz nur dann wirklich sinnvoll ist, wenn er auf möglichst breiter Basis erfolgt. Zudem lässt die Zunahme von Wetterkatastrophen erwarten, dass die USA, Kanada sowie zahlreiche Entwicklungsländer die Notwendigkeit von Klimaschutzmassnahmen erkennen.

Ein regional stark ausgeweiteter Zertifikathandel ist aber nur dann wahrscheinlich, wenn die Reduktionsverpflichtungen massvoll und damit die Zertifikatspreise moderat bleiben. Bis etwa 2015 wird deshalb ein Absinken des Zertifikatspreises auf eine Grössenordnung von 15 CHF/t CO₂ erwartet. Danach werden die Preise real langsam ansteigen (bis 2030 auf etwa 23 CHF/t CO₂), weil zunehmend teurere Massnahmen zur weiteren Reduktion der CO₂-Emissionen ergriffen werden müssen. Nach dem Jahr 2030 wird erwartet, dass die Grenzvermeidungskosten für CO₂ weiter ansteigen und der Zertifikatspreis bis zum Jahr 2040 die Marke von 30 CHF/t CO₂ überschreiten wird.

Die Entwicklung des vergangenen Jahres hat sich etwa innerhalb des „Volatilitätskorridors“ abgespielt, der in Figur 2-7 in den gestrichelten Linien skizziert ist.

Der Preis von CO₂ wird grundsätzlich als ein Aufschlag auf den Basisbrennstoffpreis definiert. Der CO₂-Preis beeinflusst jedoch nicht nur die gesamte Strompreisbildung, sondern auch den Basisbrennstoffpreis. Ein höherer Preis des CO₂ könnte die Nachfrage nach Brennstoffen verringern und damit die Brennstoffpreise (vor CO₂-Aufschlag) unter Druck setzen (Hofer, 2006a).

Figur 2-7: **Prognose der CO₂-Zertifikatspreise bis 2040**



Quelle: Eigene Darstellung nach Prognos (2006c)

Für die Berechnungen der Stromerzeugungskosten wird davon ausgegangen, dass die CO₂-Emissionen ab 2010 mit dem prognostizierten CO₂-Zertifikatspreis belegt werden.

2.5 Potenziale

Der Potenzialbegriff ist im Allgemeinen nicht scharf oder eindeutig definiert. Die Interpretationsspielräume sind deshalb gross und die in der Literatur ausgewiesenen Potenziale sind häufig nur schwer vergleichbar. Durch die Technologie- und Ortsabhängigkeit, die Ressourcenverfügbarkeit, die Energiemarktpreise und die Abhängigkeit von energiepolitischen Rahmenbedingungen sind die Potenziale keine statischen Grössen, sondern zeitabhängig (Piot, 2006b). Die in der vorliegenden Studie verwendeten Potenzialbegriffe werden im Folgenden charakterisiert (Zitat Piot, 2006b):

Theoretisches Potenzial: *Unter dem theoretischen Potenzial versteht man das gesamte physikalische Angebot eines Energieträgers im betrachteten Untersuchungsgebiet, ohne die tatsächlichen nutzungsbedingten Beschränkungen zu berücksichtigen (HerzoWerke GmbH Herzogenaurach, 2004 in Piot, 2006b).*

Technisches Potenzial: *Das technische Potenzial ist der Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist.*

Da das technische Potenzial technologieabhängig ist, ändert sich das Potenzial entsprechend mit der Zeit.

Ökologisches Potenzial: *Das ökologische Potenzial ist das Potenzial, das zu keiner zusätzlichen permanenten (das heisst irreversiblen) Beeinträchtigung des Lebensraumes in Bezug auf Diversität und Wechselwirkungen sowohl zwischen den Lebewesen als auch zwischen Lebewesen und ihrer Umwelt führt.*

Aus dieser Definition geht insbesondere hervor, dass die Definition den heutigen Zustand als Referenzzustand betrachtet und Ökologie keine Landschaftsästhetik beinhaltet.

Wirtschaftliches Potenzial: *Teilmenge des technischen Potenzials, das man erhält, wenn die Gesamtkosten (Investition und Betrieb einer Anlage) für die Energieumwandlung einer Energiequelle in der gleichen Bandbreite liegen wie die Kosten konkurrierender Systeme.*

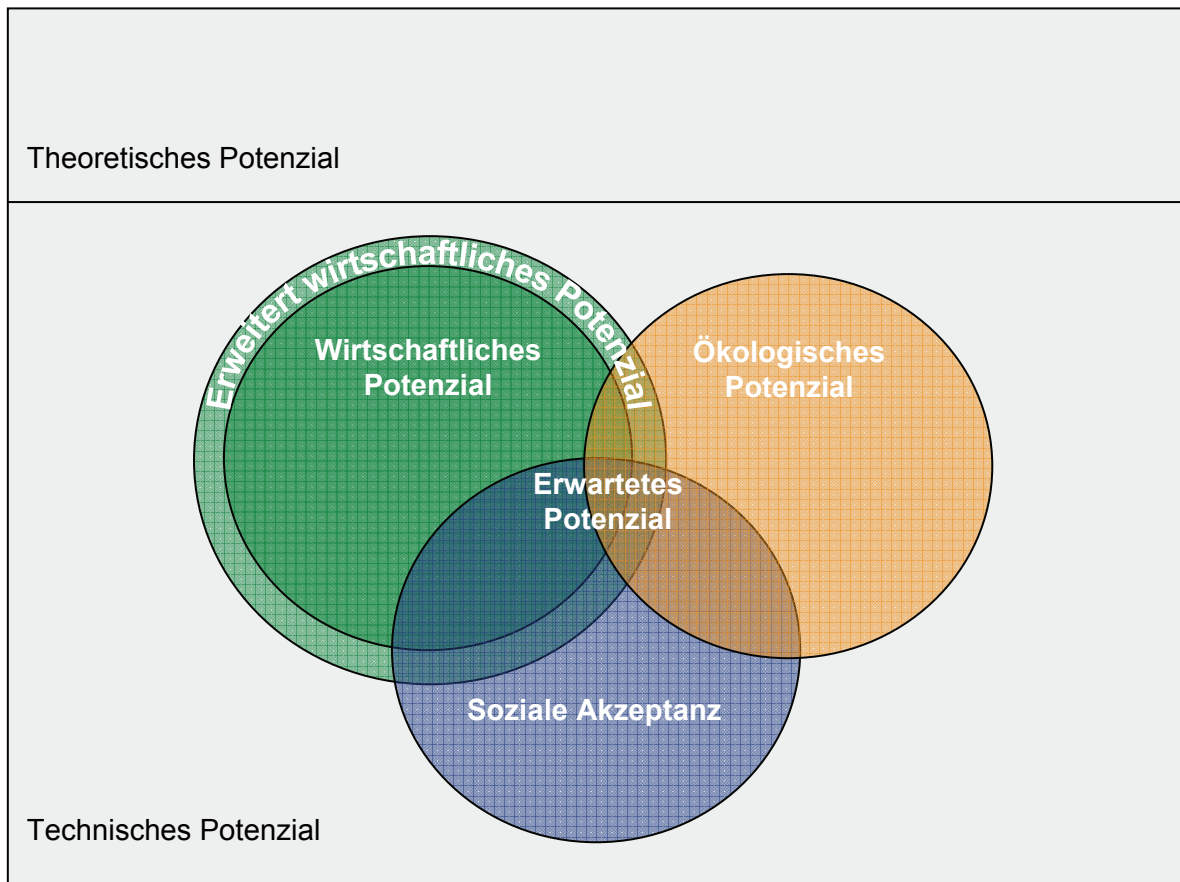
Erweitertes wirtschaftliches Potenzial: *Teilmenge des technischen Potenzials, deren Kosten unter Einbezug möglicher Förderungen von der Wirtschaftlichkeit nicht weiter entfernt sind, als die Bandbreite konventioneller Techniken vorgibt.*

Die Bestimmung des wirtschaftlichen Potenzials ist stark von Annahmen und schwankenden Einflussparametern abhängig. Einerseits spielen Grössen wie Zinssatz, Abschreibungsdauer und prognostizierte Lebensdauer eine wichtige Rolle, andererseits aber auch der Preis für fossile Energieträger oder die Einspeisung externer Kosten.

Ausschöpfbares Potenzial: *Als ausschöpfbares Potenzial wird die Schnittmenge des ökologischen und erweiterten wirtschaftlichen Potenzials definiert.*

Erwartetes Potenzial: *Als erwartetes Potenzial wird die Schnittmenge des ökologischen und erweiterten wirtschaftlichen Potenzials mit der sozialen Akzeptanz definiert. Die Komponente „Soziale Akzeptanz“ soll unter anderem berücksichtigen, dass zum Beispiel Landschaftsschutz ein Element ist, das nicht immer der Ökologie widerspricht aber trotzdem dazu führen kann, dass ein Projekt nicht verwirklicht wird. Die soziale Akzeptanz ist sozusagen die positive oder negative Entscheidung eines Individuums oder einer Gruppe von Personen gegen oder für ein Projekt, welche nicht wirtschaftlich oder ökologisch getrieben ist.*

Figur 2-8: **Potenzialbegriffe in grafischer Darstellung, Potenziale variieren mit der Zeit**



Quelle: Piot, 2006b, eigene Darstellung

Die Ausschöpfung der Potenziale ist ein träger Prozess. Die Ausschöpfung ist abhängig von Entscheidungen und Strategien einzelner Personen, Gruppen und Firmen. Diese beeinflussen wiederum die Entscheidungen und Strategien anderer, welche das wirtschaftliche Potenzial beeinflussen könnten. Neben dem technischen Potenzial, wie oben beschrieben, sind also das (erweiterte) wirtschaftliche Potenzial und die soziale Akzeptanz ebenfalls zeitabhängig.

Die dargestellten Definitionen und Zusammenhänge sind vereinfachte und ideale Vorstellungen. Hierbei wird implizit ein transparenter „Markt“ unterstellt. In der Praxis werden jedoch häufig Entscheidungen mit unvollständigen Kenntnissen des gesamten Marktes (mangelnde Informationen) getroffen. Zudem werden manche Entscheidungen durch zusätzliche Kriterien getrieben, und sind vielleicht gemäss der oben beschriebenen Definition eigentlich nicht wirtschaftlich. Andererseits bildet sich die derzeitige wirtschaftliche Bewertung eines Produktes auch in einem intransparenten Markt (Stichwort nicht internalisierte „externe“ Kosten).

Die oben genannten Aspekte führen indirekt zu einer (Abschätzung der) zeitlichen Ausschöpfung der Potenziale (erwartetes Potenzial über Zeit ermittelt). Nach der Analyse von vorhandenen technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Potenzialen wird der Ausschöpfungspfad ermittelt.

Die Potenziale müssen für diese Arbeit mit dem hier verwendeten Modell auf Einzeljahresbasis abgeschätzt werden. In der Literatur gibt es kaum Ansätze hierfür (lediglich Abschätzungen für ein Stützjahr). Zudem sind viele Potenzialstudien 1) recht optimistisch in den Abschätzungen, was einer der grundsätzlichen Fallstricke von „forecasters“ ist (Schaeffer, 1998; Geels & Smit, 2000 in Rits, 2003), oder 2) unter anderen Voraussetzungen über die Rahmenbedingungen erstellt. Soziale und kulturelle Veränderungen sowie „the speed of social embedding“ und die Rolle der (neuen) Technologien in der Gesellschaft sollten, obwohl diese schwer zu quantifizieren sind, in Betracht gezogen werden.

Marktdurchdringungskurven von neuen Technologien (adaption of innovations) zeigen häufig einen S-förmigen Verlauf (Rogers, 1962). Am Anfang adaptiert eine kleine Gruppe von „Pionieren“ eine Technologie, dann folgen mehrere, dann die grosse Mehrheit und zum Schluss tritt eine Sättigung auf. Die Geschwindigkeit der Adaption einer Technologie und das Maximum der Ausschöpfung (Sättigung) bestimmen die Ausdehnung und Höhe der S-Kurve.

Solche Marktdurchdringungsprozesse werden in dieser Studie (für neue Technologien) unterstellt. Der Geschwindigkeitskoeffizient und das Maximum sind jeweils Abschätzungen der Modellierer, gestützt auf Literaturangaben, aber immer szenarienabhängig.

Das erwartete Potenzial besteht in bestimmten Fällen aus zwei Elementen:

- Ersatzpotenzial: Die Abgänge der installierten Leistung bestehender Anlagen (nach 2003) könnten durch Anlagen „gleicher“ Art ersetzt werden. Diese Abgänge werden durch das Überschreiten der durchschnittlichen Lebensdauer verursacht.
- Ausbaupotenzial: Die Erwartung der möglichen Zunahme der Erzeugung/installierten Leistung einer Technologie gegenüber dem Stand von 2003. Diese Erwartung basiert auf der Schätzung der technischen, ökonomischen, sozialen, rechtlichen sowie ökologischen Entwicklungen innerhalb der Möglichkeiten der jeweiligen Szenarien.

Das Ersatzpotenzial hat vor allem einen pragmatischen Charakter. Es ist möglich, dass es unter den vorhandenen Technologien Substitutionsmöglichkeiten gibt, welche jedoch z.T. schwer abschätzbar sind. Das Ausbaupotenzial ist eine Schätzung der erwarteten Zunahme der Produktion in einem Szenario gegenüber heute bzw. dem letzten verfügbaren statischen Jahr (2003/2004).

Das gesamte erwartete Potenzial ist das Ersatzpotenzial zuzüglich dem realisierbaren Ausbaupotenzial und das noch verbleibende bestehende Angebot. Dieses Potenzial hängt, wie oben beschrieben, von den politischen, sozialen, ökonomischen, ökologischen sowie rechtlichen Rahmenbedingungen ab, also im Grunde vom gewählten Szenario.

2.6 Versorgungssicherheit

2.6.1 Allgemeines

In der hier durchgeführten Studie wird Versorgungssicherheit im Energiebereich definiert als die stets ausreichende und ununterbrochene Befriedigung der Nachfrage nach Energie (nach Schneider, 1999; Streffer et al., 2005). Mit anderen Worten heisst das, dass die Nachfrage rund um die Uhr gedeckt werden muss.

Mehrere Effekte könnten die Versorgungssicherheit beeinflussen. Beispielsweise der Ausfall eines Kraftwerks oder Netzelements, (kurzfristige) veränderte klimatische Situationen oder interstaatliche Spannungen, die z.B. Auswirkungen auf die Gas- oder Ölzufuhr haben können.

Die Versorgungssicherheit wird in den Perspektiven anhand der Importabhängigkeit, sowie anhand der verfügbaren Leistung in klimatologischen Extremsituationen bewertet. Ausgangslage/Voraussetzung ist hierbei die Deckung der Stromnachfrage im Winterhalbjahr.

2.6.2 Importabhängigkeit

Die Importabhängigkeit wird in dieser Studie durch die absolute Menge der Energieträgerimporte in Petajoule (PJ) sowie den Anteil am Primärenergieverbrauch bewertet.

Bei Kernkraftbrennstoffen ist umstritten, ob sie zu den Importen gezählt werden sollen, da sie lange im Voraus eingekauft werden können und gut lagerbar sind. Die Ergebnisse sind einmal mit Kernbrennstoffen und einmal ohne Kernbrennstoffe dargestellt.

2.6.3 Leistung

Ein Aspekt der Versorgungssicherheit bei Elektrizität ist die Frage der Verfügbarkeit von elektrischer Arbeit und Leistung in seltenen, aber nicht auszuschliessenden klimatischen Extremsituationen (Kirchner et al., 2006, Band 4, Exkurs 12).

Ein klassisches Kriterium für Versorgungssicherheit bei der Auslegung von Energiesystemen ist die Redundanz und Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit im Falle des Ausfalls von mindestens einer operativen Einheit (Kraftwerk oder Netzelement). Hierbei bedeutet die Funktionsfähigkeit zunächst in einem maximalen Sinne die jederzeitige bedarfsgerechte Verfügbarkeit von Arbeit und Leistung. Diese Funktionalität soll auch noch bei seltenen, aber nicht extrem unwahrscheinlichen Extremsituationen gewährleistet sein. Man geht davon aus, dass solche Extremsituationen zunächst Wetterextreme beinhalten können. In der Vergangenheit würde vor allem eine länger anhaltende Winterkälte als kritisch geachtet. Die in jüngerer Zeit gehäuft aufgetretenen sommerlichen Netzstörungen in Amerika und Europa sowie die trockenen Hitzesommer in Mitteleuropa von 2003 und 2006 haben eine Untersuchung auch sommerlicher Extremereignisse nahe gelegt (Kirchner et al., 2006).

Bei den Fragen von Extremsituationen (nicht Katastrophenszenarien) geht es um die Kombination von technischen Ausfallrisiken im Verbund mit meteorologischen Belastungen bzw. Anforderungen (Kirchner et al., 2006).

2.6.3.1 Engpassleistung bei einer Kältewelle

Die Engpassleistung ist die (immer) gesicherte Leistung bei aussergewöhnlichen Situationen. In dem hier untersuchten Fall wird von einer Kältewelle in Europa ausgegangen, mit einem stabilen winterlichen Hochdruckgebiet über Russland, mit sehr kalter und trockener Luft (-10 Grad Celsius) aus Nordosten als Ausgangslage. Diese stabile Wetterlage hält ca. 14 Tage an.

Die Engpassleistungen bei den Wasserkraftwerken wurden durch das Bundesamt für Energie in Zusammenarbeit mit dem Schweizerischen Verband der Elektrizitätsunter-

nehmen untersucht (BFE/VSE 2005/2006). Die Laufwasserkraftwerke produzieren mit Engpassleistung von ca. 0.8 GW_{el}, also mit ca. 25 Prozent der installierten Leistung. Die Stauseen sind auf mittlerem Niveau gefüllt und die (Pump)Speicherkraftwerke können mit rund 80 Prozent der installierten Leistung erzeugen. Da nur Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt wurden, die über ein genügend grosses Ausgleichsbecken verfügen und somit nicht nur eine stundenoptimierte Bewirtschaftung zulassen (siehe Piot, 2006c), verringert sich die Prozentzahl auf rund 60 Prozent der installierten Leistung. Die Leistungen der neuen geplanten Umwälzwerke (Emosson, Linth-Limmern und Grimsel) stehen bei einer Kältewelle nicht zur Verfügung, da die Arbeit fehlt, um das Wasser (wieder) hoch zu pumpen. Dies folgt aus den Simulationsergebnissen von Piot (2006c).

Importe aus dem Ausland fallen aufgrund des hohen Bedarfs in den exportierenden Ländern aus. Ganz Europa ist also auf die jeweils eigene Produktion angewiesen. Exporte werden deshalb auch nicht wahrgenommen.

Windkraft- sowie Photovoltaik-Anlagen weisen nur eine geringe gesicherte (rund um die Uhr abrufbare) Leistung aus und sind selbst wetterabhängig. In den Modellrechnungen werden diese Leistungen ganz ausgeschlossen.

Unterstellt wird, dass die fossil-thermischen Kraftwerke mit Volllast erzeugen können. Jedoch fällt eine grosse Kraftwerkseinheit ausserplanmässig aus (K-1-Annahme). Dies ist das Kernkraftwerk Leibstadt mit einer Leistung von 1'165 MW_{el}, oder falls neue Kernkraftwerke zugebaut werden (Angebotsvarianten A und B), das neue Kraftwerk mit einer installierten Leistung von 1'600 MW_{el}.

Die unterstellten Engpassleistungen sind in der Tabelle 2-44 in Prozent der installierten Leistung, nach Technologie(gruppe), dargestellt.

Tabelle 2-44: **Verfügbare Leistung in Prozent der installierten Leistung, Annahmen Winterhalbjahr**

	Technologie(gruppe)	Verfügbare Leistung in Prozent der installierten Leistung
Grundlast	Laufwasserkraftwerke	25%
	Kernkraftwerke Schweiz	K-1-Regelung, 100%
	Bezugsrechte / neue Importe	0%
	Sonstige Grundlast-Kraftwerke	100%
Mittellast (ggf. Grundlast)	Erdgas-Kombikraftwerke	100%
Mittellast	Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen	100%
	Windkraftanlagen	0%
	Photovoltaik	0%
	Sonstige Mittellast-Kraftwerke	100%
Spitzenlast	Speicherwasserkraftwerke	81%
	Bestehende Pumpspeicherkraftwerke	61%
	Gasturbine-Kraftwerke	100%

Prognos 2006

2.6.3.2 Engpassleistung bei einer Hitzewelle

Im Falle einer Hitzewelle reduzieren sich die gesicherten Leistungen ebenfalls. Für eine Periode von fünf Wochen herrschen in Mitteleuropa hohe Temperaturen von über 27 Grad Celsius, davon zwei Wochen mit maximalen Temperaturen über 32 Grad Celsius im Tagesverlauf.

Auf dem europäischen Markt sind genügend Kapazitäten vorhanden, Importe und Exporte, insbesondere die Lieferverpflichtungen können damit getätigt werden. Die Versorgung im eigenen Land hat jedoch erste Priorität.

Die Laufwasserkraftwerke produzieren am 3. Mittwoch des Juli 62.2 GWh_{el} (jeweils der minimale Wert der Produktion am 3. Februar-Mittwoch der Jahre 1998 - 2004). Dies ergibt entsprechende Stundenleistungen von 2.6 GW, was 60 Prozent der installierten Leistung entspricht. Dies entspricht auch dem Wert der maximalen Leistung am 3. Mittwoch des Hitzemonats August in 2003.

Bei Speicherkraftwerken wird davon ausgegangen, dass die Produktionsleistung ca. 90 Prozent der installierten Leistung beträgt. Für Pumpspeicherkraftwerke beträgt der Wert 70 Prozent der installierten Leistung, da nicht alle Werke berücksichtigt wurden (siehe oben). Im Gegensatz zur Winterkälte stehen die Leistungen der neuen geplanten Pumpspeicherkraftwerke (Emosson, Linth-Limmern und Grimsel) bei einer Hitzewelle (teilweise) zukünftig zur Verfügung, da in der Nacht ggf. Arbeit und Leistung vorhanden sind um das Wasser (wieder) hoch zu pumpen. Dies folgt aus den Simulationsergebnissen von Piot (siehe Piot, 2006c).

Die Revisionen der schweizerischen Kernkraftwerke finden (nacheinander) im Sommer statt. Ein grosses KKW ist während der Hitzewelle planmässig in Revision und zusätzlich fällt der kleinste Block aus (K-2-Annahme).

Als Folge der warmen und trockenen Luft können nukleare und fossil-thermische Grosskraftwerke nicht mit Vollast produzieren. Gemäss Angaben von swissnuclear (2006) müssen kühlurmgekühlte und flussgekühlte Kraftwerke ihre Leistung am Mittag um durchschnittlich fünf Prozentpunkte reduzieren.

Die Leistungen von Windkraft- sowie PV-Anlagen werden, wie bei der Winterkälte, in den Modellrechnungen ganz ausgeschlossen.

Die hauptsächlich auf Wärme ausgelegten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (Siedlungs- und Industriebereich) sind nur geringfügig in Betrieb. Unterstellt wird eine verfügbare Leistung von 35 Prozent der installierten Leistung.

Tabelle 2-45: **Verfügbare Leistung in Prozent der installierten Leistung, Annahmen Sommerhalbjahr**

	Technologie(gruppe)	Verfügbare Leistung in Prozent der installierten Leistung
Grundlast	Laufwasserkraftwerke	60%
	Kernkraftwerke Schweiz	K-2-Regelung, 95%
	Bezugsrechte / neue Importe	95%
	Sonstige Grundlast-Kraftwerke	95%
Mittellast (ggf. Grundlast)	Erdgas-Kombikraftwerke	95%
Mittellast	Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen	35%
	Windkraftanlagen	0%
	Photovoltaik	0%
	Sonstige Mittellast-Kraftwerke	35%
Spitzenlast	Speicherwasserkraftwerke	90%
	Pumpspeicherwerke	70%
	Gasturbine-Kraftwerke	100%

Prognos 2006

2.6.3.3 Leistungsnachfrage

Der schweizerische Belastungsverlauf vom Verbrauch am 3. Mittwoch des Monats ist in der Elektrizitätsstatistik (BFE 2005) ausführlich dargestellt. Die (Landes)Verbräuche und Verläufe sind vor allem abhängig von der Temperatur, vereinfacht gesagt von der Jahres- und der Tageszeit. Abhängig vom Verbrauch besteht die Möglichkeit, freie Kapazitäten für den Betrieb von Speicherpumpen oder für den Export zu nutzen. Die inländische Leistungsnachfrage liegt in der Schweiz im Winter bei ca. 10'000 MW und im Sommer bei ca. 8'000 MW. Hiervon sind ca. 8'000 MW bzw. 5'000 MW Grundlast. Inklusive Export beträgt die maximale Last in Einzelfällen über 12'000 MW im Sommer und bis zu 12'000 MW im Winter.

Es wird davon ausgegangen dass die Leistungsnachfrage bei steigender Stromnachfrage (Arbeit) proportional zunimmt. Für die Ermittlung der Leistungsnachfrage bis zu 2035 wird von den durch Bottom-Up-Modelle analysierten Stromnachfrageszenarien ausgegangen.

Bei einer Kältewelle nimmt die Arbeits- und Leistungsnachfrage von elektrisch betriebenen Heizungsanlagen zu. Hierdurch entwickelt sich die Grundlastnachfrage etwas überproportional mit der Stromnachfrage.

Bei einer Hitzewelle erhöhen sich sowohl die Grund- als auch die Spitzenlast durch den verstärkten Gebrauch von Klimaanlage. Für die Grundlast werden +5 Prozent gegenüber dem jeweiligen Referenzfall und in Spitzenlastzeiten +10 Prozent gegenüber dem Referenzfall angenommen. Ansonsten entwickelt sich die Leistungsnachfrage proportional mit der Stromnachfrage.

3 Bestehendes Angebot: Struktur und Situation der Elektrizitätsversorgung

3.1 Landeserzeugung bis 2003 bzw. 2005

Die Struktur der schweizerischen Landeserzeugung nach Erzeugungsgruppen ist in Tabelle 3-1 dargestellt. Sie zeichnet sich durch den grossen Anteil der CO₂-freien Erzeugungsformen Wasserkraft (55 Prozent) und Kernenergie (40 Prozent) aus. Der Beitrag von fossil-thermischen Stromerzeugungsanlagen und Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen belief sich 2005 auf ca. 5 Prozent (3.1 TWh). Die übrigen erneuerbaren Energien (Photovoltaik und Windenergie) trugen mit 19 GWh bzw. 8 GWh insgesamt mit 0.05 Prozent zur Landeserzeugung bei.

Tabelle 3-1: **Entwicklung und Struktur der Landeserzeugung (Kalenderjahr) in TWh_{el}**

	1980	1985	1990	1995	2000	2003	2005
Wasserkraftwerke	33.54	32.68	30.68	35.60	37.85	36.45	32.76
Laufkraftwerke	14.97	13.77	13.56	16.15	17.57	15.98	15.00
Speicherkraftwerke	18.58	18.91	17.11	19.45	20.29	21.05	17.76
Kernkraftwerke	13.66	21.28	22.30	23.49	24.95	25.93	22.02
Fossil-Thermische KW			0.24	0.22	0.02	0.02	0.02
Wärme-Kraft-Kopplung ¹⁾ + Kehrichtverbrennung	0.96	0.87	1.28	1.94	2.81	3.05	3.10
Erneuerbare Energien (PV und Windenergie)	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.02	0.03
Total ²⁾	48.16	54.83	54.5	61.3	65.6	65.5	57.92

1) inkl. Deponiegasverstromung

2) In der Elektrizitätsbilanz der Elektrizitätsstatistik wird tendenziell weniger für konventionell-thermische und andere Produktion als in der erweiterten Erhebung am Ende des Elektrizitätsstatistikberichtes "gebucht". Da wir unsere Daten z. T. auf diese erweiterte Erhebung kalibriert haben, weicht die gesamte Erzeugung von den Angaben in der Elektrizitätsstatistik ab.

Quellen: Schweizerische Elektrizitätsstatistik, Dr. Eicher+Pauli AG, Prognos 1996

Im Jahr 2005 betrug die gesamte installierte elektrische Leistung der Stromerzeugungsanlagen in der Schweiz 17.4 GW (vgl. Tabelle 3-2). Die Wasserkraft verfügt über ca. 13.3 GW, wovon Speicherkraftwerke mehr als die Hälfte einnehmen. Die fünf Kernkraftwerke weisen eine gesamte installierte elektrische Leistung von 3.2 GW auf. Die installierte Leistung der Kehrichtverbrennungsanlagen betrug 2005 ca. 302 MW_{el}. Die installierte Leistung für die (übrigen) Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen lag 2003 bei ca. 500 MW_{el}. Im Jahr 2005 waren 12 MW_{el} Leistung an Windenergieanlagen und 26 MW_p Photovoltaikleistung installiert.

Die Angaben für fossil-thermische Kraftwerke basieren auf Erhebungen von Dr. Eicher+Pauli AG (d.h. diese Daten sind in der Elektrizitätsstatistik erfasst), sind aber nach Aussagen des Büros Dr. Eicher+Pauli AG z. T. geschätzt. Nach Einschätzung eini-

ger Experten der Begleitgruppe liegt diese Zahl deutlich über 75 MW_{el}. Aktualisierte Daten liegen nicht vor, so dass mit der Angabe von Dr. Eicher+Pauli AG weitergerechnet wurde.

Tabelle 3-2: **Entwicklung und Struktur der inländischen installierten Leistung in MW_{el}**

	1980	1985	1990	1995	2000	2003	2005
Wasserkraftwerke	11'310	11'486	11'624	11'847	13'202	13'268	13'317
Kernkraftwerke	1'960	2'950	2'950	3'050	3'200	3'220	3'220
Fossil-Thermische KW			259	259	(>) 75 ¹⁾	(>) 75 ¹⁾	(>) 75 ¹⁾
Wärme-Kraft-Kopplung ²⁾ + Kehrichtverbrennung	ca. 684	ca. 684	427	601	731	758	754
Erneuerbare Energien (PV und Windenergie)	0	0	2	8	18	27	38
Total	ca. 13'954	ca. 15'120	15'262	11'765	17'226	17'348	17'404

1) Datenangaben von Dr. Eicher+Pauli AG (Schätzung). Gegenwärtig (Stand März 2007) liegen noch keine aktualisierten Daten vor.

2) inkl. Deponiegasverstromung

Quellen: Schweizerische Elektrizitätsstatistik, Dr. Eicher+Pauli AG, Prognos 1996

3.2 Perspektiven des bestehenden Angebotes bis 2050

3.2.1 Generelle Annahmen

Aus der Entwicklung des bestehenden Angebotes bis 2050 lässt sich die zeitliche Entwicklung und Grösse der Stromlücke ableiten. Diese Entwicklung kann unter den folgenden Annahmen abgeschätzt werden:

- Kapazitätsabgänge, welche durch Überschreiten der (durchschnittlichen) Lebensdauer oder Ablauf der Verträge innerhalb des Betrachtungszeitraums absehbar sind, werden berücksichtigt.
- Aufgrund der Definition und Abgrenzung des bestehenden Parks werden hier keine Kapazitätszugänge in Form neuer Kraftwerkskapazitäten innerhalb des Perspektivzeitraums zugerechnet.
- Lediglich die heute schon bekannten bzw. im Bau befindlichen Leistungszuwächse im vorhandenen Park (z. T. durch Austausch von Turbinen) werden zusätzlich zu den Produktionsmöglichkeiten des heutigen Kraftwerksparks berücksichtigt.

In den folgenden Abschnitten wird das bestehende Angebot für die verschiedenen Technologiegruppen analysiert. Im Modell ist die Statistik bis 2003 (teilweise bis 2005) erfasst, die Werte im Text sind auf den aktuellen Stand gebracht, so dass möglicherweise kleine Abweichungen zwischen Text und Tabelle entstanden sind. Zudem sind manche statistischen Daten im Kalenderjahr vorhanden, die im Modell in hydrologische Jahre umgerechnet wurden. Hierdurch können kleine Abweichungen mit der Statistik entstehen.

3.2.2 Wasserkraft

Bei den Wasserkraftanlagen wird zwischen Laufkraftwerken und Speicherkraftwerken unterschieden. Die Laufwasserkraftwerke werden statistisch in Kleinstwasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von weniger als 300 kW_{el} und in (grössere) Laufkraftwerke mit einer installierten Leistung mehr als 300 kW_{el} getrennt. Die Speicherkraftwerke werden wiederum nach reinen Speicherkraftwerken und Pumpspeicherwerken differenziert. Bei den Speicherkraftwerken kann die in Form von potenzieller Energie gespeicherte Energie aus natürlichen Zuflüssen (und bis zur Ausschöpfung der Speicherkapazität) zu jeder Zeit in der Höhe der Turbinenleistung abgerufen werden. Ein Teil der sommerlichen Zuflüsse wird durch das Auffüllen der Speicher im Winter zu Zeiten von Spitzenverbräuchen in elektrische Energie umgewandelt. Grundlaststrom aus dem Inland sowie Ausland kann somit und mit Hilfe der Pumpspeicherwerke, zu Schwachlastzeiten (Wochenende, Nacht) in hochwertige Spitzenlastenergie umgewandelt werden. Im April weisen die Speicherseen den niedrigsten und im September den höchsten Speicherstand auf. Insgesamt steht ein Speichervermögen von 8'540 GWh_{el} zur Verfügung, wovon im hydrologischen Jahr 2004/2005 7'111 GWh_{el} zur saisonalen Speicherung zwischen Sommer und Winter genutzt wurden (BFE, 2004).

Die gesamte Leistung der Wasserkraftwerke betrug 2005 13.3 GW_{el} bei einer Produktion von 34.5 TWh_{el} (hydrologisches Jahr).

Bei der Wasserkraft werden im Gegensatz zu den anderen Technologiegruppen keine Kapazitätsabgänge unterstellt. Bei dieser Gruppe wird davon ausgegangen, dass die Anlagen durch Sanierung, Ertüchtigung und Leistungserhöhungen instand gehalten werden und folglich die installierte Leistung sogar leicht zunehmen wird. Aufgrund der Restwasserbestimmungen des Gewässerschutzgesetzes nimmt die Stromerzeugung jedoch im Laufe der Jahre wieder schwach ab (leicht abnehmende Zahl der Volllaststunden unterstellt nach Electrowatt-Ekono, 2004). Im Referenzszenario werden keine signifikanten Auswirkungen von Klimaveränderungen auf den Wasserhaushalt unterstellt.

Der Verbrauch der Speicherpumpen wird als zusätzliche Nachfrage betrachtet und auf der Nachfrageseite verbucht.

Es ist noch darauf hinzuweisen, dass die bisherige Stromerzeugung aus Wasserkraft grosse Schwankungen aufweist. Das hat einerseits mit dem Anfall des Wassers, aber auch, wie oben erwähnt, mit wirtschaftlichen (Optimierungs-)Gründen zu tun. Im Modell muss jedoch mit durchschnittlichen Daten gerechnet werden; deshalb sind nur Trends abgebildet. Figur 3-2 auf Seite 71 illustriert diesen Sachverhalt.

Tabelle 3-3: **Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Wasserkraftwerke bis 2050 (inkl. Erneuerungen/Instandsetzung)**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW _{el})	13'244	13'310	13'319	13'364	13'409	13'454	13'499	13'544	13'589	13'634	13'634	13'634
Hydrologisches Jahr (TWh)	38.38	38.31	36.85	36.88	36.90	36.92	36.83	36.74	36.61	36.47	36.26	36.04
Winterhalbjahr (TWh)	17.48	16.92	15.15	15.16	15.17	15.18	15.14	15.10	15.05	15.00	14.91	14.83
Sommerhalbjahr (TWh)	20.90	21.39	21.69	21.71	21.72	21.73	21.68	21.63	21.54	21.46	21.33	21.20

Prognos 2006

3.2.3 Kernenergie

Die fünf Kernkraftwerke in der Schweiz mit einer gesamten installierten Nettoleistung von 3'220 MW_{el} erzeugten 2005 (Kalenderjahr) 22'020 GWh, wovon 13'937 GWh im Winterhalbjahr (2004/2005) erbracht wurden. Die durch den Generatorschaden notwendige Produktionspause des Kernkraftwerks Leibstadt von April bis September 2005 führte zu einer deutlich geringeren Erzeugung als in den Jahren zuvor.

In den letzten Jahren weisen die Kernkraftwerke seit der Inbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt eine ständige Zunahme der Erzeugung auf, welche einerseits auf die Leistungserhöhungen in den 1990er-Jahren und andererseits auf die (tendenziell) höhere Auslastung der Kernkraftwerke zurückzuführen ist.

Für die zukünftige Entwicklung der Stromerzeugung durch die fünf Kernkraftwerke wird davon ausgegangen, dass die installierte Leistung konstant bleibt. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung gibt es keine Aussagen zu möglichen zukünftigen Leistungserhöhungen.

Für die Folgejahre wird von einer Auslastung in Höhe von 7'600 Volllaststunden pro Jahr bis zum Betriebsalter von 40 Jahren ausgegangen. Nach Erreichen des 40-jährigen Betriebsalters wird ein Rückgang der Auslastung um 200 Stunden pro Jahr unterstellt, da angenommen wird, dass die Kernkraftwerke aufgrund ihres Betriebsalters (ggf.) umfassenden Nachrüstungen und Erneuerungen unterzogen werden müssen (Prognos, 2001).

Unter Berücksichtigung der oben genannten Annahmen und ausgehend von einer durchschnittlichen Lebensdauer der Kernkraftwerke Beznau I & II sowie Mühleberg von 50 Jahren und für die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt von 60 Jahren, wurde die in Tabelle 3-4 aufgelistete Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Kernkraftwerke bis 2050 ermittelt.

Tabelle 3-4: **Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Kernkraftwerke bis 2050**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW _{el})	3'170	3'220	3'220	3'220	3'220	2'855	2'135	2'135	2'135	1'165	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	24.73	25.93	20.71	24.40	24.25	21.36	15.80	15.80	15.80	8.62	0.00	0.00
Winterhalbjahr (TWh)	13.72	14.07	13.94	13.86	13.84	12.25	9.14	9.14	9.14	4.99	0.00	0.00
Sommerhalbjahr (TWh)	11.01	11.86	6.77	10.54	10.42	9.11	6.66	6.66	6.66	3.63	0.00	0.00

2005 Sonderfall durch Produktionspause Leibstadt

Prognos 2006

3.2.4 Fossil-thermische Stromerzeugung

Bei der konventionellen fossil-thermischen Stromerzeugung handelt es sich um einige kleine (Reserve-)Anlagen und das Ölkraftwerk Vouvry. Bis Ende 1999 erzeugte das Ölkraftwerk Vouvry mit einer installierten Leistung von 284 MW_{el} einige hundert GWh pro Jahr und wurde nach einer Betriebsdauer von mehr als 34 Jahren Ende September 1999 stillgelegt.

Die übrigen Anlagen mit einer installierten Leistung von 75 MW_{el} erzeugen nach einer Schätzung von Dr. Eicher+Pauli AG (2004c, 2006) ca. 15 GWh pro Jahr. Mit Angaben von Dr. Eicher+Pauli AG (2001-2006) und unter Annahme einer 30-jährigen Lebensdauer wird von einer (modell-technischen) Stilllegung aller sonstigen bestehenden fossil-thermischen Kraftwerke bis 2009 ausgegangen.

Tabelle 3-5: **Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden konventionell-thermischen Stromerzeugungsanlagen bis 2050**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW _{el})	75	75	75	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	0.02	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Winterhalbjahr (TWh)	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sommerhalbjahr (TWh)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Prognos 2006

3.2.5 Fossile Wärme-Kraft-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung (WKK) ist eine Variante der Stromerzeugung, bei der die entstehende Wärme nicht ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird, sondern zu einem Grossteil der Deckung von Raum- oder Prozesswärmebedarf (sowie Kühlungsbedarf) oder Warmwasserbedarf dient.

Die Statistik (u.a. installierte Leistung und Stromerzeugung) der Wärme-Kraft-Kopplungs-

Anlagen (WKK) wird jedes Jahr im Auftrag des Bundesamtes für Energie durch das Ingenieurbüro Dr. Eicher+Pauli AG (2004c-2006) erfasst. Diese WKK-Statistik liegt den hier aufgelisteten Daten zugrunde.

Zu der fossilen WKK gehören die mit fossilen Brennstoffen angetriebenen Blockheizkraftwerke (BHKW), (Mikro)Gasturbinen, Gas- und Dampfturbinen, Heizkraftwerke und Brennstoffzellen.

Vor allem die Erzeugungskapazitäten der Blockheizkraftwerke haben in den letzten 15 Jahren massiv zugenommen. Im Jahr 1990 waren gemäss Dr. Eicher+Pauli AG (2001) 91 Anlagen installiert, 2005 waren es bereits 670 Anlagen. Die installierte Leistung stieg in der gleichen Periode von 16.3 MW_{el} auf 109 MW_{el}, die Stromerzeugung von 30.2 GWh/a auf 430.7 GWh/a.

Die installierten Leistungen der Dampfturbinen, Gasturbinen (> 1 MW_{el}) und Kombikraftanlagen hat sich während der letzten fünf Jahre nur geringfügig geändert. Einige Anlagen sind schon in den 1960er und 1970er Jahren installiert worden und sollten theoretisch gesehen schon längst ersetzt oder saniert worden sein. Bei der Ermittlung der zukünftigen Stromerzeugung ist deshalb davon auszugehen, dass diese Anlagen innerhalb der nächsten zwei bis drei Jahre ersetzt werden müssen und im Modell aus dem Bestand entfallen.

Tabelle 3-6: **Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen bis 2050**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW _{el})	409	427	343	282	211	148	54	12	0	0	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	1.41	1.51	1.38	1.18	0.95	0.72	0.26	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00
Winterhalbjahr (TWh)	0.92	0.98	0.90	0.76	0.59	0.42	0.15	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00
Sommerhalbjahr (TWh)	0.49	0.53	0.48	0.42	0.36	0.30	0.11	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00

Prognos 2006

3.2.6 Kehrichtverbrennungsanlagen

Einen Spezialfall stellen Kehrichtverbrennungsanlagen dar. In den meisten Schweizer Anlagen wird sowohl Strom erzeugt als auch Wärme genutzt, jedoch gehörten 2005 nur 3 Anlagen (KVA Basel, KVA Bern, KVA Hagenholz in Zürich) zur WKK, wenn die Definition der WKK nach Dr. Eicher+Pauli AG zugrunde gelegt wird (elektrischer Wirkungsgrad > 5 Prozent und Gesamtwirkungsgrad > 60 Prozent).

Zudem kann ein Teil des Brennstoffs als „erneuerbar“ angesehen werden, gemäss derzeit gängiger Definition 50 Prozent. Deswegen kann die KVA-Gruppe weder zu den konventionellen thermischen Stromerzeugern noch zur Wärme-Kraft-Kopplung gerechnet werden. Sie wird daher im Modell separat behandelt.

Die elektrische Leistung der Kehrichtverbrennungsanlagen hat sich im Zeitraum von 1990 bis einschliesslich 2005 annähernd verdoppelt, was vor allem auf die Nachrüstungen und

Kapazitätserweiterungen im Rahmen von Gesamtsanierungen (aufgrund der lufthygienischen Vorschriften) zurückzuführen ist (Dr. Eicher+Pauli AG, 2004c).

Die Erzeugung hat sich auf Grund der Leistungszunahme gleichmässig erhöht und stieg von 644 GWh im Kalenderjahr 1990 auf 1'603 GWh im Kalenderjahr 2005 (Dr. Eicher+Pauli AG, 2004c,2006).

Die Altersstruktur des KVA-Parks ist untypisch. Einige Anlagen haben die durchschnittliche Lebensdauer längst überschritten. Deshalb ist eine reine Abschätzung des Ablaufens der KVA (nach durchschnittlichen Lebensdauern) schwierig.

Bei der Ermittlung der zukünftigen Stromerzeugung wird deshalb wie bei der fossilen WKK davon ausgegangen, dass diese Anlagen innerhalb der nächsten zwei bis drei Jahre ersetzt (oder saniert) werden müssen und im Modell aus dem Bestand entfallen. Die Abschätzung des Auslaufens wurde mit Hilfe von Angaben in econcept (2004) vorgenommen (Liste Jahr der Inbetriebnahme, geplante Sanierungszeitpunkte) .

Die nach 2003 in Betrieb genommene Anlage (Thun), die Inbetriebnahme der Anlage in Lausanne und das geplante Projekt (Tessin), wurden im bestehenden Angebot modellmässig berücksichtigt. Wie erwähnt, ist im Modell nur die Statistik bis 2003 erfasst, deshalb weichen die unterstehenden Daten für 2005 von der Statistik ab.

Tabelle 3-7: **Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Kehrichtverbrennungsanlagen bis 2050**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW _{el})	264	282	282	268	200	132	73	19	0	0	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	1.28	1.46	1.49	1.42	1.06	0.70	0.39	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00
Winterhalbjahr (TWh)	0.71	0.80	0.82	0.78	0.58	0.38	0.21	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00
Sommerhalbjahr (TWh)	0.58	0.66	0.67	0.64	0.48	0.31	0.17	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00

Prognos 2006

3.2.7 Erneuerbare Energien

3.2.7.1 Gekoppelte erneuerbare Energien

Zu der erneuerbaren WKK gehören die Abwasserreinigungs-, Biogas-, (Deponie-) und Biomasse-Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen.

Derzeit spielen vor allem die Abwasserreinigungsanlagen mit einer Stromproduktion von 107.2 GWh/a (im Jahr 2005) eine bedeutende Rolle in der Stromerzeugung der regenerativen WKK-Anlagen. Die Biogasanlagen (Landwirtschaft und Gewerbe sowie Industrie) erzeugten 2005 rund 23.0 GWh/a.

Im Jahr 2005 waren noch 16 Deponiegasmotoren zur Elektrizitätsproduktion in Betrieb. Damit wurden 15 GWh Elektrizität erzeugt. Da diese mit Deponiegas betriebenen Motoren in der Regel nicht in der Nähe von potenziellen Wärmeabnehmern errichtet sind (bzw.

nicht errichtet werden dürfen), erreichen die meisten Deponiegasmotoren keine Gesamtnutzungsgrade von mehr als 60 Prozent und werden gemäss „Schweizer Definition“ nicht als WKK bezeichnet. Sie sind aber in der WKK-Statistik des Büros Dr. Eicher+Pauli AG (2003b) als nicht WKK erfasst. Zu einem grossen Teil wurden die erfassten Deponiegasmotoren aus betrieblichen Gründen mit Propangas oder Erdgas betrieben (Dr. Eicher+Pauli AG, 2004c).

Aus methodischen Gründen wird die ungekoppelte Deponiegasverstromung zu der regenerativen WKK gerechnet, da diese Anlagen im Modell derzeit nur in einem Technologieblock repräsentiert werden.

Biomasse-Holz-Anlagen werden hauptsächlich im Wärmebereich eingesetzt. Bisher wurde nur in wenigen Anlagen Strom erzeugt. In 2003 betrug die Erzeugung ca. 25 GWh (Dr. Eicher+Pauli AG, 2004a).

Tabelle 3-8: **Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden regenerativen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen bis 2050**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW _{el})	48	48	48	48	25	13	0	0	0	0	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	0.17	0.19	0.18	0.18	0.09	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Winterhalbjahr (TWh)	0.10	0.11	0.11	0.11	0.05	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sommerhalbjahr (TWh)	0.07	0.08	0.07	0.07	0.03	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Inkl. Deponiegasverstromung (Nicht WKK)

Prognos 2006

3.2.7.2 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ohne Wärmeproduktion

Im Jahr 2005 waren in der Schweiz 26.3 MW_p an Photovoltaikanlagen installiert (inkl. Inselanlagen), die insgesamt 19.3 GWh Strom erzeugten. Seit 1995 hat die installierte Leistung um 225 Prozent zugenommen. Jedoch trägt die Stromerzeugung von Photovoltaik mit 0.03 Prozent nur geringfügig zur gesamten Landeserzeugung bei.

Windenergie erfährt ein ähnliches Wachstum. Die Anzahl der Standorte lag 2005 bei 28 mit einer gesamten installierten Leistung von 11.6 MW_{el}. Im Jahr 1995 lag die Anzahl der Anlagen noch bei 7 (0.31 MW_{el}). Die Stromproduktion stieg bis 2005 auf 8.4 GWh. Abhängig von verschiedenen Entscheidungen könnten bis ca. 2010 rund 20 MW_{el} an Leistung hinzu kommen.

Ausgehend von Statistiken aus anderen Ländern, wird ein Winter-Sommerverhältnis von 35/65 für Photovoltaik-Anlagen unterstellt (nach PSI, 2005a; SFV, 2005) und von 60/40 für Windenergieanlagen (Elforsk AB, 2005; IWR, 2005; Nielsen, 2004).

Aus der Statistik der erneuerbaren Energien (Zubau bis 2003) und der jeweils unterstellten Lebensdauer (25 Jahre für PV bzw. 20 Jahre für Windenergieanlagen) wurde eine Abschätzung über den Abgang der Anlagen aus dem Park nach 2004 (d.h. ohne Ersatz) vorgenommen. Die in 2005 und 2006 erstellten Projekte (Entlebuch/Rengg, Collonges) sind im bestehenden Angebot berücksichtigt.

Unter den oben genannten Annahmen wurde die in der Tabelle 3-9 aufgelistete Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Photovoltaik- und Windkraftanlagen bis 2050 berechnet. Da modellmässig nur die Statistik bis 2003 erfasst ist, weichen die unterstehenden Daten für 2005 von der Statistik ab.

Tabelle 3-9: **Entwicklung der Stromerzeugung der bestehenden Photovoltaik- und Windenergieanlagen bis 2050**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW _{el})	18	26	29	32	32	22	14	0	0	0	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	0.01	0.02	0.03	0.03	0.03	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Winterhalbjahr (TWh)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sommerhalbjahr (TWh)	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Prognos 2006

3.3 Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen

Neben der Stromerzeugung für die inländische Versorgung exportiert und importiert die Schweiz Strom aus anderen europäischen Ländern. Ob die Schweiz Strom exportiert oder importiert, hängt von der jeweiligen inländischen Produktion im Vergleich zum Landesverbrauch ab. Die Relation dieser Grössen unterscheidet sich im Winter- und Sommerhalbjahr. Daraus resultieren Produktionsüberschüsse oder -engpässe.

Beim Import wird zwischen langfristigen Bezugsverträgen, kurzfristigen Importverträgen und Ausgleich im Verbund unterschieden. Bei den Exporten wird zwischen Lieferverpflichtungen (Laufzeit länger als zwei Jahre) und Reservehaltung, Lieferungen in ausländische Versorgungsgebiete, Partneranteilen, Ausgleich im Verbund, Abmachungen (Laufzeit kürzer als zwei Jahre) und Tagesgeschäften unterschieden (Prognos, 1996; Elektrizitätsstatistik BFE).

In dieser Studie werden nur die vertraglich fixierten Bezugsrechte und Lieferverpflichtungen betrachtet, nicht dagegen die Stromimporte und Stromexporte, welche die Funktion haben, die jahreszeitlichen Schwankungen der Stromerzeugung aus Wasserkraft auszugleichen.

Die Bezugsrechte aus ausländischen Produktionsanlagen beziehen sich auf französische Kernkraftwerke und hatten 2003 einen Umfang von 2.6 GW_{el}. Die Lieferung betrug im selben Jahr ca. 18 TWh (BFE, 2004). Das Auslaufen der Bezugsverträge erfolgt gemäss Angaben des BFE (2004).

Tabelle 3-10: **Entwicklung der Bezugsrechte bis 2050**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamte Leistung (MW _{el})	2'655	2'555	2'555	2'455	2'455	1'466	1'266	1'266	400	100	0	0
Hydrologisches Jahr (TWh)	18.78	18.03	18.03	17.24	17.24	9.83	8.19	8.19	2.61	0.65	0.00	0.00
Winterhalbjahr (TWh)	9.95	9.51	9.51	9.12	9.12	5.29	4.46	4.46	1.43	0.36	0.00	0.00
Sommerhalbjahr (TWh)	8.84	8.51	8.51	8.12	8.12	4.54	3.74	3.74	1.18	0.30	0.00	0.00

Prognos 2006

Bezüglich der Ausfuhrverpflichtungen bestand beim Kernkraftwerk Leibstadt bis September 1999 eine ausländische Kapitalbeteiligung in Höhe von insgesamt 12.5 Prozent (ca. 0.7 TWh). Diese verringerte sich dann um 5 Prozentpunkte und Mitte 2002 nochmals um 7.5 Prozent, so dass die Lieferverpflichtung ab Mitte 2002 entfiel (nach Prognos, 1996).

Gemäss Prognos (1996) besitzen ausländische Unternehmen Anteile an verschiedenen Wasserkraftwerken, die in der inländischen Erzeugung enthalten sind und als Ausfuhrverpflichtung gelten. Insgesamt betragen diese Ausfuhrverpflichtungen ca. 2.3 TWh/a (nach Prognos, 1996). Es handelt sich hier jedoch um eine Schätzung, da keine spezifischen und aktuellen Daten vorhanden sind.

Tabelle 3-11: **Entwicklung der Lieferverpflichtungen bis 2050**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Hydrol. Jahr (TWh)	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26
Winterhalbjahr (TWh)	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13	1.13
Sommerhalbjahr (TWh)	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14

Prognos 2006

3.4 Gesamtangebot ohne Zubau neuer Anlagen

3.4.1 Referenzfall

Bei Addition der Leistungen und Erzeugungen der einzelnen oben beschriebenen Technologiegruppen und Saldierung von Lieferverpflichtungen und Bezugsrechten ergibt sich für die Entwicklung des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050 das in Tabelle 3-12 und in der Figur 3-2 (hydrologisches Jahr) dargestellte Bild.

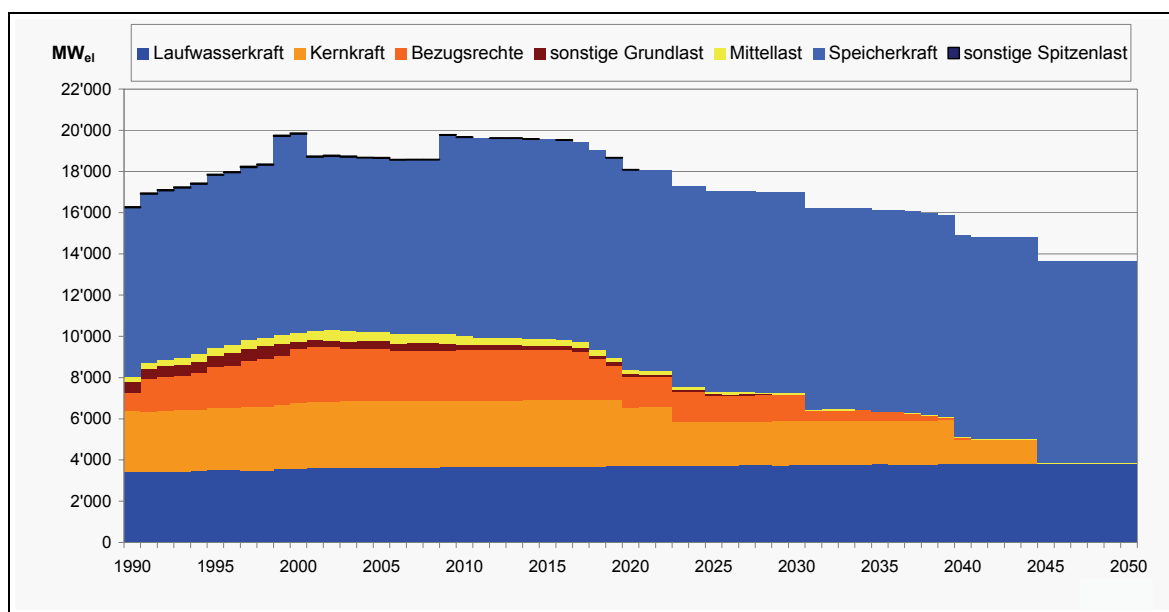
Es ist darauf hinzuweisen, dass die Stromerzeugung aus Wasserkraft bisher grosse Schwankungen aufweist. Die ex-ante-Daten bilden die mittlere Erzeugung der einzelnen Technologiegruppen ab.

Tabelle 3-12: **Entwicklung des Stromangebotes des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050 (inkl. Bezugsverträge und Lieferverpflichtungen)**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Totale Leistung (MW _{el})	19'878	19'945	19'873	19'671	19'554	18'092	17'041	16'976	16'124	14'899	13'634	13'634
Hydrol. Jahr (TWh)	81.95	83.21	76.40	79.06	78.25	67.33	59.21	58.60	52.74	43.47	33.98	33.76
Winterhalbjahr (TWh)	41.43	41.28	39.33	38.68	38.24	32.43	27.98	27.66	24.50	19.22	13.79	13.70
Sommerhalbjahr (TWh)	40.55	41.90	37.07	40.38	40.00	34.90	31.23	30.94	28.25	24.26	20.20	20.06

Prognos 2006

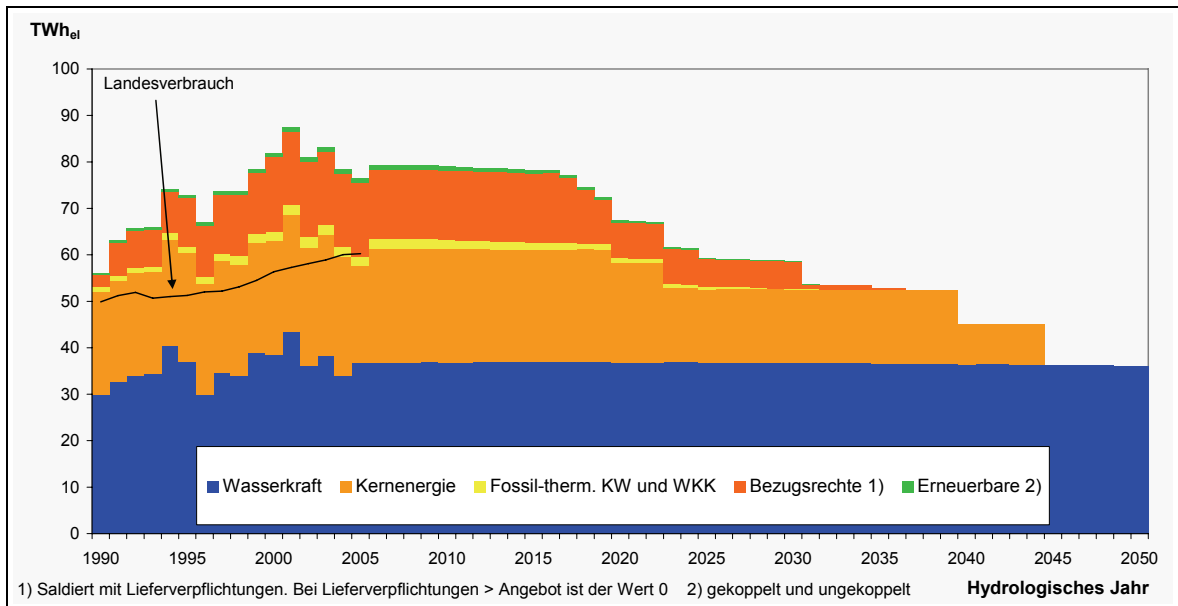
Figur 3-1: **Perspektiven der installierten Leistung des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050**



Prognos 2006

Figur 3-2 zeigt einen stufenweisen Rückgang des Angebots, vor allem deutlich sichtbar ab 2017 (hydrologisches Jahr). Ein ähnliches Ergebnis ergibt sich für das Winterhalbjahr und das Sommerhalbjahr (vgl. Figur 3-2 und Figur 3-3). Die Figuren zeigen zudem die bedeutende Rolle von Wasserkraft und Kernenergie in der Schweiz.

Figur 3-2: **Perspektiven des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050**



Prognos 2006

3.4.2 Verfügbare Leistungen bei einer Kälte- oder Hitzewelle

3.4.2.1 Kältewelle

Ausgehend von einer Reduzierung der verfügbaren Leistung bei einer Kältewelle (siehe Tabelle 2-44 auf Seite 57) ergibt sich das in Figur 3-3 dargestellte Bild des Gesamtangebots des bestehenden Parks bis 2050.

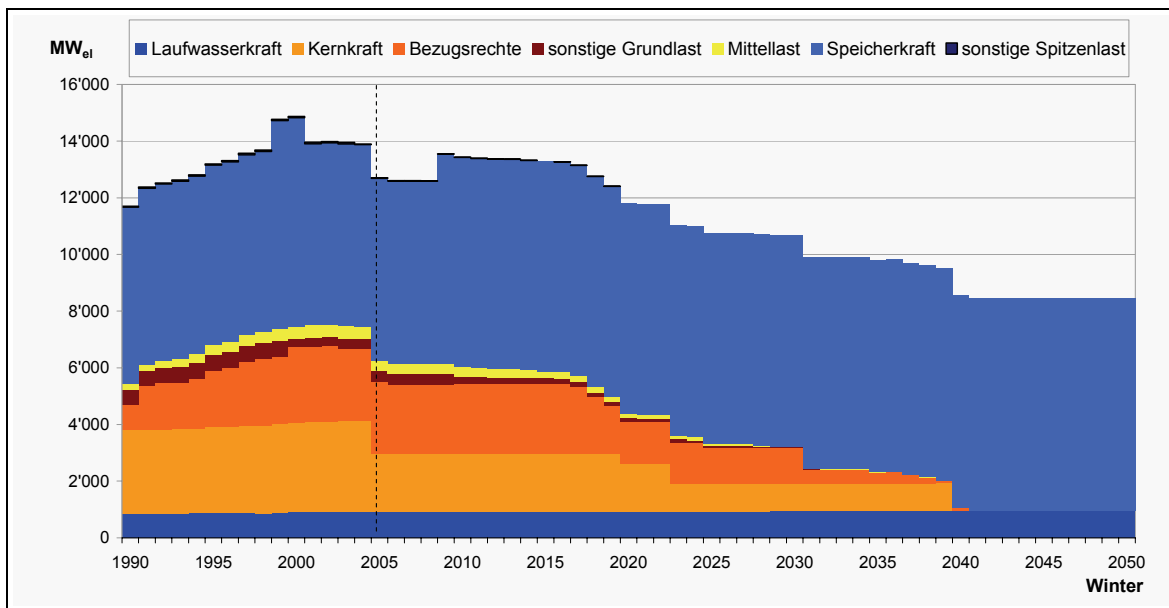
In der Analyse der Versorgungssicherheit wurde unterstellt, dass neben der Reduzierung der Leistung bei einer Kältewelle und dem Ausfall eines Kraftwerksblock ab 2005 nicht importiert werden kann.

Tabelle 3-13: **Entwicklung der verfügbaren Leistung des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050 bei einer Kältewelle**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Totale Leistung (MW _{el})	12'217	11'395	10'148	10'979	10'838	10'351	9'486	9'411	9'401	8'453	8'453	8'453

Prognos 2006

Figur 3-3: **Perspektiven der verfügbaren Leistung des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050 bei einer Kältewelle**



Prognos 2006

3.4.2.2 Hitzewelle

Wie bei einer Kältewelle reduziert sich die verfügbare Leistung bei einer Hitzewelle. Die Annahmen sind in Tabelle 2-45, Seite 59, dargestellt.

Unterstellt wird, dass Importe in einem solchen Fall möglich sind. Neben dem durch Revision bedingten Ausfall eines Kernkraftblocks, fällt ausserplanmässig ein weiterer kleiner Kernkraftblock aus (beide ab 2005).

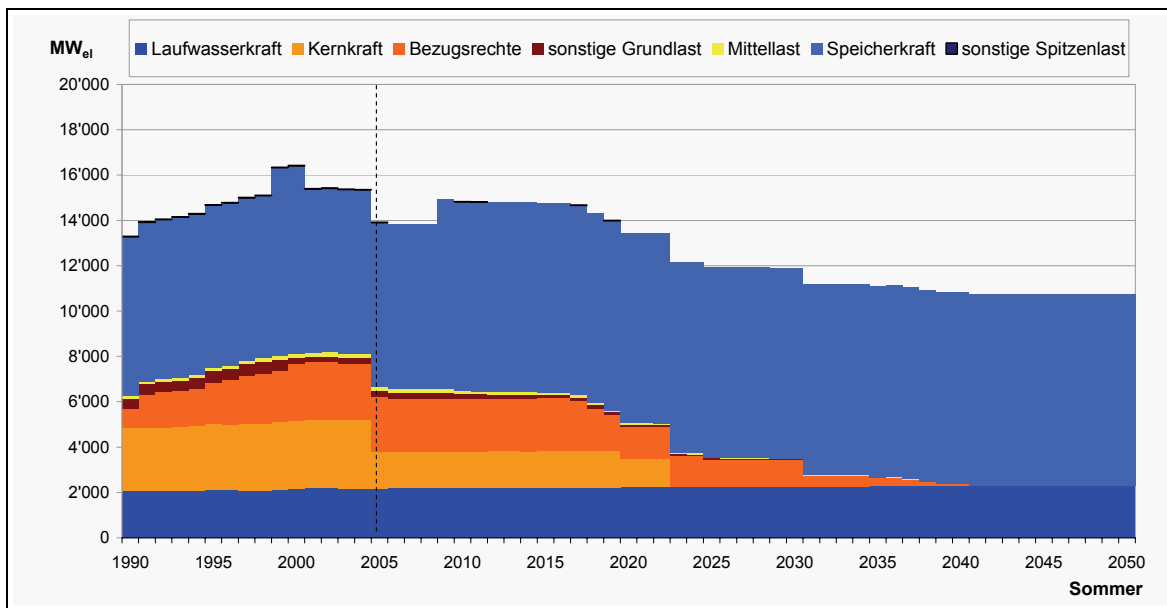
Die noch resultierende verfügbare Leistung ist in Tabelle 3-14 und Figur 3-4 dargestellt.

Tabelle 3-14: **Entwicklung der verfügbaren Leistung des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050 bei einer Hitzewelle**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Totale Leistung (MW _{el})	16'427	15'382	13'917	14'831	14'779	13'447	11'938	11'915	11'106	10'853	10'758	10'758

Prognos 2006

Figur 3-4 **Perspektiven der verfügbaren Leistung des bestehenden Kraftwerksparks bei einer Hitzewelle bis 2050**



Prognos 2006

3.4.3 Sensitivität „Klima Wärmer“

Einen Spezialfall bildet die Sensitivität „Klima Wärmer“. Die Erwärmung des Klimas hat nicht nur Auswirkungen auf die Nachfrage, sie hat auch Folgen auf die Stromangebotsseite. Dieser Abschnitt fasst die Auswirkungen des wärmeren Klimas zusammen. Referiert wird die Studie des Laboratoire Hydrologie et Aménagements der Ecole Polytechnique Fédérale in Lausanne (Horton et al., 2005), sowie OcCC (2004) und einige globale Klimastudien (in Piot, 2006a).

Auf globaler Ebene wird von einer durchschnittlichen Zunahme der Oberflächentemperatur von 1990 bis 2050 um 0.7 bis 2.6 °C ausgegangen (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) und verschiedene Klimamodelle in Piot, 2006a). Gestützt auf diese Annahmen zeigt eine Untersuchung der EPFL (Horton et al., 2005) die Auswirkungen einer Klimaerwärmung auf den Wasserabfluss aus dem Alpenraum, wobei ein Anstieg der Jahresmitteltemperatur von 1.2 °C¹⁰ im Alpenraum bis ins Jahr 2035 unterstellt wird, verglichen mit der Periode 1960 - 1990. Die Jahresniederschlagsmenge reduziert sich in diesem Zeitraum um 2 Prozent. Dies hat zur Folge, dass der Wasserabfluss aus dem Alpenraum um ca. 7 Prozent niedriger ausfällt (Piot, 2006a), was wiederum einen Einfluss auf die Stromerzeugung der Wasserkraftwerke hat.

Für die verschiedenen Typen von Wasserkraftwerken werden folgende Annahmen getroffen (BFE/Prognos, 2005; Piot, 2006a):

Laufwasserkraftwerke:

Die geringere Abflussmenge (7 Prozent), die aus dem Alpengebiet ins Mittelland fliesst, führt zu einer (durchschnittlichen) Abnahme der Produktion der Laufwasserkraftwerke um

¹⁰ im Juni bis August +2 °C, September bis Mai +1 °C

7 Prozent. Es wird davon ausgegangen, dass verstärkte Verdunstung im Mittelland auftritt (wurde in der Studie der EPFL nicht untersucht). Dies könnte das Wasserangebot weiter schmälern. Die Verdunstung wird dann durch verminderte Überläufe im Sommer bei den Laufwasserkraftwerken kompensiert (Piot, 2006a). Restwasserbestimmungen sind nicht berücksichtigt.

Speicherkraftwerke:

Der 7 Prozent geringere Wasserabfluss im Sommer führt zu einer (durchschnittlichen) Verminderung der Produktion um 7 Prozent in 2035. Restwasserbestimmungen sind nicht berücksichtigt.

Pumpspeicher:

Kein Einfluss auf die Produktionsmenge, da der Einsatz der Pumpspeicher sich auf kurzfristige Regelleistung beschränkt.

Für alle übrigen Stromerzeuger (Kernkraftwerke, WKK-Anlagen, sonstige erneuerbare Energien) werden keine Einflüsse auf die Stromerzeugung durch das (durchschnittliche) wärmere Klima unterstellt. Erstens wird angenommen, dass eine Erwärmung der Fliessgewässer die Kühlung nicht gefährdet (das Jahr 2003 war in diesem Fall eine Ausnahme, welche in den nächsten 30 Jahren nicht als massgebend zu betrachten ist). Zweitens liegen keine Untersuchungen der Auswirkungen eines wärmeren Klimas auf z.B. Windverhältnisse und die Sonneneinstrahlung vor.

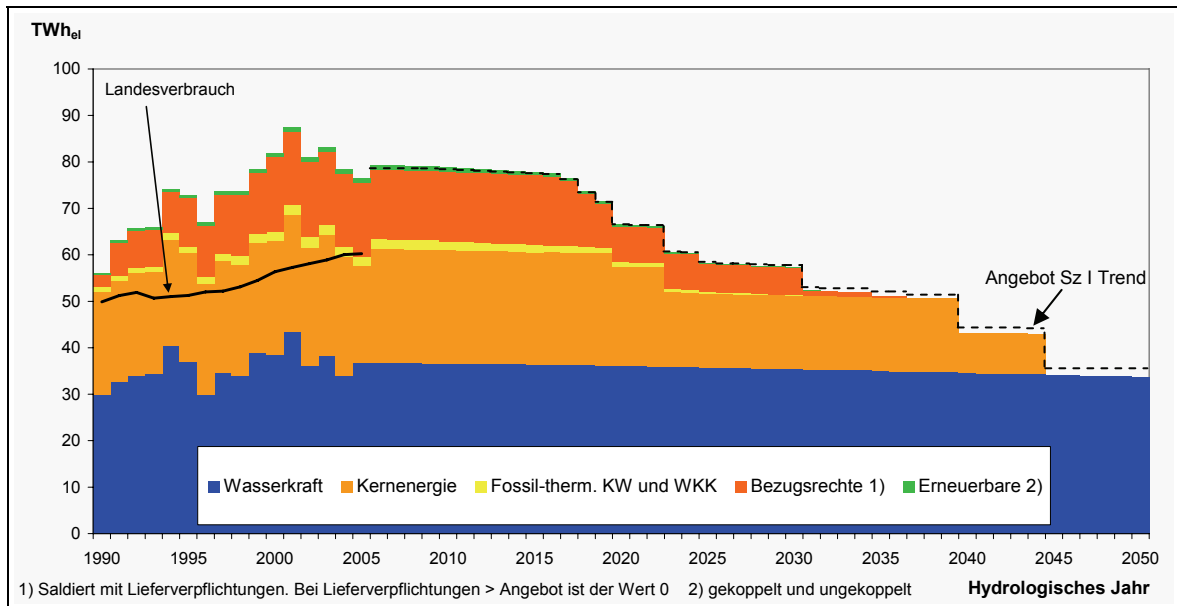
Figur 3-5 zeigt die Auswirkungen des wärmeren Klimas auf das Angebot im Vergleich zum Trendszenario (gestrichelte Linien). Die zugehörigen Zahlen der Sensitivität sind in Tabelle 3-15 dargestellt.

Tabelle 3-15: Entwicklung des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050, Sensitivität Klima Wärmer

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Totale Leistung (MW _{el})	19'878	19'945	19'873	19'671	19'554	18'092	17'041	16'976	16'124	14'899	13'634	13'634
Hydrologisches Jahr (TWh)	81.95	83.21	76.40	78.80	77.72	66.53	58.15	57.27	51.16	41.64	31.89	31.43
Winterhalbjahr (TWh)	41.43	41.28	39.32	38.57	38.02	32.10	27.54	27.11	23.84	18.46	12.92	12.73
Sommerhalbjahr (TWh)	40.55	41.90	37.07	40.22	39.69	34.43	30.61	30.16	27.32	23.18	18.97	18.70

Prognos 2006

Figur 3-5: **Perspektiven des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050, Sensitivität Klima Wärmer**



Prognos 2006

3.4.4 Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke (KKW40)

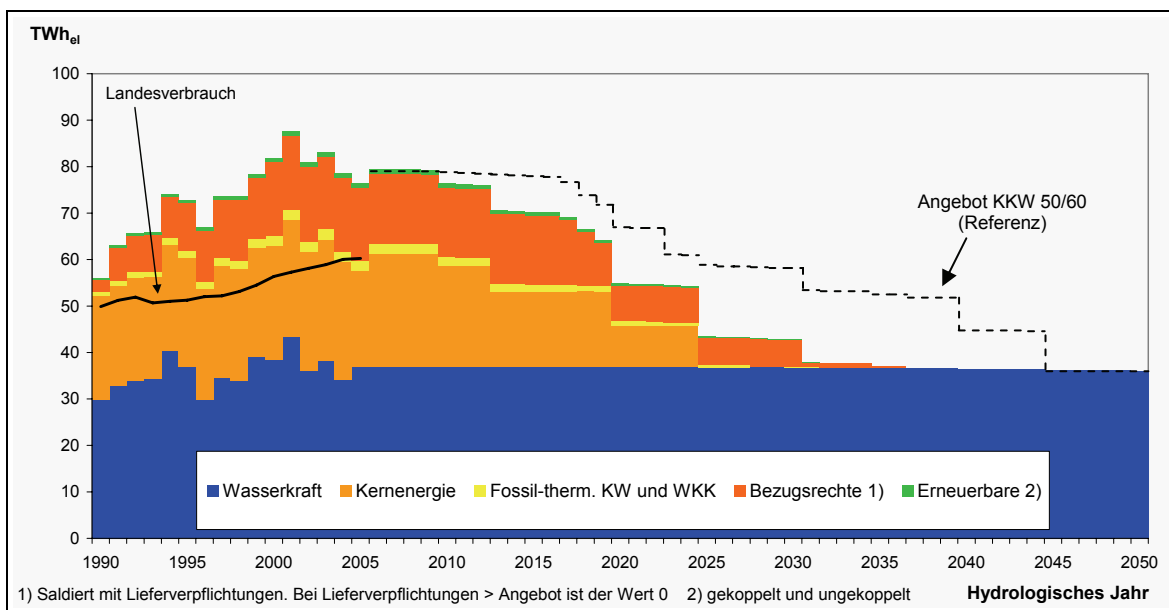
Im Referenzfall werden die Laufzeiten der bestehenden (inländischen) Kraftwerke mit 50 bzw. 60 Jahren unterstellt. Beim Ausstieg aus der Kernenergie betragen die Laufzeiten für alle bestehenden (inländischen) Kernkraftwerke 40 Jahre. Hierdurch reduziert sich das bestehende Angebot im Vergleich zum Referenzfall schneller und liegt in 2035 um 30 Prozent (16 TWh im hydr. Jahr) niedriger als im Referenzfall. Für das Jahr 2050 ist das bestehende Angebot - durch die Stilllegung aller Kernkraftwerke - in beiden Fällen gleich.

Tabelle 3-16: **Entwicklung des Stromangebotes des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050, Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Totale Leistung (MW _{el})	19'878	19'945	19'873	19'305	18'468	16'401	14'906	14'840	13'989	13'734	13'634	13'634
Hydrologisches Jahr (TWh)	81.95	83.21	76.40	76.36	70.22	54.82	43.41	42.80	36.95	34.85	33.98	33.76
Winterhalbjahr (TWh)	41.43	41.28	39.33	37.12	33.60	25.20	18.84	18.52	15.36	14.23	13.79	13.70
Sommerhalbjahr (TWh)	40.55	41.90	37.07	39.24	36.62	29.63	24.57	24.28	21.59	20.62	20.20	20.06

Prognos 2006

Figur 3-6: **Perspektiven des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050**
Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke



Prognos 2006

3.4.5 Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke (KKW60)

In der Sensitivität Betriebsverlängerung der Kernkraftwerke betragen die Laufzeiten aller Kernkraftwerke 60 Jahre. Die Laufzeit der kleineren Kernkraftwerke Beznau I und II sowie Mühleberg, werden im Vergleich zum Referenzfall um 10 Jahre verlängert.

Wie im Referenzfall wird nach Erreichen der 40-jährigen Betriebsdauer ein Rückgang der Auslastung von 7'600 auf 7'400 Stunden pro Jahr unterstellt, da angenommen wird, dass die Kernkraftwerke aufgrund ihres Betriebsalters (ggf.) umfassenden Nachrüstungen und Erneuerungen unterzogen werden müssen (Prognos, 2001).

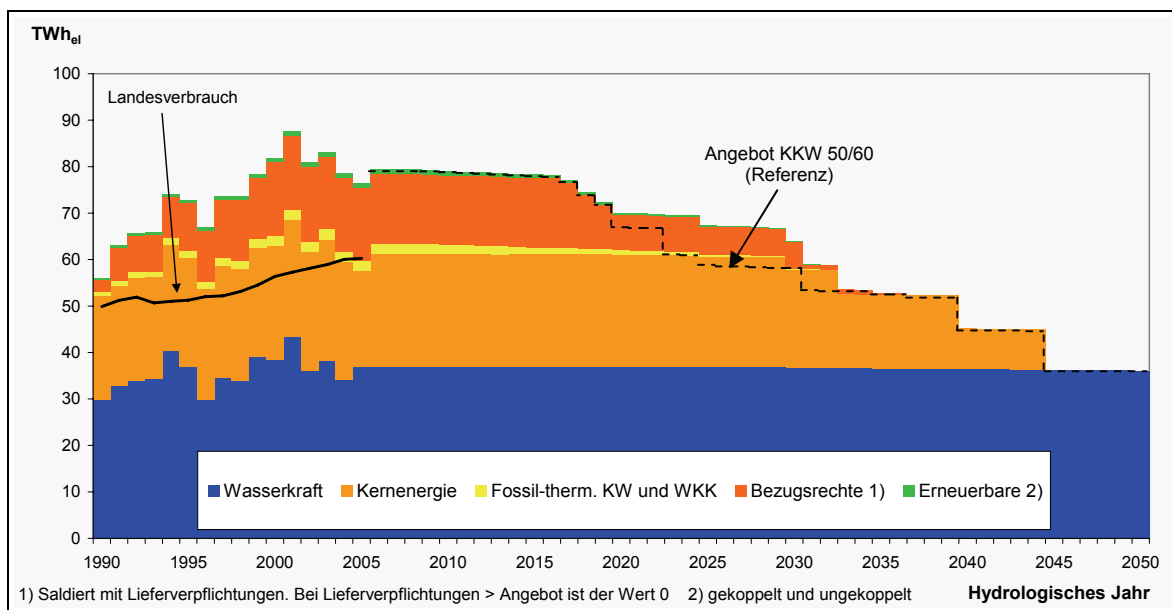
Zwischen 2020 und 2032 erhöht sich das bestehende Angebot im Vergleich zum Referenzfall. Ab 2032 entspricht das bestehende Angebot in dieser Sensitivität wieder demjenigen im Referenzfall (50 bzw. 60 Jahre Betriebsdauer der Kernkraftwerke).

Tabelle 3-17: **Entwicklung des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks bis 2050, Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Totale Leistung (MW _{el})	19'878	19'945	19'873	19'671	19'554	18'456	18'126	17'695	16'124	14'899	13'634	13'634
Hydrologisches Jahr (TWh)	81.95	83.21	76.40	79.06	78.25	70.03	67.24	63.92	52.74	43.47	33.98	33.76
Winterhalbjahr (TWh)	41.43	41.28	39.33	38.68	38.24	34.00	32.63	30.74	24.50	19.22	13.79	13.70
Sommerhalbjahr (TWh)	40.55	41.90	37.07	40.38	40.00	36.03	34.61	33.18	28.25	24.26	20.20	20.06

Prognos 2006

Figur 3-7: **Perspektiven des Stromangebots des bestehenden Kraftwerksparks (ohne Neubau) bis 2050**
Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke



Prognos 2006

Szenario I: “Weiter wie bisher“

4 Szenario I: „Weiter wie bisher“

4.1 Ausgangslage

Das Szenario I dient als „Referenz“ oder „Baseline“.

Als Grundphilosophie wird in diesem Szenario eine „Energiepolitik weiter wie bisher“ unterstellt. Es wird von einer stetigen Weiterentwicklung im Sinne einer Effektivierung bestehender und bekannter Instrumente und der Anpassung an technische Entwicklungen ausgegangen.

Es wird nicht angenommen, dass sich die Energiepolitik deutlich oder „ruckhaft“ verschärft, oder dass in der Gesellschaft ein „Paradigmenwechsel“ stattfindet, der die Energiepolitik auf der Liste der gesellschaftlichen Prioritäten nach oben wandern lässt. Ebenfalls wird ausgeschlossen, dass sich die Energiepolitik wieder stärker industriepolitisch orientiert (z.B. Veränderung der relativen sektoralen Preise oder deutliche Verbilligung für energieintensive Industrien).

Dieses Kapitel zeigt zunächst die Resultate der Modellrechnungen für die sektorale Elektrizitätsnachfrage sowie die benötigte Elektrizität für die Fernwärmeerzeugung. Nach Addition der Netzverluste resultiert daraus der Landesverbrauch, welcher zusammen mit dem Verbrauch der Pumpspeicherkraftwerke die inländische Elektrizitätsnachfrage ergibt. Für die zukünftige Deckung der Nachfrage sind verschiedene Varianten möglich, von denen einige im Hinblick auf (gesamtwirtschaftliche) Kosten, Umwelt- und Klimaschutz sowie Versorgungssicherheit für das Referenzszenario ausgearbeitet wurden. Für einzelne Parameter wurden zusätzlich Sensitivitäten durchgerechnet. Im letzten Abschnitt werden die einzelnen Angebotsvarianten und Sensitivitäten zusammengefasst dargestellt und miteinander verglichen.

4.2 Allgemeine Voraussetzungen

Die kaum durch die schweizerische Energiepolitik beeinflussbaren Entwicklungen, die die Energieperspektiven prägen, sind u.a. die Veränderungen von Bevölkerung, BIP, Rohölpreisen und Energiebezugsflächen. Die wichtigsten Rahmenentwicklungen, die dem Szenario I zugrunde liegen, sind in Tabelle 4-1 dargestellt.

Die vom Bundesamt für Statistik (BFS) im Jahre 2001 veröffentlichte Trendvariante der Bevölkerung dient als Basis für die Energieperspektiven. Die Bevölkerung wächst demnach in der näheren Zukunft von 7.2 auf 7.6 Millionen und stabilisiert sich anschliessend. Die Trendvariante von 2001 geht von einem leicht positiven Einwanderungssaldo aus, welcher in der neuesten Veröffentlichung des BFS von 2006 nach oben revidiert wurde.¹¹ Zusammen mit der Unterstellung einer höheren Lebenserwartung der Hochaltrigen, führt dies zu einer um rund neun Prozent höheren Bevölkerungszahl als in der Trendvariante

¹¹ Die Daten aus 2006 lagen zu Beginn der Perspektivarbeiten nicht vor, so dass von der Trendvariante des BFS aus 2001 ausgegangen wurde.

aus 2001. Die dadurch erhöhte Nachfrage ist mit der Sensitivität BIP Hoch vergleichbar (BFE, 2007).

Das BIP-Wachstum wurde im langfristigen Durchschnitt auf 0.9 Prozent pro Jahr festgelegt. Der Einfluss eines höheren BIP-Wachstums von 1.4 Prozent pro Jahr wurde in der Sensitivität BIP Hoch untersucht.

Die Rohölpreise betragen im Referenzfall ca. 30 USD pro Fass (real 2003) und in der Sensitivität Preise Hoch 50 USD pro Fass (real 2003). Siehe auch Kapitel 2.4.8.

Für die Entwicklungen der Energiebezugsflächen sowie der Verkehrsleistungen wird auf die Sektorberichte Haushalte (Prognos, 2006b) und Verkehr (Infras, 2007) verwiesen.

Tabelle 4-1: Übersicht über wichtige Rahmenentwicklungen

	Bev. in Mio.	BIP real in Mrd. CHF	Rohöl- preise USD/Fass	EBF total in Mio. m ²	EBF Wohnen in Mio. m ²	PV _{vk} in Mrd. Pkm	GV in Mrd. Tkm
1990	6.80	387.90	31.23	544.91*	349.28	•	•
2000	7.21	422.76	29.89	627.23	416.50	106.2	23.31
2035 Szenario I							
BIP-Trend	7.57	572.33	33.40	845.53	577.07	134.31	37.04
BIP-Hoch	7.57	692.24	33.40	859.59	583.63	148.14	42.54
Ölpreis-Trend, 30 USD/Fass	7.57	572.33	33.40	845.53	577.07	134.31	37.04
Ölpreis 50 USD/Fass	7.57	572.33	50.00	845.53	577.07	133.50	37.04

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert. BFE 2007

Bev.: Wohnbevölkerung

BIP real: Bruttoinlandsprodukt zu Preisen von 2003

Rohölpreise: Variante 30 USD/Fass geht bis 2030 von einer real konstanten Entwicklung der globalen Rohölpreise aus (in Preisen von 2003). Danach steigen sie auf 50 USD/Fass real in 2050. In jeweiligen Preisen bedeutet dies 59 USD/Fass in 2035.

Variante 50 USD/Fass geht von einer Stabilisierung der Rohölpreise auf 50 USD/Fass aus (in Preisen von 2003). In jeweiligen Preisen bedeutet dies 88 USD/Fass in 2035.

EBF: Energiebezugsflächen sind die Flächen, die beheizt oder klimatisiert werden.

PV_{vk}: Gesamte Personenverkehrsleistung in Mrd. Personenkilometer

GV: Gesamte Güterverkehrsleistung in Mrd. Tonnenkilometer

Für die Energiepolitik wurde in diesem Referenzszenario eine Fortsetzung der bisherigen Politik ohne Verstärkung, aber auch ohne substantielle Reduktion der Energiepolitik gegenüber dem Status von 2003 angenommen:

- Neue ordnungsrechtliche Instrumente werden nicht unterstellt.
- Das Programm EnergieSchweiz wird mit einem Budget von ca. 45 Mio. CHF/a real fortgeführt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass das Programm jeweils parallel evaluiert und laufend effektiviert wird.

- Es werden weiterhin Globalmittel der Kantone mit einem Budget von ca. 40 Mio. CHF/a für Energieeffizienz und erneuerbare Energien ausgereicht.

Bei der ursprünglichen Festlegung der Szenarien war nicht endgültig geklärt, ob eine CO₂-Abgabe in einer für die inländische Erreichung der Kyoto-Ziele in 2010 notwendigen Höhe beschlossen werden würde oder nicht. Daher wurden ursprünglich zwei Varianten für den Trend - Ia (ohne CO₂-Abgabe) und Ib (CO₂-Abgabe auf Brenn- und Treibstoffen) - zugrunde gelegt. In den Endberichten der Energieperspektiven wird die Variante ohne CO₂-Abgabe als Referenz behandelt. Die Variante mit CO₂-Abgabe wird Teil des Sensitivitätenfächers, mit dem die Robustheit der Szenarien überprüft wird.

4.3 Perspektiven der Elektrizitätsnachfrage in Szenario I

Die folgende Zusammenstellung zeigt die Resultate der Modellrechnungen für die sektorale Elektrizitätsnachfrage im Trendszenario I mit Sensitivitäten.

Die einzelnen Sektoren wurden von den Bearbeitern

- Infrac AG – Verkehr
- Basics AG – Industrie
- CEPE – Dienstleistungssektor (inklusive Kleingewerbe und Landwirtschaft)
- Prognos AG – Haushalte

modelliert.

Die Nachfrage wurde witterungsbereinigt berechnet, daher ergeben sich für die Vergangenheit Abweichungen zur Energiestatistik, die auf den tatsächlichen Werten basiert.

Zur sektoralen Elektrizitätsnachfrage wird der Elektrizitätsbedarf der Fernwärmeerzeugung addiert, was insgesamt den Endverbrauch ergibt. Zusammen mit den elektrischen Verlusten ergibt sich der Landesverbrauch. Eine zusätzliche Elektrizitätsnachfrage bewirkt der Verbrauch der (bestehenden) Speicherpumpen. Die Summe aus dem Landesverbrauch und dem Verbrauch der Speicherpumpen fliesst schlussendlich als exogene Grösse ins Kraftwerksmodell ein.

4.3.1 Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Szenario I Trend

Das Szenario I Trend geht davon aus, dass keine CO₂- oder Energieabgabe eingeführt wird.

Es wird angenommen, dass das Programm EnergieSchweiz mit einem Budget von etwa 45 Mio. CHF/a real und Effektivierungsdruck fortgeführt wird.

In Szenario I Trend werden zunächst entspannte Weltenergiemärkte (Rohölpreis: real 30 USD/Fass) unterstellt, ein Preisanstieg wird erst ab 2020 angenommen. Aufgrund der aktuellen Entwicklungen an den Rohölmärkten (Preispeak, der sich nur langsam zurück-

bildet) wird der Sensitivität „Preise Hoch“ (dauerhaft real 50 USD/Fass Rohölpreis) derzeit eine grössere Bedeutung zugemessen.

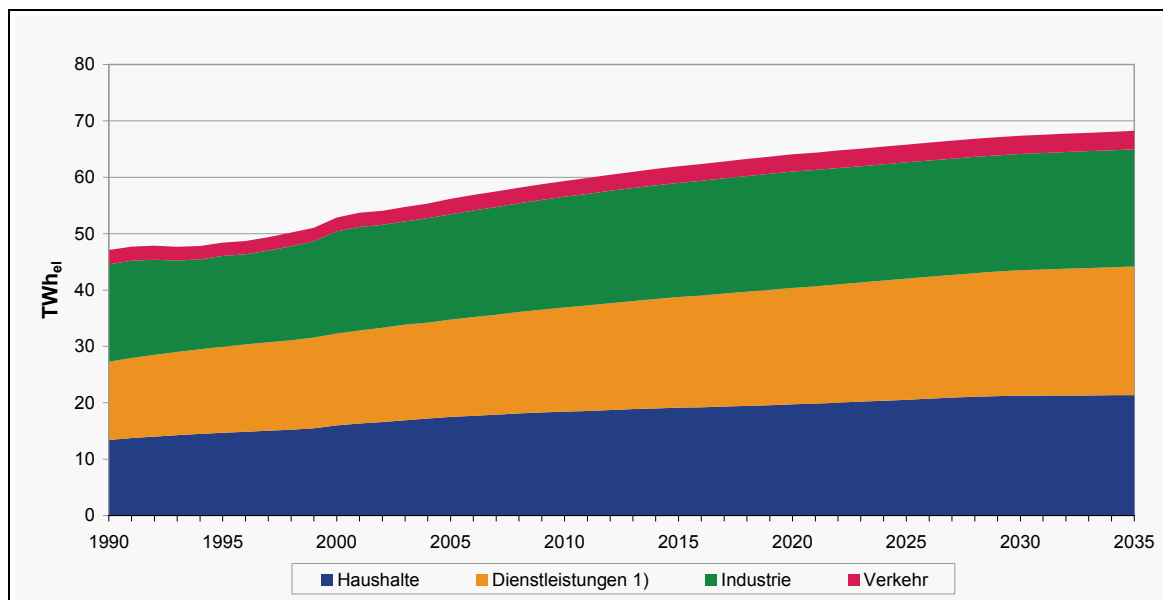
Insgesamt wird ein moderates Wirtschaftswachstum (ca. 0.9 Prozent pro Jahr) angenommen.

Im Einzelnen werden folgende Grundannahmen für die Sektoren unterstellt:

- Haushalte, Gebäude, Geräte:
Periodische Anpassung der Vorschriften, moderater Absenkpfad der spezifischen Verbräuche
- Industrie und Dienstleistungen:
Nach 2012 verschwindet die „Drohkulisse“ CO₂-Abgabe
- Verkehr:
Autonomer Dieseltrend, Schwerverkehrsabgabe, technischer Fortschritt beim spezifischen Verbrauch neuer PW -1.5 Prozent pro Jahr bis 2012, danach -0.75 Prozent pro Jahr

Trotz stabilem Gesamtenergieverbrauch ist eine weiter wachsende „Elektrifizierung“ zu erkennen. Zwischen 2003 und 2035 nimmt die Elektrizitätsnachfrage um 29 Prozent zu. Der stärkste Verbrauchszuwachs an Elektrizität ist im Sektor Dienstleistungen mit 40 Prozent zu verzeichnen, gefolgt von Haushalten und Verkehr mit jeweils 33 Prozent. Im Sektor Industrie steigt die Elektrizitätsnachfrage um 15 Prozent. Figur 4-1 stellt die Veränderungen nach Sektoren für die Periode 1990 bis 2035 (Kalenderjahr) grafisch dar.

Figur 4-1: **Szenario I Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren 1990 bis 2035, in TWh_{el}



1) inklusive Kleingewerbe und Landwirtschaft

Prognos 2006

4.3.2 Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Sensitivitäten der Nachfrage

Da zum Zeitpunkt des Starts der Perspektivarbeiten noch nicht entschieden war, ob es eine CO₂-Abgabe geben wird oder nicht, wurde eine Variante „mit CO₂-Abgabe“ (Sz. Ib Trend) zusätzlich als mögliche Referenz auf der Nachfrageseite untersucht.

In Szenario Ib Trend wird eine CO₂-Abgabe auf Brenn- und Treibstoffen eingeführt (Ausgestaltung gem. Bundesratsvariante 1, Vernehmlassung zu den vier Varianten, UVEK 20.10.04). Die Abgabenhöhe auf Brennstoffen ist (nominal) konstant 35.- CHF/t CO₂ bis 2035. Die Abgabe auf Treibstoffen beträgt bis 2008 64.- CHF/t CO₂ und von 2008 bis 2035 128.- CHF/t CO₂.

Im Verkehrssektor wird ein Bonus-Malus-System für neue Personenwagen ab 2005 unterstellt. Hinzu kommen eine Mineralölsteuerbefreiung für Biotreibstoffen (Beimischung von Bioethanol zum Benzin in 2020: 5.75 Prozent) sowie eine Mineralölsteuererleichterung bei Erdgas als Treibstoff.

Tabelle 4-2: **CO₂-Abgaben in CHF pro Tonne CO₂**

	CO ₂ -Abgabe in CHF/t CO ₂
Brennstoffe	35
Treibstoffe 2006-2007 *	64
Treibstoffe ab 2008 *	128

* Mineralölsteuerbefreiung von Biotreibstoffen (Beimischung von Bioethanol zum Benzin in 2020: 5.75 Prozent) sowie Mineralölsteuererleichterung bei Erdgas als Treibstoff.

Im Übrigen entspricht Szenario Ib dem Szenario „Weiter wie bisher“ (Szenario I Trend). Die Zunahme der Elektrizitätsnachfrage in der Periode zwischen 2000 und 2035 beträgt 30 Prozent. Die Elektrizitätsnachfrage in diesem Szenario ist im Jahr 2035 nur geringfügig höher als bei Szenario I Trend. Weil Elektrizität nicht mit einer Abgabe belastet wird, „gewinnt“ sie relativ zu den fossilen Energieträgern und erfährt geringfügige Substitutionsgewinne.

In der Sensitivität „BIP Hoch“ wird ein durchgängig um einen halben Prozentpunkt erhöhtes jährliches BIP-Wachstum unterstellt (1.4 Prozent pro Jahr).

Die Elektrizitätsnachfrage liegt 2035 um 36 Prozent über dem Wert von 2000. Diese gegenüber der Referenz I Trend um 7 Prozentpunkte höhere Zunahme ist den Mengeneffekten (höhere Industrieproduktion, mehr Arbeitsplätze Dienstleistungen, höherer Konsum Privathaushalte) geschuldet.

In der Sensitivität „Preise Hoch“ wird ein dauerhaft gegenüber dem Szenario I Trend erhöhter Weltmarktrohölpreis mit Auswirkungen auf die anderen Energieträger, insbesondere das Gas, unterstellt. Die Elektrizität erfährt hier Substitutionsgewinne.

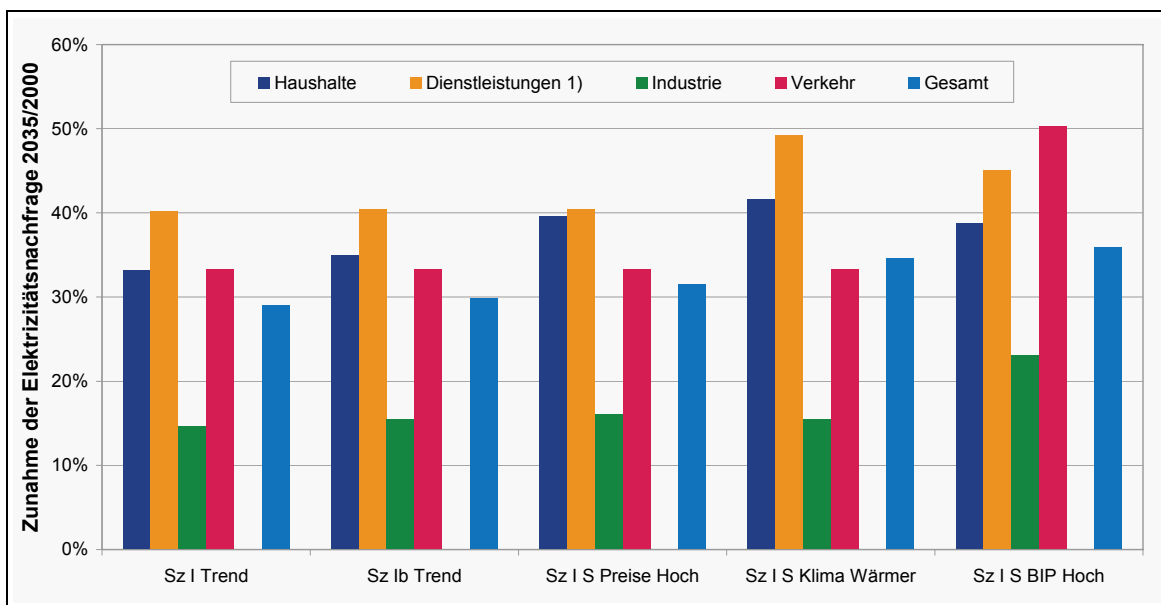
Die relative Zunahme der Elektrizitätsnachfrage von 2000 bis 2035 beträgt 32 Prozent, das sind 3 Prozentpunkte mehr als in Szenario I Trend.

In der Sensitivität „Klima Wärmer“ wird eine durchschnittliche Temperaturerhöhung um 1.2 Grad Celsius bis 2035 unterstellt. Die Klimaerwärmung führt 2035 zu einem gut 6 Prozent höheren Stromverbrauch gegenüber dem Referenzfall, hauptsächlich wegen des

sommerlichen Kühlbedarfs. Der stärkste Nachfragezuwachs nach Elektrizität zwischen 2000 und 2035 zeigt sich im Sektor Dienstleistungen mit 49 Prozent, gefolgt vom Sektor Haushalte mit 42 Prozent. In den Sektoren Industrie und Verkehr nimmt die Elektrizitätsnachfrage um 33 Prozent bzw. 16 Prozent zu.

Figur 4-2 zeigt die relative Zunahme von 2035 gegenüber 2000 für die einzelnen Sektoren und Sensitivitäten in Szenario I. Vor allem ein wärmeres Klima und ein höheres BIP-Wachstum sorgen für eine starke Zunahme der Elektrizitätsnachfrage in den einzelnen Sektoren.

Figur 4-2: **Szenario I**
Zunahme der Elektrizitätsnachfrage 2035/2000 nach Sektoren, in Prozent



¹⁾ inklusive Kleingewerbe und Landwirtschaft

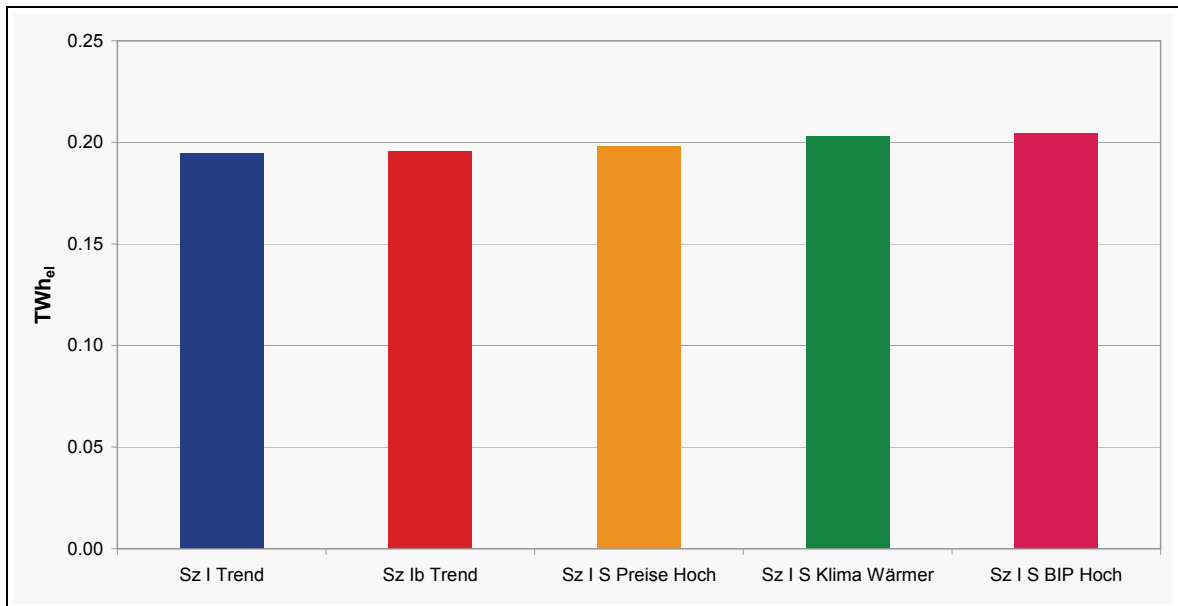
Prognos 2006

Werte 2000: Haushalte 16.0 TWh_{el}, Dienstleistungen 16.3 TWh_{el}, Industrie 18.1 TWh_{el},
Verkehr 2.5 TWh_{el}, Gesamt 52.9 TWh_{el}

4.3.3 Fernwärme

Ausser dem Stromverbrauch der Endnachfragesektoren wurde der Elektrizitätsbedarf bei der Fernwärmeerzeugung ermittelt. Er beträgt in Szenario I Trend knapp 200 GWh_{el}. In den einzelnen Sensitivitäten zu Szenario I verändert er sich geringfügig und proportional zur Veränderung der Elektrizitätsnachfrage (siehe Figur 4-3).

Figur 4-3: **Szenario I**
Elektrizitätsverbrauch in der Fernwärmeerzeugung in 2035, in TWh_{el}

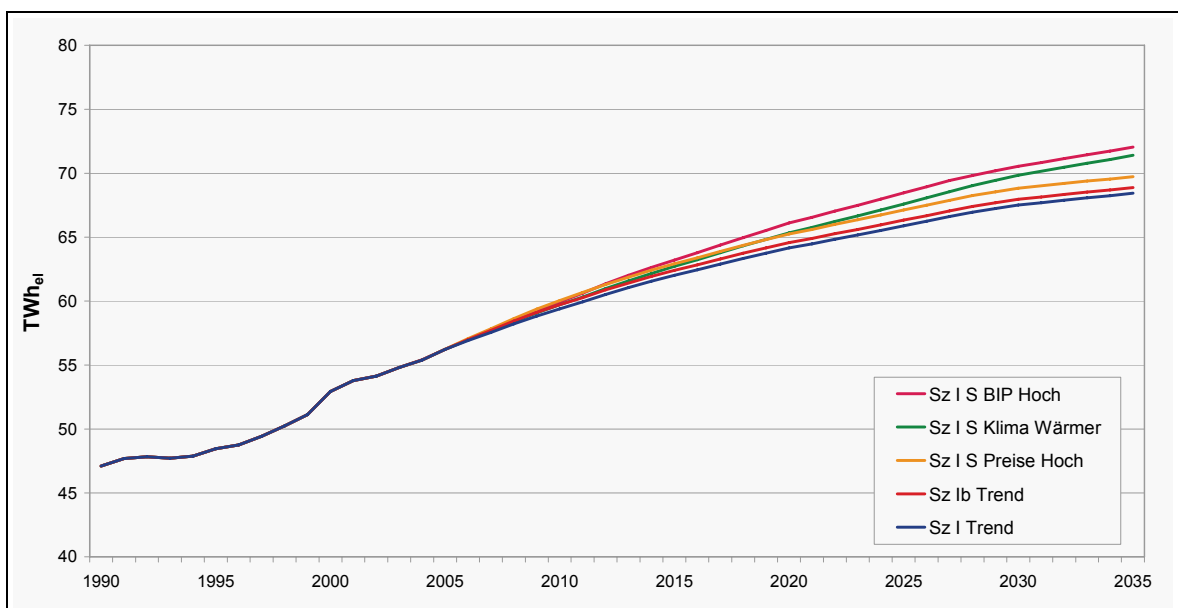


Prognos 2006

4.3.4 Endverbrauch

Wird zur sektoralen Elektrizitätsnachfrage die Nachfrage des Umwandlungssektors addiert, ergibt sich die gesamte Endnachfrage. Figur 4-4 stellt die Endnachfrage für die Szenarien I Trend sowie die Sensitivitäten dar. Die Figur zeigt eine kontinuierliche Steigerung der Elektrizitätsnachfrage, die sich ab ca. 2030 leicht abschwächt. Die Unterschiede in der Nachfrage liegen im Jahr 2035 in einem Bereich von 5 Prozent.

Figur 4-4: **Szenario I**
Elektrische Endverbräuche 1990 bis 2035, in TWh_{el}



Prognos 2006

4.3.5 Elektrische Verluste

Die Verluste verstehen sich vom Kraftwerk bis zum Abnehmer, bzw. bei der Bahn bis zum Fahrdrat (BFE Elektrizitätsstatistik, 2004). Im Kalenderjahr 2003 betrug die Verluste 4'139 GWh_{el}, im hydrologischen Jahr 4'113 GWh_{el}, das entsprach 7.5 Prozent des Endverbrauchs. Es wird unterstellt, dass sich die Verluste durch technischen Fortschritt bis 2035 auf knapp 7 Prozent des Endverbrauchs verringern werden.

4.3.6 Landesverbrauch

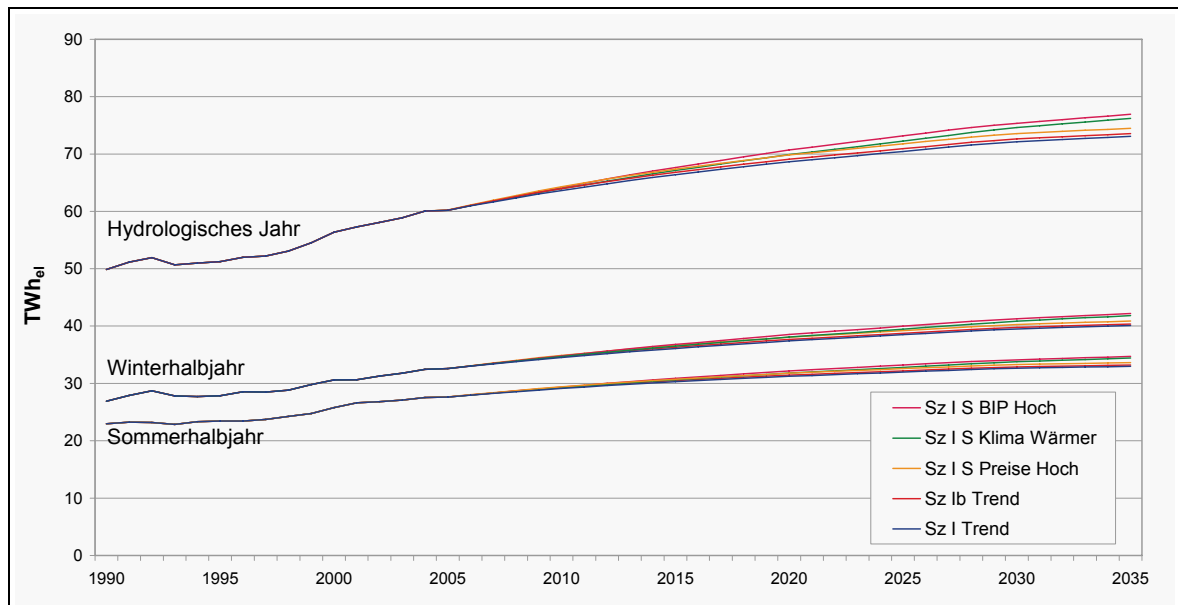
Aufgrund der besonderen Bedeutung der Wasserkraft für die schweizerische Elektrizitätsversorgung ist eine jahreszeitliche Differenzierung der Kalenderjahre in Sommer- und Winterhalbjahr angezeigt.

Die Elektrizitätsnachfrage im Winter (1. Oktober bis 31. März) war bisher stets höher als im Sommer (1. April bis zum 30. September). In den letzten 15 Jahren betrug der Winteranteil am Endverbrauch ca. 54 bis 55 Prozent, was auch für die Zukunft unterstellt wird.

Wegen der höheren Nachfrage und dem geringeren Angebot der Wasserkraft werden in erster Linie alle Berechnungen zur Deckung der Nachfrage auf die jeweiligen Winterhalbjahre ausgerichtet. Deshalb werden die Modellergebnisse der Nachfrage (Kalenderjahr) auf das hydrologische Jahr und das Winter- und Sommerhalbjahr umgerechnet.

In der Figur 4-5 ist der Landesverbrauch sowohl im hydrologischen Jahr als auch im Winter- und Sommerhalbjahr abgebildet. Der Landesverbrauch entspricht dem Endverbrauch zuzüglich der Verluste.

Figur 4-5: **Szenario I**
Landesverbrauch 1990 bis 2035, in TWh_{el}



Prognos 2006

4.3.7 Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

In der Elektrizitätsstatistik wird der Verbrauch der Speicherpumpen von der Landeserzeugung abgezogen. Hierdurch ergibt sich die Nettoerzeugung. Im Prognos-Elektrizitätsmodell hingegen wird der entsprechende Verbrauch als zusätzliche Nachfrage zum Landesverbrauch betrachtet. Da der Verbrauch der Speicherpumpen nicht einer einzelnen Erzeugungsgruppe zugerechnet werden kann und das Modell nach Erzeugungsgruppen unterteilt ist, erscheint dieses Vorgehen in der Logik der Modellierung plausibler.

Als mittlere Erwartung des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen wird der Mittelwert des Verbrauchs der letzten zehn Jahre verwendet (BFE Elektrizitätsstatistik 2004). Tabelle 4-3 gibt die unterstellte Entwicklung des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen wieder.

Tabelle 4-3: Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen, in GWh_{el}

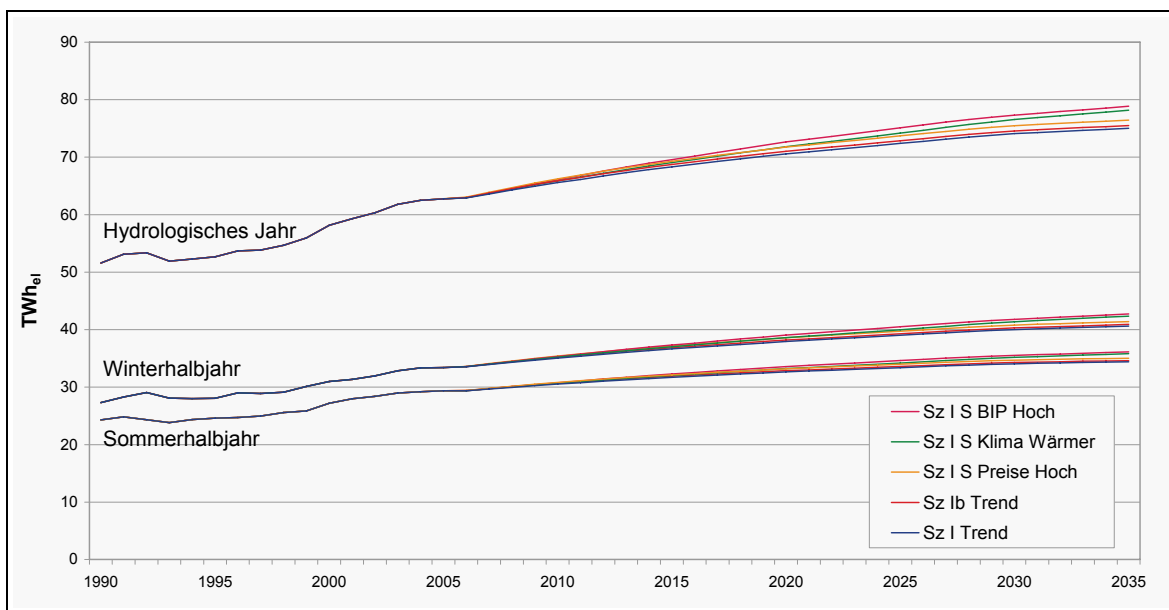
	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Hydrologisches Jahr	1'770	2'882	2'540	1'920	1'920	1'920	1'920	1'920	1'920
Winterhalbjahr	356	1'054	809	520	520	520	520	520	520
Sommerhalbjahr	1'414	1'828	1'731	1'400	1'400	1'400	1'400	1'400	1'400

Prognos 2006

4.3.8 Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

Die (für das Elektrizitätsmodell relevante) Nachfrage ist der Landesverbrauch zuzüglich des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen.

Figur 4-6: Szenario I
Gesamte Elektrizitätsnachfrage 1990 bis 2035, in TWh_{el}



Prognos 2006

Tabelle 4-4: **Szenario I**
Gesamte Elektrizitätsnachfrage, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage - hydr. Jahr									
I Trend	58.1	61.8	62.8	65.5	68.3	70.6	72.4	74.1	75.0
Ib Trend	58.1	61.8	62.8	65.9	68.7	71.0	72.8	74.5	75.5
I S Preise Hoch	58.1	61.8	62.8	66.2	69.2	71.7	73.6	75.4	76.3
I S Klima Wärmer	58.1	61.8	62.8	65.9	69.1	71.8	74.2	76.5	78.1
I S BIP Hoch	58.1	61.8	62.8	66.0	69.5	72.5	74.9	77.1	78.6
Nachfrage - Winter									
I Trend	31.0	32.8	33.4	35.0	36.6	37.9	39.0	40.0	40.6
Ib Trend	31.0	32.8	33.4	35.2	36.8	38.2	39.2	40.3	40.9
I S Preise Hoch	31.0	32.8	33.4	35.4	37.1	38.5	39.7	40.7	41.3
I S Klima Wärmer	31.0	32.8	33.4	35.2	37.0	38.6	40.0	41.4	42.3
I S BIP Hoch	31.0	32.8	33.4	35.3	37.3	39.0	40.4	41.7	42.6
Nachfrage - Sommer									
I Trend	27.2	28.9	29.4	30.5	31.7	32.6	33.4	34.1	34.4
Ib Trend	27.2	28.9	29.4	30.7	31.9	32.8	33.6	34.3	34.6
I S Preise Hoch	27.2	28.9	29.4	30.8	32.1	33.1	33.9	34.6	35.0
I S Klima Wärmer	27.2	28.9	29.4	30.7	32.0	33.2	34.2	35.2	35.8
I S BIP Hoch	27.2	28.9	29.4	30.7	32.2	33.5	34.5	35.4	36.0

Prognos 2006

4.3.9 Leistungsnachfrage

Neben der zukünftigen Arbeitsnachfrage ist die damit zusammenhängende Leistungsnachfrage von Bedeutung. Die zeitliche Entwicklung der Leistungsnachfrage sowie der Einfluss einer Hitze- oder Kältewelle auf die Leistungsnachfrage (Band- und Spitzenlast) wurde für das Szenario I Trend ermittelt.

4.3.9.1 Referenzfall

Es wird davon ausgegangen, dass die Leistungsnachfrage bei steigender Stromnachfrage (Arbeit) proportional zunimmt. Als Ausgangspunkt (2005) wurden die maximale (inländische) Leistungsnachfrage und die maximale Grundlast der letzten fünf Jahre genommen. Die Ergebnisse für den Referenzfall sind in Tabelle 4-5 dargestellt.

Tabelle 4-5: **Szenario I Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Winter, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
I Trend	9'000	9'500	9'740	10'207	10'672	11'054	11'368	11'660	11'839
Nachfrage – Grundlast									
I Trend	6'500	7'500	7'500	7'925	8'355	8'724	9'045	9'352	9'572

Prognos 2006

Tabelle 4-6: **Szenario I Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Sommer, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
I Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'655	14'189	14'611	14'942	15'241	15'394
I Trend (ohne Exporte)	8'100	8'000	8'000	8'307	8'632	8'889	9'090	9'272	9'365
Nachfrage – Grundlast									
I Trend (mit Exporten)	7'000	6'800	9'300	9'657	10'035	10'334	10'568	10'779	10'887
I Trend (ohne Exporte)	4'700	4'900	5'750	5'971	6'204	6'389	6'534	6'664	6'731

Prognos 2006

4.3.9.2 Kältewelle

Bei einer Kältewelle nimmt die Arbeits- und Leistungsnachfrage von elektrisch betriebenen Heizungsanlagen zu. Hierdurch entwickelt sich die Grundlastnachfrage etwas überproportional zur gesamten Stromnachfrage.

Tabelle 4-7: **Szenario I Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
I Trend	9'000	9'500	9'740	10'207	10'672	11'054	11'368	11'660	11'839
Nachfrage – Grundlast									
I Trend	6'500	7'500	7'500	7'925	8'355	8'724	9'045	9'352	9'572

Prognos 2006

4.3.9.3 Hitzewelle

Bei einer Hitzewelle erhöhen sich sowohl die Grund- als auch die Spitzenlast durch den verstärkten Gebrauch von Klimaanlage. Für die Grundlast (ohne Importe) werden +5 Prozent gegenüber dem jeweiligen Referenzfall und in Spitzenlastzeiten (ohne Importe) +10 Prozent gegenüber dem Referenzfall angenommen. Ansonsten entwickelt sich die Leistungsnachfrage proportional zu der Stromnachfrage.

Tabelle 4-8: **Szenario I Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
I Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'655	14'189	14'611	14'942	15'241	15'394
I Trend (ohne Exporte)	8'100	8'000	8'800	9'138	9'495	9'778	10'000	10'199	10'302
Nachfrage – Grundlast									
I Trend (mit Exporten)	7'000	6'800	9'300	9'657	10'035	10'334	10'568	10'779	10'887
I Trend (ohne Exporte)	4'700	4'900	6'038	6'269	6'515	6'708	6'860	6'998	7'068

Prognos 2006

4.4 Lücken in Szenario I

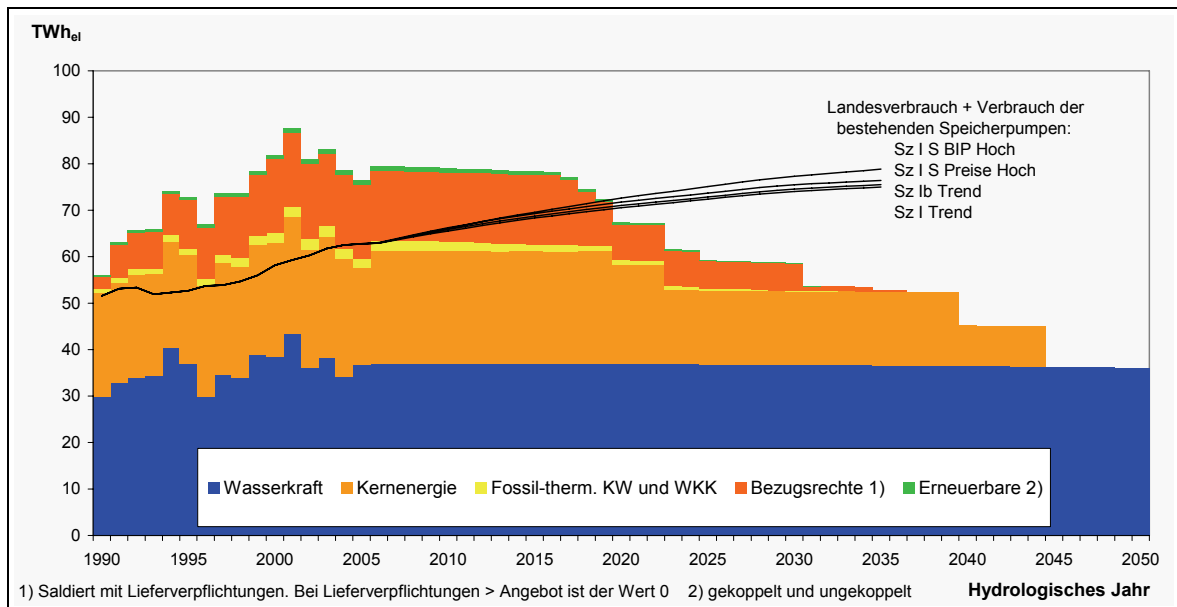
4.4.1 Stromlücke

4.4.1.1 Szenario I Trend, Ib Trend, Sensitivität Preise Hoch, Sensitivität BIP Hoch

Eine Gegenüberstellung der Stromnachfrage bis 2035 und der zukünftigen Stromerzeugung des bestehenden Kraftwerksparks unter Berücksichtigung der Kapazitätsabgänge durch das Erreichen der durchschnittlichen Lebensdauer der Kraftwerksanlagen sowie das Auslaufen der Bezugsrechte gem. den Annahmen in Kapitel 3 zeigt, dass im Winterhalbjahr 2018 die Stromnachfrage das Stromangebot überschreitet, es entsteht eine hypothetische Stromlücke. Wesentliche Ursache hierfür ist das Auslaufen eines Teiles der Bezugsrechte. Nach 2018 wird die hypothetische Stromlücke vor allem durch das Auslaufen der restlichen Bezugsrechte und die Stilllegung der Kernkraftwerke grösser. Zudem entstehen ab 2020 Lücken im hydrologischen Jahr und ab 2023 im Sommerhalbjahr. In den Figuren 4-7, 4-8 und 4-9 sind die Stromlücken für das Szenario I und verschiedene Nachfragevarianten und -sensitivitäten im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. In diesen Figuren sind die entsprechenden zusätzlich erforderlichen Stromangebote zur Deckung des Strombedarfs und zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung abzulesen.

Die Sensitivität „Klima Wärmer“ hat im Gegensatz zu den anderen Nachfragevarianten nicht nur Einfluss auf die Stromnachfrage, sondern auch auf das Stromangebot. In diesem Fall verringert sich bis 2035 die Produktion der Wasserkraftwerke um ca. 7 Prozent (Restwasserbestimmungen nicht berücksichtigt). Das Zusammenspiel von erhöhter Nachfrage und verringertem Angebot verändert das Auftreten der Stromlücke. Die Analyse der Sensitivität „Klima Wärmer“ erfolgt in Kapitel 4.4.2. Für die anderen Sensitivitäten wurden keine Änderungen im Angebot unterstellt.

Figur 4-7: **Szenario I**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

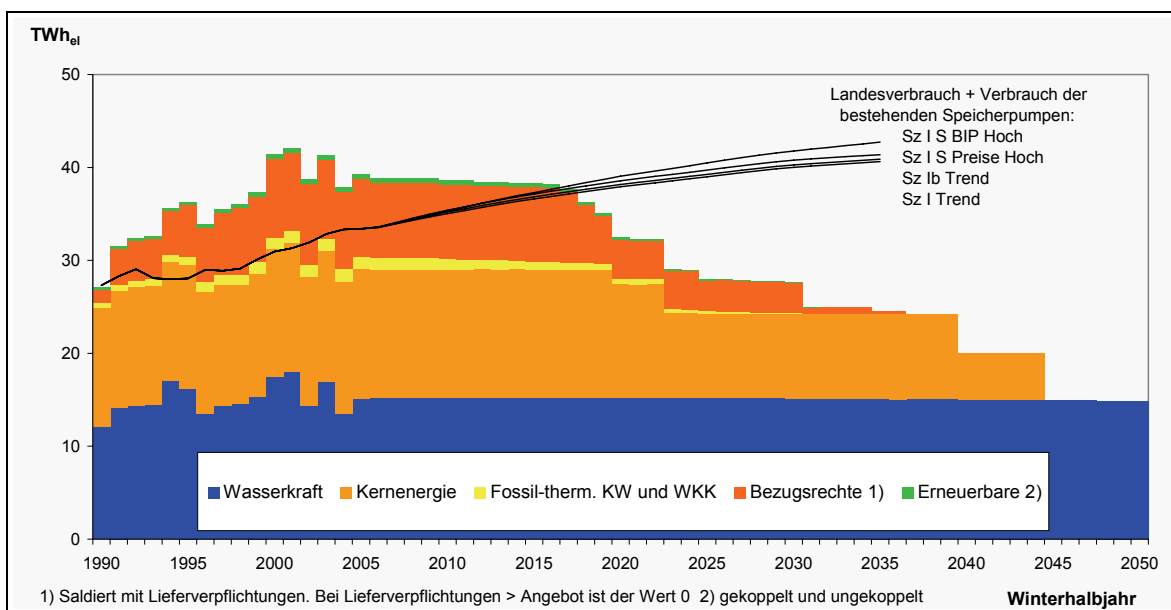
Im Trendszenario I beträgt die Stromlücke in 2035 22.3 TWh_{el}. Mit einer CO₂-Abgabe auf Treib- und Brennstoffen erhöht sich durch Substitutionseffekte die Elektrizitätsnachfrage um 0.4 TWh_{el}. In der Sensitivität "Preise Hoch" beträgt der Unterschied zwischen Elektrizitätsnachfrage und bestehendem Angebot in 2035 23.6 TWh_{el}, eine Erhöhung von sechs Prozent gegenüber dem Trendszenario. Beim höheren BIP-Wachstum beläuft sich der Unterschied zwischen den Stromlücken im Trendszenario und in der Sensitivität BIP Hoch auf 3.8 TWh_{el}.

Tabelle 4-9: **Szenario I**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	81.9	83.2	76.4	79.1	78.3	67.3	59.2	58.6	52.8	43.5	34.0	33.8
Nachfrage												
Sz I Trend	58.1	61.8	62.8	65.5	68.3	70.6	72.4	74.1	75.0	-	-	-
Sz Ib Trend	58.1	61.8	62.8	65.9	68.7	71.0	72.8	74.5	75.5	-	-	-
Sz I S Preise Hoch	58.1	61.8	62.8	66.2	69.3	71.7	73.7	75.5	76.4	-	-	-
Sz I S BIP Hoch	58.1	61.8	62.7	66.1	69.6	72.6	75.1	77.3	78.8	-	-	-
Stromlücke												
Sz I Trend	-23.8	-21.4	-13.7	-13.5	-9.9	3.2	13.2	15.5	22.3	-	-	-
Sz Ib Trend	-23.8	-21.4	-13.7	-13.2	-9.5	3.7	13.6	15.9	22.7	-	-	-
Sz I S Preise Hoch	-23.8	-21.4	-13.6	-12.9	-9.0	4.4	14.5	16.9	23.6	-	-	-
Sz I S BIP Hoch	-23.8	-21.4	-13.7	-13.0	-8.7	5.3	15.9	18.7	26.1	-	-	-

Prognos 2006

Figur 4-8: **Szenario I**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

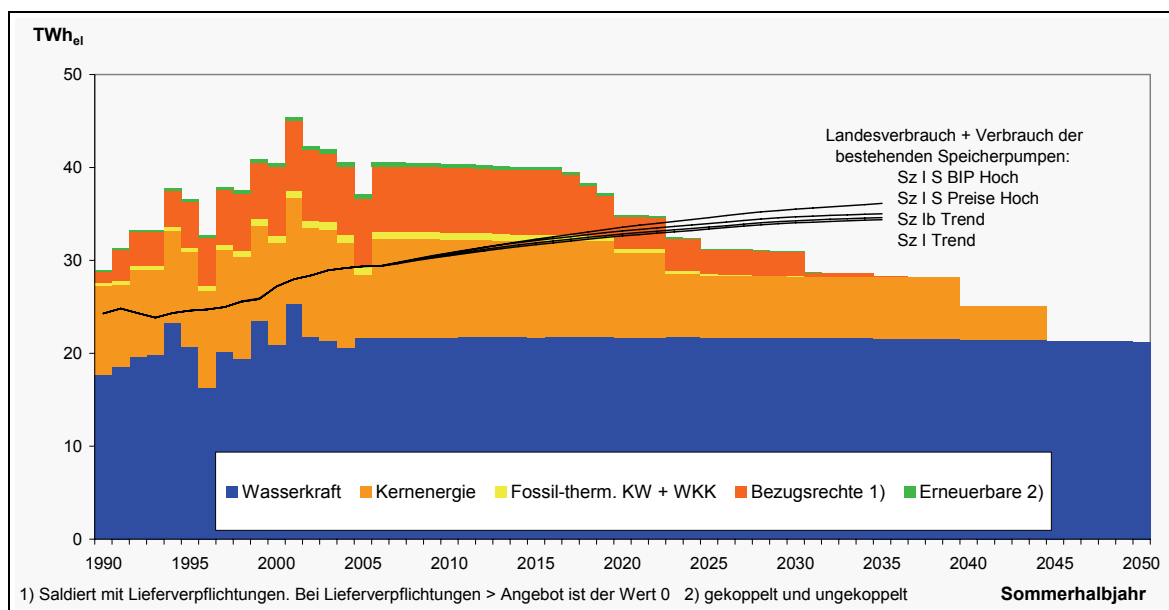
Im Winterhalbjahr vergrößert sich die Lücke bei der Nachfrage in der Trendvariante bis 2035 auf 16.1 TWh_{el}. Die Unterschiede zwischen den Sensitivitäten und dem Trend wachsen bis 2035 auf max. 2.1 TWh_{el} an (Sensitivität BIP Hoch).

Tabelle 4-10: **Szenario I**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	41.4	41.3	39.3	38.7	38.2	32.4	28.0	27.7	24.5	19.2	13.8	13.7
Nachfrage												
Sz I Trend	31.0	32.8	33.4	35.0	36.6	37.9	39.0	40.0	40.6	-	-	-
Sz Ib Trend	31.0	32.8	33.4	35.2	36.8	38.2	39.3	40.3	40.9	-	-	-
Sz I S Preise Hoch	31.0	32.8	33.4	35.4	37.1	38.6	39.7	40.8	41.4	-	-	-
Sz I S BIP Hoch	31.0	32.8	33.4	35.3	37.3	39.1	40.5	41.8	42.7	-	-	-
Stromlücke												
Sz I Trend	-10.5	-8.5	-5.9	-3.6	-1.6	5.5	11.0	12.4	16.1	-	-	-
Sz Ib Trend	-10.5	-8.5	-5.9	-3.5	-1.4	5.7	11.3	12.6	16.4	-	-	-
Sz I S Preise Hoch	-10.5	-8.5	-5.9	-3.3	-1.1	6.1	11.7	13.1	16.9	-	-	-
Sz I S BIP Hoch	-10.5	-8.5	-5.9	-3.4	-0.9	6.6	12.5	14.1	18.2	-	-	-

Prognos 2006

Figur 4-9: **Szenario I**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

Im Sommerhalbjahr fallen die Lücken durch das höhere Angebot der Wasserkraft und die niedrigere Nachfrage kleiner aus als im Winterhalbjahr. Mit 6.1 TWh_{el} ist die Lücke im Trendszenario in 2035 10.0 TWh_{el} geringer als im Winterhalbjahr. Die Auslegung zur Deckung der Lücke erfolgt deshalb auf das Winterhalbjahr.

Tabelle 4-11: **Szenario I**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}

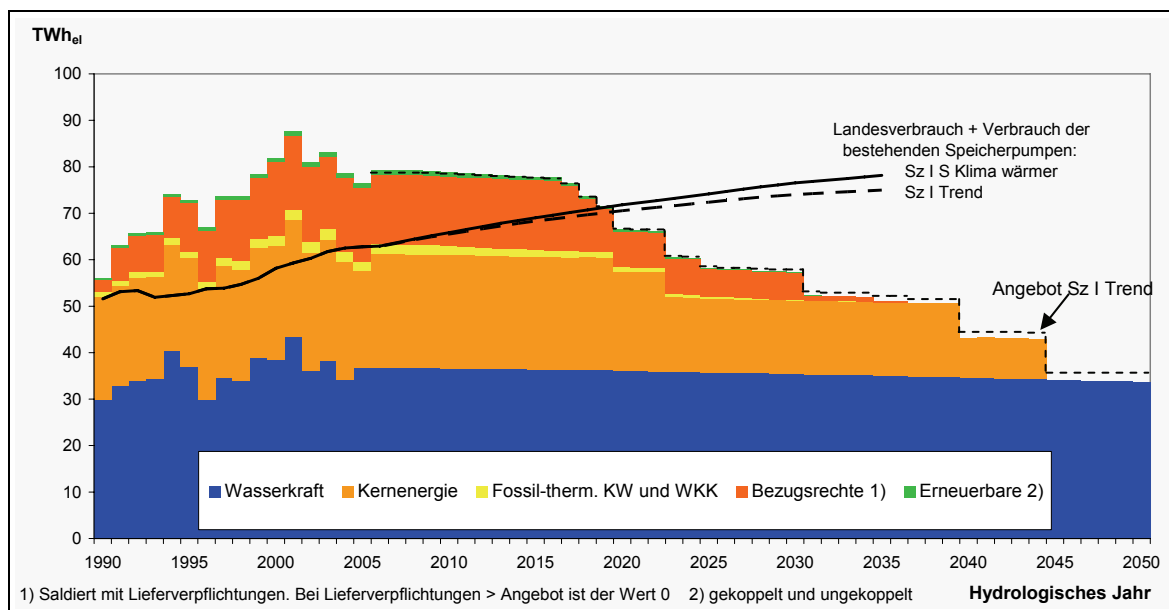
	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	40.5	41.9	37.1	40.4	40.0	34.9	31.2	30.9	28.2	24.3	20.2	20.1
Nachfrage												
Sz I Trend	27.2	28.9	29.4	30.5	31.7	32.6	33.4	34.1	34.4	-	-	-
Sz Ib Trend	27.2	28.9	29.4	30.7	31.9	32.8	33.6	34.3	34.6	-	-	-
Sz I S Preise Hoch	27.2	28.9	29.4	30.8	32.1	33.2	34.0	34.7	35.0	-	-	-
Sz I S BIP Hoch	27.2	28.9	29.4	30.8	32.3	33.6	34.6	35.5	36.1	-	-	-
Stromlücke												
Sz I Trend	-13.3	-13.0	-7.7	-9.9	-8.3	-2.3	2.2	3.1	6.1	-	-	-
Sz Ib Trend	-13.3	-13.0	-7.7	-9.7	-8.1	-2.0	2.4	3.3	6.4	-	-	-
Sz I S Preise Hoch	-13.3	-13.0	-7.7	-9.6	-7.9	-1.7	2.7	3.8	6.8	-	-	-
Sz I S BIP Hoch	-13.3	-13.0	-7.7	-9.6	-7.7	-1.3	3.4	4.6	7.9	-	-	-

Prognos 2006

4.4.1.2 Sensitivität Klima Wärmer

In den Figuren 4-10 bis 4-12 ist grafisch die Verringerung des Angebots und die Erhöhung der Stromnachfrage in der Sensitivität Klima Wärmer im Vergleich zum Szenario I Trend dargestellt.

Figur 4-10: **Szenario I Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

Da das Angebot sich beim wärmeren Klima verringert und die Nachfrage zunimmt – jedoch weniger stark als beim höheren BIP-Wachstum –, weist die Lücke in 2035 in dieser Sensitivität die höchsten Werte auf. Sie beträgt 27.0 TWh_{el} in 2035, 4.7 TWh_{el} mehr als in Szenario I Trend.

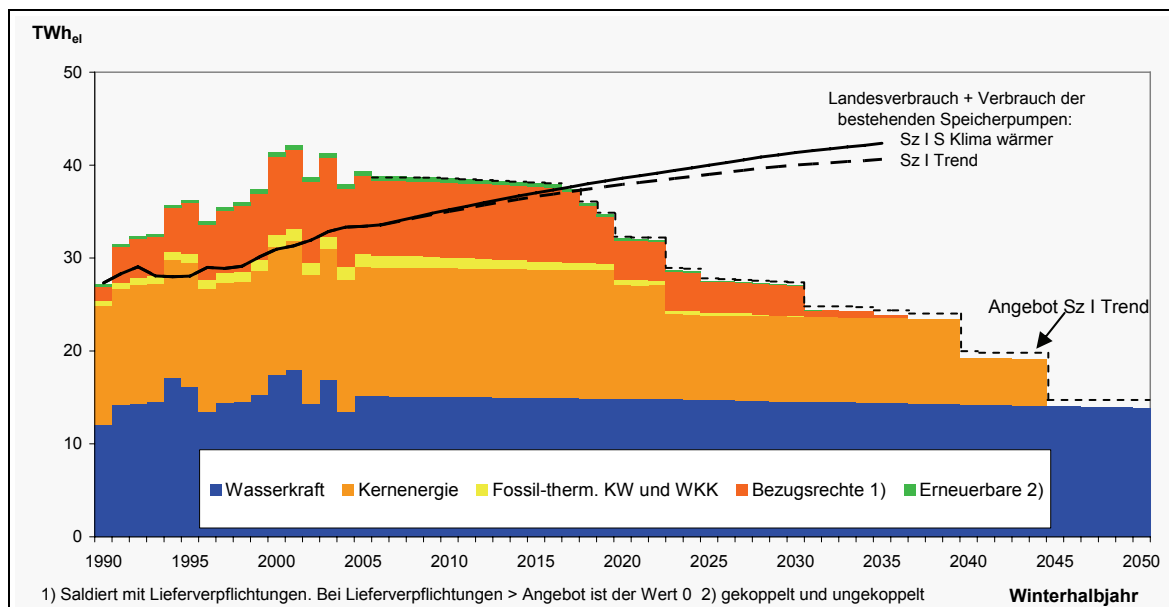
Tabelle 4-12: **Szenario I Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz I S Klima Wärmer	81.9	83.2	76.4	78.8	77.7	66.5	58.2	57.3	51.2	41.6	31.9	31.4
Nachfrage												
Sz I S Klima Wärmer	58.1	61.8	62.8	65.9	69.1	71.8	74.2	76.5	78.1	-	-	-
Stromlücke												
Sz I S Klima Wärmer	-23.8	-21.4	-13.7	-12.9	-8.7	5.3	16.0	19.3	27.0	-	-	-

Prognos 2006

Aus der Figur 4-11 ist abzulesen, dass die Lücke im Winterhalbjahr im Vergleich zur Referenz beim wärmeren Klima bereits ein Jahr früher (2017 statt 2018) auftritt.

Figur 4-11: **Szenario I Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



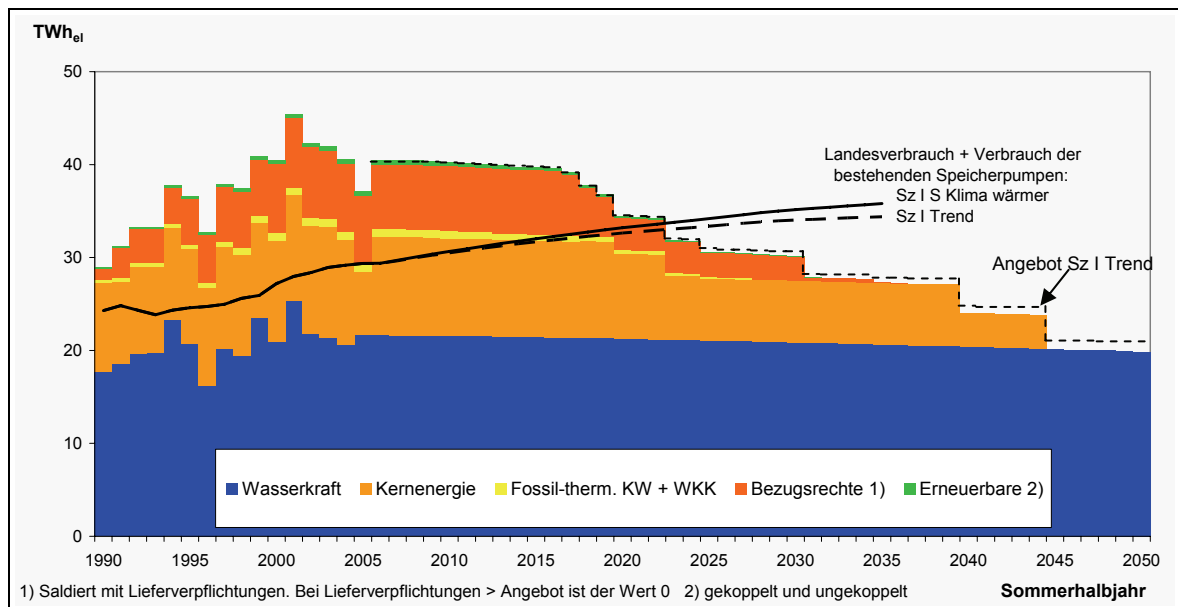
Prognos 2006

Tabelle 4-13: **Szenario I Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz I S Klima Wärmer	41.4	41.3	39.3	38.6	38.0	32.1	27.5	27.1	23.8	18.5	12.9	12.7
Nachfrage												
Sz I S Klima Wärmer	31.0	32.8	33.4	35.2	37.0	38.6	40.0	41.4	42.3	-	-	-
Stromlücke												
Sz I S Klima Wärmer	-10.5	-8.5	-5.9	-3.4	-1.0	6.5	12.4	14.3	18.5	-	-	-

Prognos 2006

Figur 4-12: **Szenario I Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

Tabelle 4-14: **Szenario I Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der
Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz I S Klima Wärmer	40.5	41.9	37.1	40.2	39.7	34.4	30.6	30.2	27.3	23.2	19.0	18.7
Nachfrage												
Sz I S Klima Wärmer	27.2	28.9	29.4	30.7	32.0	33.2	34.2	35.2	35.8	-	-	-
Stromlücke												
Sz I S Klima Wärmer	-13.3	-13.0	-7.7	-9.6	-7.7	-1.2	3.6	5.0	8.5	-	-	-

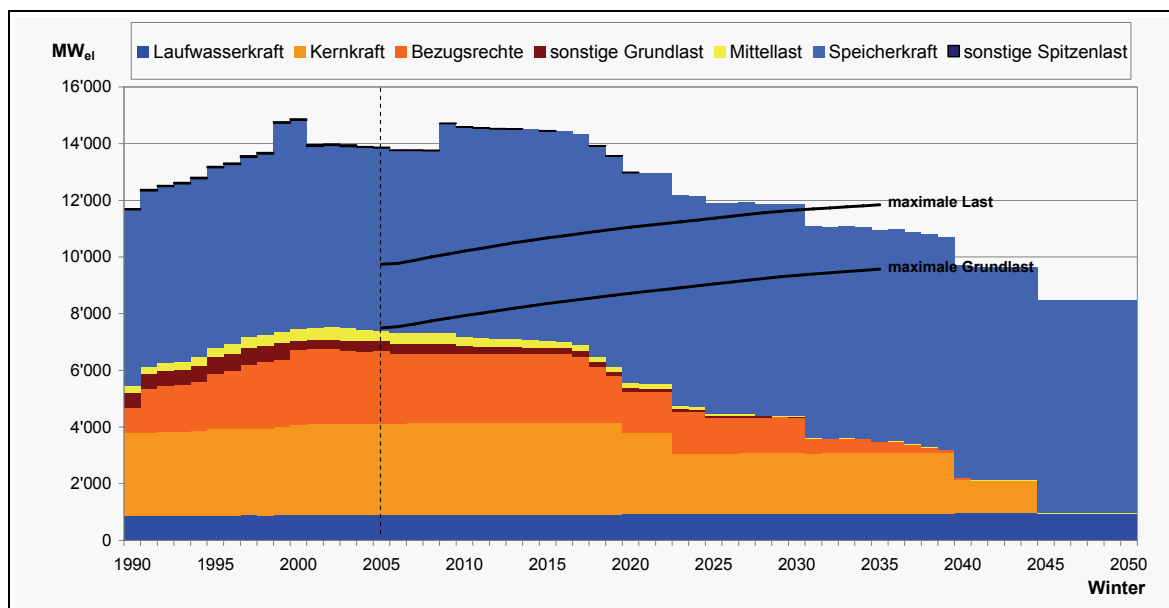
Prognos 2006

4.4.2 Leistungsdefizit

4.4.2.1 Referenzfall

Wird leistungsseitig das bestehende Angebot (Engpassleistung) der Nachfrage gegenübergestellt, tritt ohne Zubau neuer Kraftwerke ab 2031 im Winterhalbjahr (Spitzenlast) ein Versorgungsdefizit auf. Es zeigt sich zudem, dass ein Teil der Grundlast bereits derzeit durch Importe oder sogar mit Speicherkraftwerken abgedeckt werden muss. Die Situation verschärft sich mit der Stilllegung der ältesten Kernkraftwerke und der durch das Auslaufen der Bezugsrechte bedingten Verringerung der (mehr oder weniger gesicherten) Leistung aus dem Ausland deutlich.

Figur 4-13: **Szenario I Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage,
im Referenzfall Winterhalbjahr, in MW_{el}



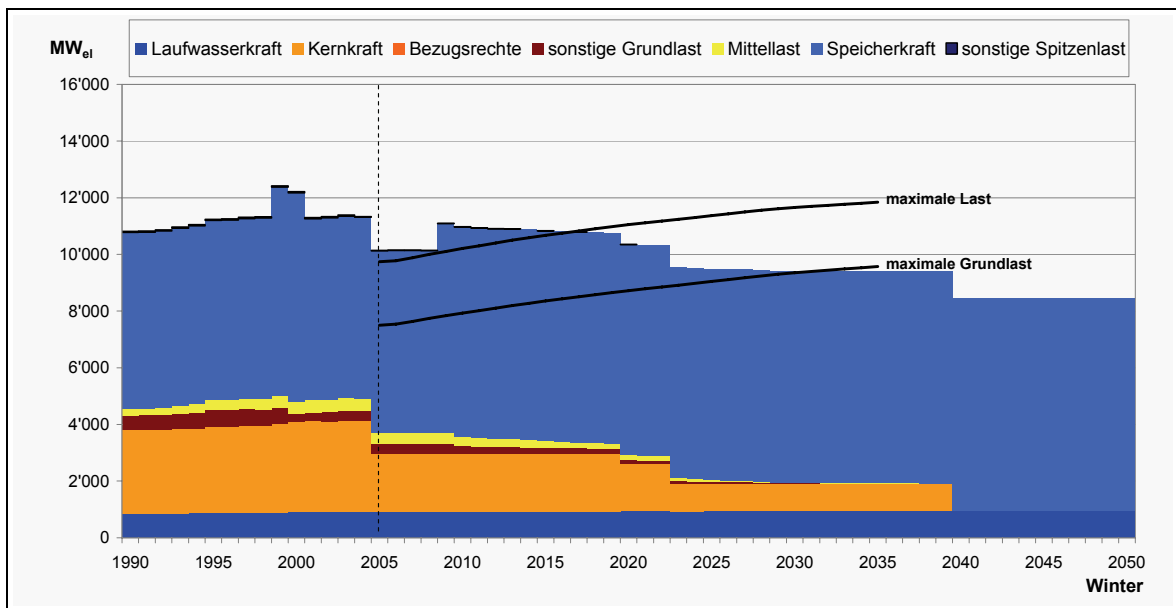
Prognos 2006

Im Sommer ist die Situation weniger kritisch. Hier treten, falls keine Kraftwerke ausfallen, keine Lücken auf.

4.4.2.2 Kältewelle

Extremsituationen wie eine Kältewelle mit zusätzlichem Ausfall eines Kraftwerks führen bereits heute in Peakzeiten zu Problemen. Ohne Zubau neuer Kraftwerke kann die verfügbare Leistung des bestehenden Parks ab 2017 die prognostizierte Nachfrage nicht mehr decken. In 2035 beträgt die Lücke fast 2.5 GW_{el}. Zudem zeigt sich, dass die Speicherwerke wesentlich zur Deckung der Grundlast beitragen. Um 2033 - 2034 ist die Grundlast nicht mehr gedeckt. Die Lücke beträgt in 2035 fast 0.2 GW_{el}. Figur 4-14 zeigt die Situation bis 2035.

Figur 4-14: **Szenario I Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}



Prognos 2006

Tabelle 4-15: **Szenario I Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz I Trend	12'217	11'395	10'148	10'979	10'838	10'351	9'486	9'411	9'401	8'453	8'453	8'453
Nachfrage (Max.)												
Sz I Trend	9'000	9'500	9'740	10'207	10'672	11'054	11'368	11'660	11'839	-	-	-
Leistungsdefizit												
Sz I Trend	-3'217	-1'895	-408	-772	-166	703	1'882	2'249	2'438	-	-	-

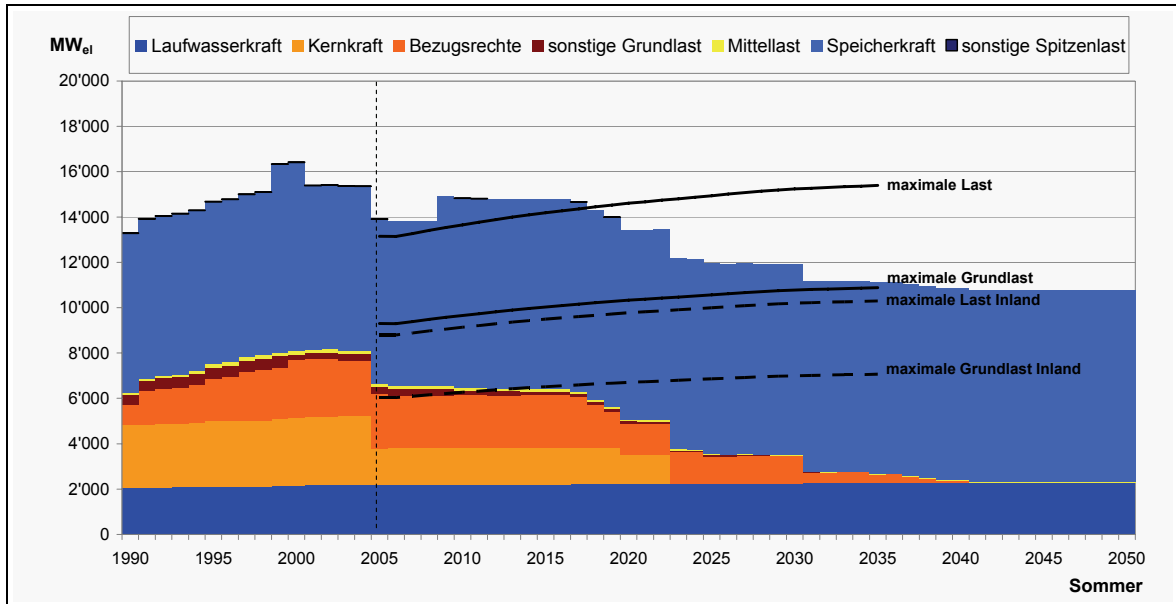
Prognos 2006

4.4.2.3 Hitzewelle

Im Sommer ist die Situation weniger kritisch. Die inländische Leistung ist bei einer Hitzewelle und dem Ausfall von zwei grossen Kraftwerkseinheiten (K-2) auch ohne Zubau

neuer Kraftwerke bis 2035 gewährleistet. Ab 2017 - 2018 kann jedoch nicht mehr maximal exportiert werden (Figur 4-15). Die Deckung der Grundlast erfolgt teilweise durch Importe aus Frankreich.

Figur 4-15: **Szenario I Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}



Prognos 2006

Tabelle 4-16: **Szenario I Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz I Trend	16'427	15'382	13'917	14'831	14'779	13'447	11'938	11'915	11'106	10'853	10'758	10'758
Nachfrage (Max.)												
Sz I Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'655	14'189	14'611	14'942	15'241	15'394	-	-	-
Sz I Trend (ohne Exporte)	8'100	8'000	8'800	9'138	9'495	9'778	10'000	10'199	10'302	-	-	-
Leistungsdefizit												
Sz I Trend (mit Exporten)	-3'927	-3'632	-767	-1'176	-590	1'164	3'004	3'326	4'288	-	-	-
Sz I Trend (ohne Exporte)	-8'327	-7'382	-5'117	-5'693	-5'284	-3'669	-1'938	-1'716	-804	-	-	-

Prognos 2006

4.5 Optionen zur Deckung der Stromnachfrage in Szenario I

4.5.1 Modellvarianten

Ausgehend vom bestehenden Aufbau des Kraftwerksparks und den erwarteten Entwicklungen der Stromerzeugungstechnologien (siehe auch Kapitel 3.2) sowie unterschiedlichen Einschätzungen über die grundsätzliche energiepolitische Ausrichtung wurden sieben Angebotsvarianten bis 2035 bestimmt (siehe auch Kapitel 2.3).

In der Variante A Nuklear werden die stillgelegten Kernkraftwerke ab 2030 durch neue ersetzt und die Stromlücke vor 2030 durch (neue) Importe gedeckt. Dagegen werden in der Variante B die stillgelegten Kernkraftwerke nicht nur durch neue Kernkraftwerke ersetzt, sondern es werden auch fossil-thermische zentrale Kraftwerke zugebaut. In der Variante C werden vornehmlich fossil-thermische zentrale Kraftwerke zur Deckung der Angebotslücke herangezogen. Die Variante D ist im Gegensatz zu den vorherigen Varianten dezentral, der Fokus liegt auf fossilen WKK-Anlagen zur Deckung der Angebotslücke. In der Variante E werden in erster Linie erneuerbare Energien (neben der bestehenden Wasserkraftkapazität) eingesetzt, um die entstehende Lücke zu decken. In der Variante F wird die Option der Veränderung der Laufzeiten der Kernkraftwerke betrachtet. Die Variante G richtet sich auf neue Importe als Ersatz eines Teils der Landeserzeugung.

Die oben beschriebenen Varianten bilden die (theoretischen) „Eckvarianten“ zur Deckung der Stromlücke ab. In der Realität ist eine Mischung der oben erwähnten Varianten zu erwarten. Deswegen sind in den einzelnen Varianten folgende Bedingungen für den Zubau der Kraftwerke nach 2005 festgelegt worden:

- Der Ausbau der Wasserkraftkapazitäten erfolgt in allen Varianten, unabhängig vom Bedarf, auch schon vor dem Jahr 2018. Das in jedem Szenario als realisierbar eingeschätzte Ausbaupotenzial wird in vollem Umfang ausgeschöpft.
- Der Zubau von neuen erneuerbaren Energien (Windenergie- und Photovoltaikanlagen, Geothermie, trockene und nasse Biomasse und Wasserkraft bis 10 MW_{el}), sowie von fossil befeuerten gekoppelten dezentralen Anlagen wird in den Ausbauvarianten ebenfalls unabhängig von der Lücke bestimmt. Die zugebauten Potenziale sind szenarienabhängig.
- Das Ausbaupotenzial von Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) wird ebenfalls unabhängig vom Bedarf ausgeschöpft, da die Elektrizitätserzeugung nicht die Hauptaktivität der KVA-Betreiber, sondern ein wichtiges Nebengeschäft ist. Als Strategie zur Deckung der Angebotslücke eignet sich der KVA-Ausbau deshalb nicht.

Die freien Variablen des Modells sind hiermit die grossen zentralen Anlagen (Erdgas-Kombikraftwerke und Kernkraftwerke) sowie Importe.

4.5.2 Varianten für Szenario I Trend

In Szenario I werden keine grundsätzlichen Änderungen in der Energiepolitik unterstellt. Für die Elektrizitätserzeugung bedeutet dies, dass sich die bestehenden freiwilligen Massnahmen und Förderprogramme für erneuerbare Energien sowie Wärme-Kraft-

Kopplung und andere Stromerzeuger in dem zu betrachtenden Zeithorizont bis 2035 nicht oder nicht wesentlich ändern werden.

Unter diesen Voraussetzungen ist eine (reine) dezentrale oder eine vorrangig auf erneuerbare Energien ausgerichtete Strategie definitionsgemäss nicht zu erwarten. Realistischer ist eine leichte Zunahme des Stromangebotes aus WKK-Anlagen und neuen erneuerbaren Energien.

In Szenario I ist deshalb eine zentrale Strategie zu erwarten; entweder

- eine Variante „Nuklear“ (ggf. mit Importen) oder
- eine Variante „Fossil-zentral“ oder
- eine Variante „Nuklear und fossil-zentral“ und als Kombination der vorherigen Optionen.

Zudem könnte die Lücke in

- einer Variante „Import“

durch (neue) Importe gedeckt werden.

Die ausschöpfbaren Potenziale der einzelnen Stromerzeugungstechnologien hängen von den jeweiligen politischen Strategien ab. Im nächsten Abschnitt werden die entsprechenden Potenziale für das Szenario I abgeleitet. In den darauf folgenden Abschnitten werden diese vier Varianten ausgearbeitet.

4.6 Erwartete Potenziale der Technologien bis 2035 in Szenario I

4.6.1 Wasserkraft

Für die Ausbaupotenziale der Wasserkraft wird auf die ausführlichen im Auftrag des BFE erarbeiteten Berichte von Electrowatt-Ekono (2004) und vom PSI (2005b; für Kleinwasserkraftwerke) zurückgegriffen.

Bei den Kleinstwasserkraftwerken ($< 300 \text{ kW}_{\text{el}}$) gibt es gemäss PSI (2005b) ein ökonomisches Potenzial von ca. $450 \text{ GWh}_{\text{el}}$ pro Jahr im Jahr 2035 (gegenüber ca. 200 GWh/a im Jahr 2003). In Szenario I unterstellen wir einen Ausbau von $75 \text{ GWh}_{\text{el/a}}$ in 2035, d.h. eine Ausschöpfung von 30 Prozent des technisch-wirtschaftlichen Potenzials.

Im Bericht von Electrowatt-Ekono (2004) wird ein technisches Ausbaupotenzial für Wasserkraft über $300 \text{ kW}_{\text{el}}$, ohne Ausrüstungsersatz, von $6.6 \text{ TWh}_{\text{el/a}}$ aufgezeigt. Davon liessen sich $0.9 \text{ TWh}_{\text{el/a}}$ durch Umbauten, $0.2 \text{ TWh}_{\text{el/a}}$ durch Gefälleerhöhungen und $5.5 \text{ TWh}_{\text{el/a}}$ durch Neubauten realisieren.

In Szenario I, dem Referenzfall, werden keine Neubauten von Laufwasser- und Speicherkraftwerken unterstellt. Jedoch sind Umbauten aus Gründen der Betriebsoptimierung zu erwarten. Auch Gefälleerhöhungen werden in diesem Szenario unterstellt.

Insgesamt werden bis 2035 bei Laufwasser- und Speicherkraftwerken ca. 1.2 TWh_{el} als erwartetes Ausbaupotenzial unterstellt. Zu beachten ist, dass die Potenziale des Ausrüstungsersatzes bereits im bestehenden Angebot (Kapitel 3.2) enthalten und ausgeschöpft sind (ebenso die Reduktion durch die Restwasserbestimmungen).

Neben den Umbauten von Laufwasser- und Speicherkraftwerken werden die geplanten neuen Pumpspeicherkraftwerke (Grimsel, Emosson, Linth-Limmern) ins Modell einbezogen. Dies führt einerseits zur Erhöhung der Produktion, andererseits zur Erhöhung des Verbrauchs durch das Pumpen, für welche ein Wirkungsgrad zwischen 70 - 75% unterstellt wird. Dies hat zur Folge, dass die Stromlücke mit dem Verbrauch der neuen Pumpen zunimmt. Die Neubauten der Pumpspeicherkraftwerke werden für alle Nachfrageszenarien und Angebotsvarianten unterstellt, da bereits heute konkrete Projekte vorliegen und zum Teil bewilligt werden.

4.6.2 Fossil-thermische Wärme-Kraft-Kopplung

Für die Potenziale der Wärme-Kraft-Kopplung liegen ausführliche Daten aus der Studie „Strom ohne Atom“ (Prognos, 2001) sowie einzelne Daten von Dr. Eicher+Pauli AG (2004b) und Jakob & Jochem (2004) vor.

Das technische Potenzial in der Industrie liegt ohne Brennstoffzellen bei ca. 2.1 TWh_{el}/a (Dr. Eicher+Pauli AG, 2004b), wovon je 0.8 TWh auf Anlagen über 2 MW_{el} und Anlagen im Bereich 0.2-2 MW_{el} entfallen. Gemäss Jochem & Jakob (2004) liegen bei der Gross-WKK (> 1 MW_{el}) noch ausschöpfbare Potenziale in der Nahrungsmittelindustrie und in der chemischen Industrie.

Bei der industriellen WKK mit einer Leistung von über 1 MW_{el} wird, ähnlich wie in Prognos (2001), ein moderater autonomer Anstieg um ca. 0.4 TWh_{el} erwartet. Grund für das moderate Wachstum sind Investitionsunsicherheiten (Jakob & Jochem, 2004).

Obwohl das technische Potenzial von kleinen fossilen WKK-Projekten über 20 TWh/a liegt, wird in Szenario I nur ein autonomer Ausbau auf etwa 0.6 TWh_{el}/a unterstellt, so dass das erwartete Potenzial in 2035 eine TWh_{el} beträgt. Nach einem stetigen Zuwachs anfangs der 1990er Jahre zeigte sich in den letzten Jahren eine Abschwächung. Obwohl die Investitions- und Wartungskosten erwartungsgemäss weiter sinken werden, ist bei zunehmend fluktuierenden Öl- und Gaspreisen und den damit verbundenen Investitionsrisiken in diesem Szenario ohne spezifische Förderung davon auszugehen, dass der Zubau eher moderat erfolgt. Zu rechnen ist allerdings mit einem Kapazitätsausbau bei Mikrogasturbinen.

4.6.3 Kehrichtverbrennungsanlagen

Das Ausbaupotenzial der Kehrichtverbrennungsanlagen ist begrenzt durch die Abfallmenge. Zur Stromerzeugung sind noch Potenziale vorhanden, wenn sämtliche Kehrichtverbrennungsanlagen auf die Erzeugung von Strom ausgerichtet werden. Dieses Potenzial steht im Spannungsfeld mit dem Wärmeversorgungspotenzial.

Das BFE (2005a) stellt ein technisches Ausbaupotenzial von ca. 2 TWh_{el} fest. Erste Massnahmen sind kleine Technologieverbesserungen (Erhöhung des Stromwirkungsgrades) mit einem Potenzial von ca. 0.3 TWh_{el} (econcept, 2004; Infrac, 2003). Da es in Szenario I hierfür keine finanziellen Anreize gibt, wird das erwartete Ausbaupotenzial konservativ gesetzt. Nur die nach 2003 in Betrieb genommene Anlage in Thun, die Inbetrieb-

nahme der Anlage in Lausanne und das geplante Projekt in Tessin wurden im bestehenden Angebot modellmässig berücksichtigt. Hierdurch beträgt der Ausbau durch die neuen Projekte gegenüber 2003 70 GWh_{el}/a.

4.6.4 Erneuerbaren Energien

4.6.4.1 Erneuerbare gekoppelte Anlagen

Im Bereich der Biogas-WKK-Anlagen besteht ein grosses, weitgehend ungenutztes Potenzial (Infras, 2004). Ein spürbares Wachstum war in den letzten Jahren zu erkennen, aber absolut gesehen spielen Biogase bei der Stromerzeugung derzeit nur eine geringfügige Rolle. Für Szenario I wird von einem konservativen und moderaten Wachstum ausgegangen, das dem Trend der letzten Jahre folgt. Die unterstellte Stromerzeugung beträgt 80 GWh_{el} pro Jahr in 2035, ein Ausbau von 65 GWh_{el} pro Jahr gegenüber 2003.

Bei Abwasserreinigungsanlagen ist nur ein begrenztes technisches Potenzial von maximal 400 GWh_{el}/a vorhanden (BFE, 2005a). Hiervon ist bereits ein Viertel ausgeschöpft. Zusätzliche Stromerzeugung ist vor allem durch erhöhte elektrische Wirkungsgrade zu erreichen. In Szenario I wird ein Ausbau von 80 GWh_{el}/a erwartet. Ein Teil hiervon ist auf die erhöhten elektrischen Wirkungsgrade zurückzuführen (Ersatz alter BHKW), der andere Teil auf Umstellung einer Anlage mit BHKW statt Heizkesseln.

Wegen der relativ hohen Gestehungskosten von Holz-WKK-Anlagen (< 2 MW_{el}) wird nur ein geringer Ausbau von 15 GWh_{el}/a unterstellt (vgl. Kapitel 2.4.7.1).

4.6.4.2 Windkraft

Auch für diese Nutzung erneuerbarer Energie ist erhebliches technisches Potenzial vorhanden. Bei der Ausschöpfung des Potenzials spielen vor allem wirtschaftliche (Gestehungskosten), ökologische (Standorte), soziale (Haltung der Anwohner) und rechtliche (Bewilligungen) Aspekte eine grosse Rolle.

BFE, BUWAL und ARE haben im Jahr 2004 einen Bericht erstellt, in dem das ausschöpfbare Potenzial nach Prioritätengruppen ermittelt wurde. Tabelle 4-17 gibt eine Übersicht hierüber. Allerdings stellt sich die Frage, welche Standorte in Szenario I bis 2035 ausgeschöpft werden.

Zu berücksichtigen sind:

- 1) mögliche Ablehnungen der Bewilligungen durch kantonale oder lokale Behörden;
- 2) mögliche Verzögerungen der Projekte durch Einsprüche der lokalen Bevölkerung;
- 3) fehlende finanzielle Anreize in Szenario I

und im Zusammenhang damit

- 4) die mögliche fehlende Bereitschaft von Investoren, in diese Technologie zu investieren.

Für Szenario I wurde eine konservative Abschätzung des Ausbaupotenzials von Windenergie vorgenommen. Die erwartete Produktion in 2035 beträgt ca. 120 GWh_{el}, das ent-

spricht ab 2010 in jedem dritten Jahr dem Zubau eines Windkraftparks in der Grössenordnung von Crêt-Meuron (ca. 15 GWh_{el}/a).

Tabelle 4-17: **Potenzielle Anzahl von Windkraftstandorten und -anlagen, sowie entsprechende Elektrizitätsproduktion, nach Prioritätengruppe**

Standorte	Anzahl Standorte	Anzahl WKA	Totale Produktion (GWh)
<u>Parks:</u>			
- Kantonal	16	113	198
- "prioritär"	12	76	118
- Zwischentotal	28	189	316
- "übrige"	68	539	841
- Gesamt	96	728 *	1'157 *
<u>Einzelanlagen</u>	-	-	2'850

* Totale Leistung: +/- 900 MW (Annahme: 1250 kW pro Anlage)

Quellen: BFE/BUWAL/ARE (2004), PSI (2005b)

4.6.4.3 Photovoltaik

Obwohl in den letzten 10 bis 20 Jahren deutliche Kostendegressionen bei PV-Systemen erreicht wurden und auch für die Zukunft unterstellt werden können (PSI, 2005a), sind die Stromgestehungskosten von PV-Systemen auch noch auf absehbare Zeit deutlich höher als die von konkurrierenden Technologien. Ohne grössere finanzielle Anreize, wie in Szenario I unterstellt, ist deshalb keine breite Markteinführung zu erwarten.

In PSI (2005a) wurden verschiedene Varianten des Leistungszuwachses abgeschätzt. Eine Variante unterstellt ein lineares Wachstum entsprechend der Entwicklung in den vergangenen Jahren. In Szenario I wird von einem ähnlichen Verlauf ausgegangen:

- Installierte Leistung heute: 17 MW_{el} (17 GWh_{el})
- Linearer Anstieg bis 2020 um 25 MW_{el} (25 GWh_{el})
- Linearer Anstieg von 2020 bis 2035 um 60 MW_{el} (60 GWh_{el})

Die erwartete Produktion beläuft sich hiermit in 2035 auf ca. 100 GWh_{el}.

4.6.4.4 Geothermie

Das technische Potenzial der Geothermie ist in der Schweiz sehr gross (siehe PSI, 2005a, Infras, 2003). Allerdings ist die Technologie noch relativ jung und nicht in grossem Massstab erprobt. Im Rahmen eines Pilotprojektes soll im Jahr 2009 in Basel die erste Anlage in Betrieb genommen werden. Ob dies tatsächlich der Fall sein wird, ist angesichts der aufgetretenen Erdbeben-Probleme allerdings fraglich.

Für Szenario I wurde bis 2035 von einigen Pilotprojekten in der Grössenordnung von 5 mal 20 GWh_{el} (entspricht 5 Projekten in der Grössenordnung des Basler Pilotprojektes) ausgegangen.

4.6.5 Potenziale – Übersicht

Die oben genannten erwarteten Potenziale sind in der Tabelle 4-18 zusammengefasst. Es ist nochmals auf folgende zwei Punkte hinzuweisen:

- In Szenario I werden keine anderen finanziellen Anreize – für z.B. erneuerbare Energien und (fossile) Wärme-Kraft-Kopplung – unterstellt, als die bereits heute beschlossenen Massnahmen,
- In der Gesellschaft findet kein „Paradigmenwechsel“ statt.

Es wurde versucht, zum Vergleich die (eindeutig definierten) technischen Potenziale der Technologiegruppen aufzustellen. Dies war jedoch nicht in allen Fällen möglich. Siehe hierzu die entsprechenden Bemerkungen.

Tabelle 4-18: **Potenziale in Szenario I, nach Technologie(gruppe)n, in GWh/a**

	Technisch ¹⁾	Erwartet in 2035 in Szenario I	davon Ausbau gegenüber 2003
Wasserkraft (Ausbau)	7'570	-	1'200
Fossile WKK	20'000 -30'000	3'320	1'080
Klein WKK (< 1 MW _{el}) vor allem fossile BHKW, Mikrogasturbine	20'000 -25'000	1000	585
Gross WKK: (> 1 MW _{el}) vor allem Industrie	2'100	1555	460
Kehrichtverbrennungs- anlagen (fossiler Teil)	1'675	765	35
Neue erneuerbare Energien	-	1'400	490
Biomasse Holz	1'700	50	15
Klärgasanlagen (ARA)	400	185	85
Biogas	2'300	80	65
Photovoltaik	15'000-18'000	95	80
Windenergie	n.a	115	110
Geothermie	n.a	100	100
Kehrichtverbrennungs- anlagen (erneuerbarer Teil)	1'675	765	35
Kernkraftwerke	Keine Beschränkung im Modell unterstellt		
Fossil-thermische Kraftwerke	Keine Beschränkung im Modell unterstellt		
Importe	Keine Beschränkung im Modell unterstellt		

Werte gerundet

Prognos 2006

¹⁾ Wasserkraft: nach Electrowatt-Ekono, 2004

Fossile WKK: nach Dr. Eicher+Pauli, 2003c, 2004b; Prognos 2001; PSI, 2001

Kehrichtverbrennungsanlagen: nach BFE, 2005a; 2006c

Photovoltaik: nach PSI, 2005a

Klärgasanlagen: nach BFE, 2005a

Biogas und Biomasse (Holz): technisch-ökologisches Potenzial nach Infrac, 2004; BFE, 2006d. Bei Biomasse starkes Spannungsfeld zwischen Wärmebereitstellung, Stromerzeugung und Treibstoffproduktion

4.7 Modellergebnisse für Szenario I: Arbeit

4.7.1 Allgemeines

Szenario I umfasst die heute bereits wirksamen bzw. beschlossenen Massnahmen. Die Ergebnisse der Angebotsvarianten sind auf das Nachfrageszenario I Trend ausgerichtet. Die Ergebnisse für die Sensitivitäten Ib Trend und BIP Hoch, Preise Hoch sowie Klima Wärmer sind zusammengefasst in Kapitel 4.14 dargestellt.

Da die Stromlücke am stärksten im Winterhalbjahr auftritt, wird der Zubau in erster Linie auf das Winterhalbjahr ausgerichtet. Der Zubau erfolgt bis 2035, dem Ende des Zeithorizonts der Perspektiven. Die Figuren zeigen zudem den Ausblick bis zum Jahr 2050.

4.7.2 Variante A: Nuklear

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

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls möglich, durch neue Kernkraftwerke und sonst durch neue Importe. Unterstellt wird, dass die Importverträge jeweils über ein Jahr laufen.
- Im Modell wird von einer Leistungsgrösse von 1'600 MW_{el} bei einem neuen Kernkraftwerk ausgegangen. Die Lücke könnte hiermit nicht nur gedeckt, sondern überkompensiert werden (Möglichkeit für Export).
- Die neuen Stromimporte stammen aus Gaskombikraftwerken (siehe Kapitel 2.4.8).
- (Autonomer) Zubau von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Wasserkraft und übrigen erneuerbaren Energien, gemäss der in Kapitel 4.6.5 ausgewiesenen Potenziale (erwartete Produktion).

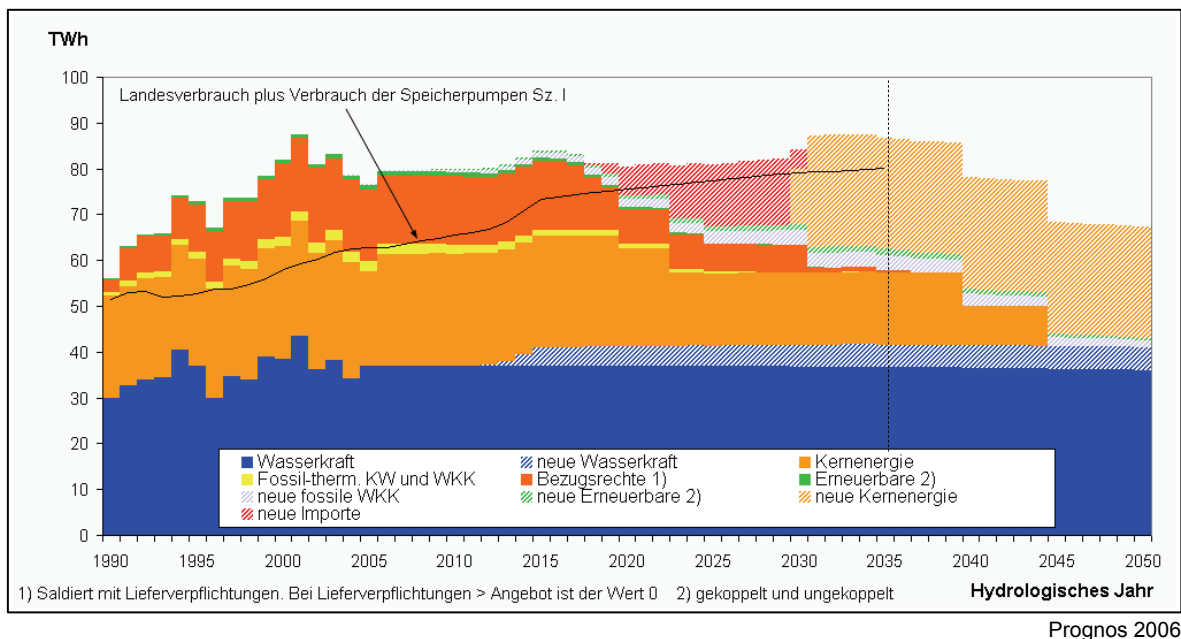
In den Figuren 4-16, 4-17 und 4-18 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante A „Nuklear“ für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Der Zubau erfolgt bis 2035. Nach dem Erreichen der durchschnittlichen Lebensdauer fallen die Zubauten nach 2035 wieder aus dem Mix.

Da die Kernkraftwerke erst ab 2030 in Betrieb genommen werden können (siehe 2.4.3), wird die Lücke in der Zwischenzeit (2018 - 2030 für das Winterhalbjahr) durch Importe gedeckt. Für die Schliessung der Lücke werden zwei Kernkraftwerke benötigt. Der maximale Import beträgt 14.5 TWh_{el} in 2029.

Wegen der bei Wasserkraft im Sommer höheren Erzeugung als im Winter, überschreitet das Stromangebot bei Deckung der Lücke im Winterhalbjahr die Nachfrage im Sommerhalbjahr und damit auch im hydrologischen Jahr.

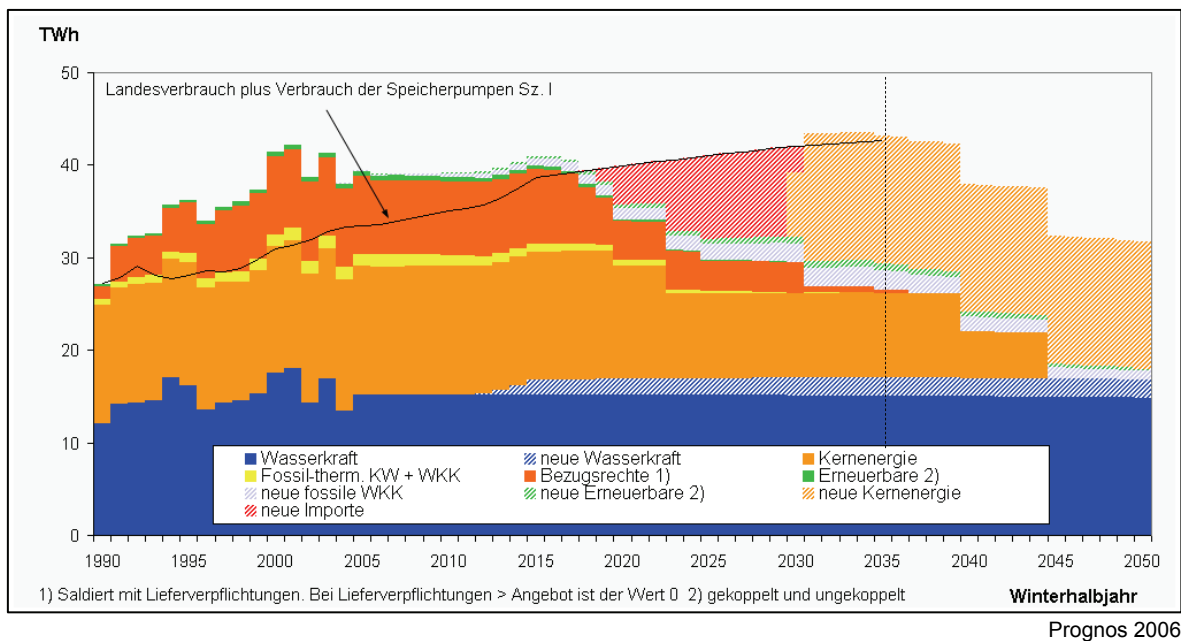
In den Figuren ist der deutliche Anstieg der Elektrizitätsnachfrage und des Wasserkraftausbaus (Angebot) durch die neuen Pumpspeicherwerke ab 2013 zu erkennen.

Figur 4-16: **Szenario I Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el/a}

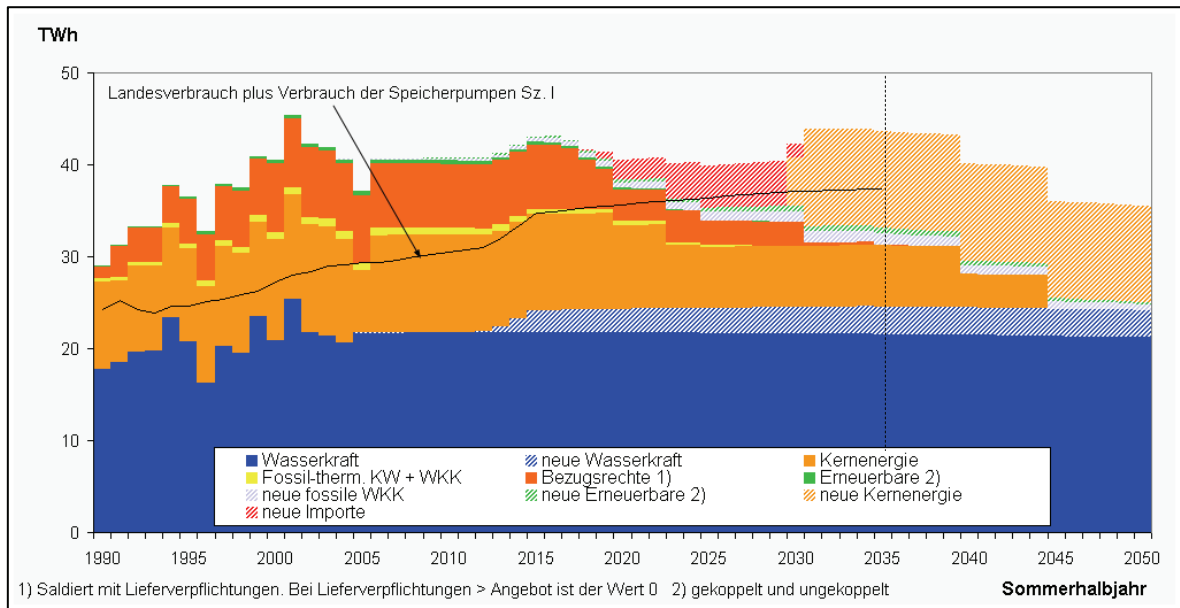


In Figur 4-17 ist Deckung der Lücke im Winterhalbjahr, auf die ausgerichtet wurde, zu sehen.

Figur 4-17: **Szenario I Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el/a}



Figur 4-18: Szenario I Trend, Variante A
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

In den Tabellen 4-19, 4-20 und 4-21 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Es wird unterschieden zwischen dem bestehenden Angebot und dem Zubau, ausser beim Verbrauch der Speicherpumpen. Die Wasserkraft versteht sich inklusive Wasserkraft unter 10 MW_{el} und ist deshalb nicht bei den neuen erneuerbaren Energien untergebracht. Die Kehrlichtverbrennungsanlagen sind zu 50 Prozent bei den fossilen WKK und zu 50 Prozent bei den erneuerbaren Energien zu finden.

Durch den Bau von zwei grossen Kernkraftwerken übersteigt das Angebot im Winterhalbjahr ab 2030 die Nachfrage, so dass die Überschüsse dann auch im Winterhalbjahr exportiert werden.

Tabelle 4-19: **Szenario I Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in
TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.0	40.9	41.2	41.3	41.4	41.6
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	28.0	40.1
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	24.3
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	2.4	2.6	2.9	3.0	3.2	3.3
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.2	1.8	2.6	3.1	3.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	64.9	68.9	66.6	61.4	74.0	86.4
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	62.9	61.9	59.6	54.4	67.0	79.4
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	16.1	21.7	12.5	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	13.5	4.4	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	16.6	12.8	7.1	5.7	7.4	8.9
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	14.3	10.5	4.8	3.4	5.1	6.7
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	0.7	4.5	9.1	16.1	5.1	-6.3
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.6	66.4	68.6	70.5	72.1	73.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 4-20: **Szenario I Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.2	16.8	16.9	16.9	17.0	17.0
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	16.0	22.9
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	13.8
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.8	1.9	2.0	2.1
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.8	1.2	1.7	2.0	2.1
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.1	31.1	32.9	31.6	28.7	35.8	42.8
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	30.6	30.3	29.0	26.1	33.3	40.3
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	9.5	13.5	7.4	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	9.0	2.9	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.2	3.4	1.1	1.1	1.1	1.6
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	4.1	2.2	0.0	0.0	0.0	0.5
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	3.9	5.8	8.4	12.3	6.2	-0.2
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.5	36.1	37.4	38.5	39.5	40.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 4-21: **Szenario I Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.8	24.2	24.3	24.4	24.5	24.5
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.4	2.6	2.7	2.8	3.0
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	11.9	17.2
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	10.5
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.9	1.1	1.2
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	33.7	36.0	35.0	32.7	38.2	43.6
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	32.3	31.6	30.5	28.3	33.7	39.1
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	6.7	8.3	5.2	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	4.5	1.5	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.3	9.4	5.9	4.5	6.3	7.3
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.2	8.3	4.8	3.4	5.1	6.2
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.2	-1.3	0.7	3.7	-1.1	-6.1
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.1	30.3	31.2	32.0	32.6	33.0

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

4.7.3 Variante B: Nuklear und fossil-zentral

Die Annahmen für diese Variante entsprechen den in Abschnitt 4.7.2 aufgelisteten, mit dem Unterschied, dass vor der Inbetriebnahme eines Kernkraftwerkes bei Auftreten einer Angebotslücke Erdgas-Kombikraftwerke zugebaut werden (statt neue Importe wie in Variante A). Die Leistung der Kraftwerke beträgt ab ca. 2020 550 MW_{el} pro Kraftwerksblock.

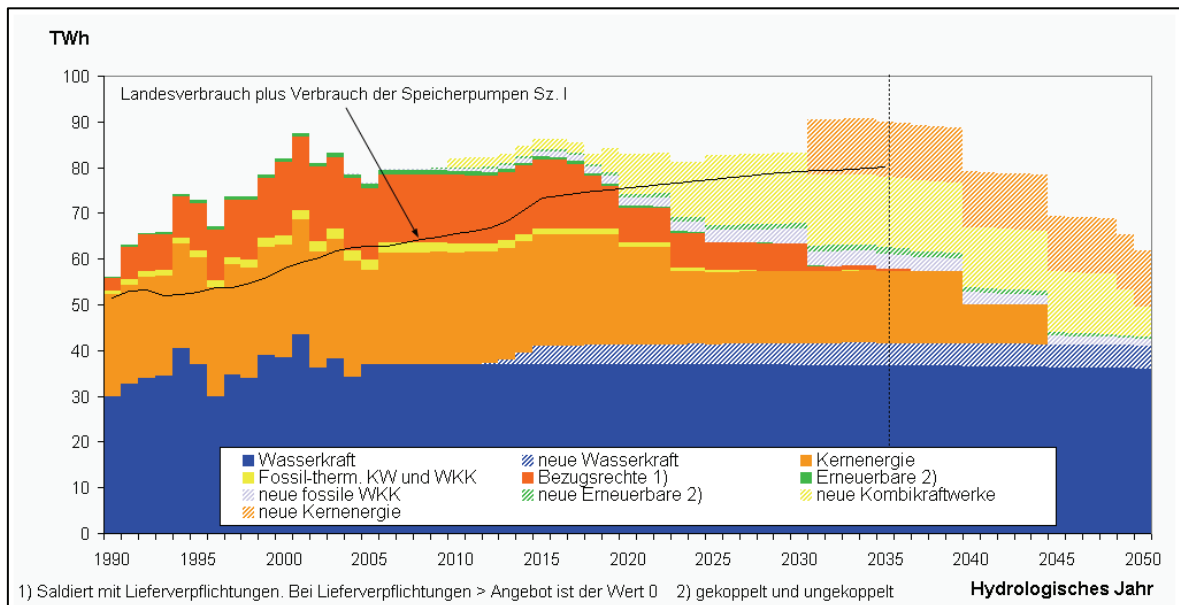
In den Figuren 4-19, 4-20 und 4-21 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante „Nuklear und fossil-zentral“ für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt.

Da die Kernkraftwerke erst ab 2030 in Betrieb genommen werden können, wird die Lücke in der Periode 2018 - 2030 (für das Winterhalbjahr) nur durch fossil-thermische zentrale Kraftwerke gedeckt, die durch ihre unterstellte Lebensdauer von 30 Jahren auch nach 2030 noch im Kraftwerkspark bleiben.

Es ist in dieser Variante vorausgesetzt, dass das fortgeschrittene GuD-Projekt Chavalon mit einer elektrischen Leistung von 357 MW_{el} ab 2010 in Betrieb genommen wird. Die restlichen benötigten Kombikraftwerke werden modellmässig erst bei Eintreten der Stromlücke im Winterhalbjahr zugebaut. Insgesamt werden inklusive Chavalon fünf Kombikraftwerke zugebaut.

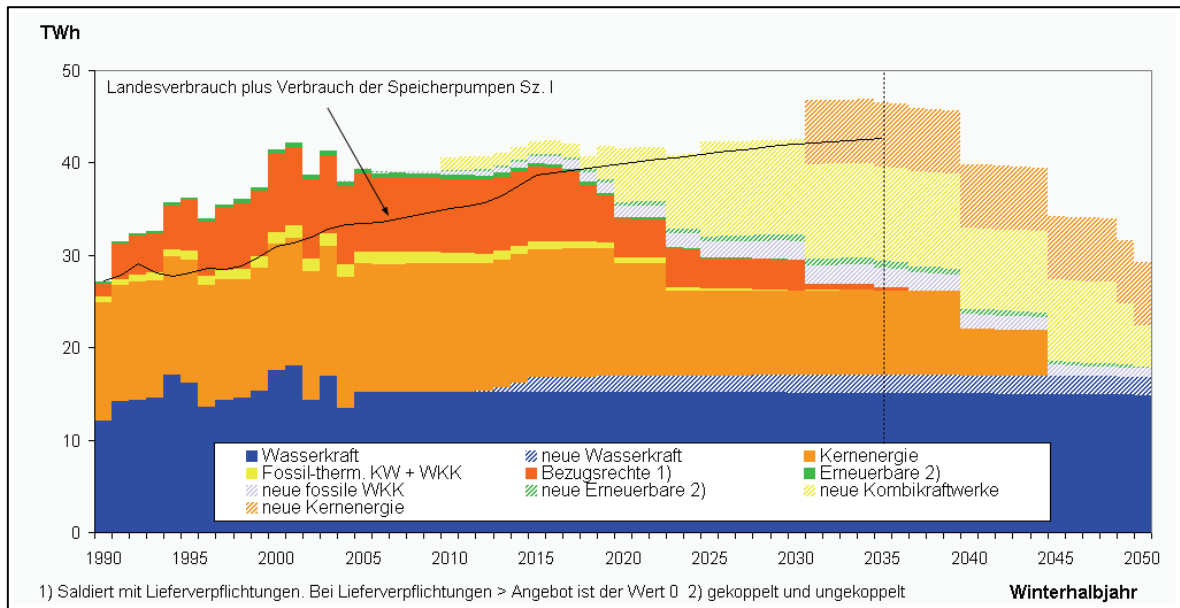
Der Zubau des Kernkraftwerks ist fast nur zur Deckung der Nachfrage im Winterhalbjahr notwendig. Dies ist in den Figuren erkennbar.

Figur 4-19: **Szenario I Trend, Variante B**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



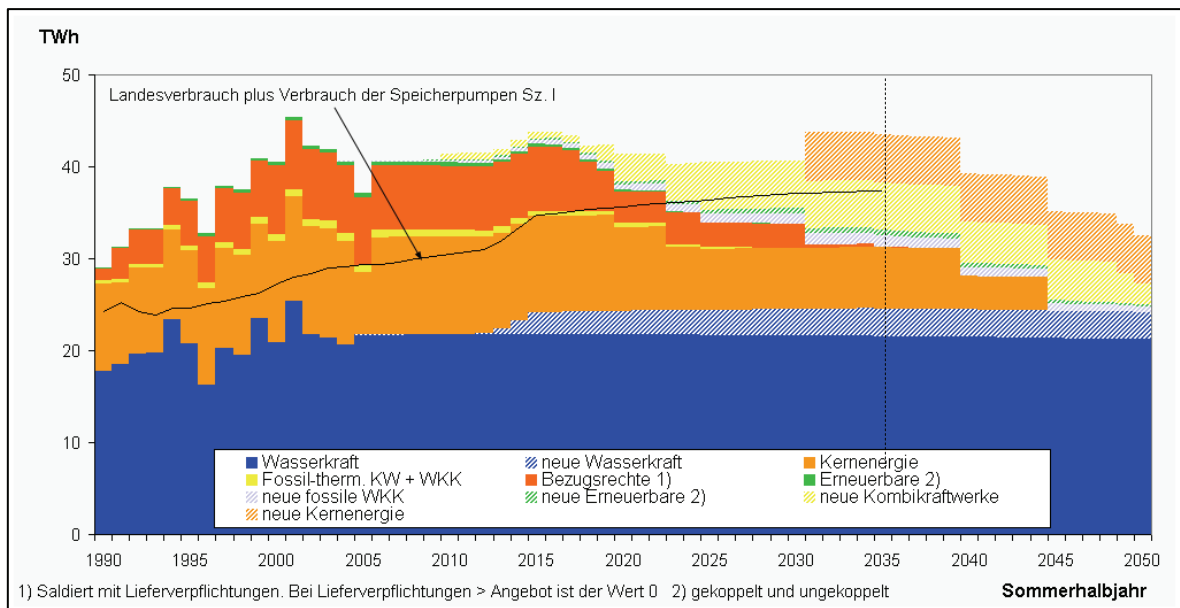
Prognos 2006

Figur 4-20: Szenario I Trend, Variante B
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Figur 4-21: Szenario I Trend, Variante B
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

In den Tabellen 4-22, 4-23 und 4-24 sind die Ergebnisse dieser Variante für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Durch den Bau von grossen Kraftwerken übersteigt das Angebot die Nachfrage, so dass die Überschüsse exportiert werden können.

Tabelle 4-22: **Szenario I Trend, Variante B**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.0	40.9	41.2	41.3	41.4	41.6
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	28.0
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	4.5	4.8	11.6	18.4	18.6	18.7
bestehende fossile konv.-thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	8.8	15.4	15.4	15.4
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.2	1.8	2.6	3.1	3.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	67.0	71.1	75.3	76.8	77.2	89.6
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	65.1	64.1	68.3	69.8	70.2	82.6
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	18.7	14.9	9.5	7.5	6.3	12.1
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	16.5	12.7	7.3	5.2	4.0	9.9
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	-1.5	2.3	0.3	0.7	1.9	-9.5
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.6	66.4	68.6	70.5	72.1	73.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 4-23: **Szenario I Trend, Variante B**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.2	16.8	16.9	16.9	17.0	17.0
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	16.0
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	2.9	3.1	7.6	12.2	12.3	12.3
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.4	5.8	10.2	10.2	10.2
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.8	1.2	1.7	2.0	2.1
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.1	32.6	34.3	37.4	38.9	39.1	46.2
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	32.0	31.8	34.9	36.4	36.6	43.6
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	6.7	4.8	2.8	2.3	1.6	4.9
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	5.5	3.7	1.6	1.2	0.4	3.8
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	2.5	4.3	2.5	2.1	2.9	-3.5
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.5	36.1	37.4	38.5	39.5	40.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 4-24: **Szenario I Trend, Variante B**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.8	24.2	24.3	24.4	24.5	24.5
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.4	2.6	2.7	2.8	3.0
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	11.9
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	1.6	1.7	4.0	6.3	6.3	6.4
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	2.9	5.1	5.1	5.1
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.9	1.1	1.2
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	34.4	36.8	37.9	37.8	38.0	43.4
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	33.0	32.3	33.5	33.4	33.6	39.0
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	12.0	10.1	6.8	5.2	4.7	7.2
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.9	9.0	5.6	4.0	3.6	6.1
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.9	-2.0	-2.2	-1.4	-1.0	-6.0
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.1	30.3	31.2	32.0	32.6	33.0

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

4.7.4 Variante C: Fossil-zentral

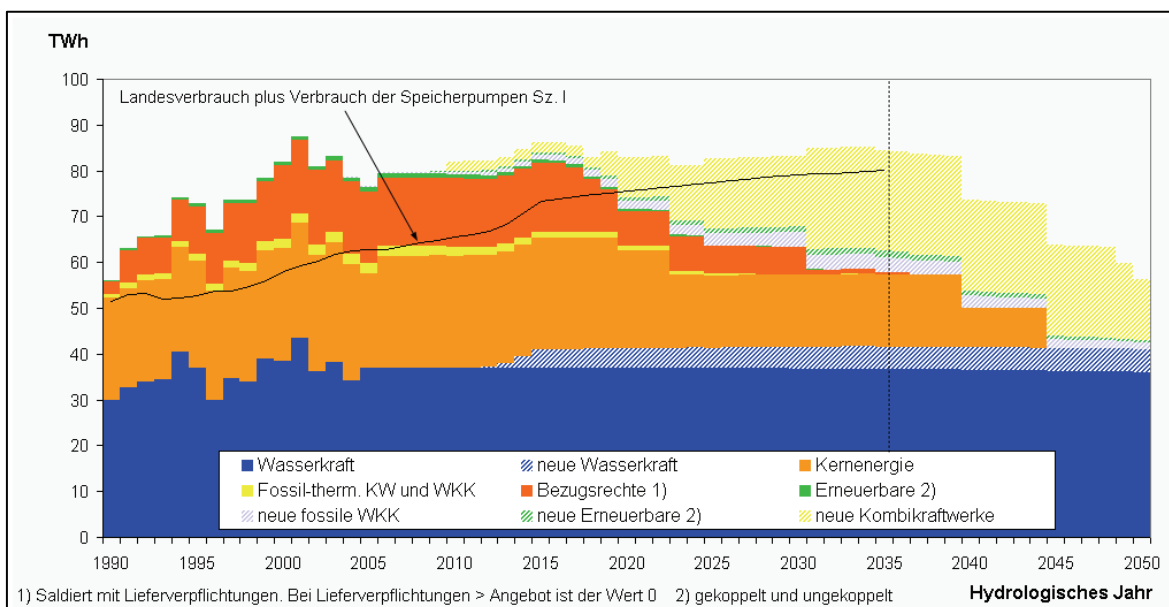
Dieser Variante liegen die folgenden wesentlichen Annahmen zugrunde:

- In der Strategie fossil-zentral werden erdgasgefeuerte Kombikraftwerke eingesetzt. Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke kommen definitionsgemäss nicht in Frage.
- Auslaufende Bezugsverträge werden nicht verlängert, Verträge über neue Bezugsrechte werden nicht abgeschlossen.
- (Autonomer) Zubau von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Wasserkraft und übrigen erneuerbaren Energien, gemäss der in Kapitel 4.6.5 ausgewiesenen Potenziale.

In den Figuren 4-22, 4-23, 4-24 sind die Ergebnisse dieser Variante für das hydrologische Jahr, das Winter- und das Sommerhalbjahr dargestellt.

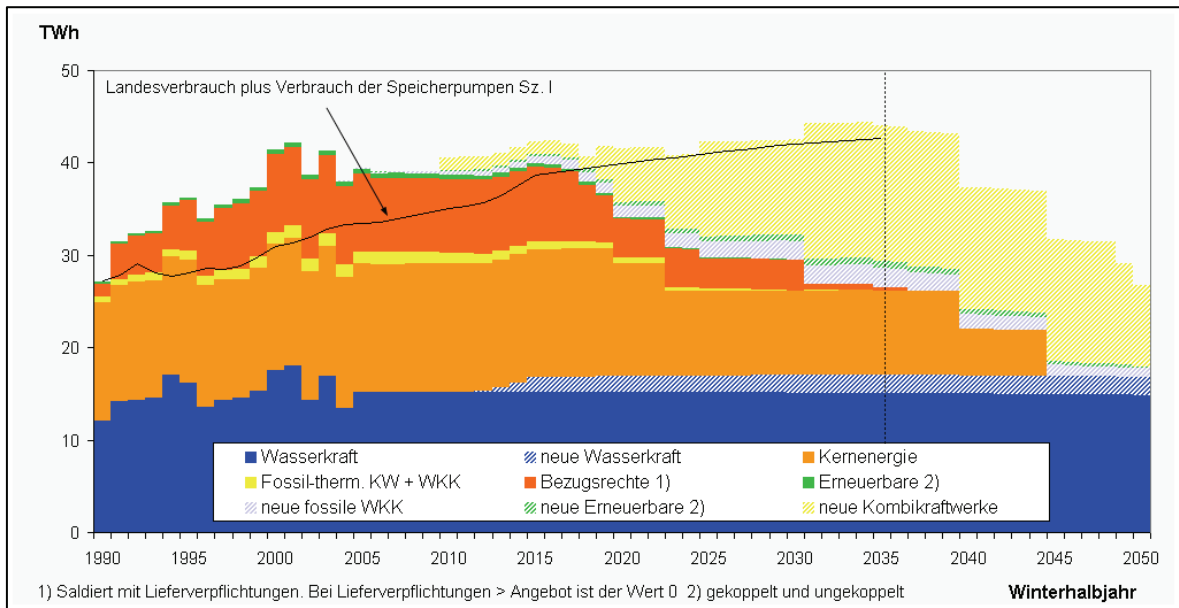
Zur Schliessung der Lücke werden in dieser Variante sieben Kombikraftwerke zugebaut. Dies versteht sich inklusive dem Projekt Chavalon, welches, wie auch in der Variante B, ab 2010 produziert.

Figur 4-22: **Szenario I Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



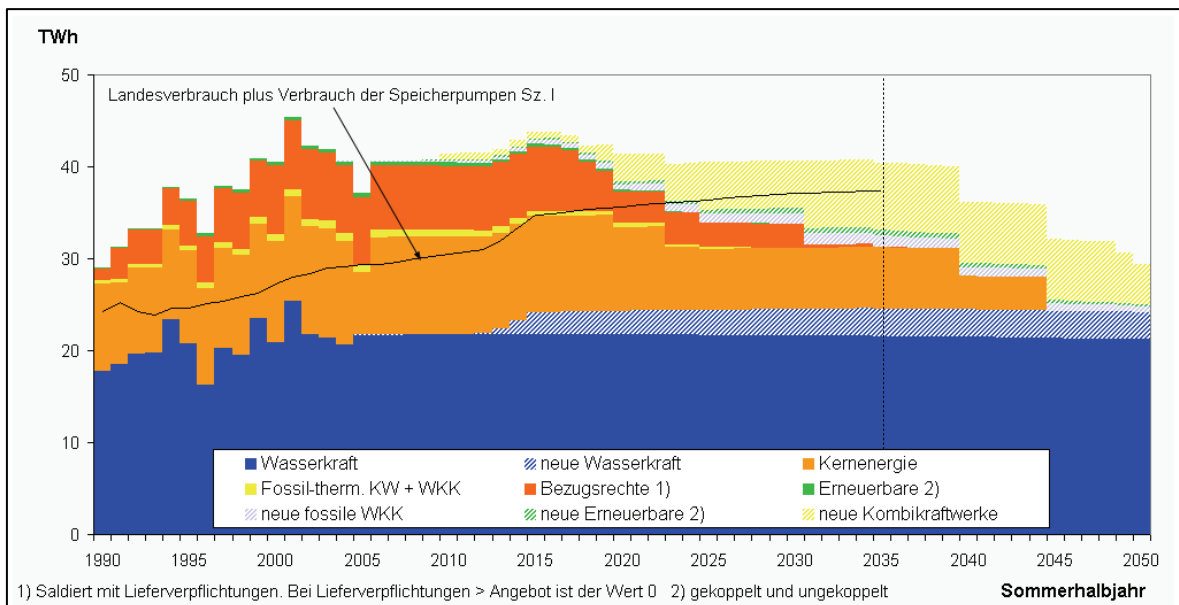
Prognos 2006

Figur 4-23: Szenario I Trend, Variante C
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Figur 4-24: Szenario I Trend, Variante C
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Die Tabellen 4-25, 4-26 und 4-27 zeigen zusammengefasst die den Figuren zugrunde liegenden Daten.

Tabelle 4-25: **Szenario I Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.0	40.9	41.2	41.3	41.4	41.6
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	4.5	4.8	11.6	18.4	18.6	25.3
bestehende fossile konv.-thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	8.8	15.4	15.4	22.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.2	1.8	2.6	3.1	3.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	67.0	71.1	75.3	76.8	77.2	84.1
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	65.1	64.1	68.3	69.8	70.2	77.1
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	18.7	14.9	9.5	7.5	6.3	6.6
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	16.5	12.7	7.3	5.2	4.0	4.3
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	-1.5	2.3	0.3	0.7	1.9	-4.0
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.6	66.4	68.6	70.5	72.1	73.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 4-26: **Szenario I Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.2	16.8	16.9	16.9	17.0	17.0
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	2.9	3.1	7.6	12.2	12.3	16.7
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.4	5.8	10.2	10.2	14.6
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.8	1.2	1.7	2.0	2.1
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.1	32.6	34.3	37.4	38.9	39.1	43.7
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	32.0	31.8	34.9	36.4	36.6	41.1
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	6.7	4.8	2.8	2.3	1.6	2.5
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	5.5	3.7	1.6	1.2	0.4	1.3
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	2.5	4.3	2.5	2.1	2.9	-1.0
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.5	36.1	37.4	38.5	39.5	40.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 4-27: **Szenario I Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.8	24.2	24.3	24.4	24.5	24.5
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.4	2.6	2.7	2.8	3.0
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	1.6	1.7	4.0	6.3	6.3	8.6
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	2.9	5.1	5.1	7.4
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.9	1.1	1.2
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	34.4	36.8	37.9	37.8	38.0	40.4
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	33.0	32.3	33.5	33.4	33.6	35.9
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	12.0	10.1	6.8	5.2	4.7	4.1
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.9	9.0	5.6	4.0	3.6	3.0
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.9	-2.0	-2.2	-1.4	-1.0	-3.0
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.1	30.3	31.2	32.0	32.6	33.0

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

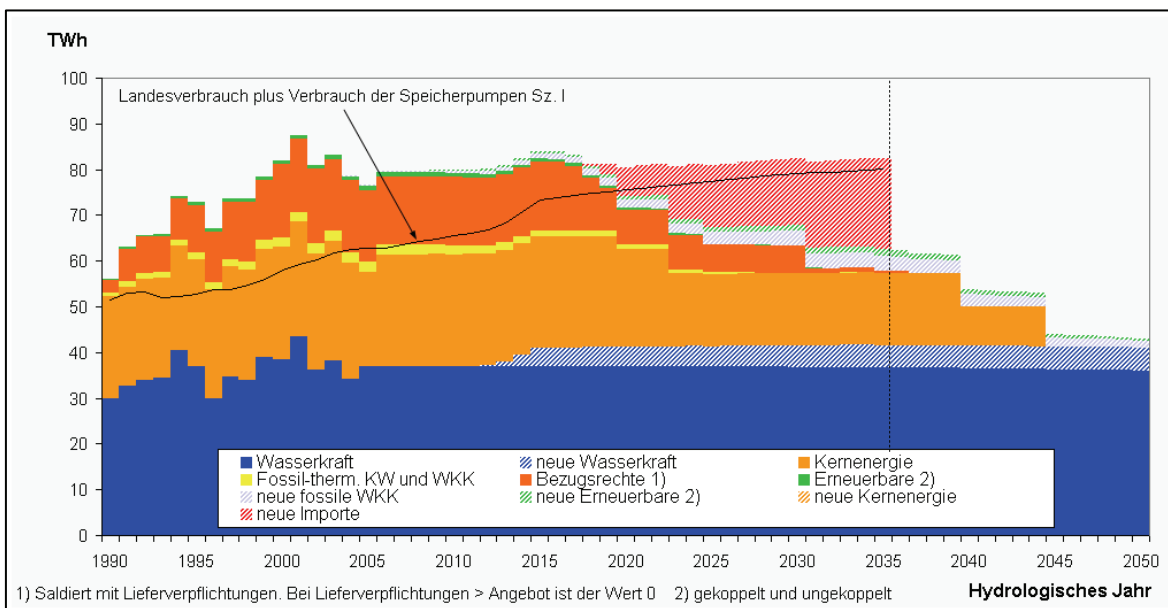
4.7.5 Variante G: Import

Die dieser Variante zugrunde liegenden Annahmen sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke durch neue Importe, keine neuen konventionell-thermischen Grosskraftwerke. Unterstellt wird, dass die Importverträge jeweils über ein Jahr laufen.
- Die neuen Stromimporte stammen aus Gaskombikraftwerken (siehe Kapitel 2.4.8).
- (Autonomer) Zubau von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Wasserkraft und übrigen erneuerbaren Energien, gemäss der in Kapitel 4.6.5 ausgewiesenen Potenziale (erwartete Produktion).

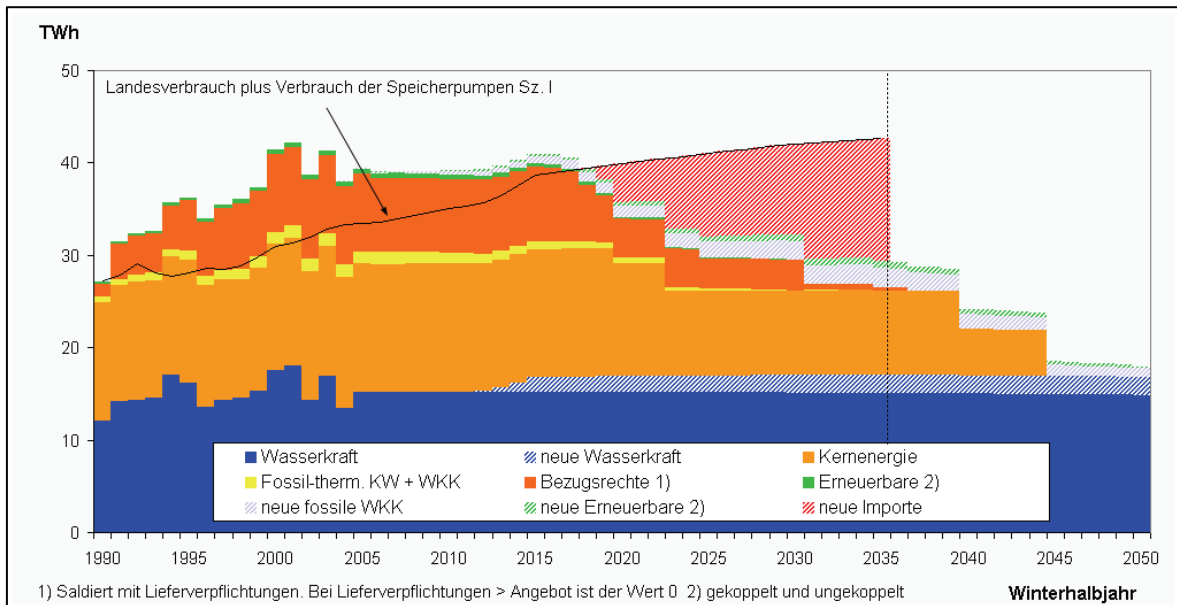
Da die Importe jährlich erneut ermittelt werden, erfolgt die Deckung nachfragegerecht (Figur 4-26). In 2035 wird eine ähnliche Grösse (ca. 20 TWh_{el}) importiert wie bereits heute mit den Bezugsverträgen.

Figur 4-25: **Szenario I Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



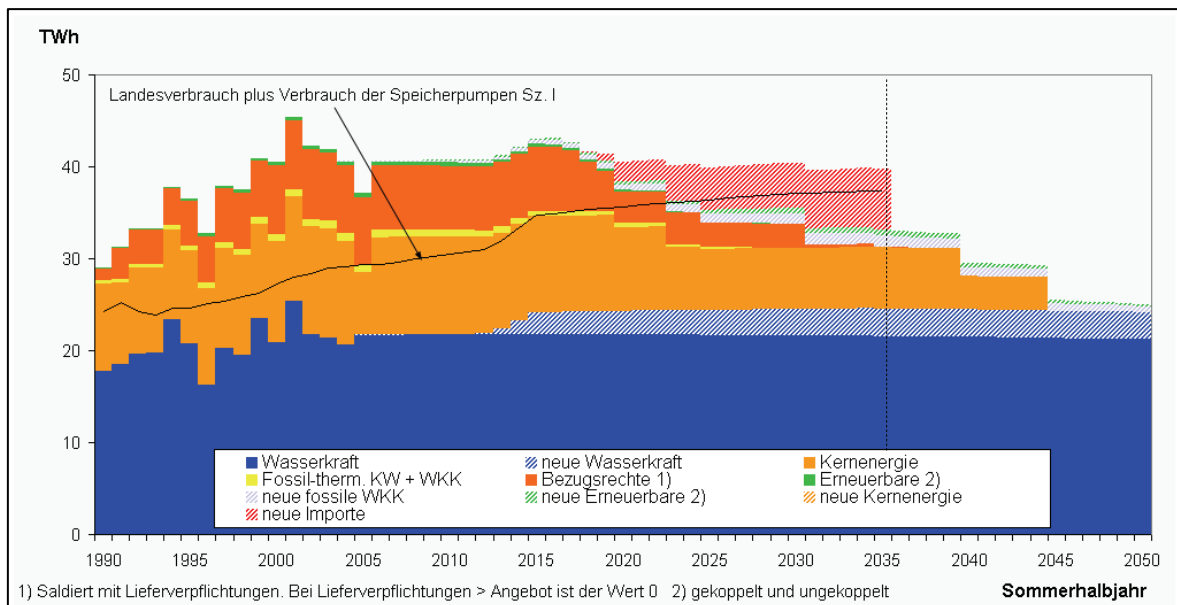
Prognos 2006

Figur 4-26: Szenario I Trend, Variante G
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Figur 4-27: Szenario I Trend, Variante G
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Die Tabellen 4-28 bis 4-30 zeigen zusammengefasst die den Figuren zugrunde liegenden Daten.

Tabelle 4-28: **Szenario I Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in
TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.0	40.9	41.2	41.3	41.4	41.6
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	2.4	2.6	2.9	3.0	3.2	3.3
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.2	1.8	2.6	3.1	3.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	64.9	68.9	66.6	61.4	61.8	62.1
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	62.9	61.9	59.6	54.4	54.8	55.1
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	16.1	21.7	22.9	22.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	13.5	14.7	20.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	16.6	12.8	7.1	5.7	5.6	4.6
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	14.3	10.5	4.8	3.4	3.3	2.3
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	0.7	4.5	9.1	16.1	17.3	18.0
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.6	66.4	68.6	70.5	72.1	73.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 4-29: **Szenario I Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.2	16.8	16.9	16.9	17.0	17.0
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.8	1.9	2.0	2.1
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.8	1.2	1.7	2.0	2.1
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.1	31.1	32.9	31.6	28.7	28.9	29.1
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	30.6	30.3	29.0	26.1	26.4	26.5
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	9.5	13.5	14.2	14.7
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	9.0	9.8	13.3
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.2	3.4	1.1	1.1	1.1	1.1
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	4.1	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	3.9	5.8	8.4	12.3	13.1	13.6
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.5	36.1	37.4	38.5	39.5	40.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 4-30: **Szenario I Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.8	24.2	24.3	24.4	24.5	24.5
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.4	2.6	2.7	2.8	3.0
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.9	1.1	1.2
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	33.7	36.0	35.0	32.7	32.9	33.0
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	32.3	31.6	30.5	28.3	28.5	28.6
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	6.7	8.3	8.7	7.9
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	4.5	4.9	6.7
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.3	9.4	5.9	4.5	4.5	3.5
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.2	8.3	4.8	3.4	3.3	2.3
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.2	-1.3	0.7	3.7	4.2	4.4
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.1	30.3	31.2	32.0	32.6	33.0

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

4.8 Modellergebnisse für Szenario I: Leistung

4.8.1 Referenzfall

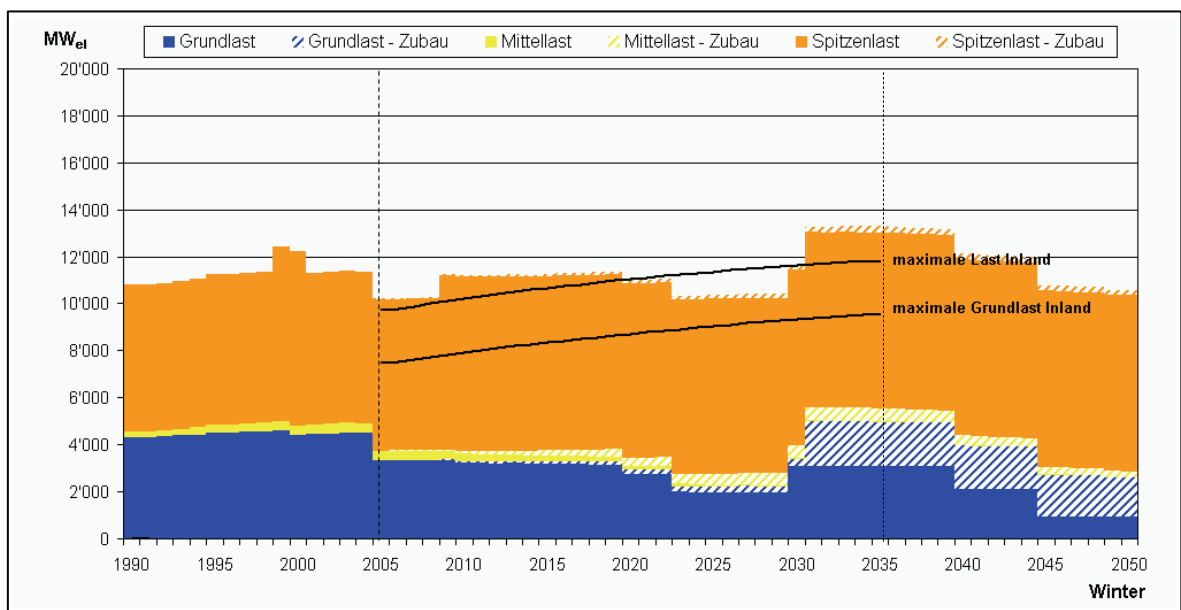
Wie aus Kapitel 4.4.2.1 ersichtlich, sind die Leistungslücken ohne Ausfall einer Kraftwerkseinheit auch ohne Zubau neuer Kraftwerke bis 2035 im Winter sehr gering und treten im Sommer gar nicht auf. Nach dem Zubau ist die Versorgungssicherheit gewährleistet.

4.8.2 Kältewelle

4.8.2.1 Variante A: Nuklear

In der Variante A ist die Leistung des Parks bei einer Kältewelle – dies versteht sich inklusive dem Ausfall einer Kraftwerkseinheit – nach Zubau der Kernkraftwerke ab 2031 wieder gewährleistet. Da unterstellt wird, dass die Importe keine gesicherte Leistung darstellen, steht in der Zwischenperiode 2018 bis 2030 zu wenig Leistung zur Verfügung, um die Kältewelle zu bewältigen. Dies zeigt Figur 4-28. Die Darstellung erfolgt nach Last (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) wie in der in Tabelle 2-44 auf Seite 57 angedeuteten Einteilung der Technologien.

Figur 4-28: **Szenario I Trend, Variante A**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}



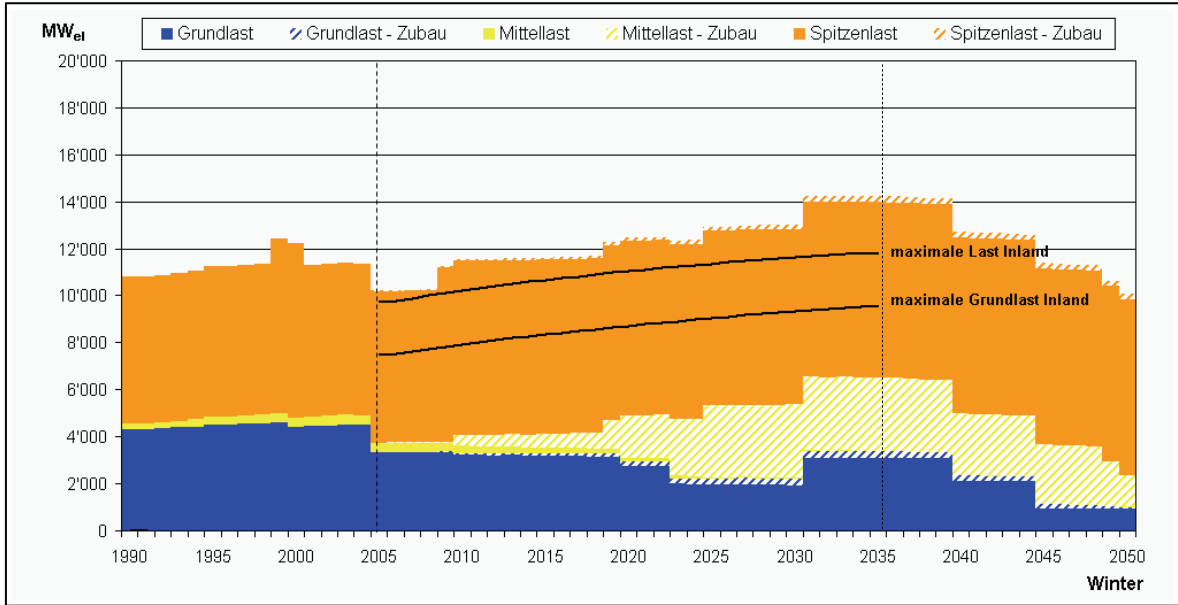
Prognos 2006

4.8.2.2 Variante B: Nuklear und fossil-zentral

Nach Zubau inländischer Grosskraftwerke - Erdgas-Kombikraftwerke und Kernkraftwerke - ist die Leistung bei einer Kältewelle und Ausfall einer grossen Kraftwerkseinheit gewährleistet.

Erdgas-Kombikraftwerke sind in Figur 4-29 als Mittellast (Zubau) und Kernkraftwerke als Grundlast (Zubau) dargestellt.

Figur 4-29: **Szenario I Trend, Variante B**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}

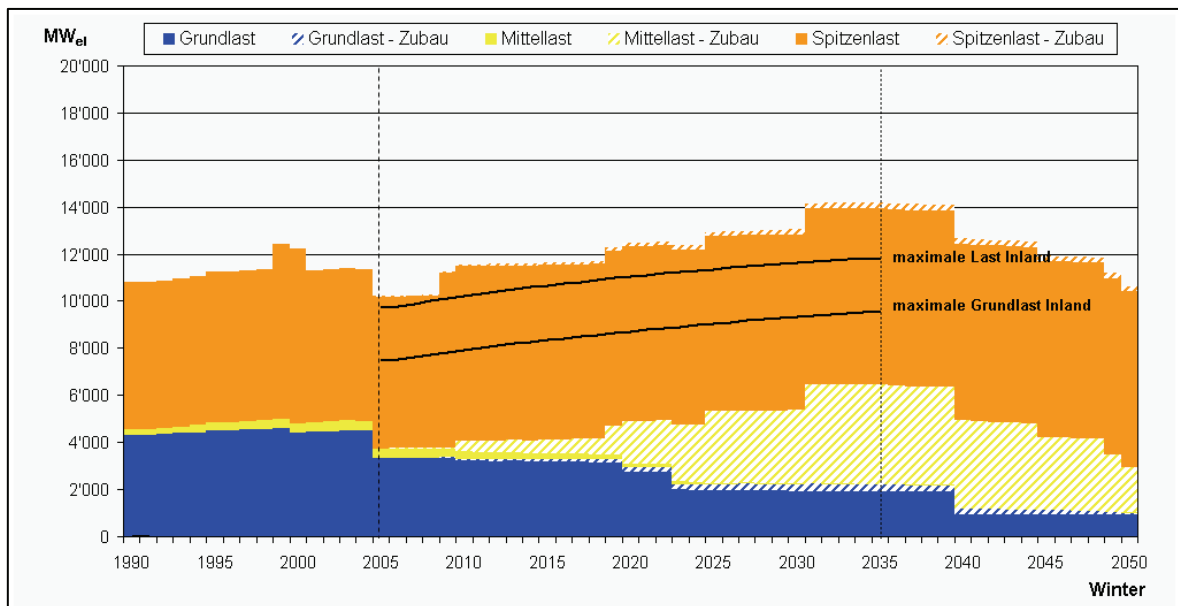


Prognos 2006

4.8.2.3 Variante C: Fossil-zentral

In der Variante C ist die benötigte Leistung bei einer Kältewelle nach Zubau von Kombikraftwerken gesichert.

Figur 4-30: **Szenario I Trend, Variante C**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}

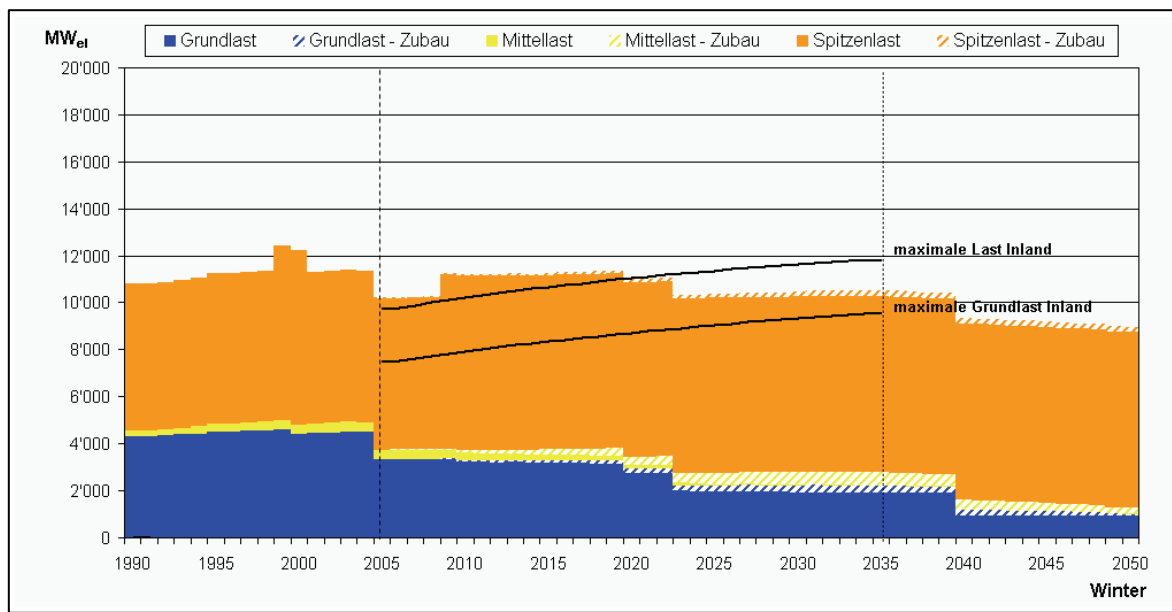


Prognos 2006

4.8.2.4 Variante G: Import

In diesem Fall trägt nur der autonome Zubau (Wasserkraft, fossile WKK und erneuerbare Energien) zur Erhöhung der gesicherten Leistung bei, nicht der Zubau neuer Importe. Dieser autonome Zubau reicht jedoch nicht aus, um die benötigte Leistung bei einer Kältewelle sicherzustellen. Dies zeigt Figur 4-31.

Figur 4-31: **Szenario I Trend, Variante G**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}



Prognos 2006

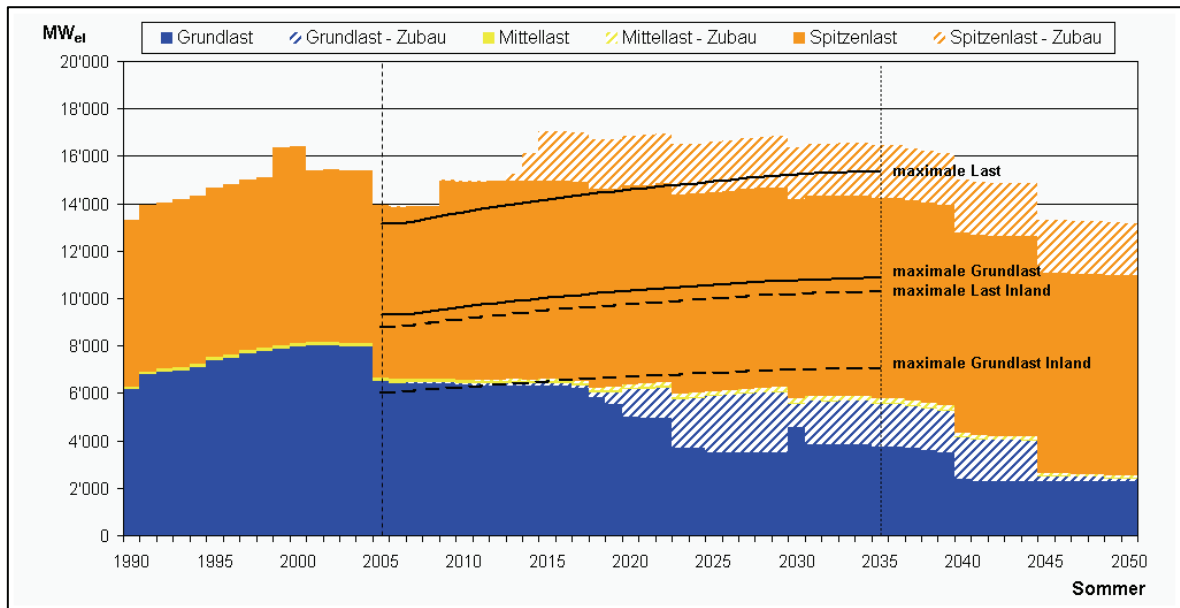
4.8.3 Verfügbare Leistung bei Hitzewellen

4.8.3.1 Variante A: Nuklear

Wie aus der Figur 4-15 folgt, ist die inländische Versorgung bei einer Hitzewelle – dies versteht sich in diesem Fall inklusive dem Ausfall zweier Kraftwerkseinheiten – auch ohne neue Kraftwerke gewährleistet.

Die maximale Last mit Exporten kann bis 2023 ohne den Einsatz neuer Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt werden. Nach 2023 müsste ein Teil der neuen Pumpspeicherkraftwerke zur Leistungsdeckung beitragen. Aus den Simulationsergebnissen von Piot (2006c) folgt, dass die Pumpen heute bei einer Hitzewelle kaum eingesetzt werden können, ohne die Speicher noch stärker zu belasten. Die Belastung der Speicher hätte für die nächsten Jahren negative Folgen auf den Füllungsgrad (siehe auch Exkurs 8, Band 4).

Figur 4-32: Szenario I Trend, Variante A
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

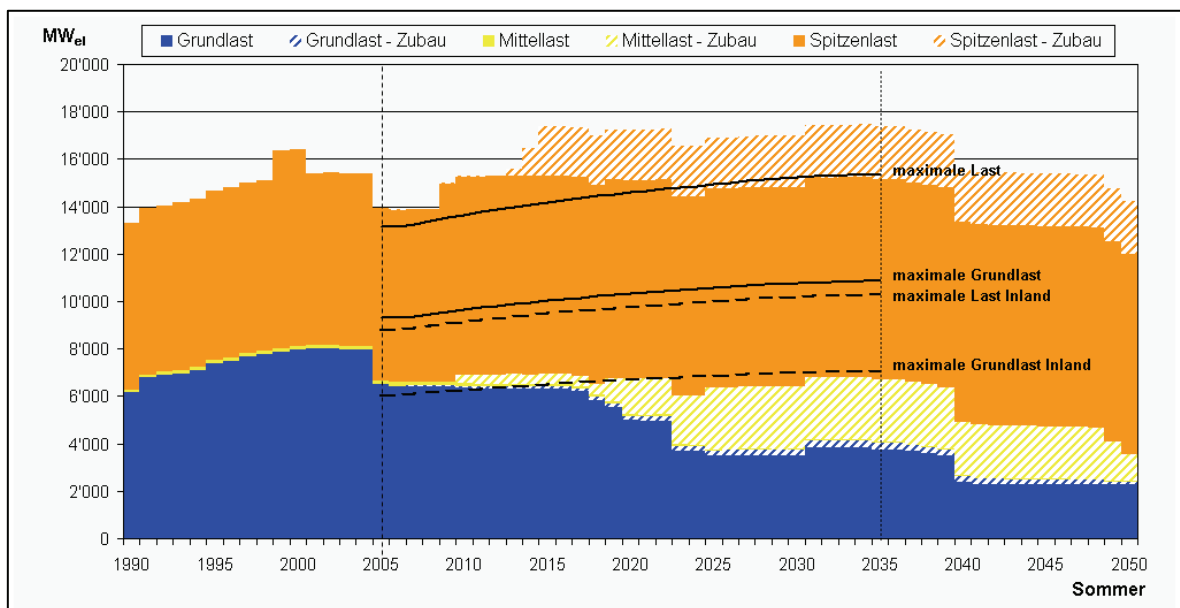


Prognos 2006

4.8.3.2 Variante B: Nuklear und fossil-zentral

Die benötigte Leistung zur inländischen Versorgung sowie Exporte sind in dieser Variante, auch bei einer Hitzewelle, gewährleistet. Der Leistung von neuen Pumpspeicherwerken wird in diesem Fall weniger genutzt als in der Variante A.

Figur 4-33: Szenario I Trend, Variante B
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

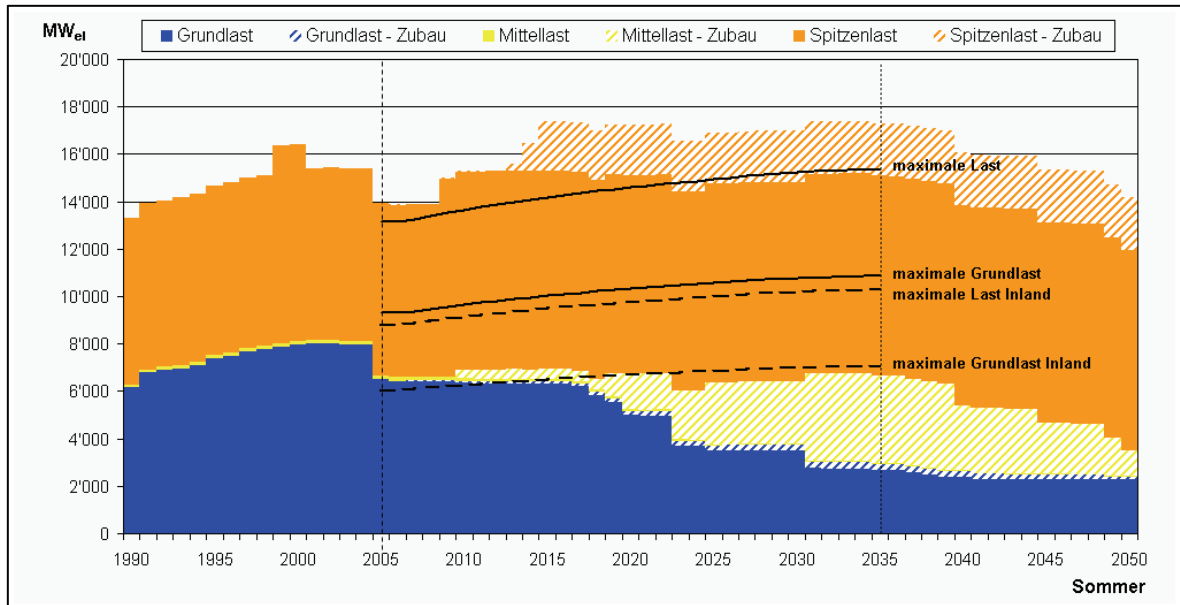


Prognos 2006

4.8.3.3 Variante C: Fossil-zentral

Die Ergebnisse dieser Variante sind ähnlich wie die von Variante B. Auch hier steht nach Zubau neuer Kombikraftwerke Leistung für den Export von Strom zur Verfügung.

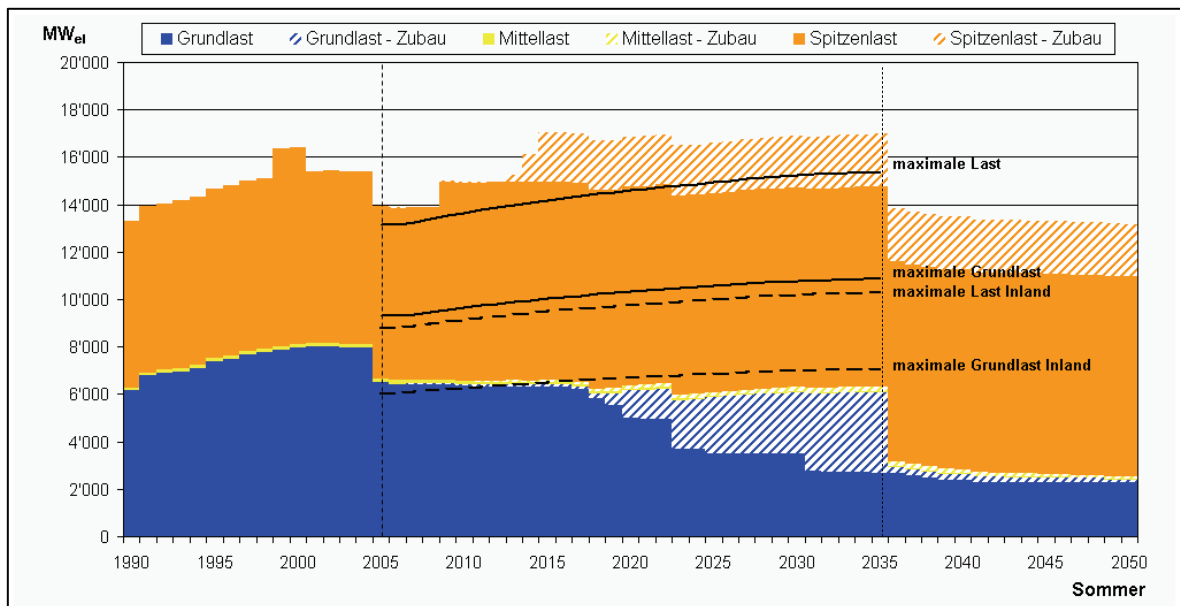
Figur 4-34: Szenario I Trend, Variante C
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}



Prognos 2006

4.8.3.4 Variante G: Import

Figur 4-35: Szenario I Trend, Variante G
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}



Prognos 2006

Die neuen Importverträge wurden jeweils für ein Jahr abgeschlossen, so dass sich nach der Zubauperiode (2018 - 2035) das Angebot wieder reduziert. Da angenommen wurde, dass die Leistung der Importe im Sommer zur Verfügung steht, ist die Versorgungssicherheit in diesem Fall bis 2035 gewährleistet. Auch ohne Importe (ca. 3 bis 3.5 GW_{el}) könnte die inländische Last bei einer Hitzewelle gedeckt werden.

4.9 Modellergebnisse für Szenario I: Energieträger

4.9.1 Allgemeines

In den Tabellen 4-31 bis 4-34 ist für das hydrologische Jahr der Energieträgereinsatz für die inländische Stromerzeugung ausgewiesen (Input).

Bei den Energieträgern Wasser, Wind, Sonne sowie dem Im- und Export ist der Input gleich Output (Wirkungsgrad von 100 Prozent). Der Wirkungsgrad von Kernenergie liegt bei ca. 35 Prozent, der von Erdgas-Kombikraftwerken bei ca. 60 Prozent. Die durchschnittlichen Wirkungsgrade der Technologien steigen im Zeitverlauf leicht an.

Bei den WKK-Anlagen wird der Energieträgereinsatz zunächst vollständig der Elektrizitätserzeugung zugerechnet. Der Energieeinsatz, welcher nötig wäre, um ungekoppelt die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme bereitzustellen, wird davon abgezogen (Wärmegutschrift). Bei einer Verteilung des Energieeinsatzes gemäss Stromkennziffer (Verhältnis zwischen im WKK-Prozess erzeugtem Strom und erzeugter Wärme) würde der Strom besser abschneiden als die Wärme, obwohl die Wärme einen besseren Wirkungsgrad hat. Deshalb wird in den Perspektiven mit Wärmegutschriften gerechnet. Die entsprechenden Gutschriften für WKK werden aus dem Industriesektor rückbilanziert, um keine Doppelzählungen zu erzeugen.

4.9.2 Variante A: Nuklear

Wasser und Kernenergie tragen wie in der heutigen Struktur den Grossteil zur Erzeugung bei. Der Energieträgeranteil Kernenergie an der inländischen Stromerzeugung steigt in der Variante A von 57 Prozent im Jahr 2000 auf 63 Prozent im Jahr 2035. Der Zunahme der anderen Energieträger ist dem autonomen Zubau zuzuschreiben.

Der Import (Anteil) wächst ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 (5%) auf 27 PJ in 2035 (5%). Inklusive Kernbrennstoffe sind dies 281 PJ in 2000 (67%) und 435 PJ in 2035 (74%).

Tabelle 4-31: **Szenario I Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.6	3.6	3.7	3.8	3.8	3.6
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	17.0	17.2	18.8	20.6	21.9	23.0	23.4
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	34.6	34.3	33.9	33.3	32.7	32.2
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	3.3	3.2	3.4	3.5	3.7	3.7
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.2	147.4	148.2	148.6	149.2	149.6
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	411.0	450.5	464.4	435.5	376.5	499.8	621.5
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.1	2.4	16.1	32.7	57.9	18.5	-22.8
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.6	-8.1	-8.9	-9.7	-10.4	-11.3	-11.7
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.5	444.9	471.6	458.5	424.0	507.0	587.1

Prognos 2006

4.9.3 Variante B: Nuklear und fossil-zentral

In der Variante B nimmt der Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung durch Zubau der Kombikraftwerke zu. Hierfür nimmt der Einsatz von Kernenergie ab. Siehe Tabelle 4-32.

Der Import (Anteil) wächst, ohne Kernbrennstoffe, von 20 PJ in 2000 (5%) auf 118 PJ in 2035 (22%). Inklusive Kernbrennstoffe sind dies 281 PJ in 2000 (67%) und 404 PJ in 2035 (74%).

Tabelle 4-32: **Szenario I Trend, Variante B**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.6	3.6	3.7	3.8	3.8	3.6
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	17.0	30.4	32.0	73.0	113.0	114.2	114.5
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	34.6	34.3	33.9	33.3	32.7	32.2
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	3.3	3.2	3.4	3.5	3.7	3.7
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.2	147.4	148.2	148.6	149.2	149.6
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	411.0	463.8	477.6	487.9	467.6	469.3	591.1
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.1	-5.3	8.3	1.1	2.5	7.0	-34.3
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.6	-8.1	-8.9	-9.7	-10.4	-11.3	-11.7
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.5	450.4	477.1	479.3	459.8	465.0	545.1

Prognos 2006

4.9.4 Variante C: Fossil-zentral

In der Variante C nimmt der Erdgaseinsatz zwischen 2000 und 2035 um den Faktor zehn zu, mehrheitlich durch den Bau neuer Kombikraftwerke, geringfügig durch die Zunahme von Erdgas-WKK-Anlagen.

Der Import (Anteil) wächst ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 (5%) auf 156 PJ in 2035 (32%). Inklusive Kernbrennstoffe sind dies 281 PJ in 2000 (67%) und 321 PJ in 2035 (67%).

Tabelle 4-33: **Szenario I Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.6	3.6	3.7	3.8	3.8	3.6
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	17.0	30.4	32.0	73.0	113.0	114.2	152.8
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	34.6	34.3	33.9	33.3	32.7	32.2
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	3.3	3.2	3.4	3.5	3.7	3.7
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.2	147.4	148.2	148.6	149.2	149.6
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	411.0	463.8	477.6	487.9	467.6	469.3	507.8
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.1	-5.3	8.3	1.1	2.5	7.0	-14.3
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.6	-8.1	-8.9	-9.7	-10.4	-11.3	-11.7
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.5	450.4	477.1	479.3	459.8	465.0	481.8

Prognos 2006

4.9.5 Variante G: Import

Beim Import (und Export) ist der Output gleich dem Input. Der Import ist mit dem Export verrechnet worden. In der Tabelle ist der Saldo dargestellt.

Der Import (Anteil) wächst ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 (5%) auf 92 PJ in 2035 (21%). Inklusive Kernbrennstoffe sind dies 281 PJ in 2000 (67%) und 256 PJ in 2035 (59%).

Tabelle 4-34: **Szenario I Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.6	3.6	3.7	3.8	3.8	3.6
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	17.0	17.2	18.8	20.6	21.9	23.0	23.4
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	34.6	34.3	33.9	33.3	32.7	32.2
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	3.3	3.2	3.4	3.5	3.7	3.7
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.2	147.4	148.2	148.6	149.2	149.6
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	411.0	450.5	464.4	435.5	376.5	378.2	378.3
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.1	2.4	16.1	32.7	57.9	62.3	64.8
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.6	-8.1	-8.9	-9.7	-10.4	-11.3	-11.7
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.5	444.9	471.6	458.5	424.0	429.2	431.4

Prognos 2006

4.10 Emissionen

4.10.1 Allgemeines

Bei der Ermittlung der CO₂-, NO_x- und Staubemissionen werden zwei Werte berechnet:

- **Brutto-Emissionen:** Die fossilen Energieverbräuche werden nach Energieträgern differenziert bestimmt und mit Hilfe der energieträgerspezifischen CO₂-Faktoren in CO₂-Emissionen umgerechnet. Für NO_x und Staub wurden für jede Technologie spezifische Emissionswerte berechnet (siehe Anhänge F und G) und durch Multiplikation mit dem Energieeinsatz die Brutto-Emissionen ermittelt.
- **Netto-Emissionen, mit Wärmegutschriften:** Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme wird Wärme, die ansonsten getrennt in konventionellen hausinternen Anlagen erzeugt werden müsste, ersetzt. Die Emissionen, die durch den Brennstoffverbrauch bei getrennter Wärmeerzeugung entstehen würden, können somit vermieden und den Emissionen der WKK-Anlagen gutgeschrieben werden. Unter Berücksichtigung der Gutschriften ergeben sich die inländischen Netto-Emissionen.

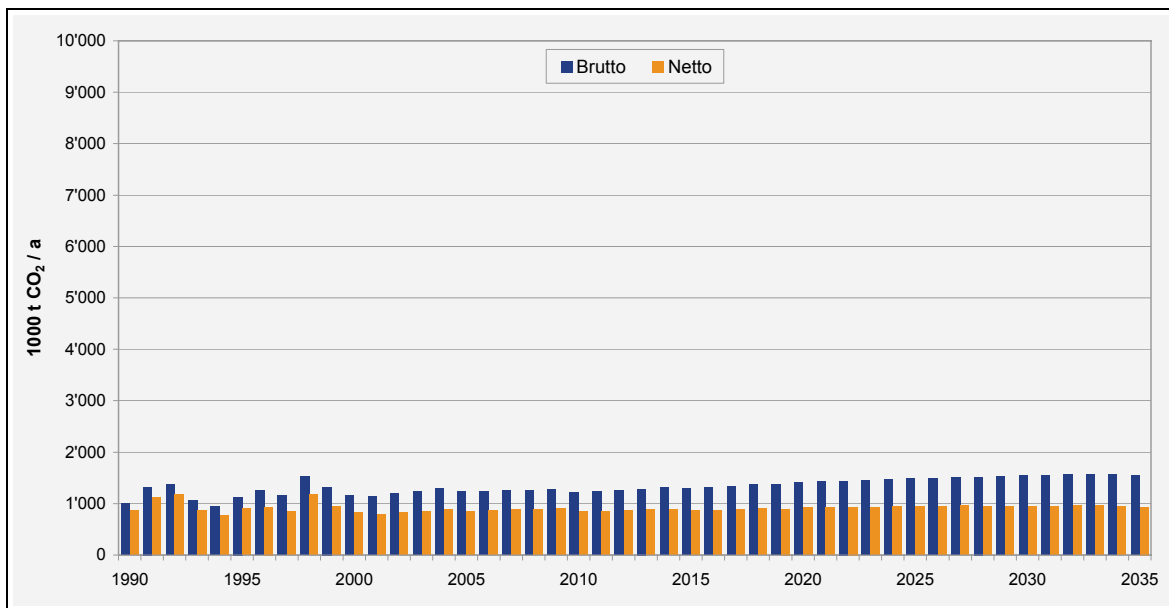
4.10.2 Variante A: Nuklear

4.10.2.1 Kohlendioxid (CO₂)

Der Zubau in der Variante A ist nahezu CO₂-frei. Nur der autonome Zubau von fossiler WKK führt zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen.

Zum besseren Vergleich ist die Skalierung der Y-Achse in allen Varianten gleich.

Figur 4-36: Szenario I Trend, Variante A
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 4-35: Szenario I Trend, Variante A
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'227	1'211	1'298	1'405	1'478	1'547	1'550
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	849	846	872	917	940	953	932

Prognos 2006

4.10.2.2 Stickoxide (NO_x)

Durch verschärfte Vorschriften (Daten BUWAL) nehmen die Stickoxid-Emissionen im Laufe der Zeit stetig ab. Nach Abzug der Wärmegutschriften können diese für den „Elektrizitätssektor“ (modelltechnisch) gesehen sogar negativ ausfallen.

Tabelle 4-36: Szenario I Trend, Variante A
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'522	2'450	1'892	704	243	184	163
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'383	2'339	1'769	563	88	13	-16

Prognos 2006

4.10.2.3 Feinstaub (PM10)

Die Ausserbetriebnahme von Vouvry und die strengeren Vorschriften haben den Feinstaubausstoss wesentlich reduziert. Für die Zukunft ist ohne grossen Einsatz von

fossilen Energieträgern zur Stromerzeugung ein durch Vorschriften bedingter Rückgang zu erwarten. Vgl. hierzu die Annahmen in Anhang G.

Tabelle 4-37: **Szenario I Trend, Variante A**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'938	4'456	3'788	2'225	1'465	1'457	1'460
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'052	3'601	2'790	1'081	205	66	12

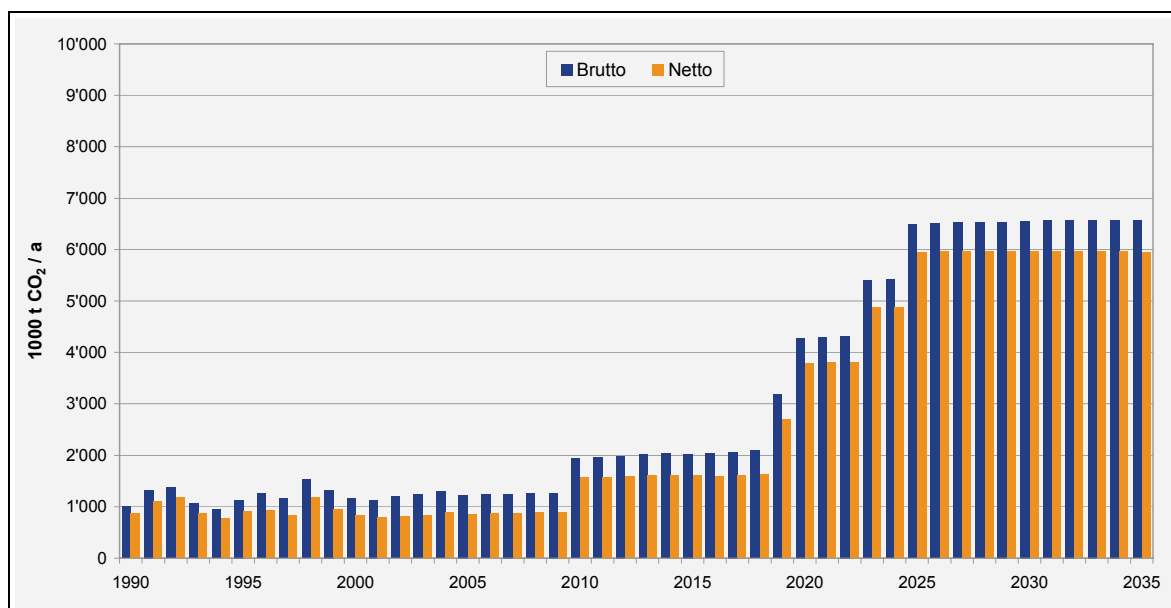
Prognos 2006

4.10.3 Variante B: Nuklear und fossil-zentral

4.10.3.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die CO₂-Emissionen nehmen durch den Zubau von (ungekoppelten) Kombikraftwerken mit ca. 1 Mio. Tonnen pro Anlage (550 MW_{el}, 6000 h/a) zu. In der Variante B werden fünf solche Blöcke zugebaut. Hierdurch nehmen die CO₂-Emissionen bis 2035 gegenüber 2000 um den Faktor fünf zu.

Figur 4-37: **Szenario I Trend, Variante B**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 4-38: **Szenario I Trend, Variante B**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'227	1'938	2'025	4'283	6'490	6'559	6'562
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	849	1'573	1'599	3'795	5'952	5'966	5'944

Prognos 2006

4.10.3.2 Stickoxide (NO_x)

Auch beim Zubau neuer Erdgas-Kombikraftwerke können die NO_x-Emissionen durch Einsatz einer Rauchgasentstickungsanlage (DeNoX-Installation) gesenkt werden.

Tabelle 4-39: **Szenario I Trend, Variante B**
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'522	2'522	1'964	990	742	683	662
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'383	2'411	1'841	849	587	511	483

Prognos 2006

4.10.3.3 Feinstaub (PM10)

Durch den Zubau neuer Kombikraftwerke nehmen die Feinstaubemissionen nach 2005 wieder zu. Im Vergleich zum gesamten Energiesystem (Nachfrage plus Angebot) ist dies jedoch nur ein Bruchteil der totalen Feinstaub-Emissionen (ca. 1 Prozent in 2035).

Tabelle 4-40: **Szenario I Trend, Variante B**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'938	7'099	6'430	12'693	19'692	19'683	19'686
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'052	6'244	5'433	11'550	18'432	18'292	18'238

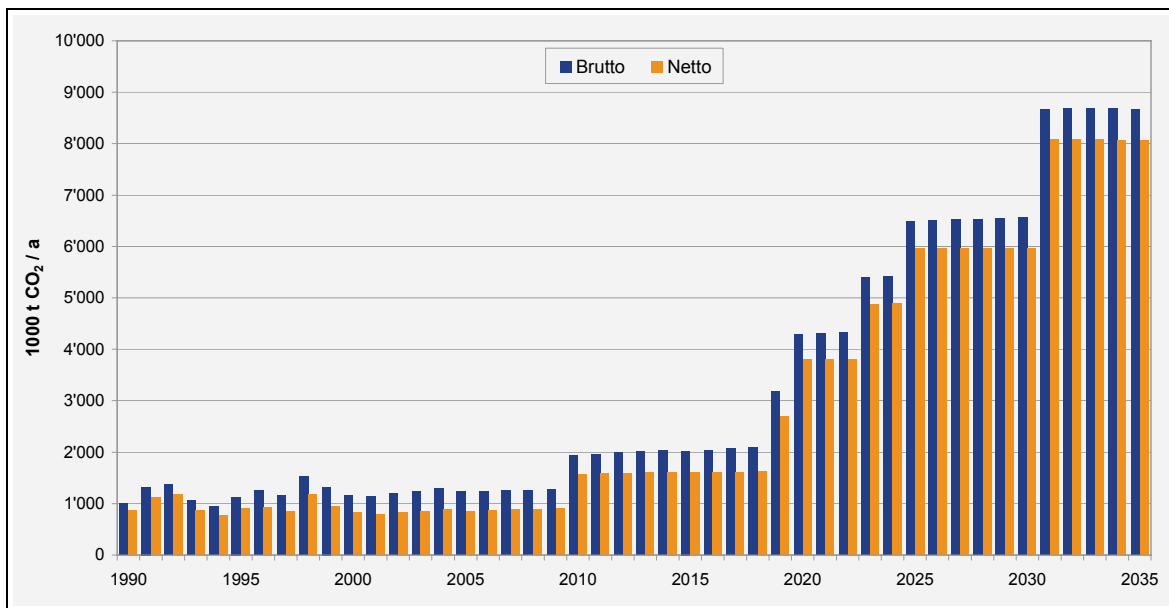
Prognos 2006

4.10.4 Variante C: Fossil-zentral

4.10.4.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die CO₂-Emissionen wachsen von 1.2 Mio. Tonnen pro Jahr in 2005 auf 8.7 Mio. Tonnen pro Jahr in 2035. Nach Abzug der Wärmegutschriften beträgt der CO₂-Austoss 8.1 Mio. Tonnen pro Jahr in 2035.

Figur 4-38: Szenario I Trend, Variante C
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 4-41: Szenario I Trend, Variante C
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'227	1'938	2'025	4'283	6'490	6'559	8'671
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	849	1'573	1'599	3'795	5'952	5'966	8'053

Prognos 2006

4.10.4.2 Stickoxide (NO_x)

Im Vergleich zur Variante B nehmen die NO_x-Emissionen noch etwas stärker zu, da zwei Kombikraftwerke mehr zugebaut werden.

Tabelle 4-42: Szenario I Trend, Variante C
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'522	2'522	1'964	990	742	683	871
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'383	2'411	1'841	849	587	511	693

Prognos 2006

4.10.4.3 Feinstaub (PM10)

Die Tabelle 4-43 zeigt ein ähnliches Bild wie die von Variante B.

Tabelle 4-43: **Szenario I Trend, Variante C**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'938	7'099	6'430	12'693	19'692	19'683	27'357
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'052	6'244	5'433	11'550	18'432	18'292	25'909

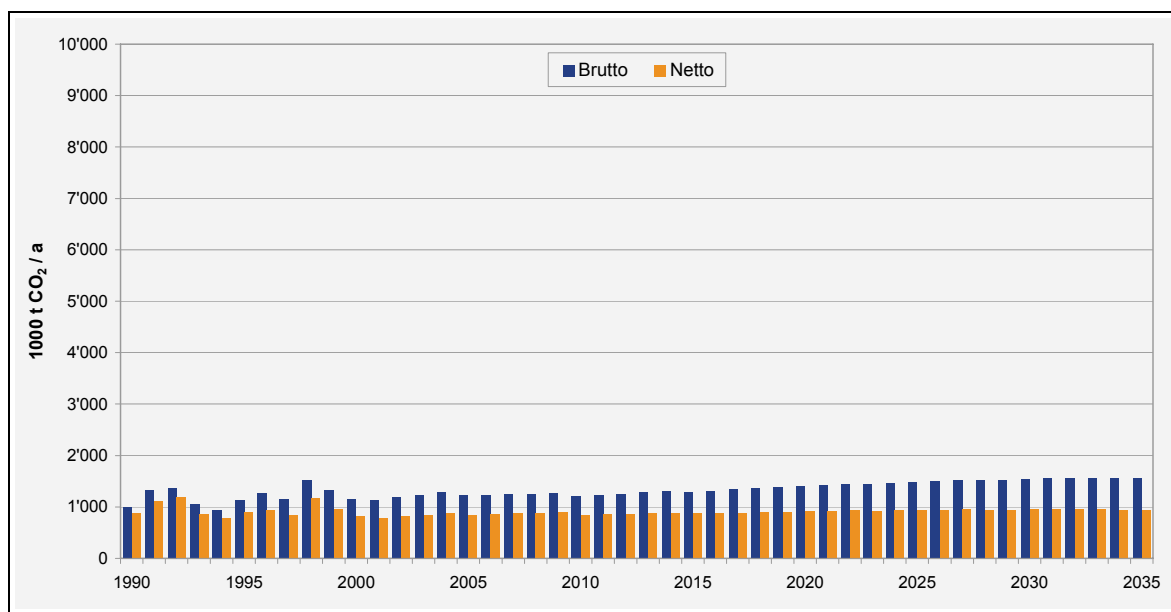
Prognos 2006

4.10.5 Variante G: Import

4.10.5.1 Kohlendioxid (CO₂)

Der Umfang der CO₂-Emissionen in dieser Variante ist gleich dem der Variante A. Nur der autonome Zubau fossiler WKK-Anlagen sorgt für die Veränderungen über den betrachteten Zeitraum.

Figur 4-39: **Szenario I Trend, Variante G**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 4-44: **Szenario I Trend, Variante G**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'227	1'211	1'298	1'405	1'478	1'547	1'550
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	849	846	872	917	940	953	932

Prognos 2006

4.10.5.2 Stickoxide (NO_x)

Für Erläuterungen siehe Variante A.

Tabelle 4-45: **Szenario I Trend, Variante G**
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'522	2'450	1'892	704	243	184	163
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'383	2'339	1'769	563	88	13	-16

Prognos 2006

4.10.5.3 Feinstaub (PM10)

Für Erläuterungen siehe Variante A.

Tabelle 4-46: **Szenario I Trend, Variante G**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'938	4'456	3'788	2'225	1'465	1'457	1'460
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'052	3'601	2'790	1'081	205	66	12

Prognos 2006

4.11 Nuklearabfälle

Die über die gesamte Betriebsdauer anfallenden radioaktiven Abfälle sowie die bei der Ausserbetriebnahme und dem Abriss anfallenden Volumina sind in der Tabelle 4-47 nach Varianten dargestellt. Für Erläuterungen siehe Anhang I.

Die Werte verstehen sich inklusive der Abfälle der bestehenden Kernkraftwerke. Diese fallen unabhängig von der ausgewählten Variante an. In der Variante A werden zusätzlich zwei Kernkraftwerke zugebaut, in der Variante B eines und in den Varianten C und G keines.

Tabelle 4-47: **Szenario I Trend**
konditionierte Nuklearabfälle in m³, nach Variante

Sz I „Weiter wie bisher“		Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
		Neue Importe und Kernenergie	Fossil-therm. zentral und Kernenergie	Fossil-therm. zentral	Neue Importe **
SMA	m ³	61'753	50'618	39'483	39'483
LMA	m ³	1'050	874	698	698
HAA/BE	m ³	2'764	2'106	1'448	1'448

SMA: schwach- und mittelaktive Abfälle

LMA: langlebige mittelaktive Abfälle

HAA/BE: hochaktive Abfälle

Prognos 2006

4.12 Kosten des Zubaus

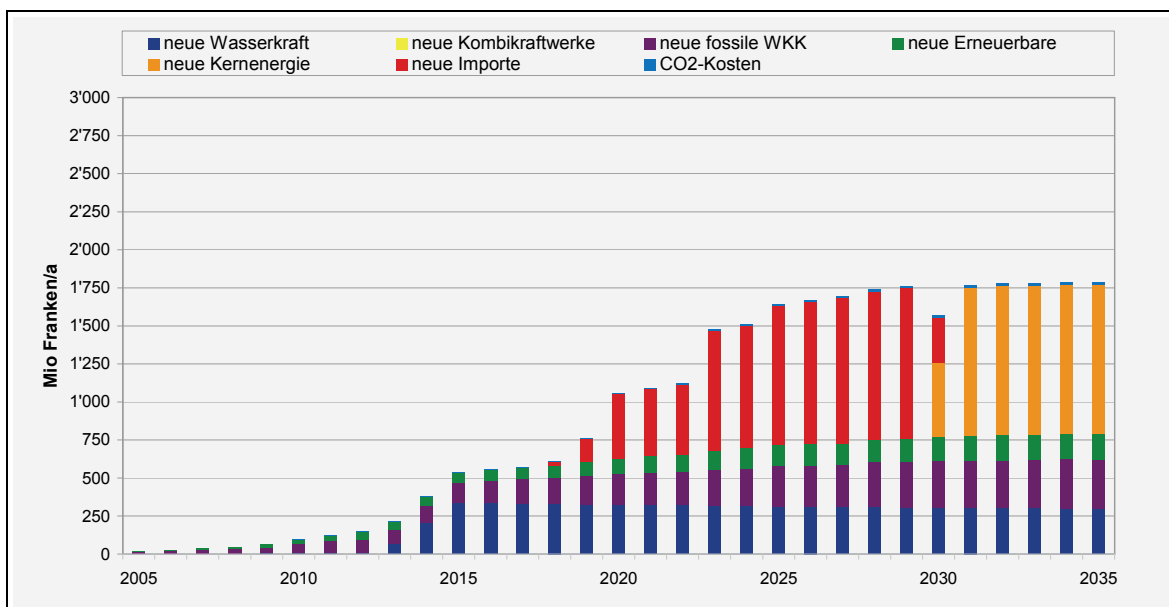
4.12.1 Variante A: Nuklear

4.12.1.1 Jahreskosten

Figur 4-40 zeigt die jährlichen Kosten des Zubaus nach Technologiegruppen. Bei dem autonomen Zubau (Wasserkraft, fossile WKK und neue erneuerbare Energien) fallen die Kosten ab Prognosebeginn an, bei dem nicht-autonomen Zubau ab Eintritt der Lücke (2018). Die Kosten bilden die reine Stromerzeugung ab. Die Kosten des CO₂ sind als gesonderte Blöcke abgebildet. Netzkosten werden nicht ausgewiesen. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2035 bis auf 1'750 Mio. CHF an.

Zum Vergleich der Varianten ist die Skalierung der y-Achse in allen Varianten gleich.

Figur 4-40: **Szenario I Trend, Variante A**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 4-48: **Szenario I Trend, Variante A**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.9	8.7	337.9	324.5	312.3	304.7	297.9
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	487.9	983.9
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	6.2	17.4	59.3	133.8	204.7	266.7	305.8	324.3
neue Erneuerbare	0.0	2.4	24.0	60.4	97.2	137.0	160.3	167.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	424.6	916.2	297.5	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	2.9	4.4	6.6	10.2	13.4	15.7
Gesamt ¹⁾	0.2	6.0	40.7	145.4	1'057.7	1'642.4	1'569.7	1'753.2

1) inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

Prognos 2006

Juni 2007

142

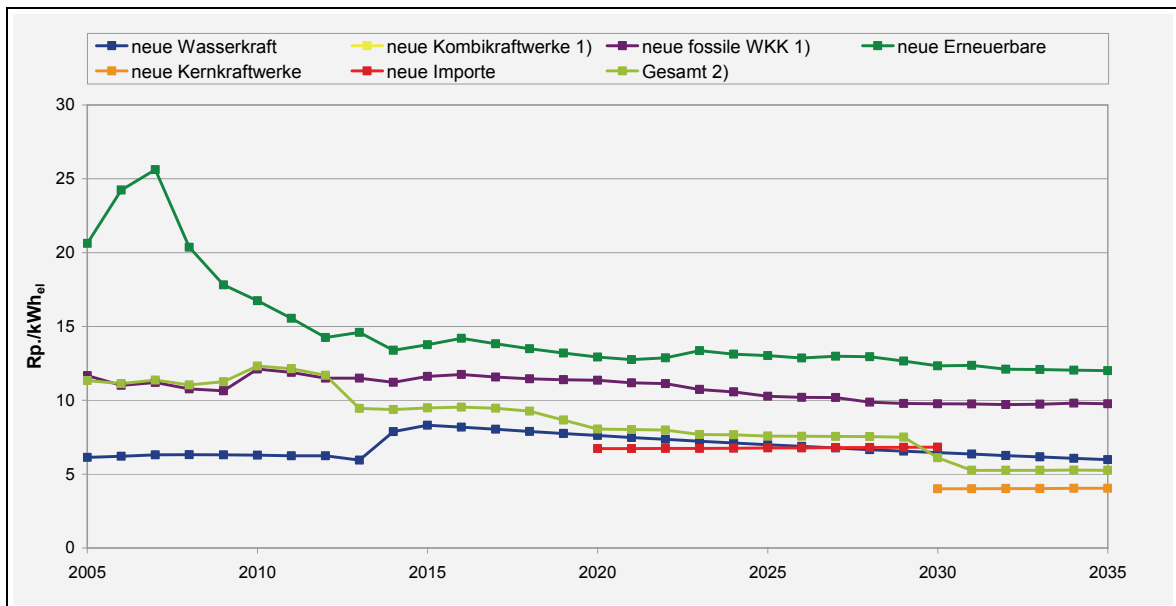
Prognos AG

4.12.1.2 Durchschnittskosten

Aus den jährlichen Kosten und dem Zubau in kWh sind die durchschnittlichen Kosten des Zubaus abzuleiten. In Figur 4-41 und Tabelle 4-49 sind die Durchschnittskosten in Rp./kWh_{el} nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt. Die Steigerung der Durchschnittskosten von neuen Erneuerbaren in den ersten Jahren hängt damit zusammen, dass der Zubau von Photovoltaik - der einen deutlich höheren Preis als andere Stromerzeugungstechnologien aufweist - zwischen 2005 - 2007 verhältnismässig stark zu Buche schlägt. Ab ca. 2008 werden z.B. Windenergie und ab 2009 z.B. Geothermie (Projekt Basel) stärker zugebaut, wodurch die Durchschnittskosten der Gruppe „neue Erneuerbare“ abnimmt. Bei der WKK-Gruppe (fossil und regenerativ) ist eine leichte Abnahme der Durchschnittskosten zu verzeichnen, was auf die Kostendegressionen zurückzuführen ist. Die Zunahme der Kosten der Wasserkraft hat ihre Ursache im Zubau der Pumpspeicherwerke. Die Kosten von neuen erneuerbaren Energien und Kernenergie sind relativ konstant. Die gesamten Durchschnittskosten (inkl. CO₂-Kosten) wenden sich in Richtung dieser Technologien, da die Gewichtung des Zubaus dieser Technologie(gruppen) in Laufe der Zeit zunimmt.

Über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus 3.9 Rp./kWh_{el}.

Figur 4-41: **Szenario I Trend, Variante A**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 4-49: **Szenario I Trend, Variante A**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	6.1	6.3	8.3	7.6	7.0	6.5	6.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	4.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	11.7	12.1	11.6	11.4	10.3	9.8	9.8
neue Erneuerbare	0.0	20.6	16.8	13.8	12.9	13.0	12.3	12.0
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	6.8	6.8	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	11.3	12.3	9.5	8.1	7.6	6.1	5.3

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

4.12.1.3 Gesamtkosten

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2004 - 2035) ergeben sich die Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke in Höhe von 15.1 Milliarden CHF. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 4-50 dargestellt. Die Angaben der Wasserkraft verstehen sich inkl. Kleinwasserkraft bis 10 MW_{el}.

Tabelle 4-50: **Szenario I Trend, Variante A**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	Gesamtkosten 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	4'158
neue Kernenergie	2'589
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'435
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	1'707
neue Importe	4'715
Exporte	-1'680
CO ₂ -Kosten	130
Gesamt	15'054

Realzinssatz 2.5%

Prognos 2006

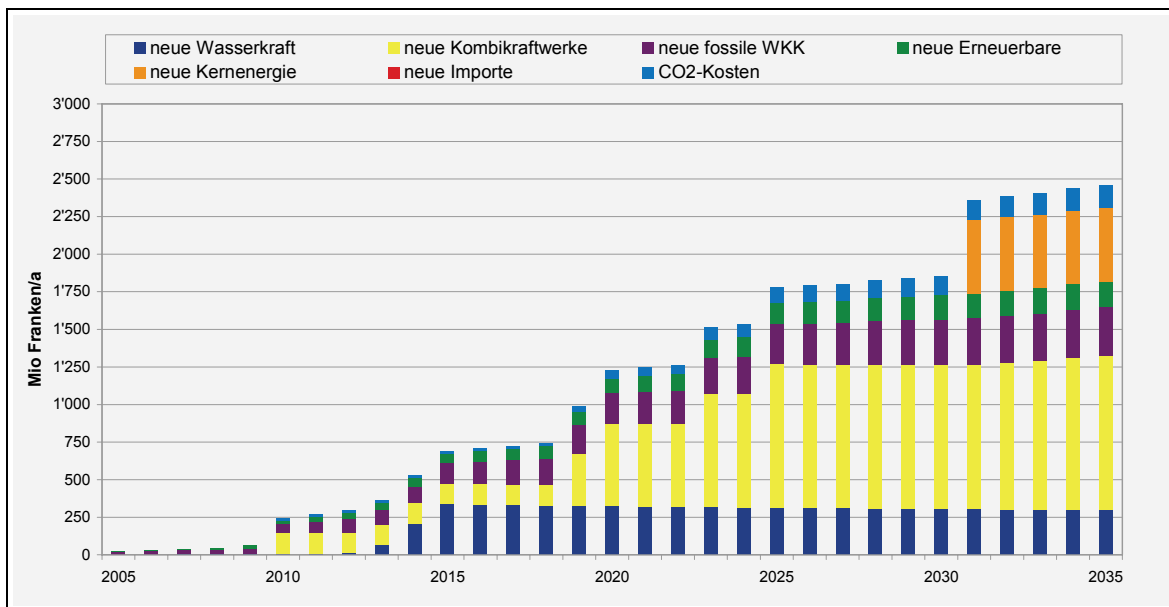
4.12.2 Variante B: Nuklear und fossil-zentral

4.12.2.1 Jahreskosten

In der Variante B fallen u.a. Kosten für den Bau und Betrieb der Kombikraftwerke an. Das Kombikraftwerk Chavalon wird in 2010 zugebaut, die anderen Kombikraftwerke nach 2018 (Eintreten der Lücke). In 2030 wird ein Kernkraftwerk zugebaut. Die CO₂-Kosten

nehmen entsprechend dem Bau der Kombikraftwerke zu. In 2035 belaufen sie sich auf 150 Mio. CHF pro Jahr.

Figur 4-42: **Szenario I Trend, Variante B**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 4-51: **Szenario I Trend, Variante B**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.9	8.7	337.9	324.5	312.3	304.7	297.9
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	492.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	135.8	138.1	549.0	956.8	956.7	1'026.9
neue fossile WKK	6.2	17.4	59.3	133.8	204.7	266.7	305.8	324.3
neue Erneuerbare	0.0	2.4	24.0	60.4	97.2	137.0	160.3	167.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	15.5	15.3	53.7	104.9	126.2	150.7
Gesamt ¹⁾	0.2	6.0	38.2	146.0	1'117.9	1'695.0	1'823.5	2'175.6

1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

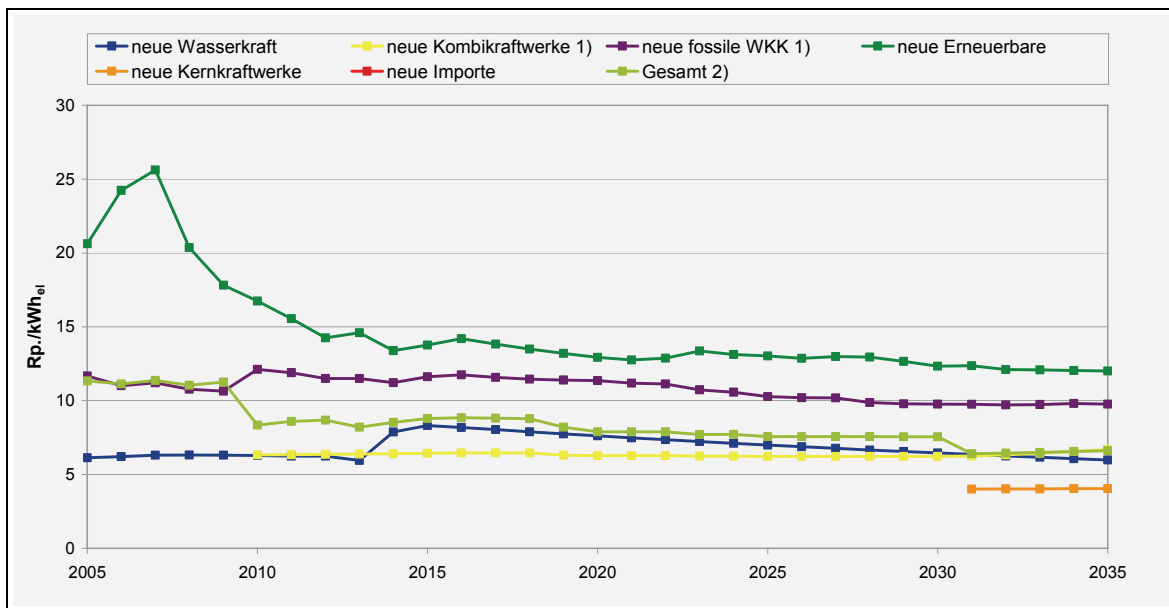
Prognos 2006

4.12.2.2 Durchschnittskosten

Figur 4-43 zeigt für die Variante B ähnliche Kurven, wie in der Variante A. Die Durchschnittskosten folgen der Kurve des „grössten“ Zubaus, hier sind dies die Gaskombikraftwerke und Kernenergie.

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 – 2035 betragen 4.2 Rp./kWh_{el}.

Figur 4-43: Szenario I Trend, Variante B
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 4-52: Szenario I Trend, Variante B
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	6.1	6.3	8.3	7.6	7.0	6.5	6.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	6.3	6.4	6.3	6.2	6.2	6.7
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	11.7	12.1	11.6	11.4	10.3	9.8	9.8
neue Erneuerbare	0.0	20.6	16.8	13.8	12.9	13.0	12.3	12.0
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	11.3	8.3	8.8	7.9	7.6	7.6	6.6

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

4.12.2.3 Gesamtkosten

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2004 - 2035) ergeben sich die Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke in Höhe von 16.4 Milliarden CHF, 1.3 Milliarden mehr als in der Variante A. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 4-53 dargestellt.

Tabelle 4-53: **Szenario I Trend, Variante B**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	4'158
neue Kernenergie	1'169
neue Kombikraftwerke	8'644
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'435
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	1'707
neue Importe	0
Exporterlös	-3'718
CO ₂ -Kosten	1'045
Gesamt	16'440

Realzinssatz 2.5%

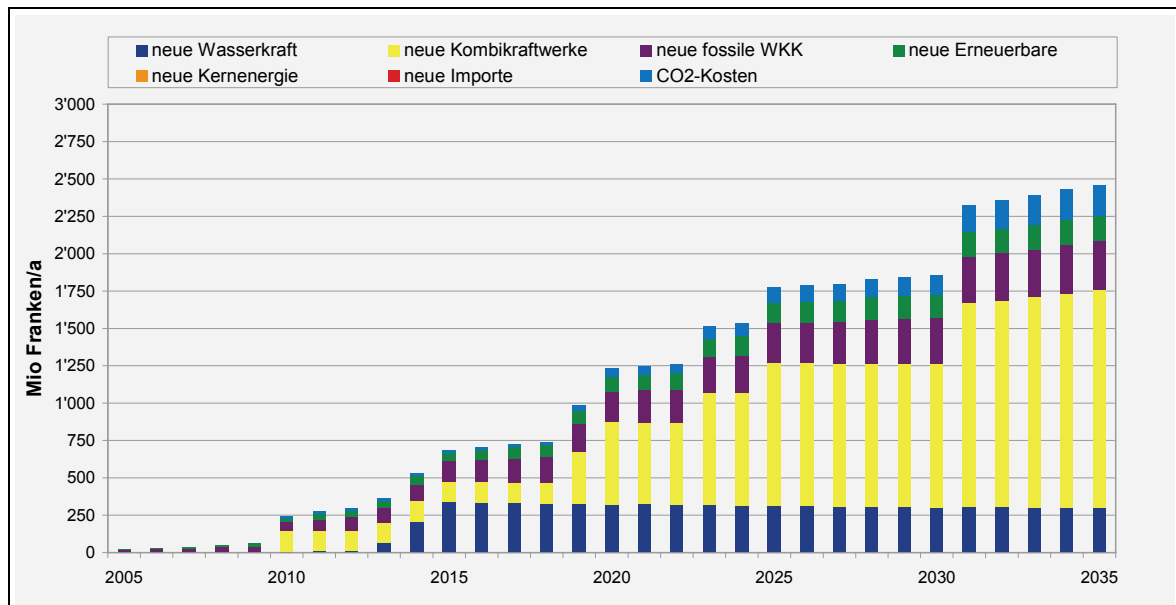
Prognos 2006

4.12.3 Variante C: Fossil-zentral

4.12.3.1 Jahreskosten

Im Vergleich zur Variante B werden keine Kernkraftwerke zugebaut, stattdessen werden zwei weitere Erdgas-Kombikraftwerke zugebaut. Hierdurch erhöhen sich die Jahreskosten der Kombikraftwerke und die CO₂-Kosten. Die CO₂-Kosten betragen um 2035 200 Mio. CHF pro Jahr, das sind 50 Mio. CHF pro Jahr mehr als in der Variante A.

Figur 4-44: **Szenario I Trend, Variante C**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 4-54: **Szenario I Trend, Variante C**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.9	8.7	337.9	324.5	312.3	304.7	297.9
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	135.8	138.1	549.0	956.8	956.7	1'460.0
neue fossile WKK	6.2	17.4	59.3	133.8	204.7	266.7	305.8	324.3
neue Erneuerbare	0.0	2.4	24.0	60.4	97.2	137.0	160.3	167.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	15.5	15.3	53.7	104.9	126.2	207.5
Gesamt ¹⁾	0.2	6.0	38.2	146.0	1'117.9	1'695.0	1'823.5	2'358.1

1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

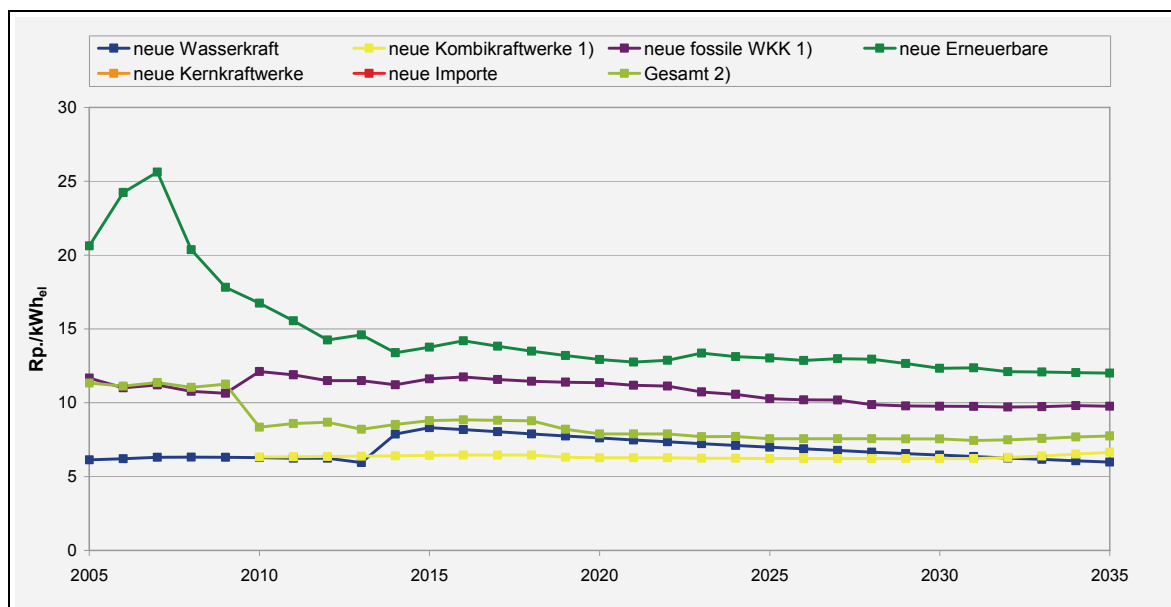
Prognos 2006

4.12.3.2 Durchschnittskosten

Wegen der (unterstellten) steigenden Brennstoffkosten ab 2030 (siehe Kapitel 2.4.9) erhöhen sich entsprechend die Durchschnittskosten der Erdgaskombikraftwerke. Die leichte Abnahme der Kapitalkosten bis 2020 (vgl. Abschnitt 2.4.4.1) und der verbesserte Wirkungsgrad kompensieren die Erhöhung der Brennstoffkosten nicht.

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 4.4 Rp./kWh_{el}.

Figur 4-45: **Szenario I Trend, Variante C**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 4-55: **Szenario I Trend, Variante C**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	6.1	6.3	8.3	7.6	7.0	6.5	6.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	6.3	6.4	6.3	6.2	6.2	6.6
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	11.7	12.1	11.6	11.4	10.3	9.8	9.8
neue Erneuerbare	0.0	20.6	16.8	13.8	12.9	13.0	12.3	12.0
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	11.3	8.3	8.8	7.9	7.6	7.6	7.8

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

4.12.3.3 Gesamtkosten

Die diskontierten Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke belaufen sich auf 16.8 Milliarden CHF. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 4-56 dargestellt.

Tabelle 4-56: **Szenario I Trend, Variante C**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	4'158
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	9'641
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'435
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	1'707
neue Importe	0
Exporte Erlös	-3'293
CO ₂ -Kosten	1'171
Gesamt	16'819

Realzinssatz 2.5%

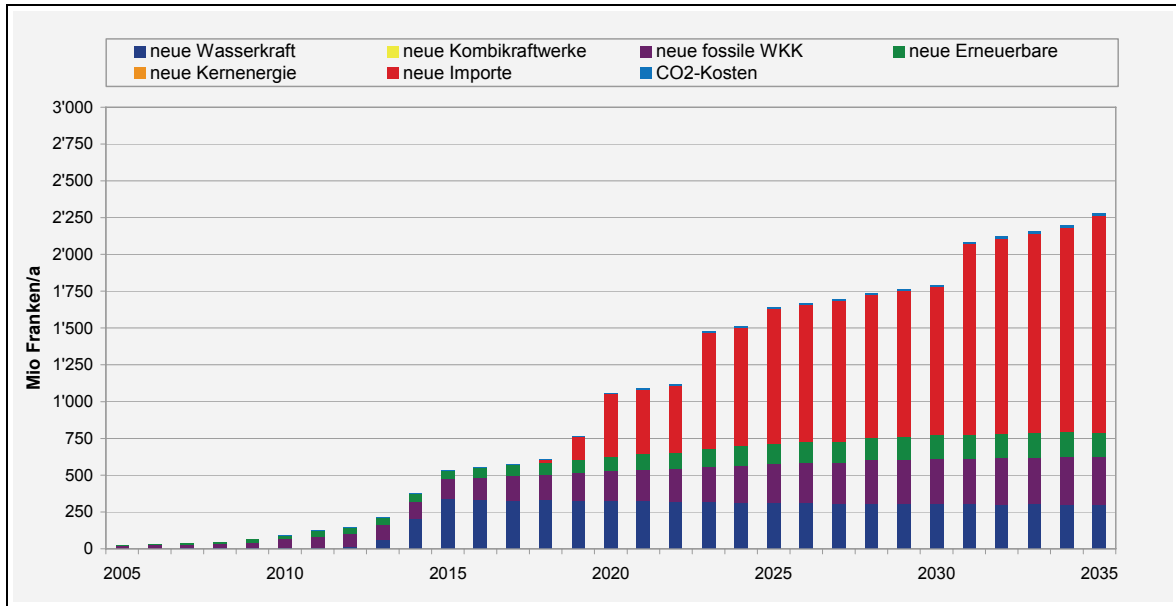
Prognos 2006

4.12.4 Variante G: Import

4.12.4.1 Jahreskosten

Die Jahreskosten zeigen bis 2029 den gleichen Zuwachs wie die Variante A. Nach 2029 wird die Lücke weiterhin durch neue Importe gedeckt. Die grösseren Sprünge in den Jahreskosten sind auf die Stilllegung der Kernkraftwerke und das Auslaufen der Bezugsrechte zurückzuführen, wodurch die durch Importe zu deckende Lücke sich vergrössert.

Figur 4-46: Szenario I Trend, Variante G
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 4-57: Szenario I Trend, Variante G
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.9	8.7	337.9	324.5	312.3	304.7	297.9
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	6.2	17.4	59.3	133.8	204.7	266.7	305.8	324.3
neue Erneuerbare	0.0	2.4	24.0	60.4	97.2	137.0	160.3	167.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	424.6	916.2	1004.8	1'471.8
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	2.9	4.4	6.6	10.2	13.4	15.7
Gesamt ¹⁾	0.2	6.0	40.7	145.4	1'057.7	1'642.4	1'789.1	2'277.1

1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

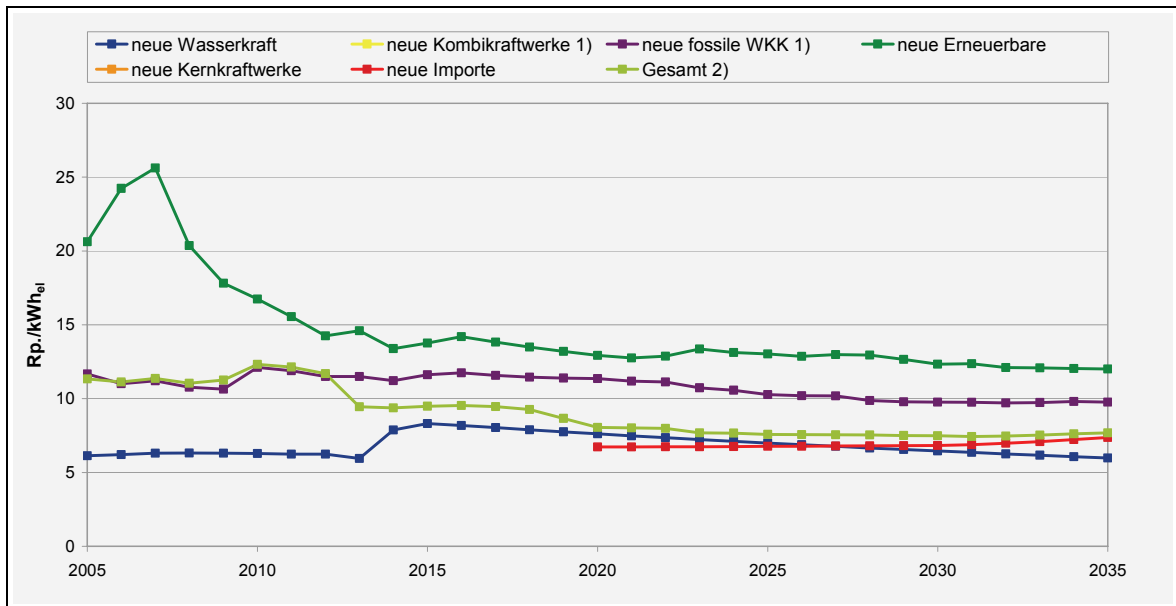
Prognos 2006

4.12.4.2 Durchschnittskosten

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubau inklusive Importe über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 4.4 Rp./kWh_{el}.

Die Durchschnittskosten in den einzelnen Jahren sind in Figur 4-47 nach Technologiegruppen abgebildet.

Figur 4-47: Szenario I Trend, Variante G
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 4-58: Szenario I Trend, Variante G
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	6.1	6.3	8.3	7.6	7.0	6.5	6.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	11.7	12.1	11.6	11.4	10.3	9.8	9.8
neue Erneuerbare	0.0	20.6	16.8	13.8	12.9	13.0	12.3	12.0
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	6.8	6.8	7.4
Gesamt ²⁾	7.5	11.3	12.3	9.5	8.1	7.6	7.5	7.7

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

4.12.4.3 Gesamtkosten

Die diskontierten Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke belaufen sich auf 16.2 Milliarden CHF.

Tabelle 4-59: **Szenario I Trend, Variante G**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	4'158
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'435
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	1'707
neue Importe	8'335
Exporterlös	-1'511
CO ₂ -Kosten	130
Gesamt	16'254

Realzinssatz 2.5%

Prognos 2006

4.13 Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen

4.13.1 Sensitivitäten der Nachfrage: Ib Trend, Preise Hoch, BIP Hoch, Klima Wärmer

Der Unterschied in der Stromnachfrage zwischen Szenario I Trend (Referenz, ohne CO₂-Abgabe), und Szenario Ib (mit CO₂-Abgabe) steigt im Winterhalbjahr bis 2035 bis auf 0.3 TWh_{el}/a. Verglichen mit der Gesamtnachfrage von ca. 41 TWh_{el} ist dieser Unterschied geringfügig (<1 Prozent).

Bei den Sensitivitäten der Nachfrage „Preise Hoch“ und „BIP Hoch“ steigen die Unterschiede bis 2035 im Vergleich zur Nachfrage in Szenario I Trend bis 0.6 TWh_{el}/a bzw. 2.1 TWh_{el}/a. In der Sensitivität Klima Wärmer beträgt der Unterschied der Nachfrage in 2035 1.7 TWh_{el}, und das Angebot ist in 2035 um 0.7 TWh_{el} geringer als im Referenzfall.

Zur Deckung der Lücke gegenüber dem Referenzfall braucht es in den Varianten B und C i.A. ein Kombikraftwerk mehr. In der Variante A werden in den Sensitivitäten BIP Hoch und Klima Wärmer statt zwei drei Kernkraftwerke benötigt. Zu berücksichtigen ist, dass wegen der Block-Grösse von 1'600 MW_{el} nur ein Teil der zusätzlich möglichen Produktion zur Deckung der Lücke benötigt wird.

4.13.2 Sensitivität KKW 40 Jahre

Bei einer Lebensdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren, wie es bei deren Bau vorgesehen war, tritt die Angebotslücke im Winterhalbjahr nicht erst 2018 auf, sondern bereits im Jahr 2013. Die Stilllegung der Kernkraftwerke erfolgt nun innerhalb des Zeitraumes, in dem auch die Bezugsrechte auslaufen. Dadurch tritt die Lücke nicht nur eher auf, sie ver-

grössert sich auch sehr schnell. Im Jahr 2035 steht aus dem heute bestehenden Kraftwerkspark fast nur noch Wasserkraft für die Stromerzeugung zur Verfügung, falls kein Zubau betrachtet wird.

Nur neue Kombikraftwerke oder neue Importe kommen in dieser Sensitivität als Angebotsvariante in Frage. Statt acht Kombikraftwerken im Referenzfall werden nun 11 Kombikraftwerke gebraucht (Variante C). Die neuen Importe steigen mit der Zunahme der Lücke (Variante G).

4.13.3 Sensitivität KKW 60 Jahre

Im Vergleich zum Referenzfall: Keine Verschiebung des Eintretens der Lücke. Die Lücke entsteht durch das Auslaufen der Bezugsrechte. Die Deckungslücke ist in 2035 ebenso gross wie im Referenzfall, das zeitliche Auftreten der Lücke (2018 - 2035) entschärft sich teilweise. Dies führt zu fast den gleichen Ergebnissen wie im Referenzfall. In der Variante B kann durch die geringere „zwischenzeitliche“ Lücke modelltechnisch ein Kombikraftwerk gespart werden.

Eine Voraussetzung für diese Sensitivität ist die Gewährleistung der Sicherheit der Kernkraftwerke. Dies würde zur Erhöhung der Nachrüstungskosten der (bestehenden) Kernkraftwerke führen.

4.14 Zusammenfassung

4.14.1 Szenario I Trend

Die wichtigsten Ergebnisse der Modellrechnungen sind in den folgenden Tabellen zusammengefasst.

Tabelle 4-60: **Stromlückelücke in 2035, Szenario I Trend, in TWh_{el}**

Sz	Sensitivität	Jahr	Wi	So
Sz I	Trend	22.3	16.1	6.1

Prognos 2006

Tabelle 4-61: **Leistungsdefizit in 2035, Szenario I Trend, in GW_{el}**

Sz	Sensitivität	Kältewelle	Hitzewelle (mit Export)	Hitzewelle (ohne Export)
Sz I	Trend	2.4	4.2	-0.8

Prognos 2006

Tabelle 4-62: **Wichtigste Kenndaten vom Szenario I Trend nach Variante**

Sz I „Weiter wie bisher“		Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
		Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Import
Kenngrossen des Zubaus					
Kenngrossen des Zubaus	-	2 KKW	5 GuD 1 KKW	7 GuD	20.0 TWh (3'329 MW _{el})
Kosten des Zubaus (diskontiert)					
Gesamtkosten	Mrd. CHF	15.1	16.4**	16.8	16.3
Gestehungskosten	Rp./kWh _{el}	3.9	4.2	4.4	4.4
(Netto) Emissionen des Parks (Bestand + Zubau)					
CO ₂ -Emissionen	Mio. t	0.9	5.9	8.1	0.9
NO _x -Emissionen	1'000 t	0.0	0.5	0.7	0.0
Staub-Emissionen	t	0.0	18.2	25.9	0.0
Versorgungssicherheit (Bestand + Zubau)					
Kältewelle: Leistung gesichert?	-	nein / ja *	ja	ja	nein
Sommerhitze: Leistung gesichert?	-	ja	ja	ja	ja
Import (Anteil) ohne Kernbrennstoffe	PJ (%)	27 (5%)	118 (22%)	156 (32%)	92 (21%)
Import (Anteil) mit Kernbrennstoffen	PJ (%)	435 (74%)	404 (74%)	321 (67%)	256 (59%)
Konditionierte radioaktive Abfälle (Bestand + Zubau)					
Hochaktive	m ³	61'753	50'618	39'483	39'483
Mittelaktive	m ³	1'050	874	698	698
Schwachaktive	m ³	2'764	2'106	1'448	1'448

* (Zwischen)Periode mit Importen nein, Periode mit Kernkraftwerken ja

Prognos 2006

** Im Vergleich zu Tabelle 3.4-4 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

4.14.2 Sensitivitäten

Die wichtigsten Resultate der Sensitivitätsrechnungen sind in diesem Abschnitt zusammengefasst. Er zeigt die Grösse der Lücke und die Kenngrössen des Zubaus.

Tabelle 4-63: **Stromlücke in 2035, Sensitivitäten Szenario I, in TWh_{el}**

Sz	Sensitivität	Jahr	Wi	So
Referenz				
Sz I	Trend, KKW 50/60	22.3	16.1	6.1
Sensitivität Nachfrage				
Sz Ib	Trend	22.7	16.4	6.4
Sz I	BIP Hoch	23.6	16.9	6.8
Sz I	Preise Hoch	26.3	18.2	7.9
Sensitivität Nachfrage und Angebot				
Sz I	Klima Wärmer	27.0	18.5	8.5
Sensitivität Angebot				
Sz I	KKW 40 Jahre	38.0	25.3	12.8
Sz I	KKW 60 Jahre	22.3	16.1	6.1

Prognos 2006

Tabelle 4-64: **Kenndaten in 2035, nach Nachfragesensitivität und Variante**

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
Trend	2 KKW	5 GuD + 1 KKW	7 GuD	20.0 TWh
Ib Trend	2 KKW *	6 GuD + 1 KKW	7 GuD	ca. 20.5 TWh ***
Preise Hoch	2 KKW *	6 GuD + 1 KKW	7 GuD	21.1 TWh
BIP Hoch	3 KKW * **	6 GuD + 1 KKW	8 GuD	23.1 TWh
Klima Wärmer	3 KKW * **	6 GuD + 1 KKW	8 GuD	23.6 TWh

* mehr Importe zwischen 2020-2030

Prognos 2006

** viel Export ab 2030

*** keine Modellrechnung, sondern Interpolation

Tabelle 4-65: **Kenndaten in 2035, nach Angebotssensitivität und Variante**

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
KKW 50/60 Jahre (Referenz)	2 KKW	5 GuD + 1 KKW	7 GuD	20.0 TWh Importe (3'329 MW _{el})
KKW 40 Jahre	- ¹⁾	- ¹⁾	11 GuD	33.8 TWh Importe (5'633 MW _{el}) *
KKW 60 Jahre	2 KKW	4 GuD + 1 KKW	7 GuD	20.0 TWh Importe (3'329 MW _{el})

¹⁾ Ausstieg aus der Kernenergie, keine neuen KKW

Prognos 2006

* keine Modellrechnung, sondern Interpolation

Szenario II: “Verstärkte Zusammenarbeit“

5 Szenario II: „Verstärkte Zusammenarbeit“

5.1 Ausgangslage

Das Szenario II trägt den Titel „Verstärkte Zusammenarbeit“ und ist massnahmenorientiert. Hierzu werden ergänzend zu den bereits in Szenario I bestehenden Instrumenten weitere politische Aktionen und Instrumente unterstellt, wie gerichtete Kooperationsanstrengungen zwischen Politik, Energiewirtschaft und weiteren wirtschaftlichen (z.B. grossen Unternehmen und Verbänden der Wohnungswirtschaft, Unternehmensverbänden) und privaten Akteuren mit dem Ziel verstärkter Energieeffizienz und Förderung erneuerbarer Energien. Die nominal konstante CO₂-Abgabe gibt ab 2006 einen verstärkten Anreiz für Zielvereinbarungen mit der Wirtschaft.

Auch in diesem Szenario wird nicht angenommen, dass in der Gesellschaft ein deutlicher „Paradigmenwechsel“ stattfindet, der die Energiepolitik auf der Liste der gesellschaftlichen Prioritäten nach oben wandern lässt. Jedoch stimuliert es die Ausschöpfung wirtschaftlich ungenutzter Potenziale. Die Förderungsinstrumente für Energieeffizienz und erneuerbare Energien werden hierfür verstärkt eingesetzt. Zudem stehen Informationsaktivitäten, Energieberatung und Ausbildung im Vordergrund, die die Transaktionskosten verringern sollen.

Die Struktur des Kapitels entspricht derjenigen von Szenario I. Zunächst werden die Resultate der Modellrechnungen für die sektorale Elektrizitätsnachfrage sowie die benötigte Elektrizität für die Fernwärmeerzeugung gezeigt. Hieraus ergibt sich die inländische Elektrizitätsnachfrage nach Addition der Netzverluste und des Verbrauchs der Pumpspeicherkraftwerke. Für die zukünftige Deckung der Nachfrage sind verschiedene Varianten möglich, von denen hier einige im Hinblick auf die (volkswirtschaftlichen) Kosten, die Umwelt und die Versorgungssicherheit für die Referenznachfrage des Szenarios II ausgearbeitet wurden. Für einzelne Parameter wurden Sensitivitäten durchgerechnet. Der letzte Abschnitt zeigt die tabellarisch zusammengefassten Kenndaten des Szenarios II.

5.2 Allgemeine Voraussetzungen

5.2.1 Rahmenentwicklungen

Die wichtigsten Rahmenentwicklungen, die dem Szenario II (sowie Szenario I) zugrunde liegen, sind in Tabelle 5-1 nochmals dargestellt.

Tabelle 5-1: Übersicht über wichtige Rahmenentwicklungen

	Bev. in Mio.	BIP real in Mrd. CHF	Rohöl- preise USD/Fass	EBF total in Mio. m ²	EBF Wohnen in Mio. m ²	PV _{vk} in Mrd. Pkm	GV in Mrd. Tkm
1990	6.80	387.90	31.23	544.91*	349.28	•	•
2000	7.21	422.76	29.89	627.23	416.50	106.20	23.31
2035 Szenario II							
BIP-Trend	7.57	572.33	33.40	845.53	577.07	134.31	37.04
BIP-Hoch	7.57	692.24	33.40	859.59	583.63	148.14	42.54
Ölpreis-Trend, 30 USD/Fass	7.57	572.33	33.40	845.53	577.07	134.31	37.04
Ölpreis 50 USD/Fass	7.57	572.33	50.00	845.53	577.07	133.50	37.04

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert. BFE 2007

Bev.: Wohnbevölkerung

BIP real: Bruttoinlandsprodukt zu Preisen von 2003

Rohölpreise: Variante 30 USD/Fass geht bis 2030 von einer real konstanten Entwicklung der globalen Rohölpreise aus (in Preisen von 2003). Danach steigen sie auf 50 USD/Fass real in 2050. In jeweiligen Preisen bedeutet dies 59 USD/Fass in 2035.

Variante 50 USD/Fass geht von einer Stabilisierung der Rohölpreise auf 50 USD/Fass aus (in Preisen von 2003). In jeweiligen Preisen bedeutet dies 88 USD/Fass in 2035.

EBF: Energiebezugsflächen sind die Flächen, die beheizt oder klimatisiert werden.

PV_{vk}: Gesamte Personenverkehrsleistung in Mrd. Personenkilometer

GV: Gesamte Güterverkehrsleistung in Mrd. Tonnenkilometer

5.2.2 Nachfrage: unterstellte energiepolitische Instrumente

Zu den wesentlichen Instrumenten gehören:

- Eine CO₂-Abgabe in Höhe von 35 CHF/t CO₂ auf Brennstoffe ab 2006. Der Betrag wird nominal konstant bis 2035 (real 23 CHF/t) erhoben. Auf Treibstoffe wird keine Abgabe erhoben.
- Das Instrument „Klimarappen“ mit einem jährlichen Aufkommen von 70 Mio. CHF pro Jahr zur Umsetzung von CO₂-reduzierenden Massnahmen im Brenn- und Treibstoffbereich im Inland. Dieses wird auch über 2012 hinaus unterstellt. Darüber hinaus sollen für ca. 30 Mio. CHF/a aus dem Klimarappen CO₂-Zertifikate im Ausland eingekauft werden. Das Mittelaufkommen wird über einen Aufschlag auf die Treibstoffpreise (in Höhe von ca. 1.6 Rp./l, nominal konstant) erhoben.
- Im Bereich Elektrizitätseffizienz: Fördermittel („Stromrappen“) in Höhe von 50 Mio. CHF pro Jahr, ebenfalls nominal konstant bis 2035. Das Massnahmenpaket ist nach Sektoren gegliedert und beinhaltet unterschiedliche Massnahmen: von Betriebsoptimierungen über Stand-by-Reduzierungen bis zu Querschnittsmassnahmen (Motoren, Druckluft, Pumpen) im Industriesektor. Ergänzt wird dieses Instrument durch kundenbezogene Einsparaktivitäten seitens der EVU. Die Finanzierung erfolgt mit einer Abgabe auf den Netztarifen.

5.2.3 Angebot: Förderung der erneuerbaren Energien

Die Debatte aus 2005/2006 über die Förderung erneuerbarer Energien richtete sich auf einen Fördertopf, aus welchem die Mittel mit einem möglichst effizienten Modell verteilt werden. Die Stromkunden, mit Ausnahme von Bahnen und stromintensiven Unternehmen, bezahlen einen Zuschlag von zwischen 0.2 und 0.6 Rappen pro kWh_{el}. Bei einem Endverbrauch von 55 TWh_{el} entspricht dies einer Summe zwischen 110 und 330 Mio. CHF pro Jahr (BFE, 2006f).

5.2.3.1 Annahmen für die Modellierung

Ausgangslage für dieses Szenario ist die Förderung der neuen erneuerbaren Energien mit 330 Mio. CHF/a (nominal) über das oben beschriebene Verteilungsmodell. Die Resultate der Sensitivität mit einem Fördertopf von 110 Mio. CHF pro Jahr (Zuschlag von 0.2 Rp./kWh_{el}) werden in Abschnitt 5.13.4 gezeigt.

Als Förderprinzip wird die Differenz zwischen den Stromgestehungskosten der jeweiligen Technologie und derjenigen eines gemittelten konventionellen Parks vergütet.

Die Grundannahmen, gemäss Vorgaben des BFE, sind die folgenden:

- Die Organisation des Fördermodells (ob Einspeisevergütung analog zum deutschen EEG, Ausschreibungsmodell oder Quotenanforderungen) wird nicht näher spezifiziert. Es wird davon ausgegangen, dass die Förderung grundsätzlich effizient erfolgt. Transaktionskosten werden nicht berechnet.
- Die zu fördernden erneuerbaren Energien sind:
 - Wasserkraft bis 10 MW_{el}
 - Biomasse (Klärgas, Biogas, Holz) inkl. Erneuerung Kehrlichtverbrennungsanlagen
 - Photovoltaik
 - Windenergie
 - Geothermie
- Kostenoptimierung: die Potenziale der „billigsten“ Technologie werden zuerst ausgeschöpft, jedoch wird ein Technologiemix angestrebt.
- Falls weniger als 330 Mio. CHF/a ausgegeben werden, kann der gesparte Betrag im nächsten oder in den folgenden Jahren eingesetzt werden.

Die resultierenden Lösungen für den Mix sind im Allgemeinen nicht eindeutig.

5.2.3.2 Modelltechnisches Vorgehen

Zur Berechnung der möglichen kostenoptimierten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit diesem Instrument werden folgende Inputs benötigt:

- Jeweils erwartete Potenziale der „neuen“ erneuerbaren Technologien
- Erzeugungskosten der „neuen“ erneuerbaren Technologien
- Durchschnittliche Kosten des konventionellen „Parks“

Die Ausschöpfung der Potenziale wächst anfangs mit der Zeit und die Kosten sinken im Allgemeinen im internationalen Umfeld mit der Zeit. Es kann daher sinnvoll sein, die Mittel anfangs nicht in jedem Jahr vollständig auszugeben, sondern diese anzusparen, bis genügend günstigeres Potenzial mit geringeren Erzeugungskosten vorhanden ist, um in 2035 eine maximale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu erreichen. Zu berücksichtigen ist die Tatsache, dass die Deckungslücke in 2020 auftritt. Jedoch ist eine frühzeitige Förderung notwendig, um Kosten- und Mengeneffekte zu erschliessen, sowie Erfahrungen zu sammeln. Es wird unterstellt, dass die Diffusion solcher Technologien so allmählich beschleunigt wird.

Aus den Inputs ergibt sich das erwartete Ausbaupotenzial, welches als das erwartete Potenzial abzüglich der Ausschöpfung des erwarteten Potenzials im Vorjahr definiert ist, sowie die Vergütung für die neuen erneuerbaren Energien. Die Vergütung ist gleich der Erzeugungskosten einer Technologie abzüglich der durchschnittlichen Kosten des konventionellen Parks.

Die zusätzlichen Jahreskosten ergeben sich durch die Multiplikation der Vergütung mit dem erwarteten Ausbaupotenzial. Wenn diese zu den Jahreskosten des vergangenen Jahres addiert werden, entstehen die kumulierten Jahreskosten.

Es wird unterstellt, dass die Finanzierung der bis 2035 zugebauten Anlagen über das Ende des Perspektivhorizonts 2035 hinaus durchgeführt wird, so dass die Anlagen, die durch ihre Lebensdauer über das Jahr 2035 hinaus in Betrieb bleiben, von der Finanzierung profitieren können. Das verfügbare Budget muss darum bis ca. 2050 vorhanden sein (siehe Abschnitt 5.6.6).

Ergebnisse von Proberechnungen zeigten, dass mit der Entscheidung für eine gesicherte Förderung eines festgelegten Anteils für derzeit noch verhältnismässig teure Technologien (z.B. Photovoltaik) eine Festlegung über die Technologie-Lebensdauer (ca. 20 Jahre) erfolgt (Vintage-Ansatz, im Modell verankert). Dies hat zur Folge, dass keine Skaleneffekte erreicht werden. Auf solche Technologiepräferenzen im Sinne festgelegter Anteile wird verzichtet.

Die Potenziale der erneuerbaren Energien im Szenario II werden in Kapitel 5.5 beschrieben. Zunächst wird die Elektrizitätsnachfrage des Szenarios II und die zugehörigen Sensitivitäten gezeigt.

5.3 Perspektiven der Elektrizitätsnachfrage in Szenario II

Die folgende Zusammenstellung zeigt die Resultate der Modellrechnungen für die sektorale Elektrizitätsnachfrage im Szenario II mit Sensitivitäten. Die Nachfrage wurde witterungsbereinigt berechnet, daher ergeben sich für die Vergangenheit Abweichungen zur tatsächlichen Energiestatistik. Für die detaillierte Beschreibung der Nachfrage wird auf die entsprechenden Berichte der Sektormodelle und Band 2 verwiesen.

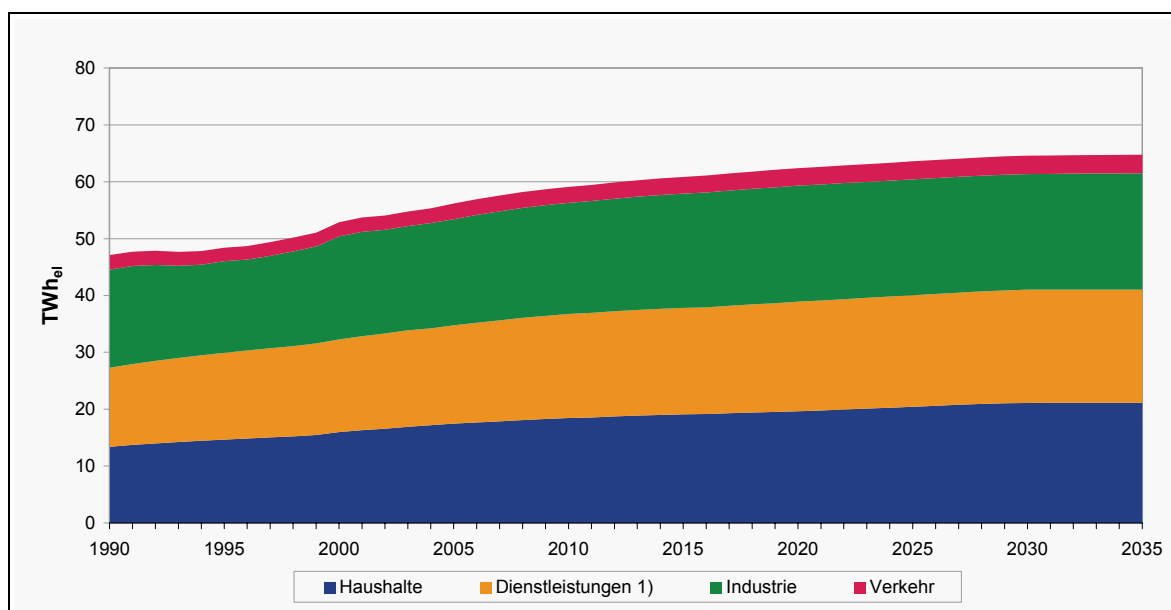
5.3.1 Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Szenario II Trend

Trotz rückläufigen Gesamtenergieverbrauchs ist eine weiter wachsende „Elektrifizierung“ zu erkennen. Die Nachfrage wächst jedoch gegenüber dem Szenarienfächer I langsamer

aufgrund der Akkumulation der Impulswirkungen durch dauerhafte Subventionierung und Effektivierung der Kooperationsansätze.

Zwischen 2000 und 2035 nimmt die Elektrizitätsnachfrage um 22 Prozent zu. Der stärkste relative Verbrauchszuwachs an Elektrizität ist im Sektor Verkehr mit 33 Prozent zu verzeichnen, der absolute Anteil an der gesamten Elektrizitätsnachfrage dieses Sektors beträgt fünf Prozent. Da keine Instrumente zur Veränderung des Modal Split unterstellt werden, bleibt die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage im Verkehrssektor gegenüber Szenario I unverändert. Der Sektor Haushalte zeigt eine relative Veränderung von 32 Prozent, der Sektor Dienstleistungen von 22 Prozent. Die Verringerung des Nachfragewachstums im Dienstleistungssektor gegenüber Szenario I wird vor allem durch organisatorische und kooperative Massnahmen zur Verbrauchsregelung, zum Gebäudebetrieb (Stichwort „Betriebsoptimierung“) sowie durch die Umsetzung wirtschaftlicher, aber häufig unbekannter, Massnahmen erreicht. Im Sektor Industrie steigt die Elektrizitätsnachfrage um 13 Prozent. Der Elektrizitätsnachfrage verteilt sich gleichmässig über die Sektoren Haushalte, Dienstleistungen und Industrie mit ca. 30 Prozent. Figur 5-1 stellt die Veränderungen nach Sektoren für die Periode 1990 bis 2035 (Kalenderjahr) grafisch dar.

Figur 5-1: **Szenario II Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren 1990 bis 2035, in TWh_{el}



1) inklusive Kleingewerbe und Landwirtschaft

Prognos 2006

5.3.2 Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Sensitivitäten der Nachfrage

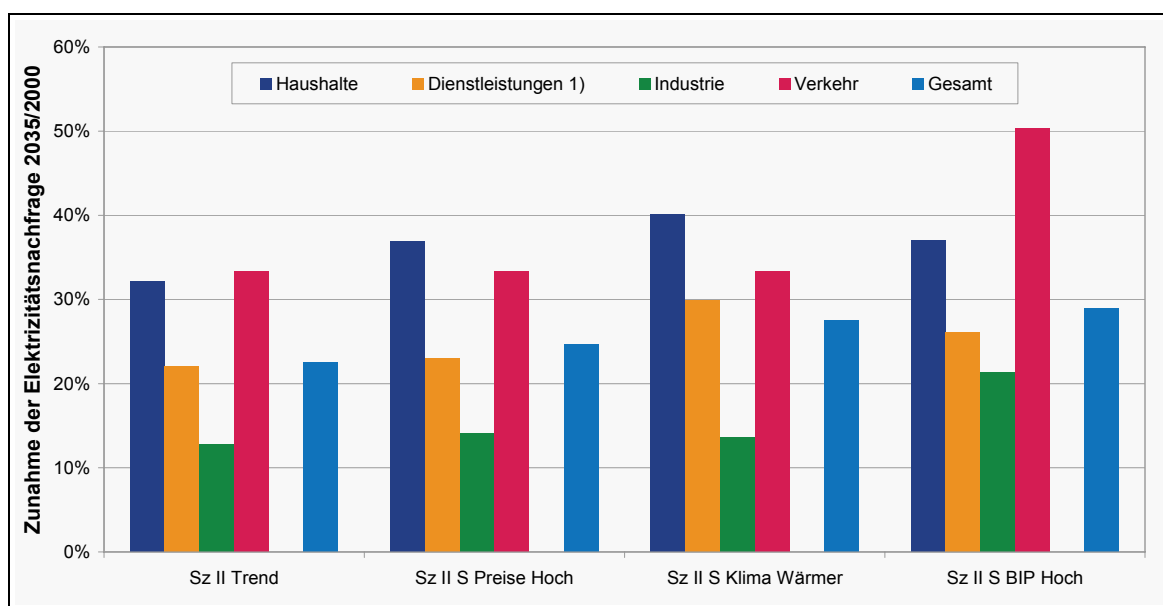
In der Sensitivität „BIP Hoch“ wird ein durchgängig um einen halben Prozentpunkt erhöhtes jährliches BIP-Wachstum unterstellt (1.4 Prozent pro Jahr). Die Elektrizitätsnachfrage in 2035 nimmt gegenüber 2000 um 29 Prozent zu. Diese gegenüber der Referenz um 7 Prozentpunkte höhere Zunahme ist den Mengeneffekten (höhere Industrieproduktion, mehr Arbeitsplätze Dienstleistungen, höherer Konsum Privathaushalte) geschuldet und entspricht nahezu der Nachfrage von Szenario I.

In der Sensitivität „Preise Hoch“ erfährt die Elektrizität Substitutionsgewinne. Die relative Zunahme der Elektrizitätsnachfrage von 2000 bis 2035 beträgt 25 Prozent, das sind 3 Prozentpunkte mehr als in Szenario II Trend.

In der Sensitivität „Klima Wärmer“ führt die Klimaerwärmung bis 2035 zu einem gut 6 Prozentpunkte höheren Stromverbrauch gegenüber dem Referenzfall. Der stärkste Nachfragezuwachs nach Elektrizität zwischen 2000 und 2035 zeigt sich im Sektor Haushalte mit 40 Prozent, gefolgt vom Sektor Verkehr (33 Prozent) und Dienstleistungen (30 Prozent). Im Sektor Industrie nimmt die Elektrizitätsnachfrage in 2035 gegenüber 2000 um 14 Prozent zu.

Figur 5-2 zeigt die relative Zunahme von 2035 gegenüber 2000 für die einzelnen Sektoren und Sensitivitäten im Szenario II. Vor allem ein wärmeres Klima und ein höheres BIP-Wachstum sorgen für eine starke Zunahme der Elektrizitätsnachfrage in den einzelnen Sektoren.

Figur 5-2: **Szenario II**
Zunahme der Elektrizitätsnachfrage 2035/2000 nach Sektoren, in Prozent



¹⁾ inklusive Kleingewerbe und Landwirtschaft

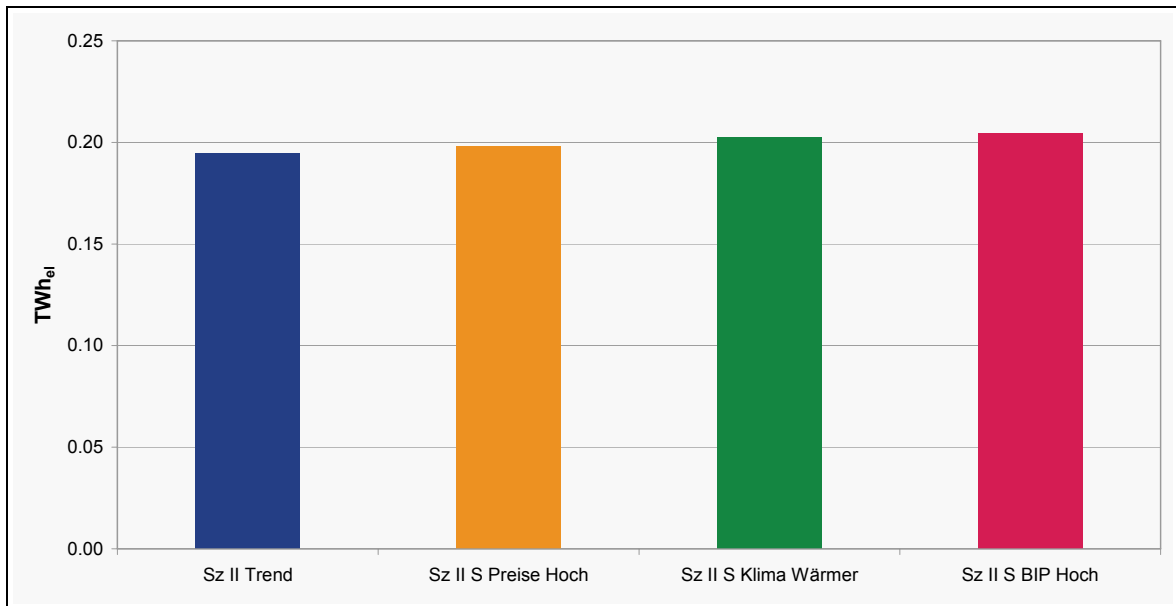
Prognos 2006

Werte 2000: Haushalte 16.0 TWh_{el}, Dienstleistungen 16.3 TWh_{el}, Industrie 18.1 TWh_{el},
Verkehr 2.5 TWh_{el}, Gesamt 52.9 TWh_{el}

5.3.3 Fernwärme

Ausser dem Stromverbrauch der Endnachfragesektoren wurde der Elektrizitätsbedarf bei der Fernwärmeerzeugung ermittelt. Er beträgt in Szenario II Trend, wie in Szenario I, knapp 200 GWh_{el}. In den einzelnen Sensitivitäten zu Szenario II verändert er sich geringfügig und proportional zu der Veränderung der Elektrizitätsnachfrage (siehe Figur 5-3).

Figur 5-3: **Szenario II**
Elektrizitätsverbrauch in der Fernwärmeerzeugung in 2035, in TWh_{el}

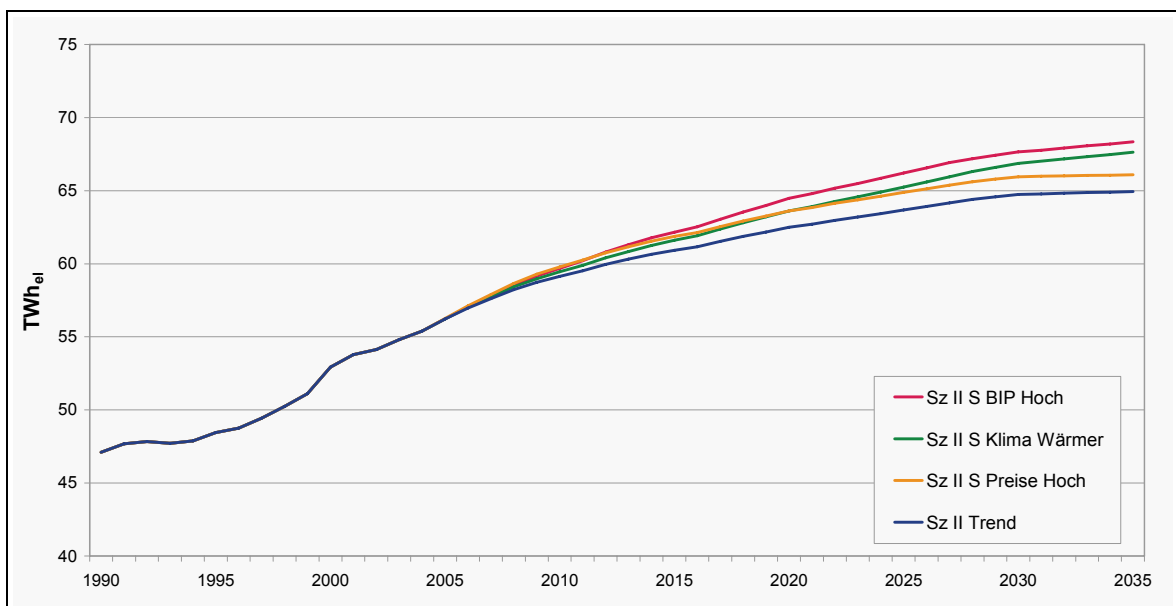


Prognos 2006

5.3.4 Endverbrauch

Wird zur sektoralen Elektrizitätsnachfrage die Nachfrage des Umwandlungssektors addiert, ergibt sich die gesamte elektrische Endnachfrage. Figur 5-4 zeigt, wie in Szenario I, eine kontinuierliche Steigerung der Elektrizitätsnachfrage. Nach 2030 schwächt sich diese leicht ab.

Figur 5-4: **Szenario II**
Elektrische Endverbräuche 1990 bis 2035, in TWh_{el}



Prognos 2006

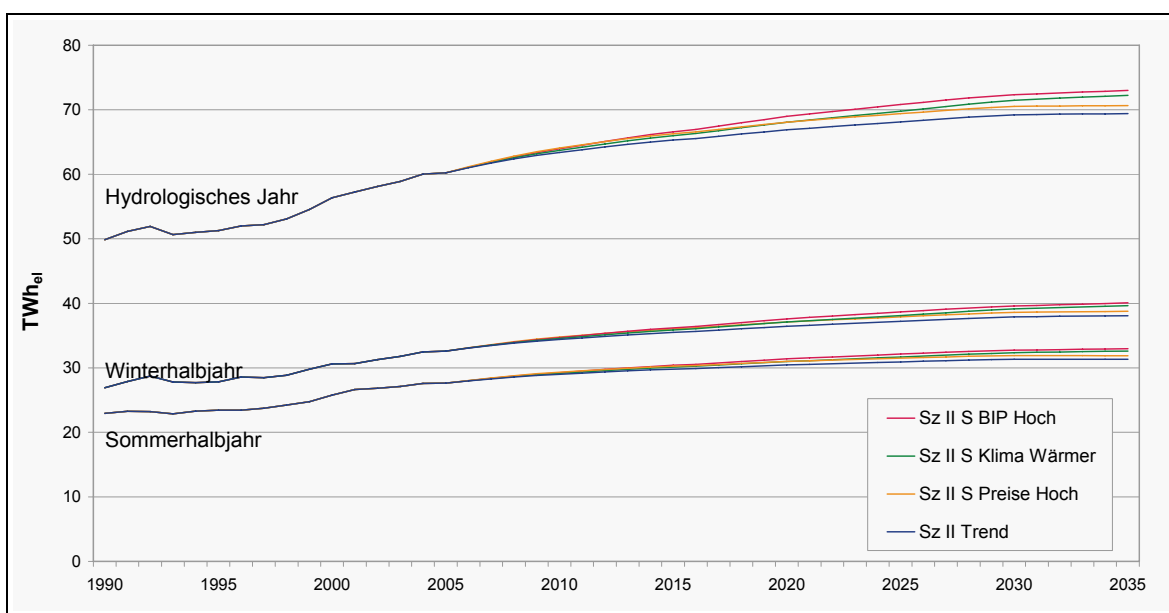
5.3.5 Elektrische Verluste

Die elektrischen Verluste liegen bis 2035 zwischen ca. 7.5 Prozent (2003) und fast sieben Prozent (2035) des Endverbrauchs. Dies bedeutet Verluste in Höhe von 4.1 bis 4.5 TWh_{el}.

5.3.6 Landesverbrauch

In der Figur 5-5 ist der Landesverbrauch, aufgrund der besonderen Bedeutung der Wasserkraft für die schweizerische Elektrizitätsversorgung, sowohl im hydrologischen Jahr als auch im Winter- und Sommerhalbjahr abgebildet. Der Landesverbrauch entspricht dem Endverbrauch zuzüglich der Verluste.

Figur 5-5: **Szenario II**
Landesverbrauch 1990 bis 2035, in TWh_{el}



Prognos 2006

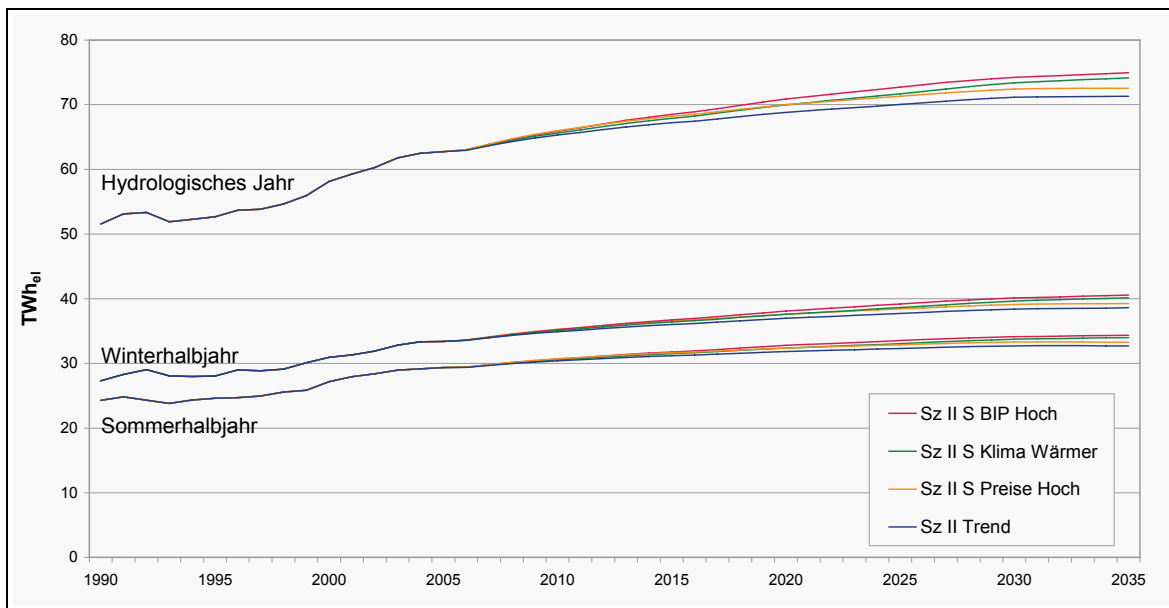
5.3.7 Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

Wie in Szenario I: Als mittlere Erwartung des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen wird der Mittelwert des Verbrauchs der letzten zehn Jahre verwendet (BFE Elektrizitätsstatistik). Dieser beläuft sich in Höhe von 1.9 TWh_{el} pro Jahr.

5.3.8 Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

Die (für das Elektrizitätsmodell relevante) Nachfrage ist der Landesverbrauch zuzüglich des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen. Die der Figur 5-6 unterlegten Daten sind in der Tabelle 5-2 zusammengefasst dargestellt. Die Unterschiede im hydrologischen Jahr belaufen sich in 2035 bis 3.6 TWh_{el}.

Figur 5-6: **Szenario II**
Gesamte Elektrizitätsnachfrage 1990 bis 2035, in TWh_{el}



Prognos 2006

Tabelle 5-2: **Szenario II**
Gesamte Elektrizitätsnachfrage, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage - hydr. Jahr									
II Trend	58.1	61.8	62.8	65.3	67.2	68.8	70.0	71.1	71.3
II S Preise Hoch	58.1	61.8	62.8	66.0	68.2	70.0	71.3	72.4	72.5
II S Klima Wärmer	58.1	61.8	62.8	65.6	67.9	70.0	71.7	73.4	74.2
II S BIP Hoch	58.1	61.8	62.8	65.9	68.5	70.9	72.7	74.2	74.9
Nachfrage - Winter									
II Trend	31.0	32.8	33.4	34.9	36.0	37.0	37.7	38.4	38.6
II S Preise Hoch	31.0	32.8	33.4	35.3	36.6	37.6	38.4	39.1	39.3
II S Klima Wärmer	31.0	32.8	33.4	35.1	36.4	37.6	38.6	39.6	40.2
II S BIP Hoch	31.0	32.8	33.4	35.2	36.7	38.1	39.2	40.1	40.6
Nachfrage - Sommer									
II Trend	27.2	28.9	29.4	30.4	31.2	31.8	32.3	32.7	32.7
II S Preise Hoch	27.2	28.9	29.4	30.7	31.6	32.4	32.9	33.3	33.3
II S Klima Wärmer	27.2	28.9	29.4	30.6	31.5	32.4	33.1	33.7	34.0
II S BIP Hoch	27.2	28.9	29.4	30.7	31.8	32.8	33.5	34.1	34.4

Prognos 2006

5.3.9 Leistungsnachfrage

5.3.9.1 Referenzfall

Es wird davon ausgegangen, dass die Leistungsnachfrage bei steigender Stromnachfrage (Arbeit) proportional zunimmt. Als Ausgangspunkt (2005) wurde die maximale (inländische) Leistungsnachfrage und maximale Grundlast der letzten fünf Jahre genommen. Die Ergebnisse für den Referenzfall sind in den Tabellen 5-3 und 5-4 dargestellt.

Tabelle 5-3: **Szenario II Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Winter, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
II Trend	9'000	9'500	9'740	10'165	10'494	10'776	10'995	11'192	11'250
Nachfrage – Grundlast									
II Trend	6'500	7'500	7'500	7'827	8'080	8'298	8'467	8'618	8'663

Prognos 2006

Tabelle 5-4: **Szenario II Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Sommer, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
II Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'600	13'959	14'255	14'467	14'647	14'650
II Trend (ohne Exporte)	8'100	8'000	8'000	8'274	8'492	8'672	8'801	8'911	8'913
Nachfrage – Grundlast									
II Trend (mit Exporten)	7'000	6'800	9'300	9'619	9'872	10'082	10'231	10'359	10'361
II Trend (ohne Exporte)	4'700	4'900	5'750	5'947	6'104	6'233	6'326	6'405	6'406

Prognos 2006

5.3.9.2 Kältewelle

Bei einer Kältewelle nimmt die Arbeits- und Leistungsnachfrage von elektrisch betriebenen Heizungsanlagen zu. Hierdurch entwickelt sich die Grundlastnachfrage etwas überproportional zur gesamten Stromnachfrage.

Tabelle 5-5: **Szenario II Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
II Trend	9'000	9'500	9'740	10'165	10'494	10'776	10'995	11'192	11'250
Nachfrage – Grundlast									
II Trend	6'500	7'500	7'500	7'893	8'215	8'505	8'749	8'977	9'096

Prognos 2006

5.3.9.3 Hitzewelle

Bei einer Hitzewelle erhöhen sich sowohl die Grund- als auch die Spitzenlast durch den verstärkten Gebrauch von Klimaanlage. Für die Grundlast (ohne Importe) werden +5 Prozent gegenüber dem jeweiligen Referenzfall und in Spitzenlastzeiten (ohne Importe) +10 Prozent gegenüber dem Referenzfall angenommen. Ansonsten entwickelt sich die Leistungsnachfrage proportional zur Stromnachfrage.

Tabelle 5-6: **Szenario II Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
II Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'600	13'959	14'255	14'467	14'647	14'650
II Trend (ohne Exporte)	8'100	8'000	8'800	9'101	9'342	9'540	9'681	9'802	9'804
Nachfrage – Grundlast									
II Trend (mit Exporten)	7'000	6'800	9'300	9'619	9'872	10'082	10'231	10'359	10'361
II Trend (ohne Exporte)	4'700	4'900	6'038	6'244	6'409	6'545	6'642	6'725	6'726

Prognos 2006

5.4 Lücken in Szenario II

5.4.1 Stromlücke

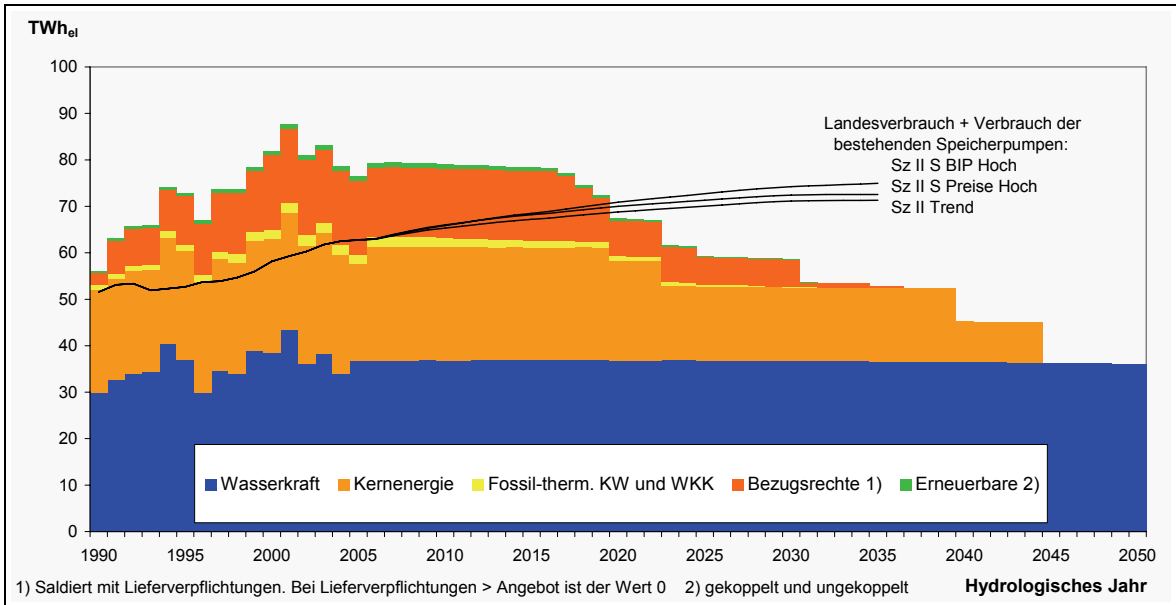
5.4.1.1 Szenario II Trend, Sensitivität Preise Hoch, Sensitivität BIP Hoch

Die Nachfrage in Szenario II liegt durch die Wirkung der unterstellten politischen Instrumente tiefer als in Szenario I. Die Differenz wächst bis zum Jahr 2035 bis zu 5 Prozent an. Dadurch tritt die Stromlücke im Szenario II Trend im Winterhalbjahr auch in 2018 auf, im Sommerhalbjahr in 2025 (Sz. I: 2023) und im hydrologischen Jahr 2020 (Sz. I: 2020).

In den Figuren 5-7, 5-8 und 5-9 sind die Stromlücken für das Szenario II, nach den verschiedenen Nachfragesensitivitäten mit Ausnahme von „Klima wärmer“ (siehe Kapitel 5.4.2), im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr, grafisch dargestellt.

In diesen Figuren sind die entsprechenden zusätzlich erforderlichen Stromangebote zur Deckung des Strombedarfs und der Sicherstellung der Versorgungssicherheit abzulesen.

Figur 5-7: **Szenario II**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

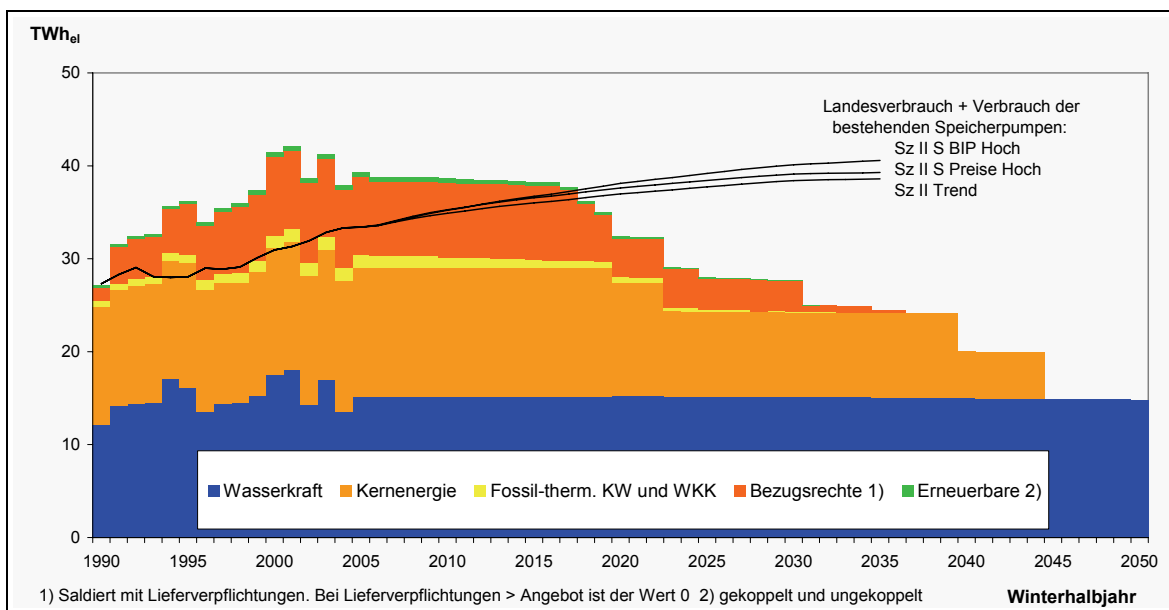
Im Szenario II Trend beträgt die Stromlücke in 2035 18.6 TWh_{el}. Bei höheren Preisen beläuft sich der Unterschied zwischen den Stromlücken vom Szenario II Trend und der Sensitivität Preise Hoch auf 1.2 TWh_{el}. In der Sensitivität BIP Hoch beträgt der Unterschied zwischen Elektrizitätsnachfrage und bestehendem Angebot in 2035 22.2 TWh_{el}, um nahezu 20 Prozent erhöht gegenüber dem Szenario II Trend.

Tabelle 5-7: **Szenario II**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	81.9	83.2	76.4	79.1	78.3	67.3	59.2	58.6	52.8	43.5	34.0	33.8
Nachfrage												
Sz II Trend	58.1	61.8	62.8	65.3	67.2	68.8	70.0	71.1	71.3	-	-	-
Sz II S Preise Hoch	58.1	61.8	62.8	66.0	68.2	70.0	71.3	72.4	72.5	-	-	-
Sz II S BIP Hoch	58.1	61.8	62.8	65.9	68.5	70.9	72.7	74.2	74.9	-	-	-
Stromlücke												
Sz II Trend	-23.8	-21.4	-13.7	-13.8	-11.0	1.5	10.8	12.5	18.6	-	-	-
Sz II S Preise Hoch	-23.8	-21.4	-13.7	-13.1	-10.1	2.7	12.1	13.8	19.8	-	-	-
Sz II S BIP Hoch	-23.8	-21.4	-13.7	-13.2	-9.8	3.5	13.5	15.6	22.2	-	-	-

Prognos 2006

Figur 5-8: **Szenario II**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

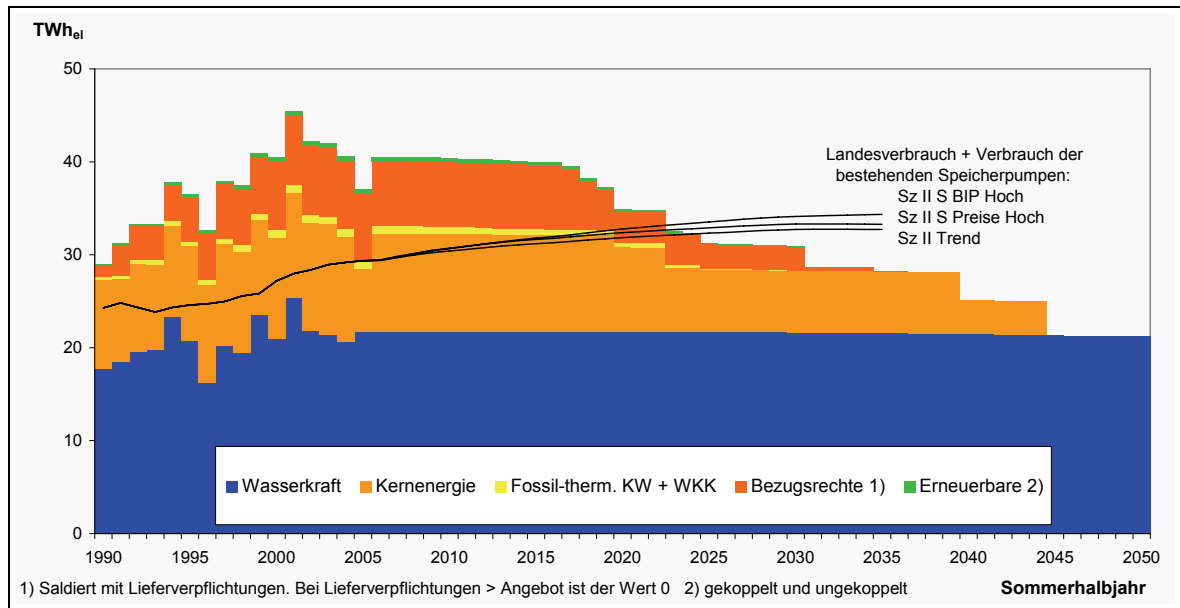
Im Winterhalbjahr vergrößert sich die Lücke bei der Nachfrage in der Trendvariante bis 2035 auf 14.1 TWh_{el}. Die Unterschiede zwischen den Sensitivitäten und dem Trend wachsen bis 2035 auf 0.7 TWh_{el} (Sensitivität Preise Hoch) bzw. 2.0 TWh_{el} an (Sensitivität BIP Hoch).

Tabelle 5-8: **Szenario II**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	41.4	41.3	39.3	38.7	38.2	32.4	28.0	27.7	24.5	19.2	13.8	13.7
Nachfrage												
Sz II Trend	31.0	32.8	33.4	34.9	36.0	37.0	37.7	38.4	38.6	-	-	-
Sz II S Preise Hoch	31.0	32.8	33.4	35.3	36.6	37.6	38.4	39.1	39.3	-	-	-
Sz II S BIP Hoch	31.0	32.8	33.4	35.2	36.7	38.1	39.2	40.1	40.6	-	-	-
Stromlücke												
Sz II Trend	-10.5	-8.5	-5.9	-3.8	-2.2	4.5	9.7	10.8	14.1	-	-	-
Sz II S Preise Hoch	-10.5	-8.5	-5.9	-3.4	-1.7	5.2	10.4	11.5	14.8	-	-	-
Sz II S BIP Hoch	-10.5	-8.5	-5.9	-3.5	-1.5	5.7	11.2	12.4	16.1	-	-	-

Prognos 2006

Figur 5-9: **Szenario II**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

Im Sommerhalbjahr fallen die Lücken durch das höhere Angebot der Wasserkraft und die niedrigere Nachfrage kleiner aus als im Winterhalbjahr. Mit 4.5 TWh_{el} ist die Lücke im Trendszenario in 2035 9.6 TWh_{el} geringer als im Winterhalbjahr. Die Auslegung zur Deckung der Lücke erfolgt deshalb auf das Winterhalbjahr.

Tabelle 5-9: **Szenario II**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}

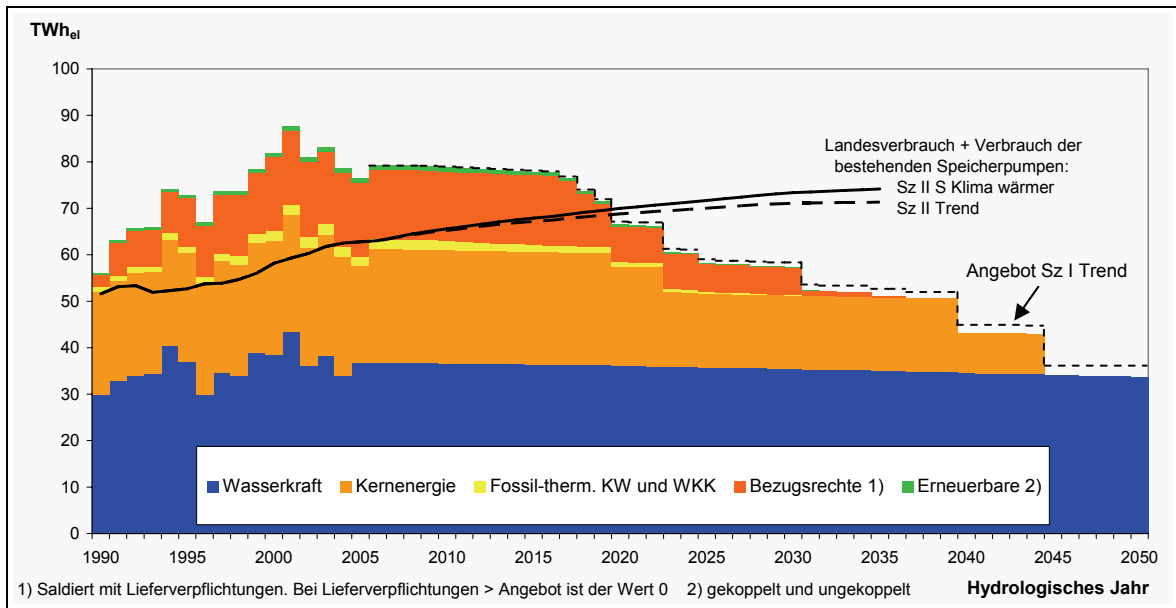
	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	40.5	41.9	37.1	40.4	40.0	34.9	31.2	30.9	28.2	24.3	20.2	20.1
Nachfrage												
Sz II Trend	27.2	28.9	29.4	30.4	31.2	31.8	32.3	32.7	32.7	-	-	-
Sz II S Preise Hoch	27.2	28.9	29.4	30.7	31.6	32.4	32.9	33.3	33.3	-	-	-
Sz II S BIP Hoch	27.2	28.9	29.4	30.7	31.8	32.8	33.5	34.1	34.4	-	-	-
Stromlücke												
Sz II Trend	-13.3	-13.0	-7.7	-10.0	-8.8	-3.1	1.1	1.8	4.5	-	-	-
Sz II S Preise Hoch	-13.3	-13.0	-7.7	-9.7	-8.4	-2.5	1.7	2.4	5.0	-	-	-
Sz II S BIP Hoch	-13.3	-13.0	-7.7	-9.7	-8.2	-2.1	2.3	3.2	6.1	-	-	-

Prognos 2006

5.4.1.2 Sensitivität Klima Wärmer

In den Figuren 5-10 bis 5-12 ist grafisch die Verringerung des Angebots und die Erhöhung der Stromnachfrage in der Sensitivität Klima Wärmer im Vergleich zum Szenario II Trend dargestellt.

Figur 5-10: **Szenario II Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

Auch in diesem Szenario ist die Lücke in der Sensitivität Klima Wärmer am grössten. Die Lücke weist in 2035 23.0 TWh_{el} aus, 4.4 TWh_{el} mehr als in Szenario II Trend.

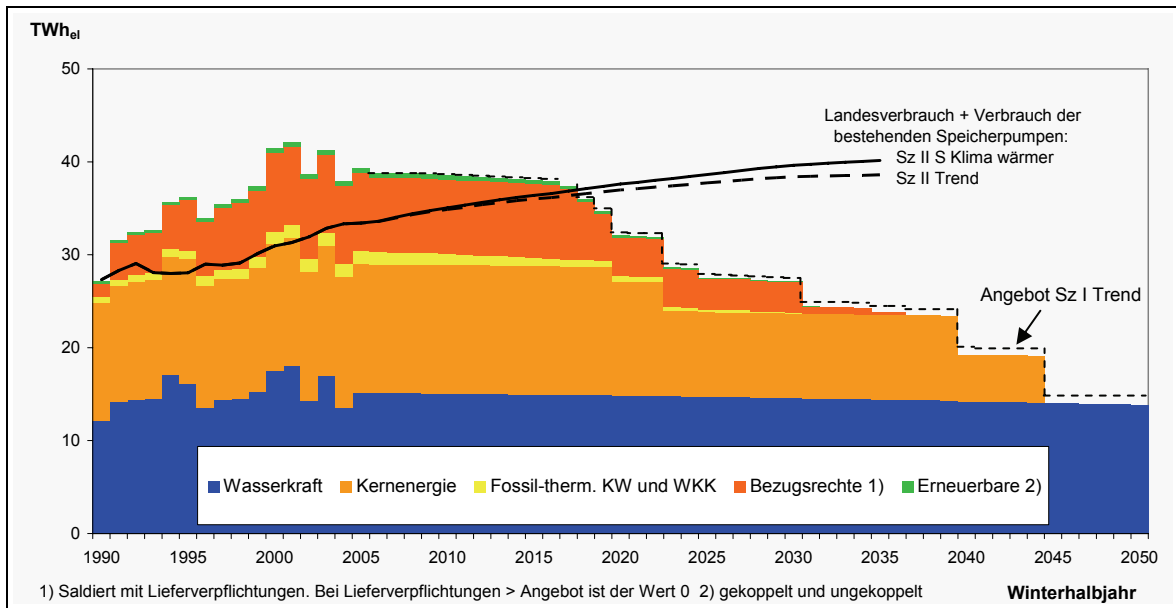
Tabelle 5-10: **Szenario II Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz II S Klima Wärmer	81.9	83.2	76.4	78.8	77.7	66.5	58.2	57.3	51.2	41.6	31.9	31.4
Nachfrage												
Sz II S Klima Wärmer	58.1	61.8	62.8	65.6	67.9	70.0	71.7	73.4	74.2	-	-	-
Stromlücke												
Sz II S Klima Wärmer	-23.8	-21.4	-13.6	-13.2	-9.8	3.4	13.5	16.1	23.0	-	-	-

Prognos 2006

Aus der Figur 5-11 ist abzulesen, dass sich die Lücke im Winterhalbjahr im Vergleich zur Referenz beim wärmeren Klima zeitlich nicht vorverlagert (tritt nach wie vor in 2018 ein).

Figur 5-11: Szenario II Sensitivität Klima Wärmer
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



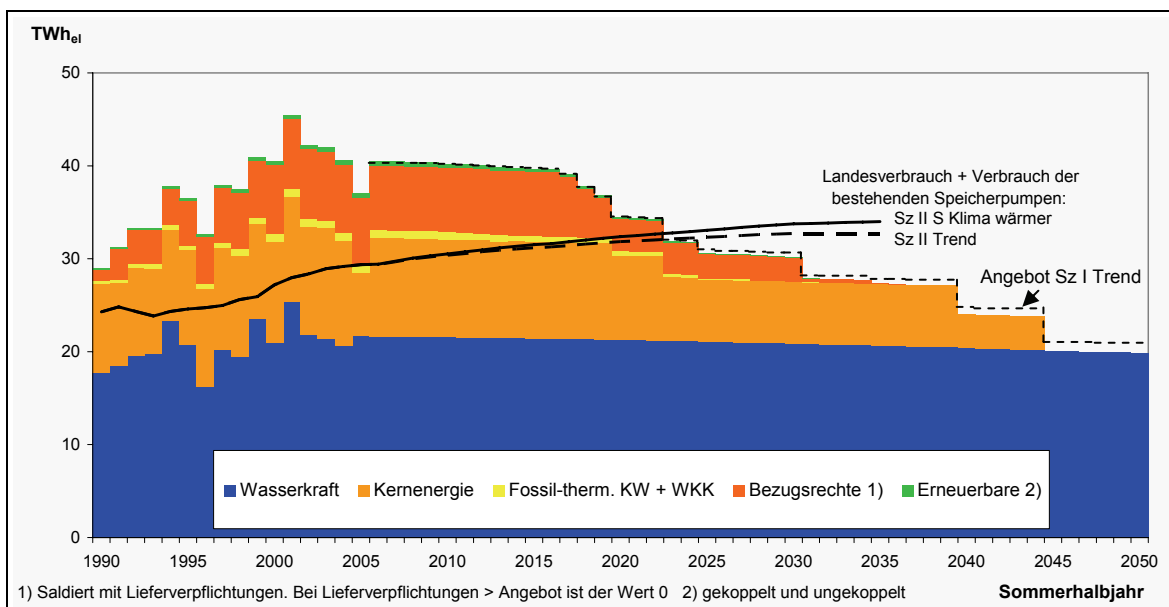
Prognos 2006

Tabelle 5-11: Szenario II Sensitivität Klima Wärmer
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz II S Klima Wärmer	41.4	41.3	39.3	38.6	38.0	32.1	27.5	27.1	23.8	18.5	12.9	12.7
Nachfrage												
Sz II S Klima Wärmer	31.0	32.8	33.4	35.1	36.4	37.6	38.6	39.6	40.2	-	-	-
Stromlücke												
Sz II S Klima Wärmer	-10.5	-8.5	-5.9	-3.5	-1.6	5.5	11.1	12.5	16.3	-	-	-

Prognos 2006

Figur 5-12: Szenario II Sensitivität Klima Wärmer
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

Tabelle 5-12: Szenario II Sensitivität Klima Wärmer
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz II S Klima Wärmer	40.5	41.9	37.1	40.2	39.7	34.4	30.6	30.2	27.3	23.2	19.0	18.7
Nachfrage												
Sz II S Klima Wärmer	27.2	28.9	29.4	30.6	31.5	32.4	33.1	33.7	34.0	-	-	-
Stromlücke												
Sz II S Klima Wärmer	-13.3	-13.0	-7.7	-9.7	-8.2	-2.1	2.5	3.6	6.7	-	-	-

Prognos 2006

5.4.2 Leistungsdefizit

5.4.2.1 Referenzfall

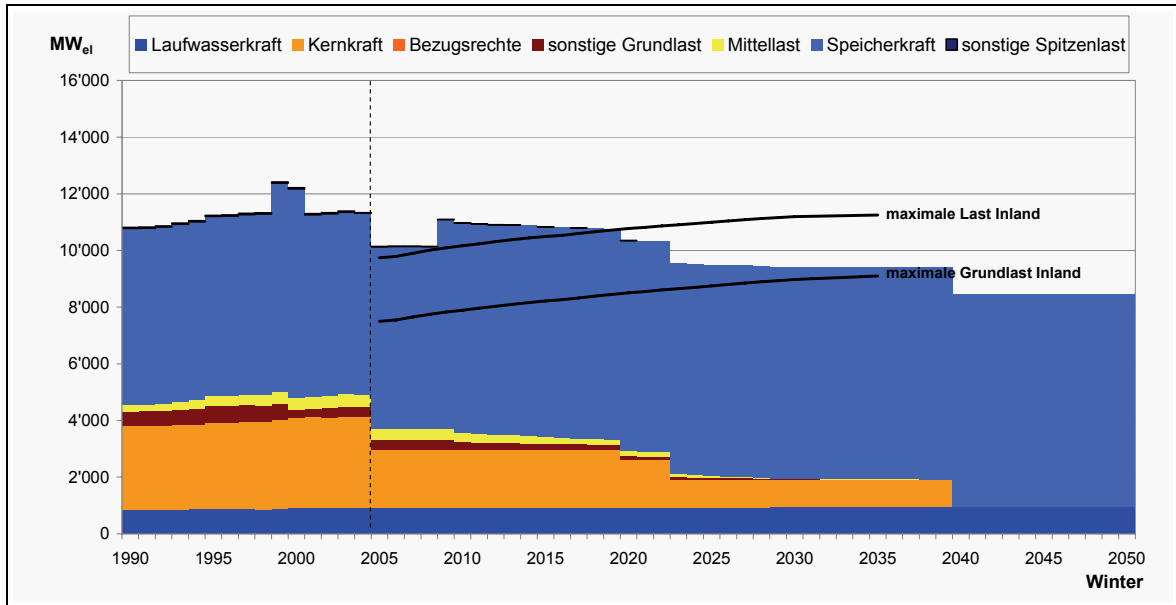
Ohne Zubau neuer Kraftwerke tritt bis 2030 im Winterhalbjahr leistungsseitig (Spitzenlast) kein Versorgungsdefizit auf. Ab 2031 entsteht ein geringfügiges Leistungsdefizit, welches bis 2035 auf 0.3 GW_{el} anwächst. Ein Teil der Grundlast muss zudem durch Importe oder sogar mit Speicherkraftwerken abgedeckt werden. Die Situation verschärft sich mit der Stilllegung der ältesten Kernkraftwerke und der durch das Auslaufen der Bezugsrechte bedingten Verringerung der (mehr oder weniger gesicherten) Leistung aus dem Ausland deutlich.

In allen Szenarien ist die Situation im Sommer weniger kritisch. Hier treten, falls keine Kraftwerke ausfallen, keine Lücken auf.

5.4.2.2 Kältewelle

Ohne Zubau neuer Kraftwerke kann die verfügbare Leistung des bestehenden Parks ab 2020 die prognostizierte Nachfrage nicht mehr decken. In 2035 beträgt die Lücke 1.8 GW_{el}. Die Grundlast kann bis zum Ende des Perspektivzeitraums durch die bestehenden Anlagen gedeckt werden. Figur 5-13 zeigt die Situation bis 2035.

Figur 5-13: **Szenario II Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}



Prognos 2006

Tabelle 5-13: **Szenario II Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}

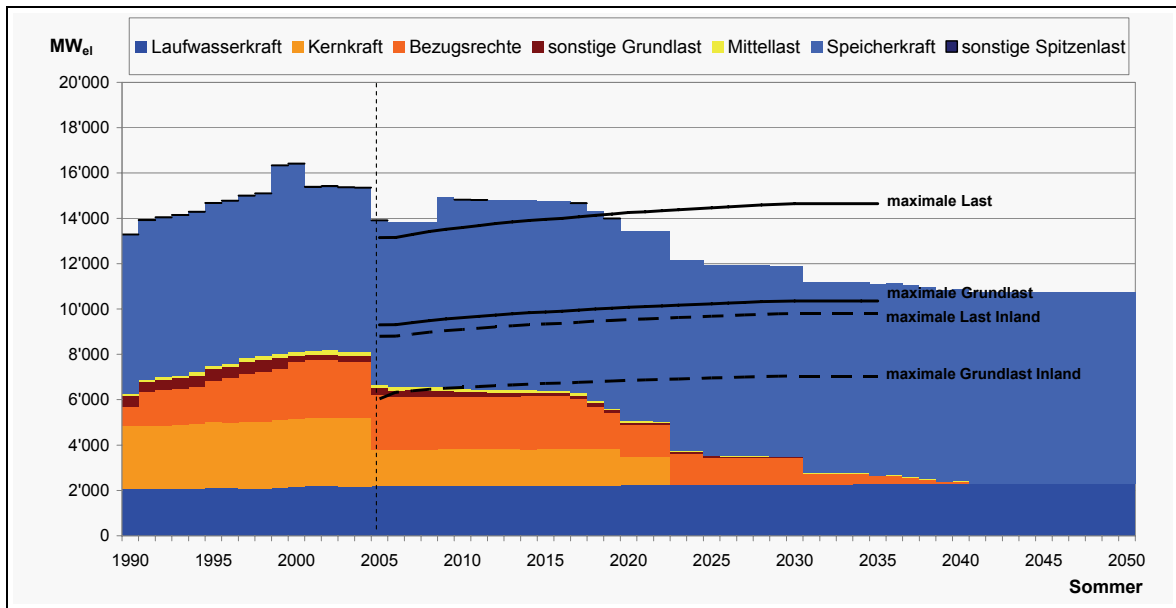
	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz II Trend	12'217	11'395	10'148	10'979	10'838	10'351	9'486	9'411	9'401	8'453	8'453	8'453
Nachfrage (Max.)												
Sz II Trend	9'000	9'500	9'740	10'165	10'494	10'776	10'995	11'192	11'250	-	-	-
Leistungsdefizit												
Sz II Trend	-3'217	-1'895	-408	-814	-344	425	1'509	1'781	1'849	-	-	-

Prognos 2006

5.4.2.3 Hitzewelle

Die inländische Leistung ist bei einer Hitzewelle und dem Ausfall von zwei grossen Kraftwerkseinheiten (K-2) auch ohne Zubau neuer Kraftwerke bis 2035 gewährleistet. Die prognostizierte maximale Last für die Tätigkeit von Exporten kann ab 2019 leistungsseitig nicht gedeckt werden (Figur 5-14).

Figur 5-14: Szenario II Trend
 Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}



Prognos 2006

Tabelle 5-14: Szenario II Trend
 Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz II Trend	16'427	15'382	13'917	14'831	14'779	13'447	11'938	11'915	11'106	10'853	10'758	10'758
Nachfrage (Max.)												
Sz II Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'600	13'959	14'255	14'467	14'647	14'650	-	-	-
Sz II Trend (ohne Exporte)	8'100	8'000	8'800	9'101	9'342	9'540	9'681	9'802	9'804	-	-	-
Leistungsdefizit												
Sz II Trend (mit Exporten)	-3'927	-3'632	-767	-1'231	-820	808	2'529	2'732	3'544	-	-	-
Sz II Trend (ohne Exporte)	-8'327	-7'382	-5'117	-5'730	-5'437	-3'907	-2'257	-2'113	-1'302	-	-	-

Prognos 2006

5.5 Optionen zur Deckung der Stromnachfrage in Szenario II

5.5.1 Modellvarianten

In Kapitel 2.3 wurden sieben Angebotsvarianten bis 2035 bestimmt. Die dort beschriebenen Varianten bilden die „Eckvarianten“ zur Deckung der Stromlücke ab. Zusätzliche Bedingungen für den Zubau der Kraftwerke nach 2005 sind, ähnlich wie in Szenario I, folgende:

- Der Ausbau der Grosswasserkraftkapazitäten erfolgt in allen Varianten - unabhängig vom Bedarf - auch schon vor dem Jahr 2018. Das in jedem Szenario als realisierbar eingeschätzte Ausbaupotenzial wird in vollem Umfang ausgeschöpft.
- Der Zubau von neuen erneuerbaren Energien (Windenergie- und Photovoltaikanlagen, Geothermie, trockene und nasse Biomasse und Kleinwasserkraft bis 10 MW_{eI}) wird in den Ausbauvarianten ebenfalls unabhängig von der Lücke bestimmt. Der Zubau wird durch die Förderung der erneuerbaren Energien mit nominal 330 Mio. CHF pro Jahr bestimmt.
- Das Ausbaupotenzial von fossil befeuerten gekoppelten dezentralen Anlagen und Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) wird ebenfalls unabhängig von der Lücke ausgeschöpft.

Die freien Variablen des Modells sind hiermit die grossen zentralen Anlagen (Erdgas Kombikraftwerke und Kernkraftwerke) sowie Importe.

5.5.2 Varianten für Szenario II Trend

Im Szenario II wird aufgrund des Fördertopfes in erster Linie von einem Zubau der erneuerbaren Energien ausgegangen. Die restliche Lücke wird, da es keine Anreize für fossile WKK gibt, durch zentrale Anlagen gedeckt. Jedoch wird, ähnlich wie in Szenario I, ein (autonomer) Zubau von fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen unterstellt, welcher durch die „verstärkte Zusammenarbeit“ in diesem Szenario für die Technologiegruppe etwas höher ausfällt als in Szenario I.

Insgesamt werden die gleichen vier Varianten wie in Szenario I ausgearbeitet, je mit dem Förderungsmechanismus für die erneuerbaren Energien:

- Variante A: Nuklear
- Variante B: Nuklear und fossil-zentral
- Variante C: Fossil-zentral
- Variante G: Import

Wie erwähnt, hängen die Erzeugungspotenziale und Kosten von der ausgewählten politischen Strategie ab. Im nächsten Abschnitt werden die Potenziale der Stromerzeuger für das Szenario II dargestellt.

5.6 Erwartete Potenziale der Technologien bis 2035 in Szenario II

5.6.1 Wasserkraft

Bei den Kleinstwasserkraftwerken $< 300 \text{ kW}_{\text{el}}$ gibt es gemäss PSI (2005a) ein ökonomisches Ausbaupotenzial von ca. $0.25/\text{a TWh}_{\text{el}}$ bis 2050 (gegenüber ca. $0.2 \text{ TWh}_{\text{el}}/\text{a}$ in 2003). Für die Leistungsklasse $300 \text{ kW}_{\text{el}}$ bis 1 MW_{el} ergibt sich ein Potenzial von ca. $0.5 \text{ TWh}/\text{a}$ (PSI, 2005a), der grösste Teil ist jedoch bereits ausgeschöpft (siehe Tabelle 5-15). Gemäss PSI (2005a) befindet sich in der Leistungsklasse von 1 MW_{el} bis $10 \text{ MW}_{\text{el}}$ ein technisch-ökonomisches Ausbaupotenzial von ca. $2 \text{ TWh}_{\text{el}}$. Die Gestehungskosten der Anlagen weisen grosse Bandbreiten auf.

Nach Angaben in Exkurs 8 in Band 4 beträgt das maximale Ausbaupotenzial der Neubauten maximal jedoch nur $1.1 \text{ TWh}_{\text{el}}$. Dieser Betrag versteht sich ohne Erneuerungen und Umbauten der bestehenden Kleinwasserkraftanlagen. Hiermit würde sich das gesamte Ausbaupotenzial um einiges erhöhen.

In den Perspektiven wird, bedingt durch die Förderung von erneuerbaren Energien, eine signifikante Ausschöpfung der Ausbaupotenziale der Kleinwasserkraftwerke $< 10 \text{ MW}_{\text{el}}$ in Höhe von $1.5 \text{ TWh}_{\text{el}}$ unterstellt.

Die Wasserkraftwerke mit einer Leistung über $10 \text{ MW}_{\text{el}}$ werden nicht gefördert. Jedoch wird hier, wie in Szenario I, ein autonomer Zubau unterstellt. Dies sind vor allem kostengünstige Umbauten und einige Neubauten, in der Höhe von ca. $1.0 \text{ TWh}_{\text{el}}$.

Insgesamt werden bis 2035 ca. $2.5 \text{ TWh}_{\text{el}}$ als Ausbaupotenzial unterstellt.

Neben dem Zubau der Lauf- und Speicherkraftwerke werden die geplanten neuen Pumpspeicherkraftwerke (Grimsel, Emosson, Linth-Limmern) in diesem Szenario zusätzlich zugebaut.

5.6.2 Fossil-thermische Wärme-Kraft-Kopplung

In diesem Szenario gibt es keine finanziellen Anreize für fossile WKK. Es wird davon ausgegangen, dass der Ausbau sich ähnlich dem Trend der letzten Jahre verhält.

Durch die verstärkte Zusammenarbeit der Politik, Energiewirtschaft und sonstiger Akteure wird jedoch ein etwas höherer Ausbau als in Szenario I unterstellt. Bei der industriellen WKK mit einer Leistung von über 1 MW_{el} wird ein moderater autonomer Anstieg um ca. $520 \text{ GWh}_{\text{el}}$ erwartet, 30 Prozent mehr als in Szenario I. Die Investitionsunsicherheiten (Jakob & Jochem, 2004) bremsen weiterhin den Ausbau.

Bedingt durch die verstärkte Zusammenarbeit wird auch bei den kleinen fossilen WKK-Projekten ein etwas höherer autonomer Zubau als in Szenario I unterstellt. Dieser beträgt $750 \text{ GWh}_{\text{el}}$ in 2035, gegenüber $600 \text{ GWh}_{\text{el}}$ in Szenario I.

Somit wird bis 2035 ein weiterer sehr moderater autonomer politisch nur sehr wenig beeinflusster Kapazitätsausbau erwartet. Die Ausschöpfung des Potenzials hängt vor allem

von den wirtschaftlichen Entscheidungen der potenziellen Anlagenbetreiber sowie der Informationslage und dem politischen Umgang mit Hemmnisstrukturen ab.

5.6.3 Kehrlichtverbrennungsanlagen

Wie bei den Biomassen stehen Wärmebereitstellung und Stromerzeugung in Konkurrenz zueinander. Je höher der elektrische Wirkungsgrad, desto niedriger der thermische Wirkungsgrad und somit der Gesamtwirkungsgrad (Dr. Eicher+Pauli AG, 2006), oder umgekehrt.

Ausbaupotenziale der Stromerzeugung liegen also in der Erhöhung des Stromwirkungsgrades. Der Einsatz von best practice Anlagen bei gleich bleibenden Kategorien (Produktion von Wärme und Strom, überwiegend Strom, überwiegend Wärme) würde 300 GWh_{el} pro Jahr zusätzlich bringen (econcept, 2004; Infrac, 2003a). Dieses Ausbaupotenzial wird in Szenario II ausgeschöpft.

5.6.4 Erneuerbaren Energien

5.6.4.1 Erneuerbare gekoppelte Anlagen

Bei den festen Biomassen (Holz) sind grosse ökologische Brennstoffpotenziale vorhanden. Jedoch sind die Stromerzeugungskosten von Holzvergasungsanlagen im Vergleich zu anderen (erneuerbaren) Stromerzeugern relativ hoch (siehe auch Nussbaumer, 1997). Hierdurch ist das erschliessbare Potenzial in diesem Szenario mit einem kostenoptimierten Ausschreibungsmodell beschränkt. Der Ausbau beträgt 0.3 TWh_{el}.

Die Einsatzgebiete der Biogase sind dreifach: Wärmeerzeugung, Stromerzeugung und Treibstoffe. In der Stromerzeugung war ein spürbares Wachstum in den letzten Jahren zu erkennen, aber absolut gesehen spielen Biogase bei der Stromerzeugung bislang nur eine geringfügige Rolle. Mit den verfügbaren Brennstoffpotenzialen und den relativ günstigen Stromerzeugungskosten bei grösseren Anlagen sind die Potenziale für Biogas im Szenario II mit Förderung der Technologie wesentlich grösser als in Szenario I, siehe auch Tabelle 5-15.

Bei den Abwasserreinigungsanlagen ist eine Erhöhung der Stromerzeugung vor allem durch Umstellung auf BHKW oder beim Ersatz von BHKW durch erhöhte elektrische Wirkungsgrade zu erreichen. Der Einsatz von Brennstoffzellen mit einem hohen Wirkungsgrad wird nicht unterstellt, so dass das maximale technische Potenzial nicht vollständig ausgeschöpft werden kann. Insgesamt werden in Szenario II 0.3 TWh_{el} erwartet, m.a.W. 75 Prozent des technischen Potenzials.

5.6.4.2 Windenergie

BFE, BUWAL und ARE haben im Jahr 2004 einen Bericht erstellt, in dem das ausschöpfbare Potenzial nach Prioritätsgruppen ermittelt wurde (siehe Tabelle 4.17). Für Szenario II wird das Ziel vom BFE von 600 GWh_{el}/a (2025) angestrebt. Die „prioritären“ und „kantonalen“ und ein Teil der „übrigen“ Standorte und Einzelanlagen sollten hierfür ausgeschöpft werden. Das sind vor allem die wirtschaftlich und technisch geeigneten Standorte, die bei einem kostenoptimierten Ausschreibungsmodell als erste in die Umsetzung kommen. Insgesamt wird eine Erzeugung von 0.75 TWh_{el} in 2035 erwartet.

5.6.4.3 Photovoltaik

Obwohl in Szenario II erneuerbare Energien finanziell gefördert werden, sind Photovoltaikanlagen in einem kostenoptimierten Fördertopf bis 2020 - 2025 noch immer zu teuer. Erst nach 2025, falls sich Kostendegressionen (im Ausland) durchsetzen, könnte Photovoltaik eine Rolle spielen.

5.6.4.4 Geothermie

Das physikalische Potenzial der Geothermie ist in der Schweiz sehr gross (siehe PSI, 2005a, Infras, 2003a). Da die Technologie noch relativ jung und nicht im grossen Massstab erprobt ist, stellt sich für diese Untersuchung als erste Frage: Setzt Geothermie sich technisch(-wirtschaftlich) durch? Falls die Antwort auf diese Frage positiv ausfallen wird, stellt sich die weitere Frage: Ab wann wird die Technologie den Markt weitgehend durchdringen? Da diese Fragen aus der derzeitigen Sicht schwer zu beantworten sind und die Technologie nicht überbewertet werden sollte, wird erst ein stark wachsendes, jedoch konservatives, erwartetes Potenzial ab 2025 unterstellt. Vorher beschränkt sich der Einsatz auf einige Pilotprojekte. Die erwartete Produktion beträgt 0.6 TWh_{el} (ca. 10 - 20 Anlagen) im Jahr 2035.

Die Potenziale wurden vor den durch die Geothermie-Bohrungen aufgetretenen Erdbeben in Basel ermittelt.

5.6.5 Potenziale – Übersicht

Die oben genannten erwarteten Potenziale sind in der Tabelle 5-15 zusammengefasst. Es ist nochmals auf folgende Punkte hinzuweisen:

- In der Gesellschaft findet kein deutlicher „Paradigmenwechsel“ statt. Hemmnisse bleiben bestehen.
- Die erneuerbaren Energien werden mit nominal 330 Mio. CHF pro Jahr gefördert. Die kostengünstigsten Potenziale werden als erste ausgeschöpft, ein Technologiemix wird jedoch angestrebt.
- In Szenario II werden keine anderen finanziellen Anreize für Wärme-Kraft-Kopplung unterstellt als die bereits in der Politik beschlossenen Massnahmen.

Tabelle 5-15: **Potenziale in Szenario II, nach Technologie(gruppe)n, in GWh_{el}/a**

	Technisch (circa) ¹⁾	Erwartet in 2035 in Szenario II	davon Ausbau gegenüber 2003
Wasserkraft (Ausbau)	7'570	-	2'500
Kleinwasserkraft (<10 MW _{el})	n.a.	-	1'500
Grosswasserkraft (> 10 MW _{el})	n.a.	-	1'000
Fossile WKK	20'000 -30'000	3'670	1'430
Klein WKK (< 1 MW _{el}) vor allem fossile BHKW, Mikrogasturbine	20'000 -25'000	1'140	725
Gross WKK: (> 1 MW _{el}) vor allem Industrie	2'100	1'615	520
Kehrichtverbrennungs- anlagen (fossiler Teil)	1'675	915	185
Neue erneuerbare Energien		4'235	3'325
Biomasse Holz	1'700	355	320
Klärgasanlagen (ARA)	400	300	195
Biogas	2'300	1'150	1'135
Photovoltaik	15'000-18'000	165	145
Windenergie	n.a.	750	745
Geothermie	n.a.	600	600
Kehrichtverbrennungs- anlagen (erneuerbarer Teil)	1'675	915	185
Kernkraftwerke	Keine Beschränkung im Modell unterstellt		
Fossil-thermische Kraftwerke	Keine Beschränkung im Modell unterstellt		
Importe	Keine Beschränkung im Modell unterstellt		

Werte gerundet

Prognos 2006

¹⁾ Wasserkraft: nach Electrowatt-Ekono, 2004

Fossile WKK: nach Dr. Eicher+Pauli, 2003c, 2004b; Prognos 2001; PSI, 2001

Kehrichtverbrennungsanlagen: nach BFE, 2005a; 2006a

Photovoltaik: nach PSI, 2005a

Klärgasanlagen: nach BFE, 2005a

Biogas und Biomasse (Holz): technisch-ökologisches Potenzial nach Infrac, 2004; BFE, 2006d. Bei Biomasse starkes Spannungsfeld zwischen Wärmebereitstellung, Stromerzeugung und Treibstoffproduktion

5.6.6 Einsatz des Fördertopfes

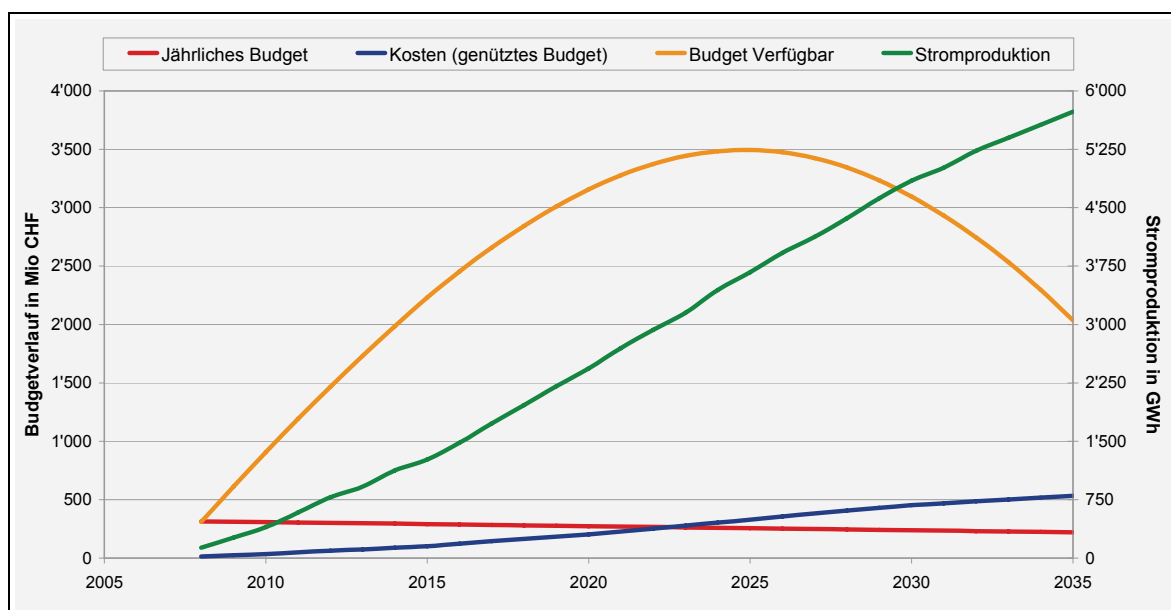
Obwohl es keine eindeutige Lösung für den Einsatz der Fördergelder zur Stimulierung der erneuerbaren Energien gibt, wird in dieser Arbeit eine plausible und kostengünstige Steigerung der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien entwickelt. Als Grundlage und Entscheidungskriterium werden Potenziale und Kosten betrachtet.

Wie in Kapitel 5.2 erwähnt, wird die Möglichkeit unterstellt, einen Teil der (nominalen) 330 Mio. CHF pro Jahr anzusparen. Nach Einschätzung der Modellierer ist mit diesem Ansatz die höchste Stromerzeugung mit den Fördergeldern zu realisieren. In Figur 5-15 ist dieses Prinzip grafisch dargestellt. Die rote Linie zeigt das jährliche Budget in realen Werten. In den Jahren bis 2022 - 2023 werden weniger als 330 Mio. CHF pro Jahr (nominal) aus dem Fördertopf entzogen (blaue Linie) und das noch verfügbare Budget (orange Linie)

wächst (inkl. Zinsen). Ab ca. 2023 werden nominal mehr als 330 Mio. CHF pro Jahr an- gefordert. Der Betrag über nominal 330 Mio. CHF wird bis zum Jahr 2035 durch das an- gesparte Budget finanziert. Die Anlagen werden über ihre gesamte Lebensdauer finan- ziert. Somit müssen Reserven für diejenigen Anlagen gebildet werden, deren Lebens- dauer über das Jahr 2035 hinaus reicht.

In diesem Fall könnten somit ab 2035 ca. 5'700 GWh_{el}/a an neuem erneuerbaren Strom erzeugt werden (inkl. Ausbau von Wasserkraftanlagen mit einer Leistung unter 10 MW_{el}).

Figur 5-15: **Fördertopf im Szenario II: Budgetverlauf und Stromproduktion der neuen erneuerbaren Energien**



Prognos 2006

5.7 Modellergebnisse für Szenario II: Arbeit

5.7.1 Allgemeines

Die Ergebnisse der Angebotsvarianten sind auf das Nachfrageszenario II Trend ausge- richtet. Die Ergebnisse für die Sensitivitäten BIP Hoch, Preise Hoch sowie Klima Wärmer sind zusammengefasst in Kapitel 5.14 dargestellt.

Der Zubau ist in erster Linie auf das Winterhalbjahr ausgelegt. Der Zubau erfolgt bis 2035, dem Ende des Zeithorizonts der Perspektiven. Die Figuren zeigen zudem den Ausblick bis zum Jahr 2050.

5.7.2 Variante A: Nuklear

Die Schliessung der nach autonomem Zubau verbleibenden Lücke erfolgt in dieser Vari- ante bis zum Neubau eines Kernkraftwerks in 2030 durch neue Importe.

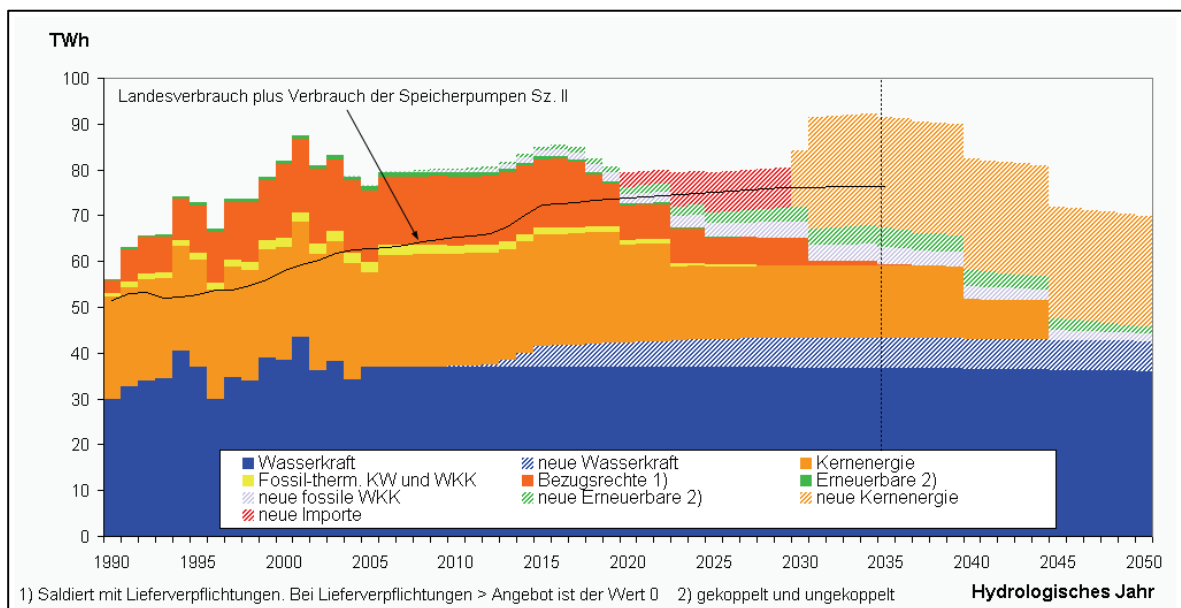
In den Figuren 5-16, 5-17, und 5-18 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante A „Nuklear“ für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalb-

jahr grafisch dargestellt. Der Zubau erfolgt bis 2035. Nach dem Erreichen der durchschnittlichen Lebensdauer fallen die Zubauten nach 2035 wieder aus dem Mix.

Für die Schliessung der Lücke werden zwei Kernkraftwerke benötigt. Eines geht in 2030 in Betrieb, eines in 2031. Der maximale Import beträgt 8.7 TWh_{el} in 2029.

Wegen der bei Wasserkraft im Sommer höheren Erzeugung als im Winter überschreitet das Stromangebot bei Deckung der Lücke im Winterhalbjahr die Nachfrage im Sommerhalbjahr und damit auch im hydrologischen Jahr.

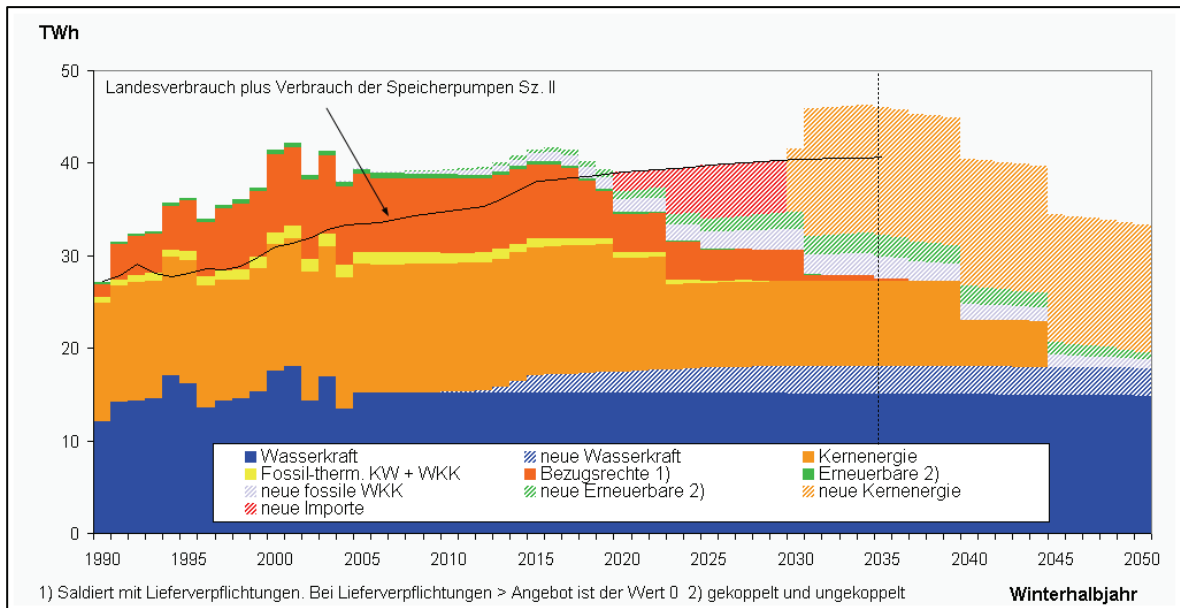
Figur 5-16: **Szenario II Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a



Prognos 2006

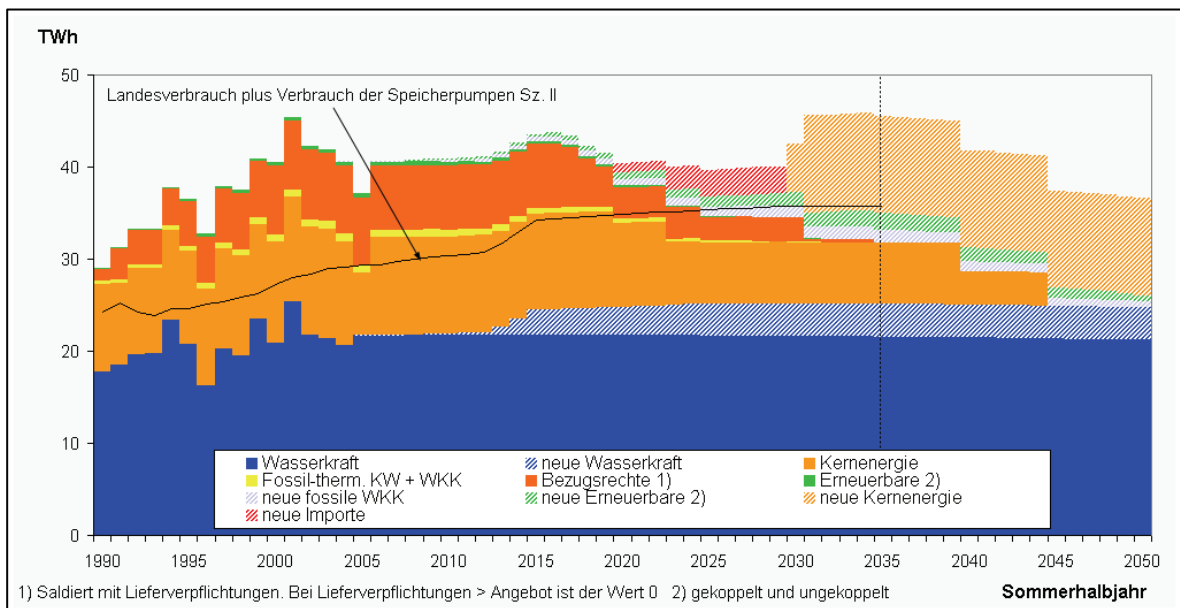
In Figur 5-17 ist die nachfrageorientierte Deckung der Lücke im Winterhalbjahr, auf die der Anlagenzubau (mit den entsprechenden Nebenbedingungen für die Kernkraftwerke) angelegt wurde, zu sehen.

Figur 5-17: Szenario II Trend, Variante A
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el/a}



Prognos 2006

Figur 5-18: Szenario II Trend, Variante A
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el/a}



Prognos 2006

In den Tabellen 5-16, 5-17 und 5-18 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Durch den Bau von zwei grossen Kernkraftwerken übersteigt das Angebot im Winterhalbjahr ab 2030 die Nachfrage, so dass die Überschüsse dann auch im Winterhalbjahr exportiert werden.

Tabelle 5-16: **Szenario II Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.1	41.5	42.2	43.0	43.2	43.2
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	28.0	40.1
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	24.3
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	2.4	2.8	3.1	3.4	3.6	3.7
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.3	2.1	2.9	3.5	3.7
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.2	1.5	2.0	2.6	3.4	4.2
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.8	1.5	2.4	3.4	4.2
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	65.2	70.0	68.7	64.7	78.1	91.2
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	63.3	63.0	61.7	57.7	71.2	84.2
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	13.0	17.0	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	8.8	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	17.2	15.0	7.8	6.5	10.1	17.4
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	14.9	12.8	5.5	4.3	7.9	15.1
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	0.1	2.2	5.2	10.4	-2.0	-14.8
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.3	65.3	66.9	68.1	69.2	69.4

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 5-17: **Szenario II Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.3	17.1	17.4	17.9	18.0	18.1
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	16.0	22.9
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	13.8
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.5	1.7	2.0	2.1	2.3	2.3
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.9	1.4	1.9	2.2	2.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.7	0.8	1.1	1.4	1.9	2.3
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	0.9	1.3	1.9	2.3
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.1	31.3	33.5	32.7	30.6	38.3	45.7
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	30.8	30.9	30.2	28.0	35.7	43.1
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	7.4	10.3	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	5.8	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.5	4.6	1.1	1.1	2.3	6.5
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	4.4	3.4	0.0	0.0	1.2	5.3
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	3.6	4.6	6.3	9.2	2.2	-5.0
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.4	35.5	36.5	37.2	37.9	38.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 5-18: **Szenario II Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.9	24.5	24.8	25.1	25.1	25.1
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.7	3.1	3.4	3.5	3.6
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	11.9	17.2
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	10.5
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.2	1.2	1.3	1.3
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.7	1.0	1.3	1.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.9	1.1	1.5	1.9
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	1.0	1.5	1.9
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	33.9	36.6	35.9	34.1	39.9	45.5
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	32.5	32.1	31.5	29.7	35.5	41.1
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	5.6	6.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.9	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.6	10.5	6.6	5.4	7.9	10.9
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.5	9.3	5.5	4.3	6.7	9.8
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.5	-2.3	-1.0	1.3	-4.1	-9.7
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.0	29.8	30.4	30.9	31.3	31.3

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

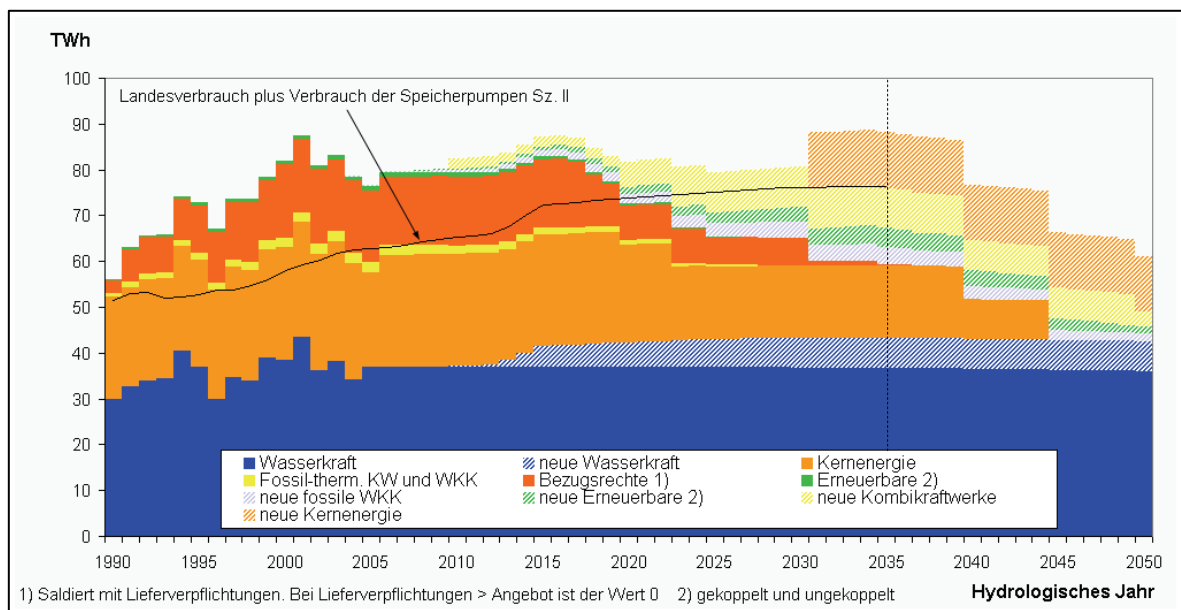
5.7.3 Variante B: Nuklear und fossil-zentral

An Stelle neuer Importe wie in Variante A werden in der Variante B vor der Inbetriebnahme eines Kernkraftwerkes bei Auftreten einer Stromlücke Erdgas- Kombikraftwerke zugebaut

In den Figuren 5-19, 5-20 und 5-21 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante Nuklear und fossil-zentral für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt.

n dieser Variante wird vorausgesetzt, dass das fortgeschrittene GuD-Projekt Chavalon mit einer elektrischen Leistung von 357 MW_{el} ab 2010 in Betrieb genommen wird. Insgesamt werden neben den 5.7 TWh_{el} durch Förderung der erneuerbaren Energien und dem autonomen Zubau drei Kombikraftwerke und ein Kernkraftwerk zugebaut. Der Zubau des Kernkraftwerks ist fast nur zur Deckung der Nachfrage im Winterhalbjahr notwendig. Dies ist in den Figuren erkennbar.

Figur 5-19: **Szenario II Trend, Variante B**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a

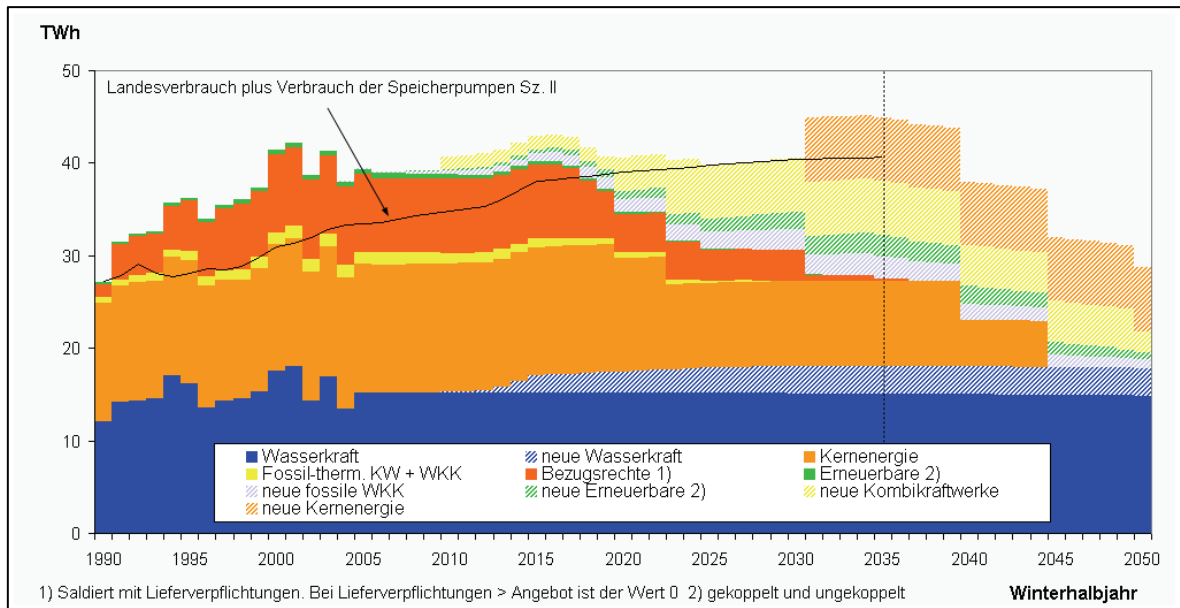


1) Saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0 2) gekoppelt und ungekoppelt

Hydrologisches Jahr

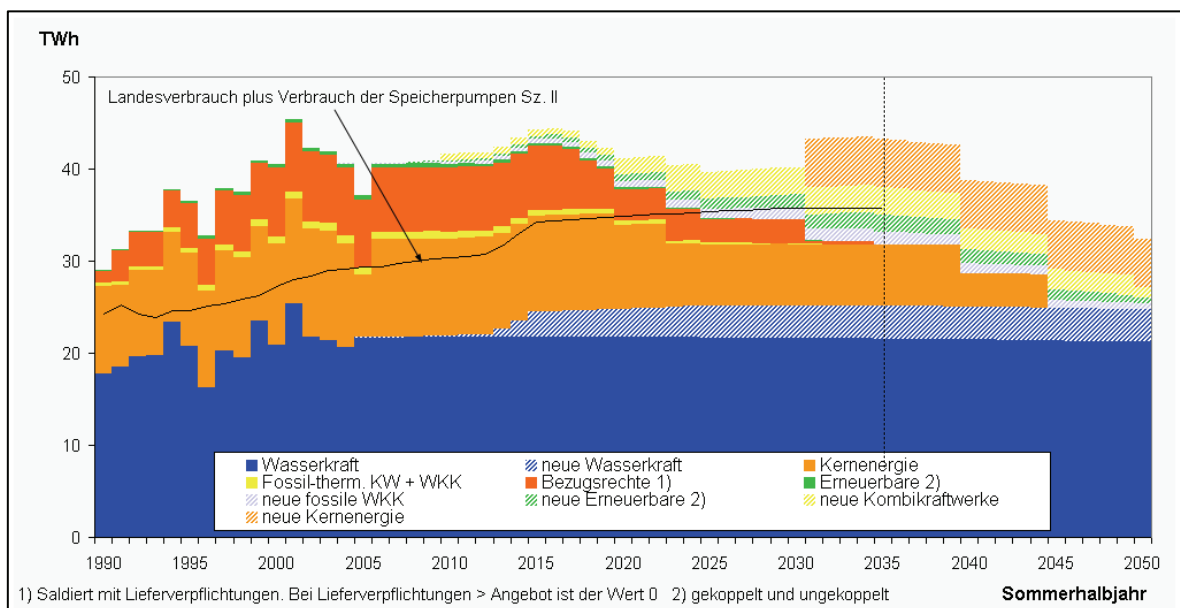
Prognos 2006

Figur 5-20: Szenario II Trend, Variante B
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Figur 5-21: Szenario II Trend, Variante B
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

In den Tabellen 5-19, 5-20 und 5-21 sind die Ergebnisse dieser Variante für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Durch den Bau von grossen Kraftwerken übersteigt das Angebot die Nachfrage, so dass die Überschüsse exportiert werden können.

Tabelle 5-19: **Szenario II Trend, Variante B**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.1	41.5	42.2	43.0	43.2	43.2
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	28.0
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	4.6	4.9	8.6	12.1	12.3	12.4
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	5.5	8.8	8.8	8.8
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.3	2.1	2.9	3.5	3.7
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.2	1.5	2.0	2.6	3.4	4.2
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.8	1.5	2.4	3.4	4.2
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	67.3	72.2	74.1	73.4	74.7	87.8
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	65.4	65.2	67.1	66.5	67.8	80.8
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	19.3	17.2	10.1	6.5	6.7	14.0
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	17.0	14.9	7.8	4.3	4.5	11.7
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	-2.1	0.1	-0.2	1.7	1.4	-11.4
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.3	65.3	66.9	68.1	69.2	69.4

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 5-20: **Szenario II Trend, Variante B**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.3	17.1	17.4	17.9	18.0	18.1
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	16.0
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	2.9	3.2	5.6	7.9	8.1	8.2
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.4	3.6	5.8	5.8	5.8
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.9	1.4	1.9	2.2	2.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.7	0.8	1.1	1.4	1.9	2.3
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	0.9	1.3	1.9	2.3
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.1	32.7	34.9	36.4	36.4	37.2	44.6
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	32.2	32.4	33.8	33.9	34.6	42.1
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	7.0	6.0	2.7	1.1	1.2	5.4
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	5.8	4.9	1.5	0.0	0.1	4.3
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	2.2	3.1	2.6	3.3	3.2	-4.0
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.4	35.5	36.5	37.2	37.9	38.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 5-21: **Szenario II Trend, Variante B**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.9	24.5	24.8	25.1	25.1	25.1
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.7	3.1	3.4	3.5	3.6
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	11.9
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	1.6	1.8	3.0	4.2	4.2	4.3
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	1.8	2.9	2.9	2.9
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.7	1.0	1.3	1.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7	0.9	1.1	1.5	1.9
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	1.0	1.5	1.9
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	34.6	37.3	37.7	37.0	37.6	43.2
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	33.2	32.8	33.3	32.6	33.1	38.7
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	12.3	11.2	7.4	5.4	5.5	8.6
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	11.2	10.0	6.3	4.3	4.4	7.5
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-4.2	-3.1	-2.9	-1.7	-1.8	-7.4
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.0	29.8	30.4	30.9	31.3	31.3

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

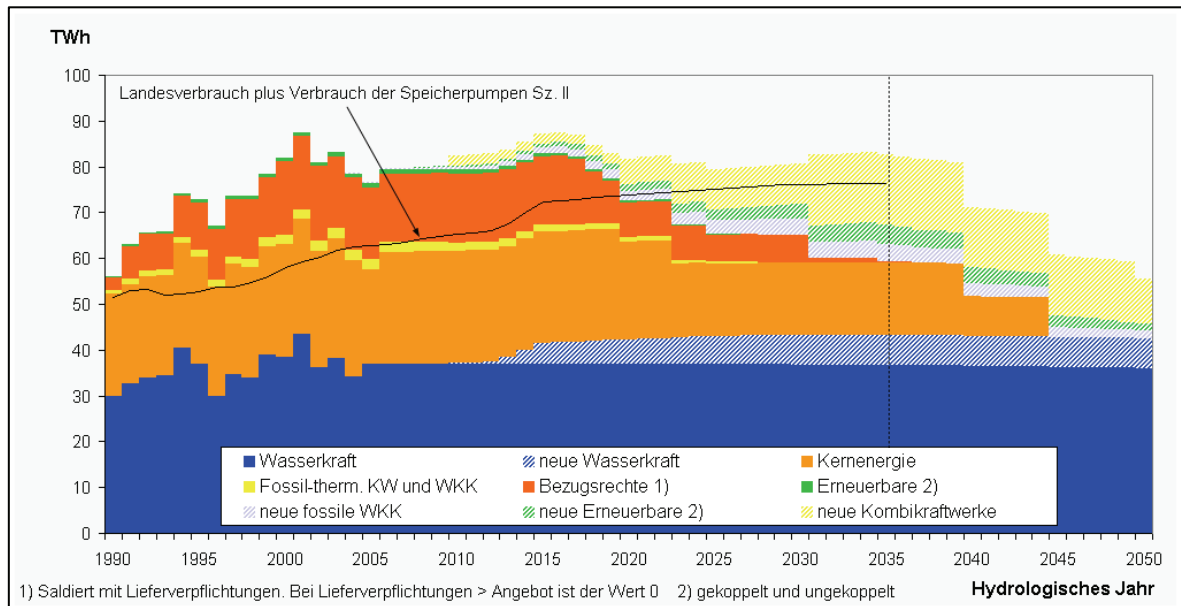
5.7.4 Variante C: Fossil-zentral

In der Variante C werden erdgasbefeuerte Kombikraftwerke als Technologie eingesetzt. Der Zubau von Erdgas-Kombikraftwerken erfolgt zusätzlich zum autonomen Zubau.

In den Figuren 5-22, 5-23, 5-24 sind die Ergebnisse dieser Variante für das hydrologische Jahr, das Winter- und das Sommerhalbjahr dargestellt.

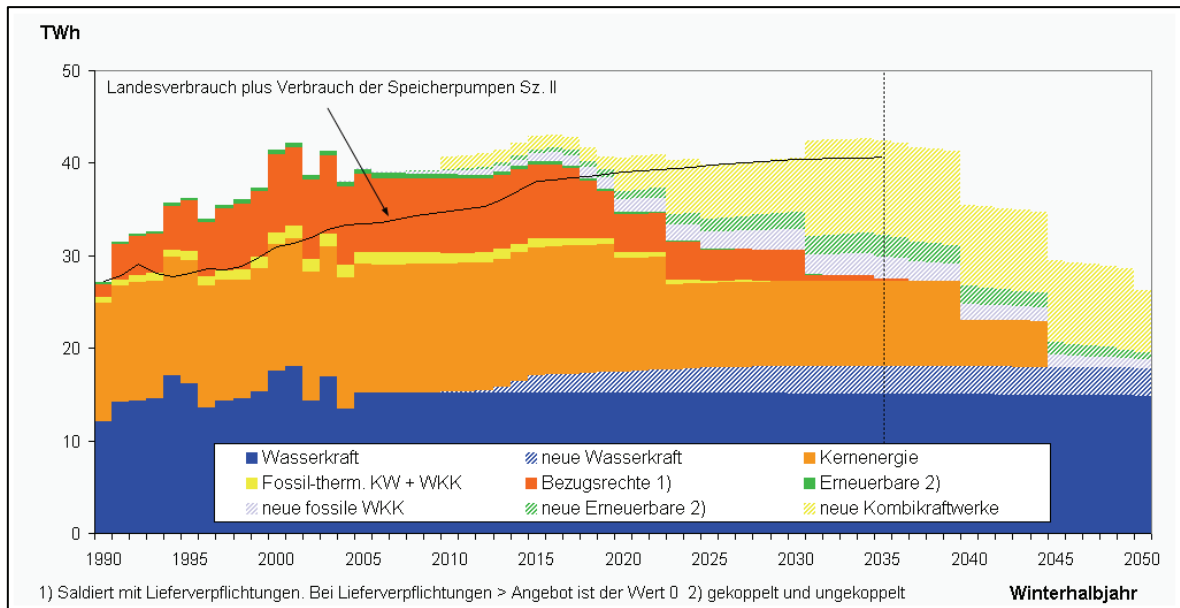
Zur Schliessung der Lücke werden in dieser Variante fünf Kombikraftwerke zugebaut, inklusive des Projekts Chavalon, welches, wie auch in der Variante B, ab 2010 Strom erzeugt.

Figur 5-22: **Szenario II Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a

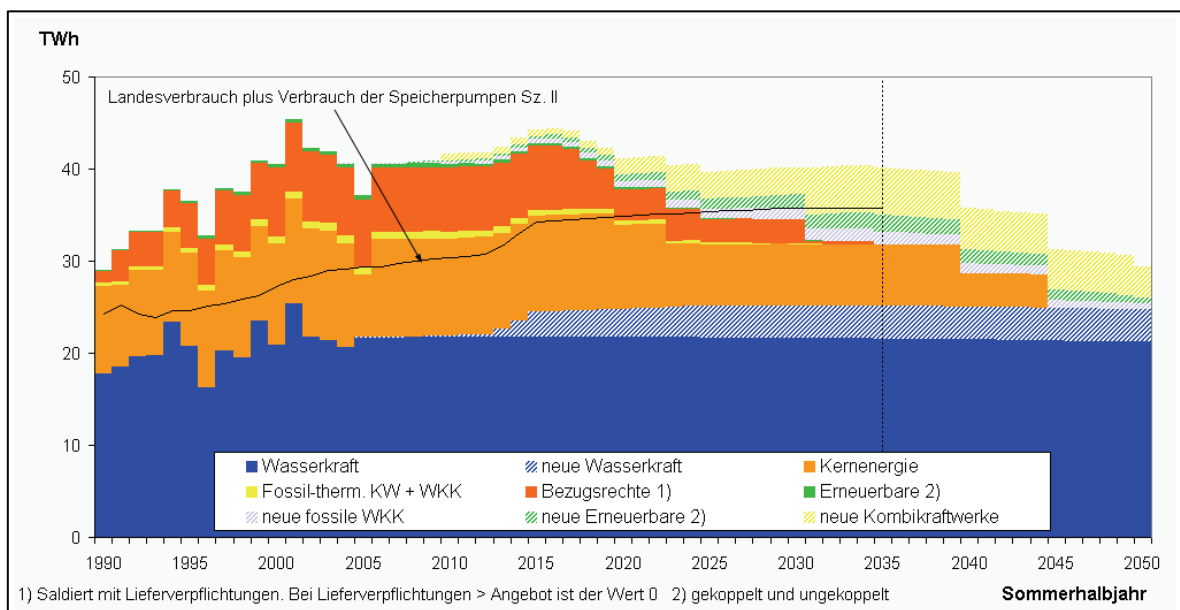


Prognos 2006

Figur 5-23: Szenario II Trend, Variante C
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Figur 5-24: Szenario II Trend, Variante C
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Die Tabellen 5-22, 5-23 und 5-24 zeigen zusammengefasst die den Figuren zugrunde liegenden Daten.

Tabelle 5-22: **Szenario II Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.1	41.5	42.2	43.0	43.2	43.2
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	4.6	4.9	8.6	12.1	12.3	19.0
bestehende fossile konv.-thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	5.5	8.8	8.8	15.4
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.3	2.1	2.9	3.5	3.7
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.2	1.5	2.0	2.6	3.4	4.2
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.8	1.5	2.4	3.4	4.2
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	67.3	72.2	74.1	73.4	74.7	82.2
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	65.4	65.2	67.1	66.5	67.8	75.2
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	19.3	17.2	10.1	6.5	6.7	8.4
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	17.0	14.9	7.8	4.3	4.5	6.2
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	-2.1	0.1	-0.2	1.7	1.4	-5.8
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.3	65.3	66.9	68.1	69.2	69.4

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 5-23: **Szenario II Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.3	17.1	17.4	17.9	18.0	18.1
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	2.9	3.2	5.6	7.9	8.1	12.6
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.4	3.6	5.8	5.8	10.2
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.9	1.4	1.9	2.2	2.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.7	0.8	1.1	1.4	1.9	2.3
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	0.9	1.3	1.9	2.3
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.1	32.7	34.9	36.4	36.4	37.2	42.1
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	32.2	32.4	33.8	33.9	34.6	39.6
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	7.0	6.0	2.7	1.1	1.2	2.9
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	5.8	4.9	1.5	0.0	0.1	1.8
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	2.2	3.1	2.6	3.3	3.2	-1.5
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.4	35.5	36.5	37.2	37.9	38.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 5-24: **Szenario II Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.9	24.5	24.8	25.1	25.1	25.1
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.7	3.1	3.4	3.5	3.6
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	1.6	1.8	3.0	4.2	4.2	6.5
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	1.8	2.9	2.9	5.1
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.7	1.0	1.3	1.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7	0.9	1.1	1.5	1.9
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	1.0	1.5	1.9
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	34.6	37.3	37.7	37.0	37.6	40.1
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	33.2	32.8	33.3	32.6	33.1	35.7
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	12.3	11.2	7.4	5.4	5.5	5.5
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	11.2	10.0	6.3	4.3	4.4	4.4
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-4.2	-3.1	-2.9	-1.7	-1.8	-4.3
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.0	29.8	30.4	30.9	31.3	31.3

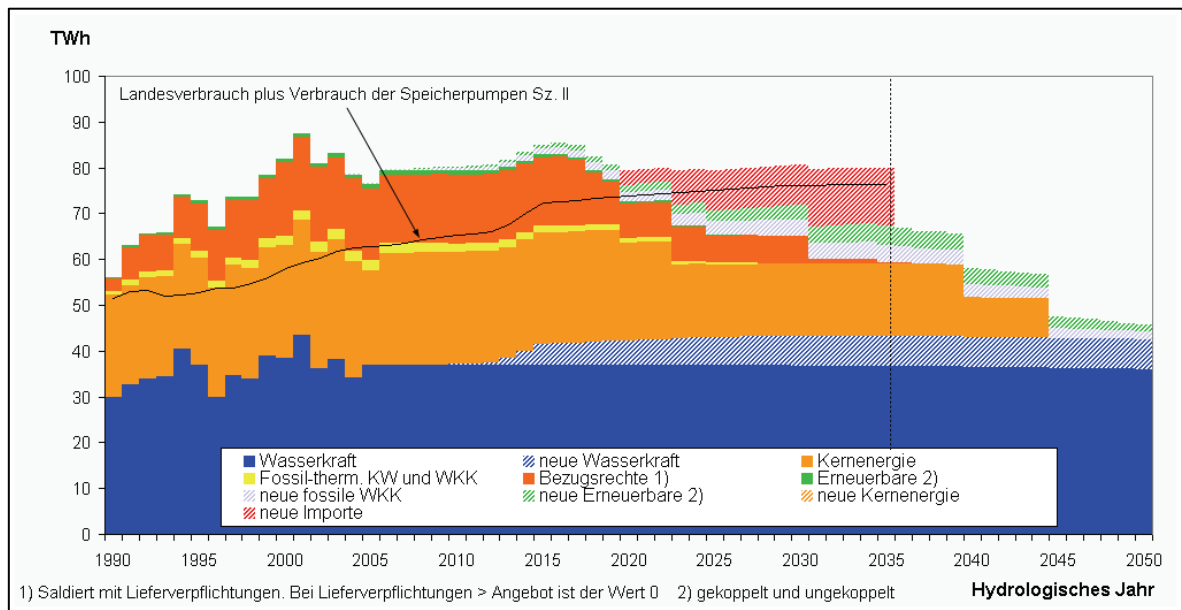
1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

5.7.5 Variante G: Import

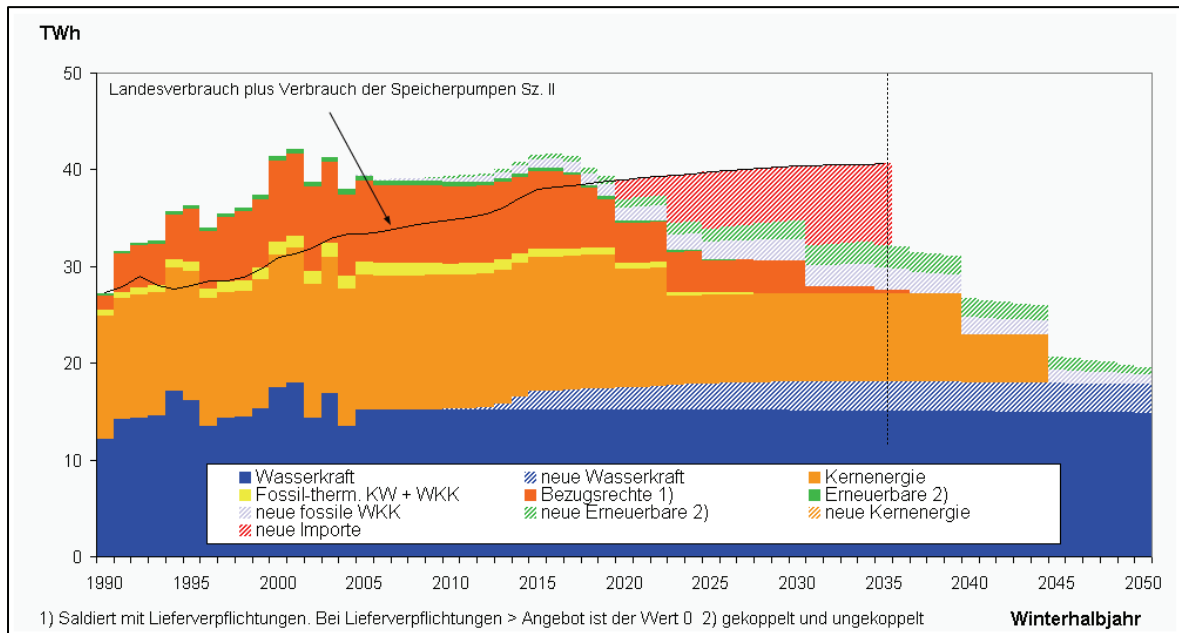
Da die Importe jährlich neu ermittelt werden und nicht abhängig von der Grösse der Kraftwerksblöcke sind, erfolgt die Deckung nachfragegerecht nach Winterhalbjahr (Figur 5-26). In 2035 werden ca. 13 TWh_{el} importiert, deutlich weniger als die Grösse der Lücke, da noch ein wesentlicher Beitrag durch neue Wasserkraft, neue erneuerbare Energien und fossile WKK geliefert wird.

Figur 5-25: Szenario II Trend, Variante G
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



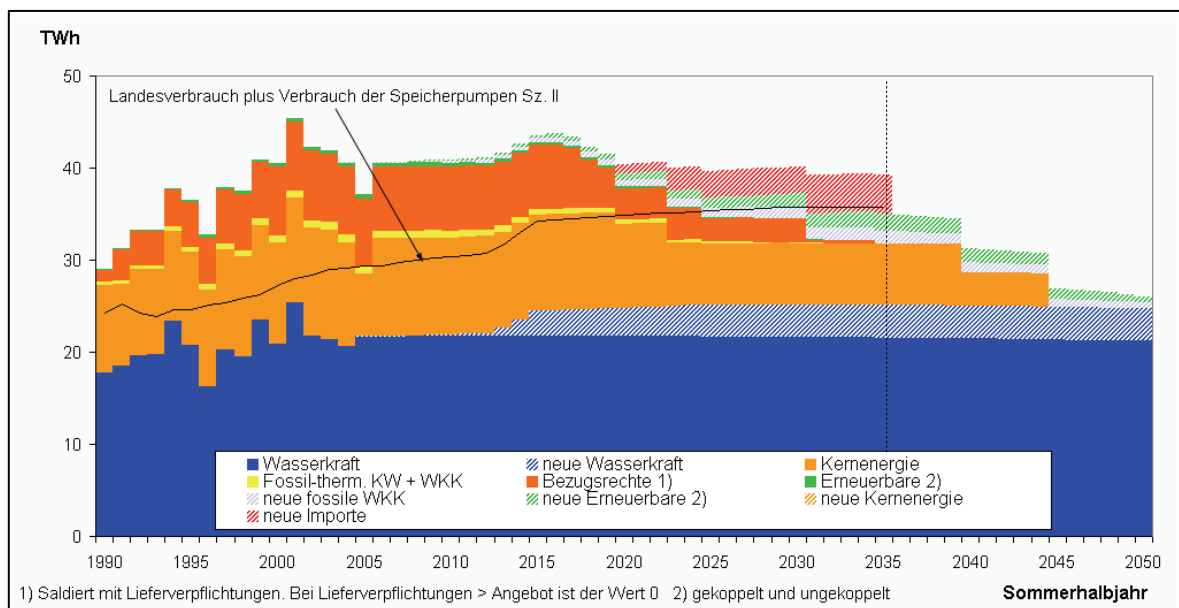
Prognos 2006

Figur 5-26: Szenario II Trend, Variante G
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Figur 5-27: Szenario II Trend, Variante G
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh/a



Prognos 2006

Die Tabellen 5-25 bis 5-27 zeigen zusammengefasst die den Figuren 5-25 bis 5-27 zugrunde liegenden Daten. Die nachfragegerechte Deckung ist in der Tabelle 5-27 bei den „übrigen Exporten“ zu erkennen, da diese ab 2020 gleich Null sind.

Tabelle 5-25: **Szenario II Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.1	41.5	42.2	43.0	43.2	43.2
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	2.4	2.8	3.1	3.4	3.6	3.7
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.3	2.1	2.9	3.5	3.7
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.2	1.5	2.0	2.6	3.4	4.2
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.8	1.5	2.4	3.4	4.2
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	65.2	70.0	68.7	64.7	66.0	66.9
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	63.3	63.0	61.7	57.7	59.0	59.9
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	13.0	17.0	16.8	15.3
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	8.8	8.6	12.7
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	17.2	15.0	7.8	6.5	6.6	5.8
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	14.9	12.8	5.5	4.3	4.3	3.5
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	0.1	2.2	5.2	10.4	10.2	9.5
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.3	65.3	66.9	68.1	69.2	69.4

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 5-26: **Szenario II Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.3	17.1	17.4	17.9	18.0	18.1
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.5	1.7	2.0	2.1	2.3	2.3
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.9	1.4	1.9	2.2	2.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.7	0.8	1.1	1.4	1.9	2.3
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	0.9	1.3	1.9	2.3
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.1	31.3	33.5	32.7	30.6	31.4	31.9
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	30.8	30.9	30.2	28.0	28.8	29.3
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	7.4	10.3	10.2	9.9
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	5.8	5.7	8.4
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.5	4.6	1.1	1.1	1.1	1.1
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	4.4	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	3.6	4.6	6.3	9.2	9.1	8.7
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.4	35.5	36.5	37.2	37.9	38.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 5-27: **Szenario II Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.9	24.5	24.8	25.1	25.1	25.1
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.7	3.1	3.4	3.5	3.6
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.2	1.2	1.3	1.3
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.7	1.0	1.3	1.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7	0.9	1.1	1.5	1.9
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	1.0	1.5	1.9
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	33.9	36.6	35.9	34.1	34.6	35.0
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	32.5	32.1	31.5	29.7	30.2	30.5
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	5.6	6.7	6.6	5.4
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.9	2.9	4.2
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.6	10.5	6.6	5.4	5.5	4.6
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.5	9.3	5.5	4.3	4.3	3.5
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.5	-2.3	-1.0	1.3	1.1	0.8
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.0	29.8	30.4	30.9	31.3	31.3

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

5.8 Modellergebnisse für Szenario II: Leistung

5.8.1 Referenzfall

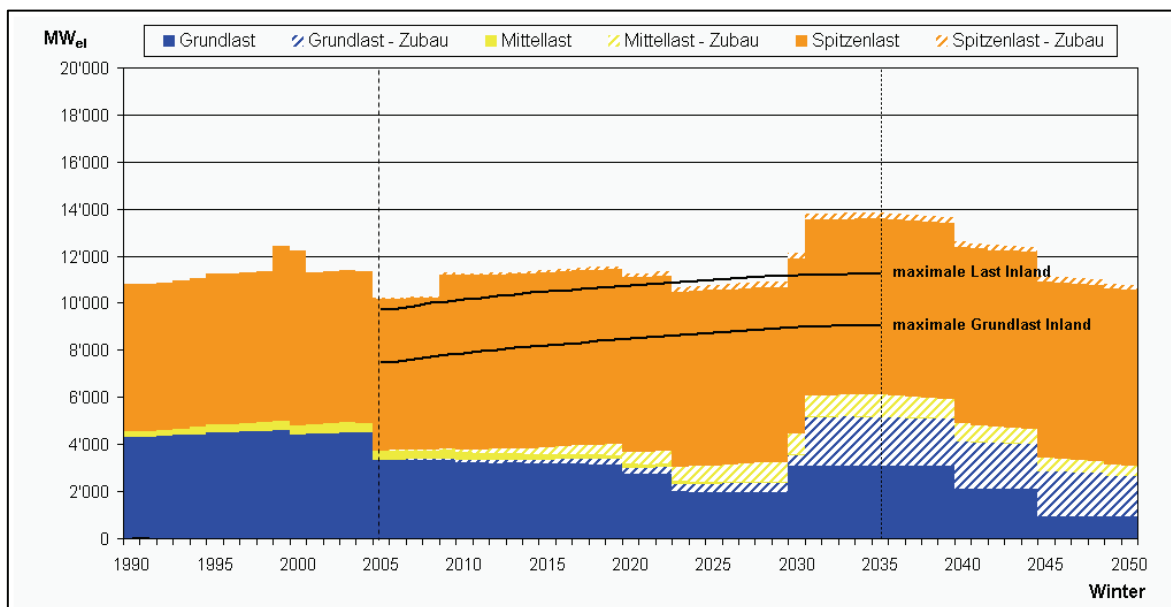
Wie aus Kapitel 5.4.3.1 folgt, sind die Leistungslücken ohne Ausfall einer Kraftwerkseinheit auch ohne Zubau neuer Kraftwerke bis 2035 im Winter sehr gering und treten im Sommer nicht auf. Nach dem Zubau ist die Versorgungssicherheit gewährleistet.

5.8.2 Kältewelle

5.8.2.1 Variante A: Nuklear

Die Importe stellen keine gesicherte Leistung dar. Deshalb kann die Kältewelle – dies versteht sich inklusive dem Ausfall einer Kraftwerkseinheit – in dieser Variante leistungsseitig nicht ganz bewältigt werden. Nach Zubau der Kernkraftwerke ab 2030 ist die Versorgungssicherheit leistungsseitig wieder gewährleistet. Dies zeigt Figur 5-28.

Figur 5-28: **Szenario II Trend, Variante A**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}

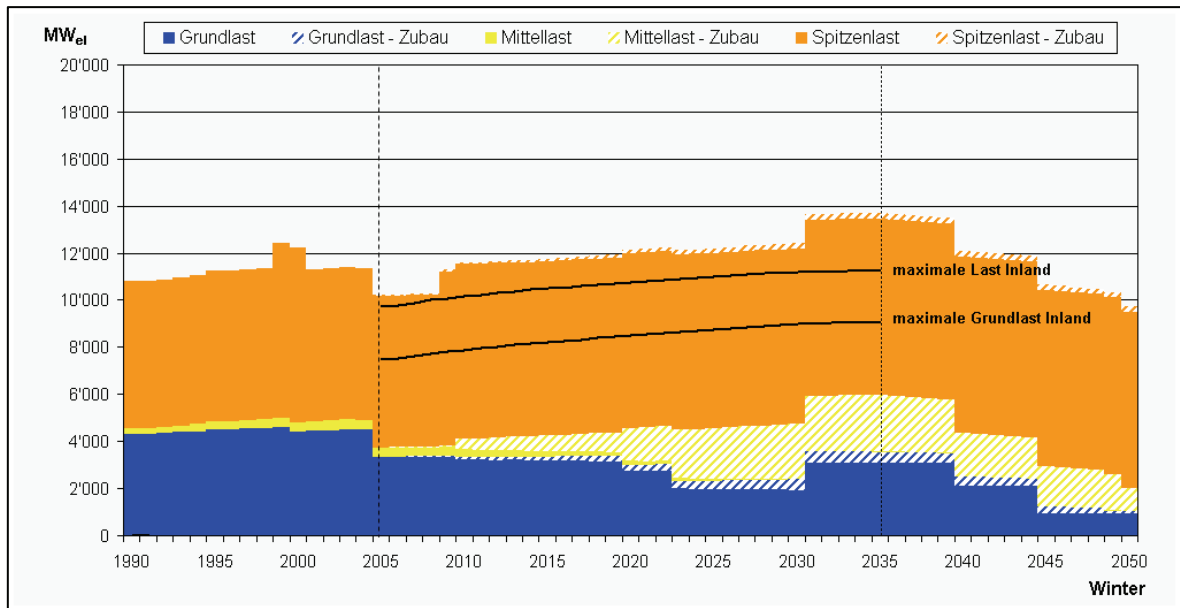


Prognos 2006

5.8.2.2 Variante B: Nuklear und fossil-zentral

Nach Zubau inländischer Grosskraftwerke ist die Leistung bei einer Kältewelle und Ausfall einer grossen Kraftwerkseinheit gewährleistet. Erdgas-Kombikraftwerke sind in Figur 5-29 als Mittellast (Zubau) und Kernkraftwerke als Grundlast (Zubau) dargestellt.

Figur 5-29: Szenario II Trend, Variante B
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}

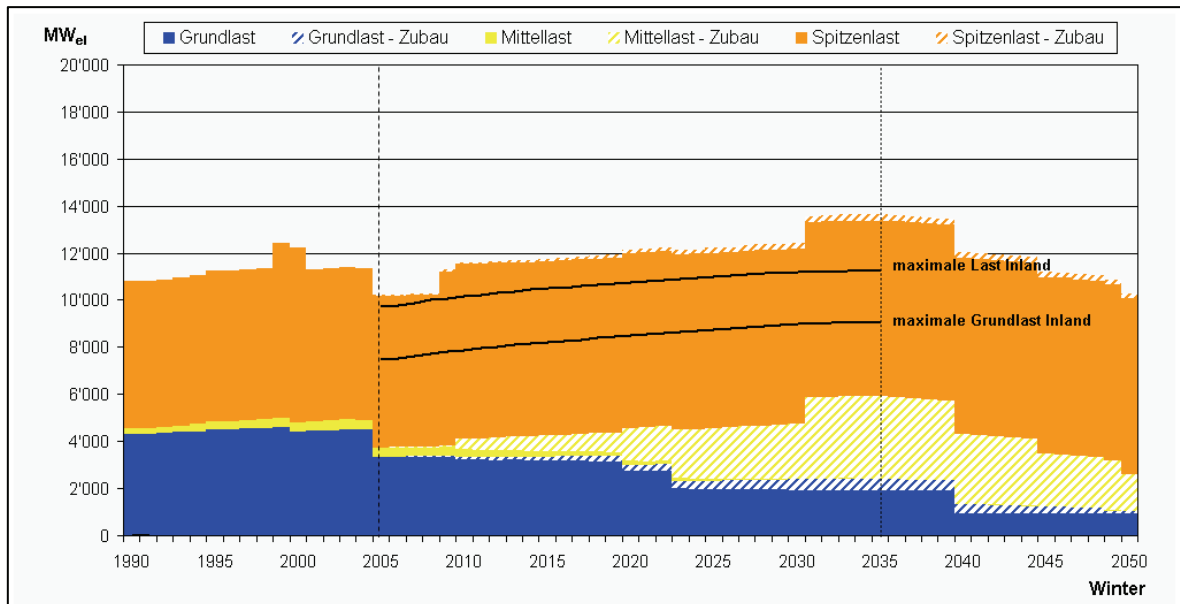


Prognos 2006

5.8.2.3 Variante C: Fossil-zentral

Bei einer Kältewelle ist die benötigte Leistung nach Zubau von Kombikraftwerken in dieser Variante gesichert.

Figur 5-30: Szenario II Trend, Variante C
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}

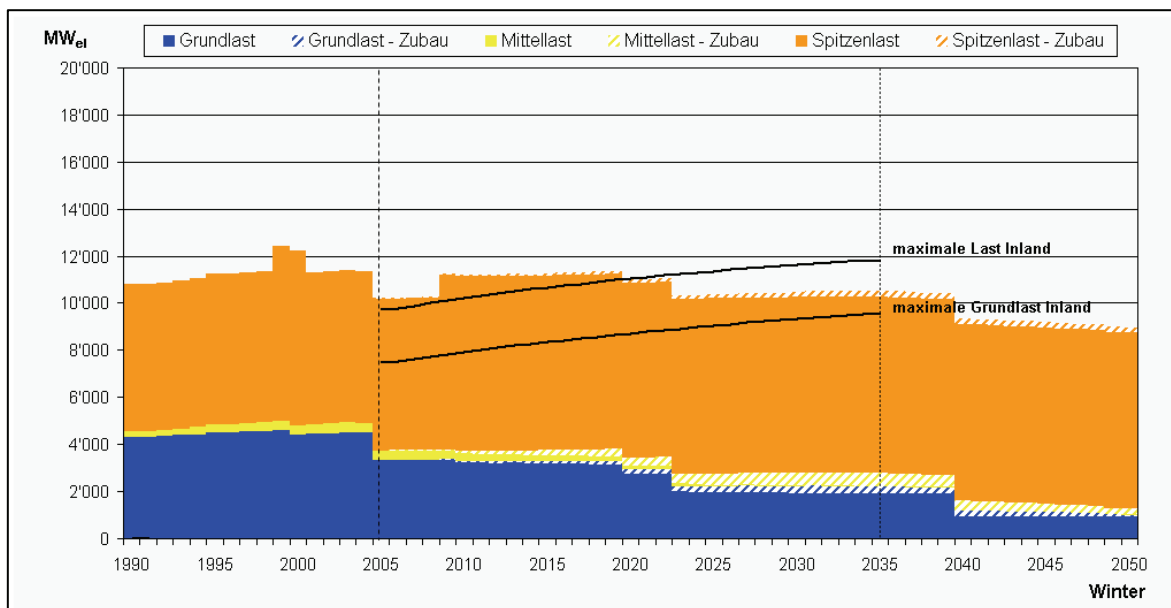


Prognos 2006

5.8.2.4 Variante G: Import

In diesem Fall trägt nur der autonome Zubau (Wasserkraft, fossile WKK und erneuerbare Energien) zur Erhöhung der gesicherten Leistung bei, nicht der Zubau neuer Importe. Dieser autonome Zubau reicht jedoch nicht aus, um die benötigte Leistung bei einer Kältewelle sicherzustellen. Dies zeigt Figur 5-31.

Figur 5-31: **Szenario II Trend, Variante G**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}



Prognos 2006

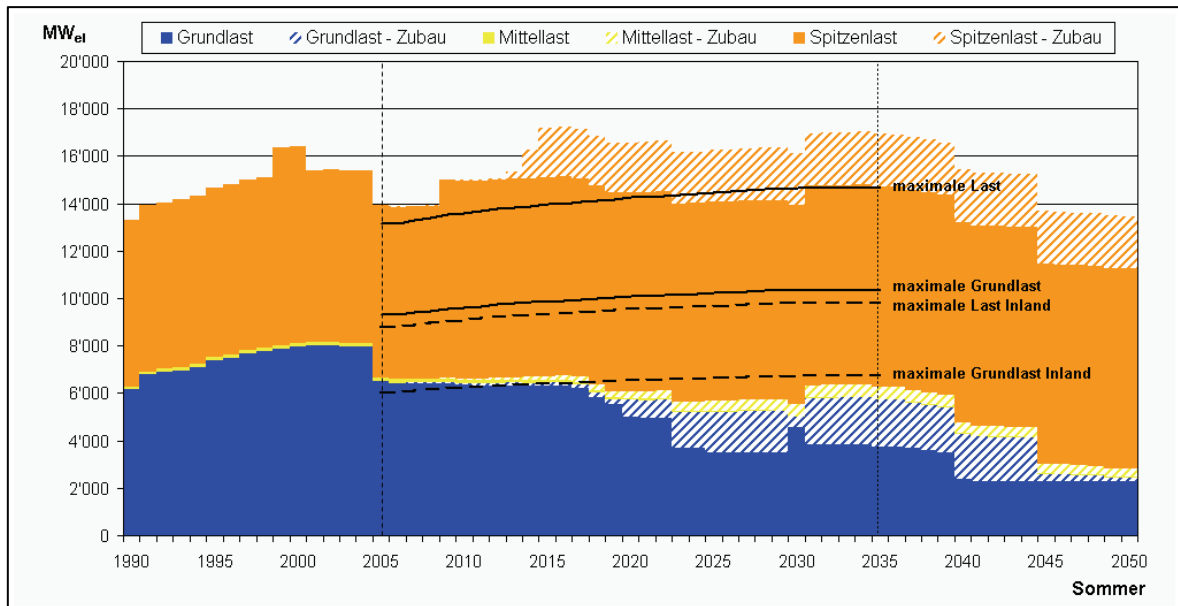
5.8.3 Verfügbare Leistung bei Hitzewellen

5.8.3.1 Variante A: Nuklear

Wie aus der Figur 5-14 ersichtlich, ist die inländische Versorgung bei einer Hitzewelle – dies versteht sich in diesem Fall inklusive dem Ausfall zweier Kraftwerkseinheiten – auch ohne neue Kraftwerke gewährleistet.

Die maximale Last für Exporte kann bis 2023 ohne den Einsatz neuer Pumpspeicher-kraftwerke durch den Park bereitgestellt werden. Nach 2023 müsste ein Teil der neuen Pumpspeicherwerke zur Leistungsdeckung beitragen. Aus den Simulationsergebnissen von Piot (2006c) folgt, dass die Pumpen heute bei einer Hitzewelle kaum eingesetzt werden können ohne die Speicher noch stärker zu belasten. Die Belastung der Speicher hätte für die nächsten Jahren negative Folgen auf den Füllungsgrad. Siehe auch Exkurs 8 in Band 4.

Figur 5-32: Szenario II Trend, Variante A
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

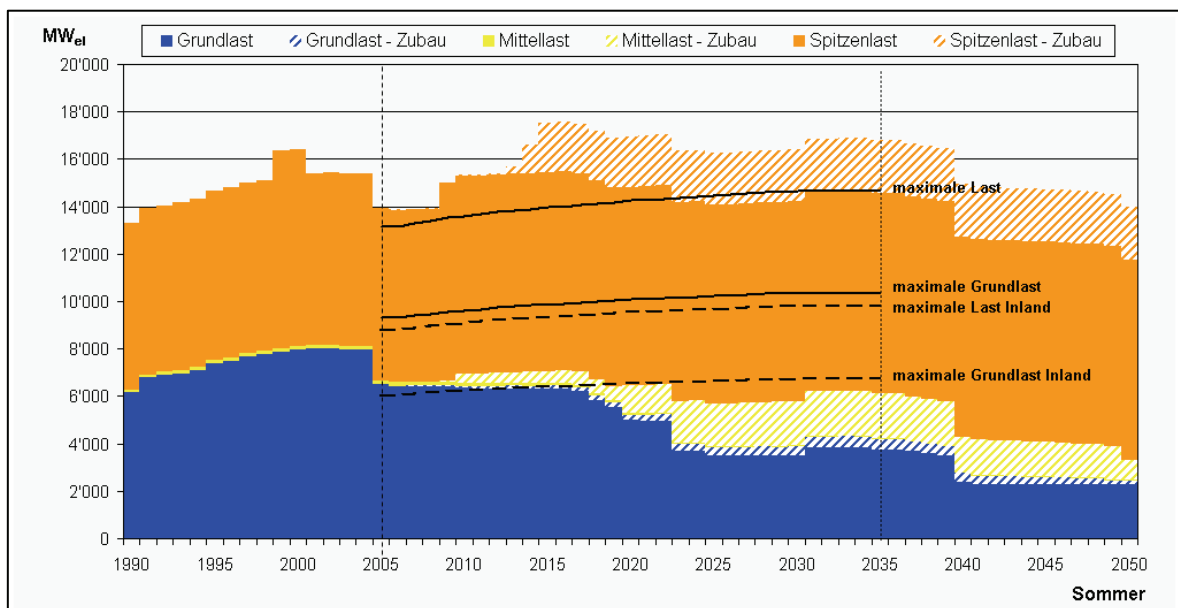


Prognos 2006

5.8.3.2 Variante B: Nuklear und fossil-zentral

Die benötigte Leistung zur inländischen Versorgung sowie für Exporte sind in dieser Variante, auch bei einer Hitzewelle, gewährleistet. Der Leistung von neuen Pumpspeichervorwerken wird in diesem Fall nur geringfügig genutzt.

Figur 5-33: Szenario II Trend, Variante B
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

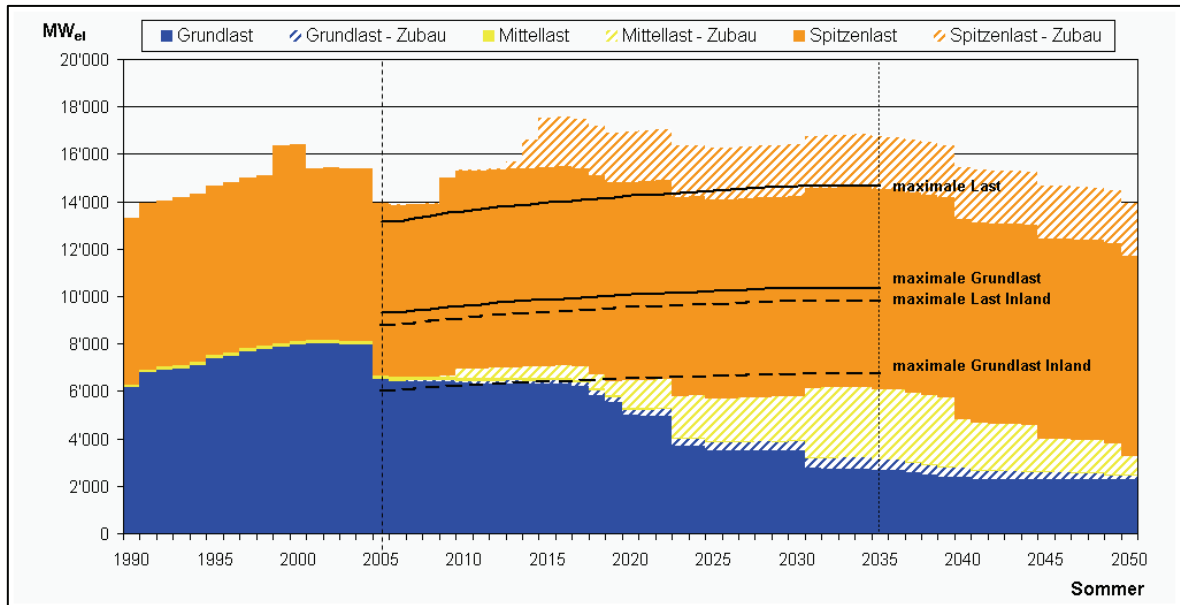


Prognos 2006

5.8.3.3 Variante C: Fossil-zentral

Nach Zubau neuer Kombikraftwerke steht auch bei einer Hitzewelle Leistung für den Export von Strom zur Verfügung.

Figur 5-34: **Szenario II Trend, Variante C**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

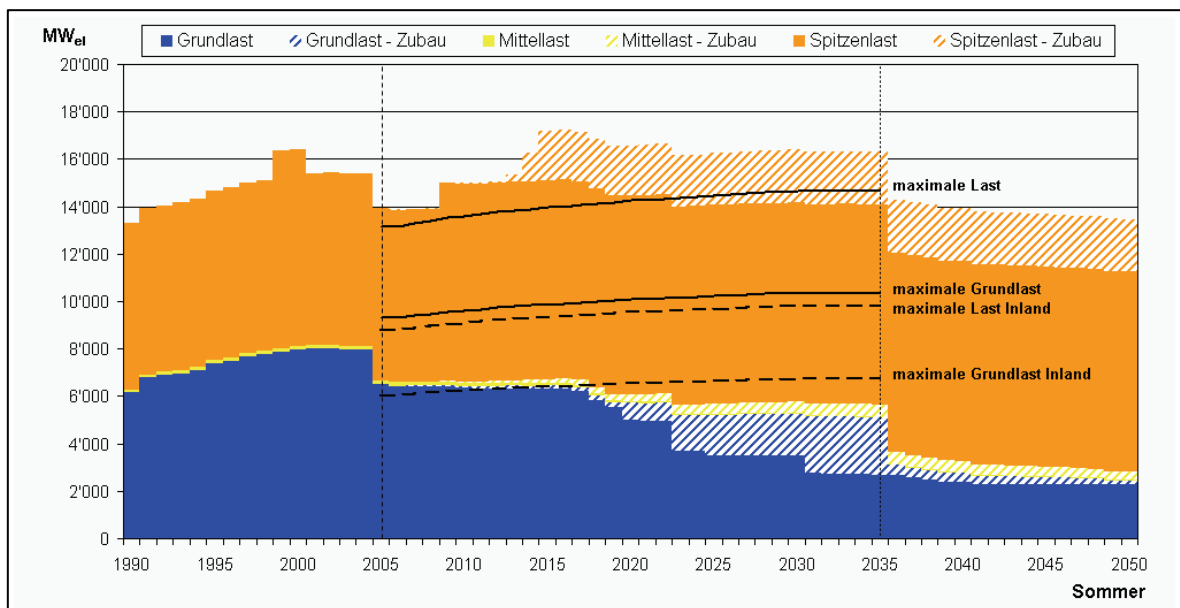


Prognos 2006

5.8.3.4 Variante G: Nuklear und fossil-zentral

Die Versorgungssicherheit ist in diesem Fall bis 2035 gewährleistet.

Figur 5-35: **Szenario II Trend, Variante G**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}



Prognos 2006

5.9 Modellergebnisse für Szenario II: Energieträger

5.9.1 Variante A: Nuklear

Durch die wachsende Nachfrage steigt der Energieeinsatz zur Stromerzeugung. Die Förderung der Erneuerbaren lässt den Einsatz der erneuerbaren Träger wachsen. Der Zubau der zwei Kernkraftwerke ist in den Zahlen von 2030 und 2035 ersichtlich.

Der Import (Anteil) wächst – ohne Berücksichtigung der Kernbrennstoffe als Importe – von 20 PJ in 2000 (5%) auf 29 PJ in 2035 (5%). Inklusive Kernbrennstoffe sind dies 281 PJ in 2000 (67%) und 437 PJ in 2035 (74%).

Tabelle 5-188: **Szenario II Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	3.8
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	17.1	17.4	19.4	21.7	23.3	24.8	25.2
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	407.9
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	36.2	38.7	40.4	39.9	39.3	38.6
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	2.8	4.3	5.2	7.7	11.9	17.5	21.3
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.7	149.5	152.0	154.7	155.5	155.4
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.0	1.6	2.3	2.7
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.6
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.4	0.6	1.2	2.1
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	411.0	453.9	474.0	452.4	400.8	531.1	657.7
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.1	0.3	8.0	18.8	37.5	-7.0	-53.2
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.7	-8.2	-9.4	-10.7	-12.2	-13.9	-14.9
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.4	446.0	472.6	460.4	426.1	510.2	589.6

Prognos 2006

5.9.2 Variante B: Nuklear und fossil-zentral

In der Variante B nimmt der Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung durch Zubau der Kombikraftwerke zu. Dafür ist der Einsatz von Kernenergie im Vergleich zur Variante A geringer. Siehe Tabelle 5-29.

Der Import (Anteil) wächst ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 (5%) auf 81 PJ in 2035 (15%). Inklusive Kernbrennstoffe sind dies 281 PJ in 2000 (67%) und 367 PJ in 2035 (69%).

Tabelle 5-29: **Szenario II Trend, Variante B**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	3.8
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	17.1	30.6	32.6	54.4	75.5	77.0	77.3
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	36.2	38.7	40.4	39.9	39.3	38.6
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	2.8	4.3	5.2	7.7	11.9	17.5	21.3
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.7	149.5	152.0	154.7	155.5	155.4
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.0	1.6	2.3	2.7
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.6
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.4	0.6	1.2	2.1
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	411.0	467.1	487.2	485.1	453.0	461.7	588.2
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.1	-7.4	0.3	-0.8	6.0	5.2	-41.0
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.7	-8.2	-9.4	-10.7	-12.2	-13.9	-14.9
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.4	451.5	478.1	473.5	446.8	453.0	532.4

Prognos 2006

5.9.3 Variante C: Fossil-zentral

Der Erdgaseinsatz nimmt durch den Bau neuer Kombikraftwerke und Erdgas-WKK-Anlagen zwischen 2000 und 2035 stetig zu.

Der Import (Anteil) wächst ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 (5%) auf 119 PJ in 2035 (25%). Inklusive Kernbrennstoffe sind dies 281 PJ in 2000 (67%) und 284 PJ in 2035 (61%).

Tabelle 5-30: **Szenario II Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	3.8
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	17.1	30.6	32.6	54.4	75.5	77.0	115.7
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	36.2	38.7	40.4	39.9	39.3	38.6
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	2.8	4.3	5.2	7.7	11.9	17.5	21.3
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.7	149.5	152.0	154.7	155.5	155.4
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.0	1.6	2.3	2.7
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.6
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.4	0.6	1.2	2.1
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	411.0	467.1	487.2	485.1	453.0	461.7	505.0
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.1	-7.4	0.3	-0.8	6.0	5.2	-21.0
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.7	-8.2	-9.4	-10.7	-12.2	-13.9	-14.9
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.4	451.5	478.1	473.5	446.8	453.0	469.1

Prognos 2006

5.9.4 Variante G: Import

Beim Import (und Export) ist der Output gleich dem Input. Der Import ist mit dem Export verrechnet worden. In der Tabelle ist der Saldo dargestellt.

Der Import (Anteil) wächst ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 (5%) auf 63 PJ in 2035 (15%). Inklusive Kernbrennstoffe sind dies 281 PJ in 2000 (67%) und 228 PJ in 2035 (53%).

Tabelle 5-31: **Szenario II Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	3.8
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	17.1	17.4	19.4	21.7	23.3	24.8	25.2
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	36.2	38.7	40.4	39.9	39.3	38.6
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	2.8	4.3	5.2	7.7	11.9	17.5	21.3
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.7	149.5	152.0	154.7	155.5	155.4
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.0	1.6	2.3	2.7
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.6
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.4	0.6	1.2	2.1
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	411.0	453.9	474.0	452.4	400.8	409.5	414.5
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.1	0.3	8.0	18.8	37.5	36.7	34.3
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.7	-8.2	-9.4	-10.7	-12.2	-13.9	-14.9
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.4	446.0	472.6	460.4	426.1	432.4	433.9

Prognos 2006

5.10 Emissionen

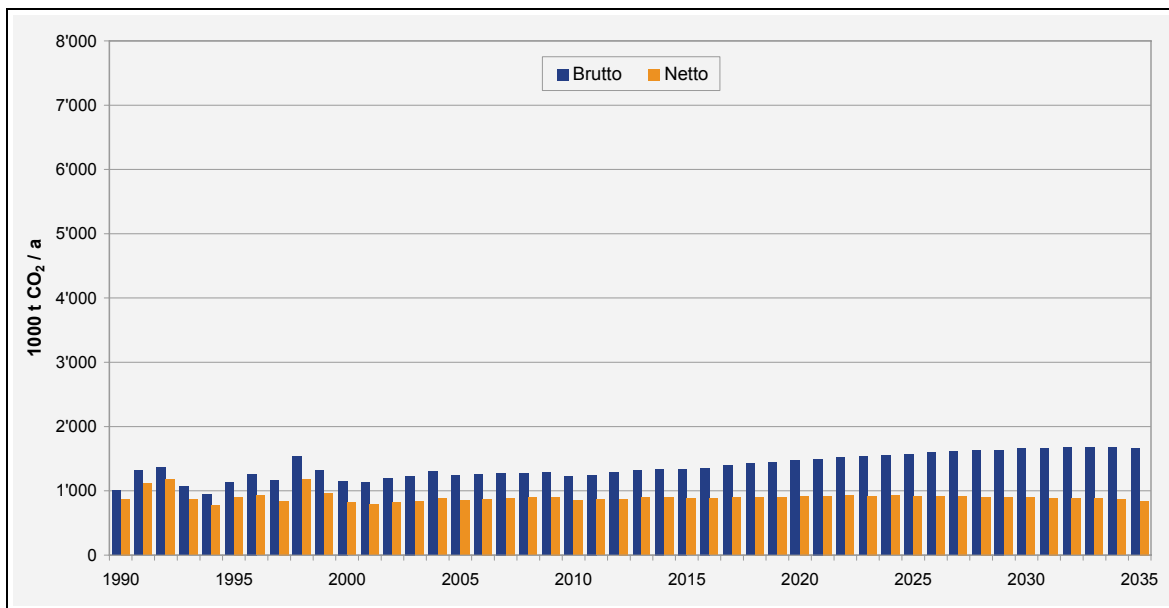
5.10.1 Variante A: Nuklear

5.10.1.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die Brutto-Zunahme der CO₂-Emissionen in der Variante A ist auf den autonomen Zubau von fossilen WKK-Anlagen zurückzuführen. Durch die Wärmegutschriften verringern sich die Netto-CO₂-Emissionen der Stromerzeugung und bleiben über den Zeitraum bis 2035 relativ konstant.

Zum Vergleich mit den anderen Varianten ist die Skalierung der Y-Achse in allen Varianten gleich.

Figur 5-36: Szenario II Trend, Variante A
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 5-32: Szenario II Trend, Variante A
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'237	1'225	1'338	1'473	1'570	1'655	1'662
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	852	853	883	920	920	897	844

Prognos 2006

5.10.1.2 Stickoxide (NO_x)

Durch verschärfte Vorschriften (Daten BUWAL) nehmen die Stickoxid-Emissionen im Laufe der Zeit stetig ab. Nach Abzug der Wärmegutschriften können diese für den „Elektrizitätssektor“ (modelltechnisch) gesehen sogar negativ ausfallen.

Tabelle 5-33: Szenario II Trend, Variante A
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'537	2'478	1'928	750	284	223	204
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'396	2'364	1'797	590	96	4	-33

Prognos 2006

5.10.1.3 Feinstaub (PM₁₀)

Die Ausserbetriebnahme von Vouvry und die strengeren Vorschriften haben den Feinstaubausstoss wesentlich reduziert. Für die Zukunft ist ohne grossen Einsatz von

fossilen Energieträgern zur Stromerzeugung ein durch Vorschriften bedingter Rückgang zu erwarten. Siehe hierfür die Annahmen in Anhang G.

Tabelle 5-34: **Szenario II Trend, Variante A**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'966	4'555	3'989	2'640	2'173	2'572	2'941
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'065	3'683	2'924	1'344	650	795	1'022

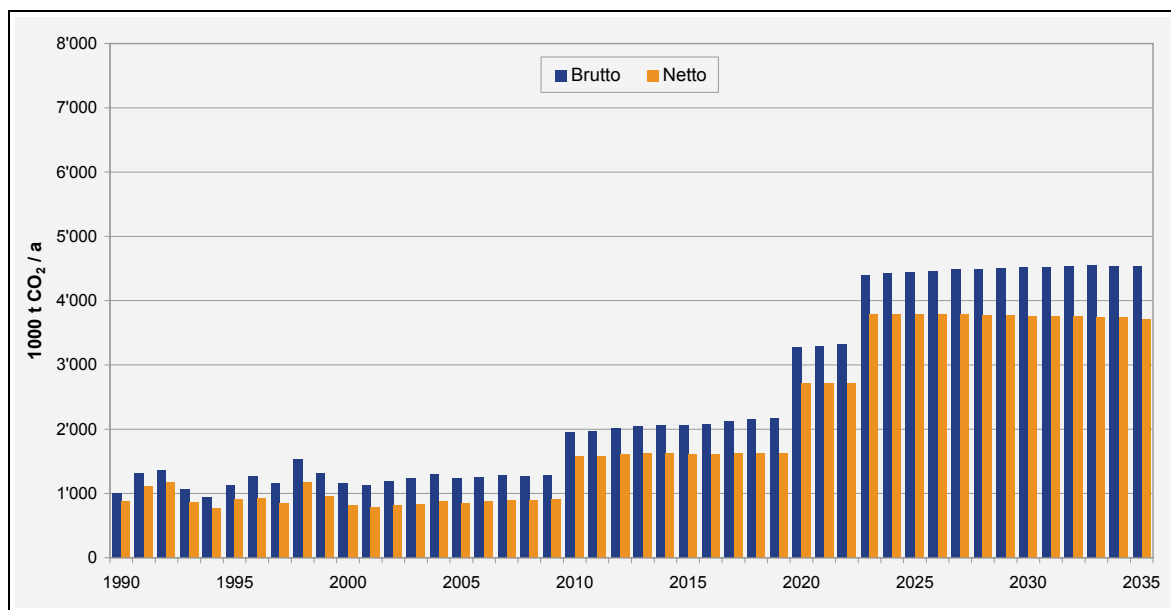
Prognos 2006

5.10.2 Variante B: Nuklear und fossil-zentral

5.10.2.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die CO₂-Emissionen nehmen durch den Zubau von ungekoppelten Kombikraftwerken zu. In der Figur 5-37 ist der Zubau der drei Kombikraftwerke deutlich zu erkennen.

Figur 5-37: **Szenario II Trend, Variante B**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 5-35: **Szenario II Trend, Variante B**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'237	1'952	2'064	3'273	4'439	4'524	4'531
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	852	1'580	1'610	2'720	3'789	3'766	3'713

Prognos 2006

5.10.2.2 Stickoxide (NO_x)

Auch beim Zubau neuer Erdgas Kombikraftwerke können trotzdem die NO_x-Emissionen durch Einsatz einer DeNoX-Installation gesenkt werden.

Tabelle 5-36: **Szenario II Trend, Variante B**
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'537	2'550	2'000	929	569	509	489
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'396	2'437	1'869	769	381	290	253

Prognos 2006

5.10.2.3 Feinstaub (PM10)

Durch den Zubau neuer Kombikraftwerke nehmen die Feinstaubemissionen nach 2005 wieder zu. Im Vergleich zum gesamten Energiesystem (Nachfrage plus Angebot) ist dies jedoch nur ein Bruchteil der totalen Feinstaub-Emissionen.

Tabelle 5-37: **Szenario II Trend, Variante B**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'966	7'198	6'632	9'188	12'606	13'005	13'374
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'065	6'326	5'567	7'892	11'083	11'228	11'455

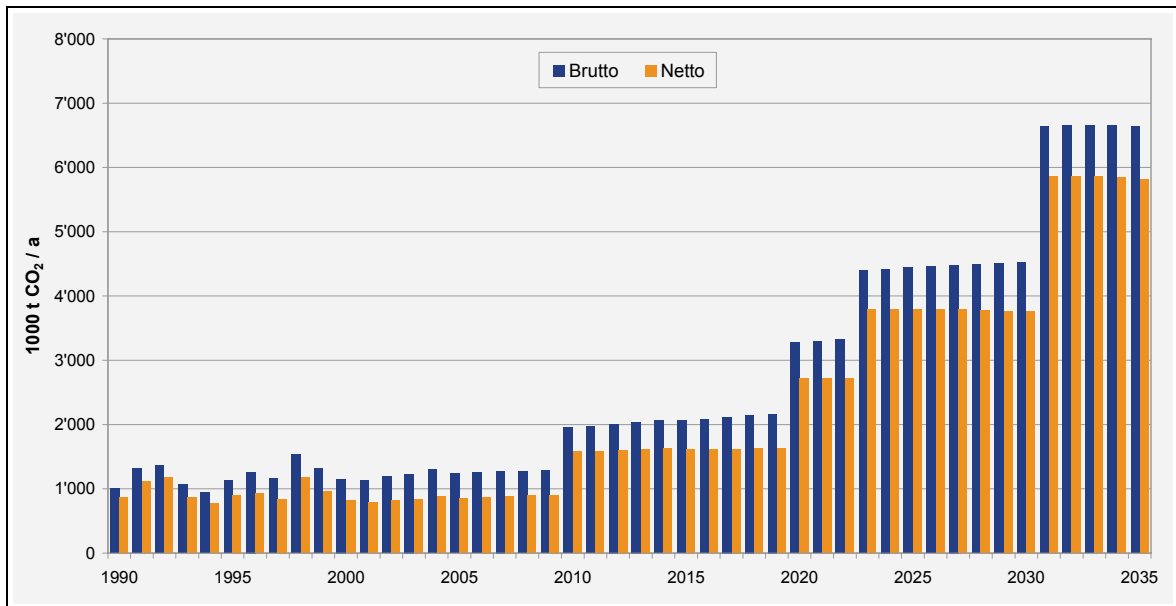
Prognos 2006

5.10.3 Variante C: Fossil-zentral

5.10.3.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die CO₂-Emissionen wachsen durch den Zubau von fünf Kombikraftwerken von 1.2 Mio. Tonnen in 2005 auf 6.6 Mio. Tonnen in 2035. Nach Abzug der Wärmegutschriften beträgt der CO₂-Austoss 5.8 Mio. Tonnen in 2035.

Figur 5-38: Szenario II Trend, Variante C
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 5-198: Szenario II Trend, Variante C
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'237	1'952	2'064	3'273	4'439	4'524	6'641
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	852	1'580	1'610	2'720	3'789	3'766	5'822

Prognos 2006

5.10.3.2 Stickoxide (NO_x)

Im Vergleich zur Variante B nehmen die NO_x-Emissionen noch etwas stärker zu, da zwei Kombikraftwerke mehr zugebaut werden.

Tabelle 5-39: Szenario II Trend, Variante C
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'537	2'550	2'000	929	569	509	699
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'396	2'437	1'869	769	381	290	462

Prognos 2006

5.10.3.3 Feinstaub (PM10)

Die Tabelle 5-40 zeigt ein ähnliches Bild wie Variante B.

Tabelle 5-40: **Szenario II Trend, Variante C**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'966	7'198	6'632	9'188	12'606	13'005	21'045
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'065	5'649	5'567	7'064	11'083	9'740	19'126

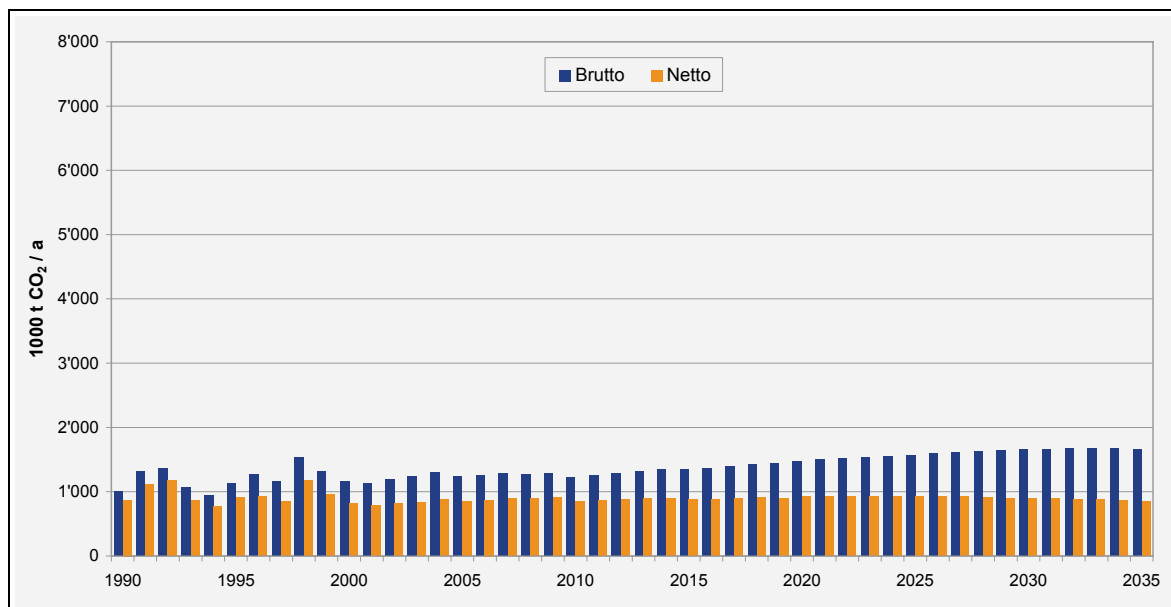
Prognos 2006

5.10.4 Variante G: Import

5.10.4.1 Kohlendioxid (CO₂)

Der Umfang der CO₂-Emissionen in dieser Variante ist gleich dem der Variante A.

Figur 5-39: **Szenario II Trend, Variante G**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 5-41: **Szenario II Trend, Variante G**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'237	1'225	1'338	1'473	1'570	1'655	1'662
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	852	853	883	920	920	897	844

Prognos 2006

5.10.4.2 Stickoxide (NO_x)

Für Erläuterungen siehe Variante A.

Tabelle 5-4202: **Szenario II Trend, Variante G**
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'537	2'478	1'928	750	284	223	204
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'396	2'364	1'797	590	96	4	-33

Prognos 2006

5.10.4.3 Feinstaub (PM10)

Für Erläuterungen siehe Variante A.

Tabelle 5-43: **Szenario II Trend, Variante G**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'966	4'555	3'989	2'640	2'173	2'572	2'941
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'065	3'683	2'924	1'344	650	795	1'022

Prognos 2006

5.11 Nuklearabfälle

Die über die gesamte Betriebsdauer anfallenden radioaktiven Abfälle, sowie die bei der Ausserbetriebnahme und dem Abriss anfallenden Volumina, fallen in den Varianten A und B durch den Bau neuer Kernkraftwerke höher aus als in den Varianten C und G. In den Varianten C und G fallen nur die Abfälle der bestehenden Kraftwerke an. Für Erläuterungen wird auf den Anhang I verwiesen.

Tabelle 5-44: **Szenario II Trend**
konditionierte Nuklearabfälle in m³, nach Variante

Sz II „Verstärkte Zusammenarbeit“		Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
		Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Import
SMA	m ³	61'753	50'618	39'483	39'483
LMA	m ³	1'050	874	698	698
HAA/BE	m ³	2'764	2'106	1'448	1'448

SMA: schwach- und mittelaktive Abfälle

LMA: langlebigen mittelaktive Abfälle

HAA/BE: hochaktive Abfälle

Prognos 2006

5.12 Kosten des Zubaus

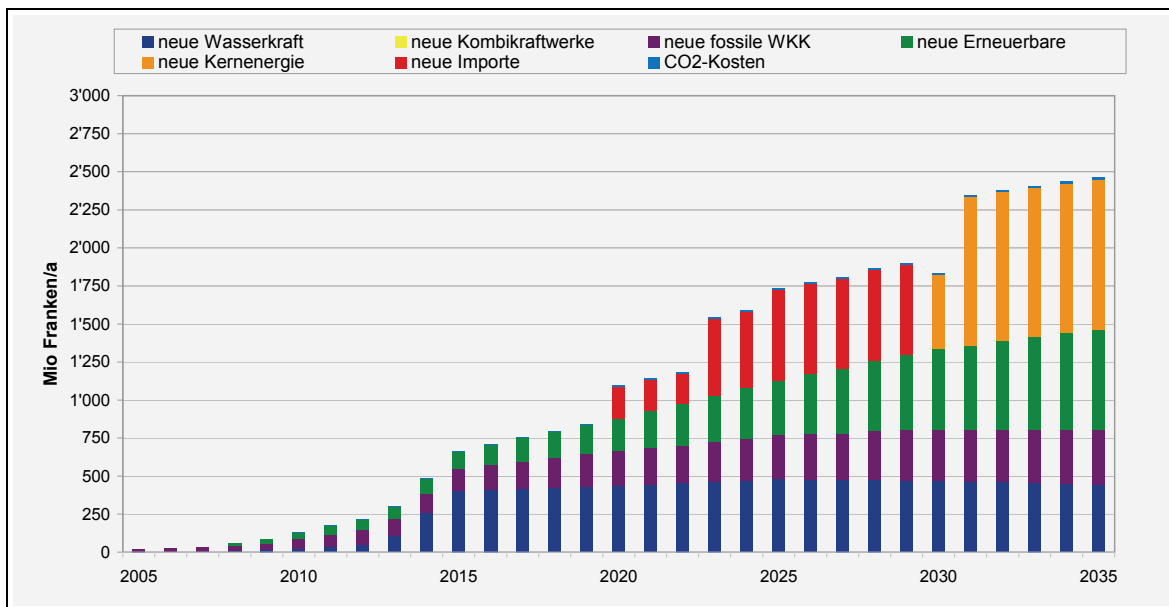
5.12.1 Variante A: Nuklear

5.12.1.1 Jahreskosten

Figur 5-40 zeigt die jährlichen Kosten des Zubaus nach Technologiegruppen. Die Kosten bilden die reine Stromerzeugung ab. Die Kosten durch CO₂ sind als gesonderte Blöcke abgebildet. Netzkosten werden nicht ausgewiesen, sowie in der Figur die Exporterlöse nicht dargestellt sind. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2035 bis auf 2'500 Mio. CHF an. Die Kosten der Erneuerbaren nehmen entsprechend dem verstärkten Einsatz durch die Förderung im Laufe der Zeit zu.

Zum besseren Vergleich ist die Skalierung der Y-Achse in allen Varianten gleich.

Figur 5-40: **Szenario II Trend, Variante A**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 5-45: **Szenario II Trend, Variante A**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.7	23.4	401.2	437.0	477.8	469.7	446.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	487.9	983.9
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	6.2	19.3	64.4	148.5	228.5	295.0	337.1	356.6
neue Erneuerbare	0.0	0.0	37.8	109.4	213.8	356.9	528.8	662.1
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	211.4	594.1	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	3.0	4.5	6.6	9.6	12.0	13.1
Gesamt ¹⁾	0.3	4.9	52.2	195.1	1'097.4	1'733.5	1'756.4	2'065.9

1) inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

Prognos 2006

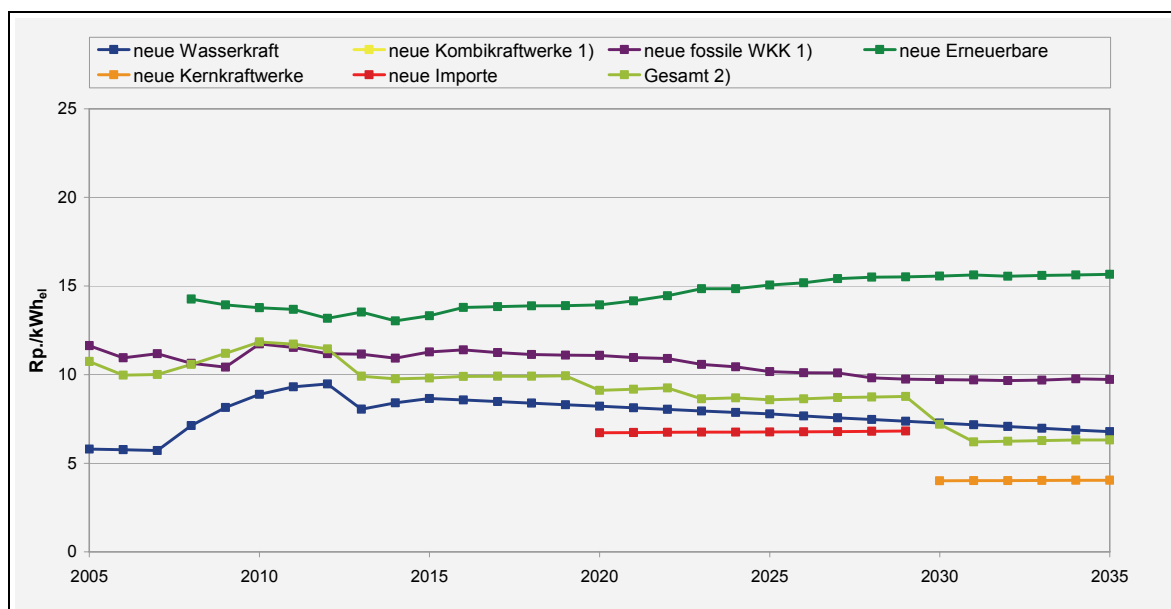
5.12.1.2 -Durchschnittskosten

Aus den jährlichen Kosten und dem Zubau in kWh sind die durchschnittlichen Kosten des Zubaus abzuleiten. Die Steigerung der Durchschnittskosten von neuen Erneuerbaren in Laufe der Zeit hängt damit zusammen, dass mit zunehmender Ausschöpfung der Potenziale teure Technologien und Standorte in Anspruch genommen werden. Der Zubau der Erneuerbaren findet erst ab Beginn der Förderung der erneuerbaren Energien in 2008 statt.

Die gesamten Durchschnittskosten (inkl. Kosten durch CO₂) wenden sich in Richtung derjenigen Technologien, die am stärksten zugebaut werden.

Über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus 3.9 Rp./kWh_{el}.

Figur 5-41: **Szenario II Trend, Variante A**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 5-46: **Szenario II Trend, Variante A**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	5.8	8.9	8.7	8.2	7.8	7.3	6.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	4.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	11.6	11.7	11.3	11.1	10.2	9.7	9.7
neue Erneuerbare	0.0	0.0	13.8	13.3	13.9	15.1	15.6	15.7
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	6.8	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	10.7	11.8	9.8	9.1	8.6	7.2	6.3

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

5.12.1.3 Gesamtkosten

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2004 - 2035) ergeben sich die Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke in Höhe von 16.7 Milliarden CHF. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 5-47 dargestellt.

Tabelle 5-47: **Szenario II Trend, Variante A**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	Gesamtkosten 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	5'937
neue Kernenergie	2'589
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'805
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	4'580
neue Importe	2'651
Export Erlös	-2'987
CO ₂ -Kosten	121
Gesamt	16'697

Realzinssatz 2.5 Prozent

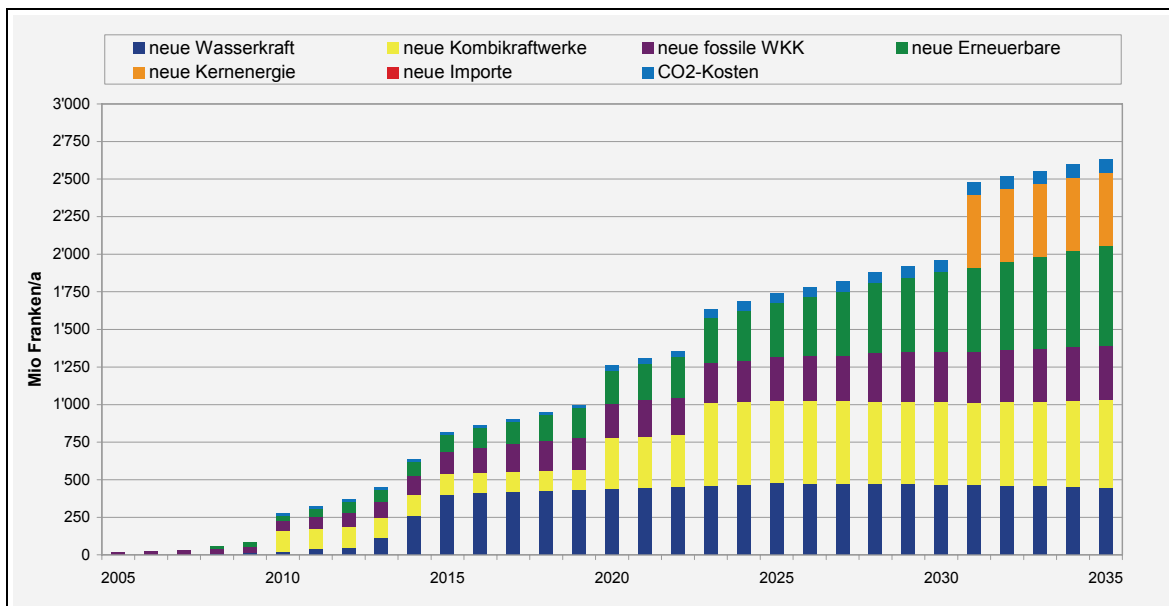
Prognos 2006

5.12.2 Variante B: Nuklear und fossil-zentral

5.12.2.1 Jahreskosten

In der Variante B fallen u.a. Kosten für den Bau und Betrieb der Kombikraftwerke an. Das Kombikraftwerk Chavalon wird in 2010 zugebaut, die anderen beiden Kombikraftwerke nach 2018 (Eintreten der Lücke). In 2031 wird ein Kernkraftwerk zugebaut. Die Kosten für CO₂ nehmen entsprechend dem Bau der Kombikraftwerke zu. In 2035 belaufen sie sich auf 90 Mio. CHF pro Jahr.

Figur 5-42: Szenario II Trend, Variante B
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 5-48: Szenario II Trend, Variante B
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.7	23.4	401.2	437.0	477.8	469.7	446.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	492.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	135.8	138.1	343.3	547.6	547.5	587.6
neue fossile WKK	6.2	19.3	64.4	148.5	228.5	295.0	337.1	356.6
neue Erneuerbare	0.0	0.0	37.8	109.4	213.8	356.9	528.8	662.1
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	15.5	15.4	36.0	63.9	76.6	90.4
Gesamt	0.3	4.9	49.6	195.6	1'153.7	1'742.3	1'953.5	2'317.6

1) inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

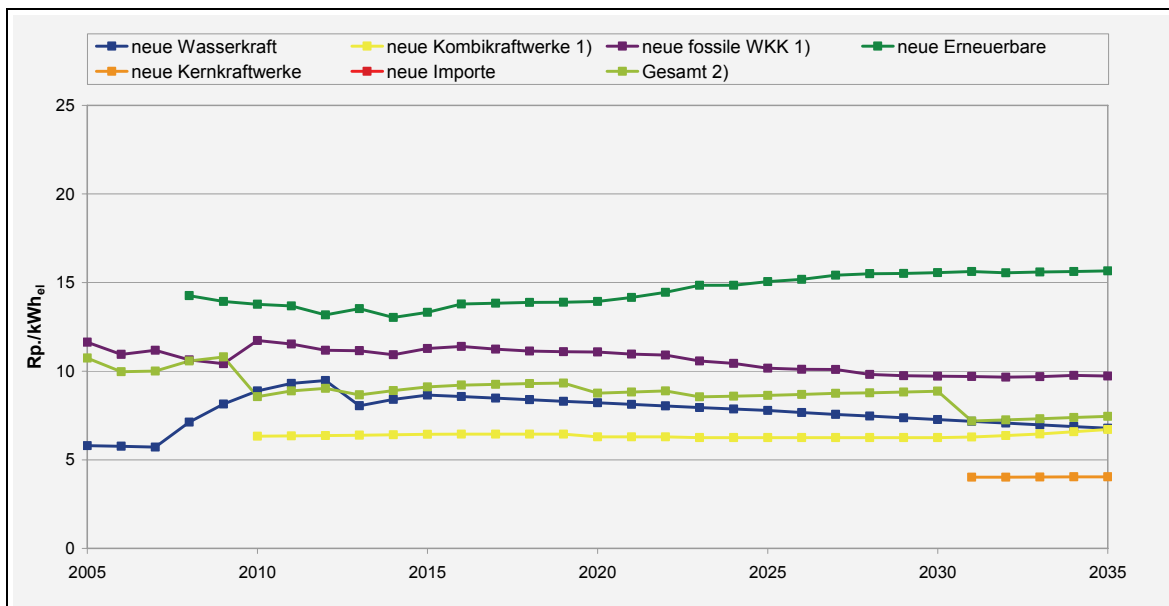
Prognos 2006

5.12.2.2 Durchschnittskosten

Figur 5-44 zeigt für die Variante B ähnliche Kurven wie in der Variante A. Die Durchschnittskosten folgen der Kurve des „grössten“ Zubaus, hier sind dies die Gaskombikraftwerke und Kernenergie.

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 4.7 Rp./kWh_{el}.

Figur 5-43: Szenario II Trend, Variante B
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 5-49: Szenario II Trend, Variante B
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	5.8	8.9	8.7	8.2	7.8	7.3	6.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	6.3	6.4	6.3	6.3	6.3	6.7
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	11.6	11.7	11.3	11.1	10.2	9.7	9.7
neue Erneuerbare	0.0	0.0	13.8	13.3	13.9	15.1	15.6	15.7
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	10.7	8.6	9.1	8.8	8.6	8.9	7.4

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

5.12.2.3 Gesamtkosten

Die diskontierten Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke betragen 17.6 Milliarden CHF (Tabelle 5-50), 0.9 Milliarden mehr als in der Variante A.

Tabelle 5-50: **Szenario II Trend, Variante B**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	5'937
neue Kernenergie	1'169
neue Kombikraftwerke	5'507
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'805
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	4'580
neue Importe	0
Exporterlös	-4'102
CO ₂ -Kosten	693
Gesamt	17'591

Realzinssatz 2.5 Prozent

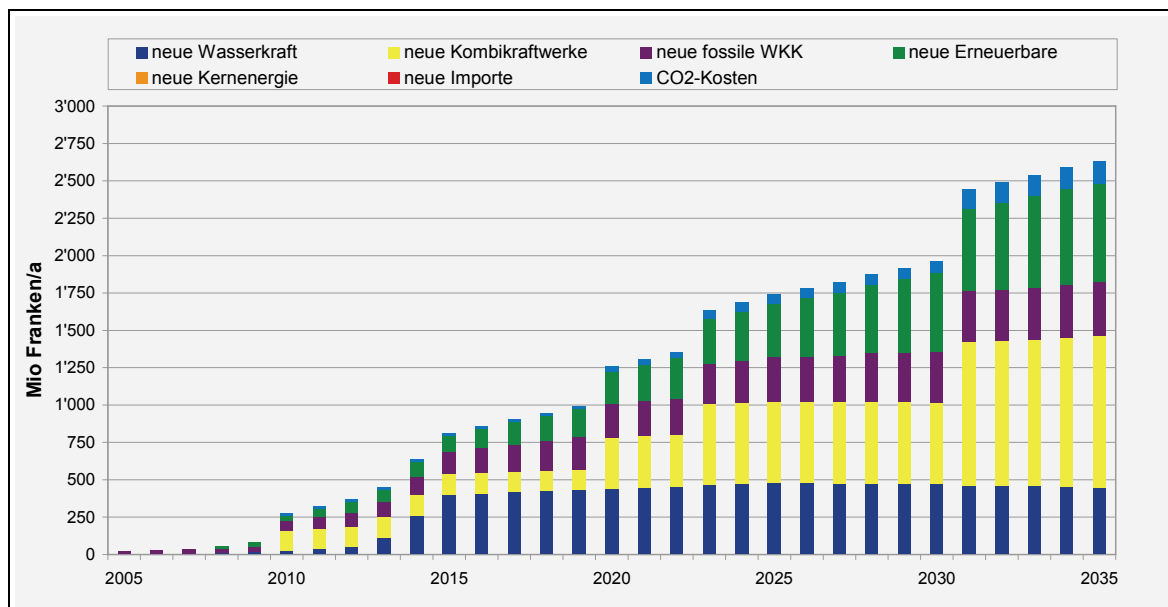
Prognos 2006

5.12.3 Variante C: Fossil-zentral

5.12.3.1 Jahreskosten

Die Jahreskosten der Kombikraftwerke wachsen mit dem Zubau von Chavalon und vier weiteren Anlagen bis 2035. Die CO₂-Kosten betragen um 2035 ca. 150 Mio. CHF pro Jahr. Zudem ist der stetige Zuwachs von erneuerbaren Energien in den Kosten zu erkennen (siehe Figur 5-44).

Figur 5-44: **Szenario II Trend, Variante C**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 5-51: **Szenario II Trend, Variante C**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.7	23.4	401.2	437.0	477.8	469.7	446.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	135.8	138.1	343.3	547.6	547.5	1'020.8
neue fossile WKK	6.2	19.3	64.4	148.5	228.5	295.0	337.1	356.6
neue Erneuerbare	0.0	0.0	37.8	109.4	213.8	356.9	528.8	662.1
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	15.5	15.4	36.0	63.9	76.6	147.2
Gesamt ¹⁾	0.3	4.9	49.6	195.6	1'153.7	1'742.3	1'953.5	2'500.1

1) inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

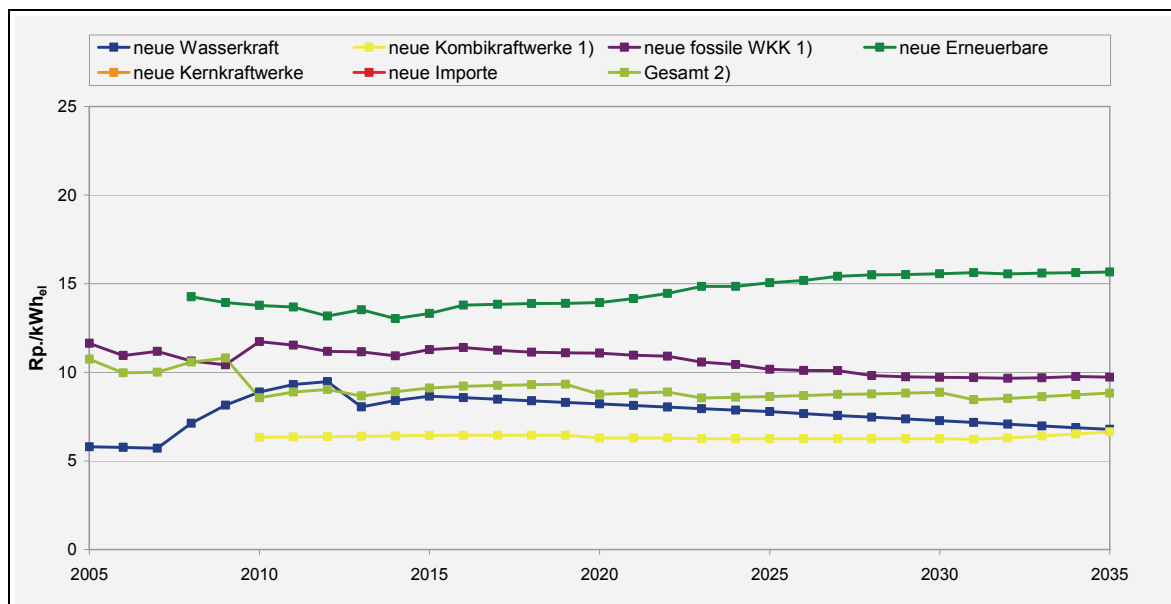
Prognos 2006

5.12.3.2 Durchschnittskosten

Wegen der (unterstellten) steigenden Brennstoffkosten ab 2030 (siehe Kapitel 2.4.9) erhöhen sich entsprechend die Durchschnittskosten der Erdgas-Kombikraftwerke. Die leichte Abnahme der Kapitalkosten bis 2020 (vgl. Abschnitt 2.4.4.1) und der verbesserte Wirkungsgrad kompensieren die Erhöhung der Brennstoffkosten nicht.

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 5.0 Rp./kWh_{el}.

Figur 5-45: **Szenario II Trend, Variante C**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 5-52: **Szenario II Trend, Variante C**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	5.8	8.9	8.7	8.2	7.8	7.3	6.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	6.3	6.4	6.3	6.3	6.3	6.6
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	11.6	11.7	11.3	11.1	10.2	9.7	9.7
neue Erneuerbare	0.0	0.0	13.8	13.3	13.9	15.1	15.6	15.7
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	10.7	8.6	9.1	8.8	8.6	8.9	8.8

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

5.12.3.3 Gesamtkosten

Die diskontierten Gesamtkosten des Zubaus belaufen sich auf 18.0 Milliarden CHF. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 5-53 dargestellt.

Tabelle 5-53: **Szenario II Trend, Variante C**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	5'937
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	6'505
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'805
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	4'580
neue Importe	0
Exporte Erlös	-3'677
CO ₂ -Kosten	820
Gesamt	17'970

Realzinssatz 2.5 Prozent

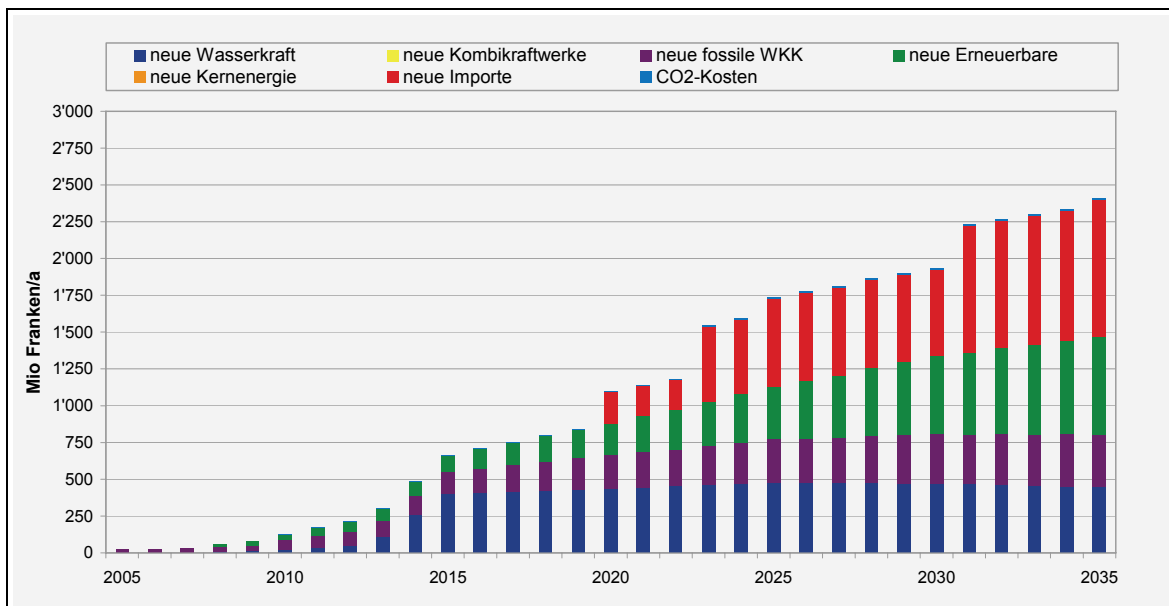
Prognos 2006

5.12.4 Variante G: Import

5.12.4.1 Jahreskosten

Die Jahreskosten zeigen bis 2029 den gleichen Zuwachs wie die Variante A. Nach 2029 wird die verbleibende Lücke weiterhin durch neue Importe gedeckt.

Figur 5-46: Szenario II Trend, Variante G
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 5-54: Szenario II Trend, Variante G
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.7	23.4	401.2	437.0	477.8	469.7	446.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	6.2	19.3	64.4	148.5	228.5	295.0	337.1	356.6
neue Erneuerbare	0.0	0.0	37.8	109.4	213.8	356.9	528.8	662.1
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	211.4	594.1	589.1	934.5
Exporte Erlös	-6.0	-16.1	-76.5	-468.4	0.1	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	3.0	4.5	6.6	9.6	12.0	13.1
Gesamt ¹⁾	0.3	4.9	52.2	195.1	1'097.4	1'733.5	1'936.7	2'412.3

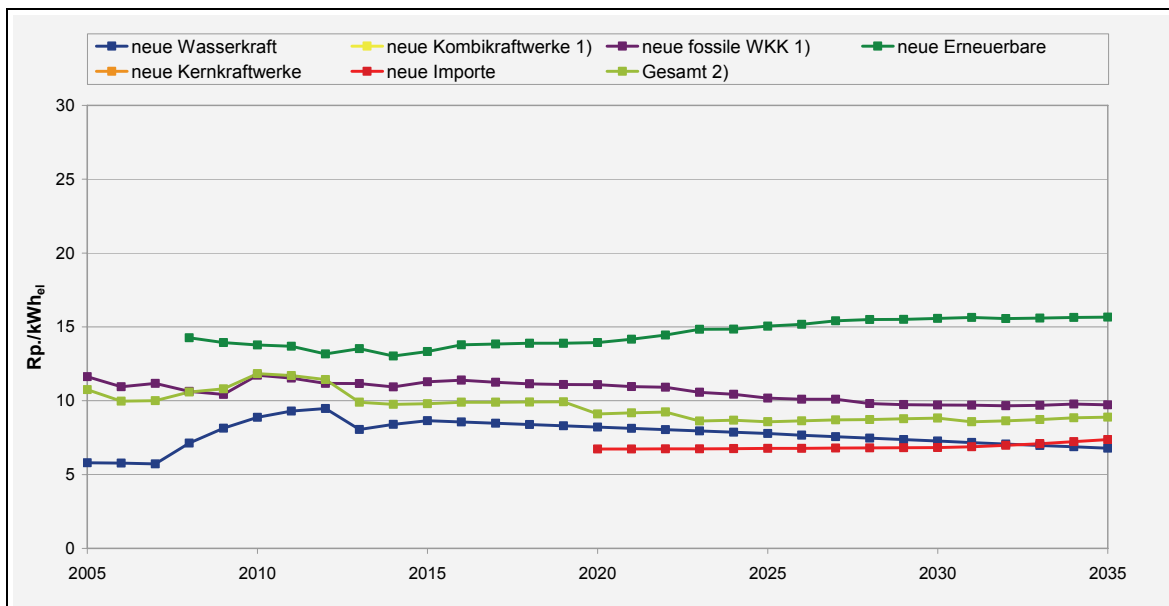
1) inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

Prognos 2006

5.12.4.2 Durchschnittskosten

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus inklusive Importe über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 5.1 Rp./kWh_{el}.

Figur 5-47: Szenario II Trend, Variante G
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 5-55: Szenario II Trend, Variante G
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	5.8	8.9	8.7	8.2	7.8	7.3	6.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	11.6	11.7	11.3	11.1	10.2	9.7	9.7
neue Erneuerbare	0.0	0.0	13.8	13.3	13.9	15.1	15.6	15.7
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	6.8	6.8	7.4
Gesamt ²⁾	7.5	10.7	11.8	9.8	9.1	8.6	8.8	8.9

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

5.12.4.3 Gesamtkosten

Die diskontierten Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke belaufen sich auf 17.5 Milliarden CHF (Tabelle 5-56).

Tabelle 5-56: **Szenario II Trend, Variante G**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	5'937
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'805
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	4'580
neue Importe	5'060
Exporterlös	-2'006
CO ₂ -Kosten	121
Gesamt	17'497

Realzinssatz 2.5 Prozent

Prognos 2006

5.13 Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen

5.13.1 Sensitivitäten der Nachfrage: Preise Hoch, BIP Hoch, Klima Wärmer

Bei den Sensitivitäten der Nachfrage „Preise Hoch“ und „BIP Hoch“ steigen die Unterschiede bis 2035 im Winterhalbjahr im Vergleich zur Nachfrage in Szenario II Trend bis max. 2.0 TWh_{el}/a. In der Sensitivität Klima Wärmer beträgt der Unterschied der Nachfrage in 2035 1.6 TWh_{el}, und das Angebot ist in 2035 um 0.7 TWh_{el} geringer als im Referenzfall.

Modellrechnungen werden für die Nachfragesensitivitäten dieses Szenarios nicht durchgeführt. Aus den Unterschieden der Lücken lässt sich jedoch ableiten, dass es zur Deckung der Lücke gegenüber dem Referenzfall in den Varianten B und C i.A. ein Kombikraftwerk mehr braucht. In der Variante A wird in den Sensitivitäten BIP Hoch und Klima Wärmer kein zusätzliches Kernkraftwerk gebraucht.

5.13.2 Sensitivität KKW 40 Jahre

Die Angebotslücke im Winterhalbjahr tritt bei einer unterstellten Betriebsdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren bereits im Jahr 2013 auf und vergrössert sich bis 2035 gegenüber dem Referenzfall.

In der Variante C werden statt fünf Kombikraftwerken im Referenzfall nun acht Kombikraftwerke benötigt. Dies führt zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen um ca. 3 Mio. Tonnen.

5.13.3 Sensitivität KKW 60 Jahre

Die Deckungslücke ist in 2035 ebenso gross wie im Referenzfall, so dass dies zu nahezu gleichen Ergebnissen wie im Referenzfall führt. Wie in Szenario I kann in der Variante B durch die geringere „zwischenzeitliche“ Lücke modelltechnisch ein Kombikraftwerk gespart werden.

Eine Voraussetzung für diese Sensitivität ist die Gewährleistung der Sicherheit der Kernkraftwerke. Dies würde zur Erhöhung der Nachrüstungskosten der (bestehenden) Kernkraftwerke führen.

5.13.4 Sensitivität Förderung erneuerbare Energien mit 110 Mio. CHF pro Jahr

Die Modellarbeiten von Szenario II wurden mit einer Förderung der erneuerbaren Energien in Höhe von nominal 330 Mio. CHF pro Jahr durchgeführt. Als Sensitivität wurde das erwartete Potenzial an neuen erneuerbaren Energien bei Förderung mit nominal 110 Mio. CHF pro Jahr ermittelt. Der Zubau von neuen erneuerbaren Energien beträgt in der Sensitivität ca. 2.5 TWh_{el} in 2035. Der im Verhältnis höhere Zubau pro Fördermitteleinheit gegenüber dem Referenzfall ist auf die mit zunehmender Ausschöpfung der Potenziale teureren Technologien und Standorte zurückzuführen.

5.14 Zusammenfassung

5.14.1 Szenario II Trend

Die wichtigsten Ergebnisse der Modellrechnungen sind in den folgenden Tabellen zusammengefasst.

Tabelle 5-57: **Stromlücke in 2035, Szenario II Trend, in TWh_{el}**

Sz	Sensitivität	Jahr	Wi	So
Sz II	Trend	18.6	14.1	4.5

Prognos 2006

Tabelle 5-58: **Leistungsdefizit in 2035, Szenario II Trend, in GW_{el}**

Sz	Sensitivität	Kältewelle	Hitzewelle (mit Export)	Hitzewelle (ohne Export)
Sz II	Trend	1.8	3.4	-1.3

Prognos 2006

Tabelle 5-59: **Wichtigste Kenndaten vom Szenario II Trend nach Variante**

Sz II „Verstärkte Zusammenarbeit“		Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
		Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Import
Kenngrossen des Zubaus					
Kenngrossen des Zubaus	-	2 KKW	3 GuD + 1 KKW	5 GuD	12.7 TWh _{el} (2'114 MW _{el})
Förderung EE	TWh _{el}	5.7	5.7	5.7	5.7
Kosten des Zubaus (diskontiert)					
Gesamtkosten	Mrd. CHF	16.7	17.6	18.0	17.5
Gestehungskosten	Rp./kWh _{el}	4.4	4.7	5.0	5.1
(Netto) Emissionen des Parks (Bestand + Zubau)					
CO ₂ -Emissionen	Mio. t	0.8	3.7	5.8	0.8
NO _x -Emissionen	1'000 t	0.0	0.3	0.5	0.0
Staub-Emissionen	t	1.0	11.5	19.1	1.0
Versorgungssicherheit (Bestand + Zubau)					
Kältewelle: Leistung gesichert?	-	nein / ja *	ja	ja	nein
Sommerhitze: Leistung gesichert?	-	ja	ja	ja	ja
Import (Anteil) ohne Kernbrennstoffe	PJ (%)	29 (5%)	81 (15%)	119 (25%)	63 (15%)
Import (Anteil) mit Kernbrennstoffen	PJ (%)	437 (74%)	367 (69%)	284 (61%)	228 (53%)
Konditionierte radioaktive Abfälle (Bestand + Zubau)					
Hochaktive	m ³	61'753	50'618	39'483	39'483
Mittelaktive	m ³	1'050	874	698	698
Schwachaktive	m ³	2'764	2'106	1'448	1'448

* (Zwischen)Periode mit Importen nein, Periode mit Kernkraftwerken ja

Prognos 2006

5.14.2 Sensitivitäten

Die wichtigsten Resultate der Sensitivitätsrechnungen sind in diesem Abschnitt zusammengefasst. Er zeigt die Grösse der Lücke und die Kenngrössen des Zubaus.

Tabelle 5-60: **Stromlücke in 2035, Sensitivitäten Szenario II, in TWh_{el}**

Sz	Sensitivität	Jahr	Wi	So
Referenz				
Sz II	Trend, KKW 50/60	18.6	14.1	4.5
Sensitivität Nachfrage				
Sz II	Preise Hoch	19.8	14.8	5.0
Sz II	BIP Hoch	22.2	16.1	6.1
Sensitivität Nachfrage und Angebot				
Sz II	Klima Wärmer	23.0	16.3	6.7
Sensitivität Angebot				
Sz II	KKW 40 Jahre	34.4	23.2	11.1
Sz II	KKW 60 Jahre	18.6	14.1	4.5

Prognos 2006

Tabelle 5-61: **Kenndaten in 2035, nach Variante und Nachfragesensitivität**

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
Trend	2 KKW	3 GuD + 1 KKW	5 GuD	12.7 TWh
Preise Hoch	2 KKW *	4 GuD + 1 KKW	6 GuD	ca. 13.8 TWh
BIP Hoch	2 KKW *	4 GuD + 1 KKW	6 GuD	ca. 15.7 TWh
Klima Wärmer	2 KKW *	4 GuD + 1 KKW	6 GuD	ca. 16.0 TWh

Bem. Sensitivitäten: keine Modelldaten, sondern Interpolationen

Prognos 2006

* mehr Importe zwischen 2020 - 2030

Tabelle 5-62: **Kenndaten in 2035, nach Variante und Angebotssensitivität**

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. G
KKW 50/60 Jahre (Referenz)	2 KKW	3 GuD + 1 KKW	5 GuD	12.7 TWh (2'114 MW _{el})
KKW 40 Jahre	- ¹⁾	- ¹⁾	8 GuD	ca. 26.4 TWh (4'400 MW _{el}) *
KKW 60 Jahre	2 KKW	2 GuD + 1 KKW	5 GuD	12.7 TWh (2'114 MW _{el})

¹⁾ Ausstieg aus der Kernenergie, keine neuen KKW

Prognos 2006

* keine Modelldaten, sondern Interpolationen

- Sensitivität Förderung der EE mit nominal 110 Mio. CHF/a: Zubau von 2.5 TWh_{el}

Szenario II: “Neue Prioritäten“

6 Szenario III: „Neue Prioritäten“

6.1 Ausgangslage

Das Szenario III ist ein Zielszenario. In solchen Szenarien wird eine Aussage der Qualität „Was muss geschehen, damit...“ untersucht. Im Nachhinein können dann die Realisierungschancen untersucht oder bewertet werden.

Die Reduzierung der CO₂-Emissionen gegenüber 2000, der Rückgang des Endenergieverbrauchs pro Kopf sowie die Förderung von erneuerbaren Energien sind die Ziele von Szenario III. Die Höhe der Ziele sind in Tabelle 6-1 dargestellt.

Tabelle 6-1: **Ziele in Szenario III**

	Ziel
CO ₂ -Emissionen	-10 % bis 2020 und -20 % bis 2035 gegenüber 2000
Endenergieverbrauch pro Kopf	-20 % bis 2035 gegenüber 2000
Anteil neue erneuerbare Elektrizität	10 % bis 2035
Anteil erneuerbare Wärme	20 % bis 2035
Anteil erneuerbare Treibstoffe	5 % bis 2035

Um diese Ziele zu erreichen, werden zuerst die technisch möglichen Obergrenzen des Zubaus untersucht. In dem Sinne ist Szenario III zunächst technologiegetrieben und nicht preisgetrieben. In einem nächsten Schritt könnte dann erörtert werden, mit welchen Strategien die Umsetzung der Massnahmen erreicht werden können und mit welchen für Auswirkungen z.B. auf die Wirtschaft gerechnet werden muss oder kann.

Als eine Rahmenbedingung wird ein globales Umfeld mit weltweit verstärkten Prioritäten bei Klimaschutz, Energieeffizienz und der Förderung erneuerbarer Energien unterstellt. Energie und Umweltqualität haben einen deutlich höheren Stellenwert in der Gesellschaft als heute. Hemmnisse gegenüber bestimmten neuen Technologien haben sich verringert.

In diesem Umfeld werden u.a. globale Instrumente wie CO₂-Handel und/oder völkerrechtlich verbindliche Ziele unterstellt. In der Schweiz könnten Preisinstrumente wie eine Energieabgabe und Anpassungen von Standards im Rahmen des technisch Machbaren (Gebäude, Geräte) vorausgesetzt werden.

Insbesondere auf der Nachfrageseite wird eine so bezeichnete „best-practice-Strategie“ durchdekliniert, bei der die jeweils marktbeste technische Lösung für eine Energieanwendung eingesetzt wird. Hierbei wird davon ausgegangen, dass am Markt vorhandene, abgesicherte und nicht spekulative Technologien zum Einsatz kommen. Diese diffundieren ohne Verluste durch „stranded investments“ durch die entsprechenden Kohorten von Anwendungsfällen wie Gebäude, Heizungsanlagen, Geräte, Fahrzeuge und Produktionsprozesse. Wie in den vorherigen Szenarien wird dabei von einer weiteren allmählichen Verbesserung der Standards (z.B. durch Grenz- und Zielwerte oder Anpassung der Etikettierungen) im Laufe der Zeit ausgegangen.

Für das Elektrizitätsangebot hängt die Definition der „best-practice-Strategie“ noch zusätzlich von der zu untersuchenden Angebotsvariante ab. Je nach einzusetzenden Technologiepräferenzen wirken sich „best-practice“-Vorgaben hier sehr unterschiedlich aus: Bei der Kernkraft-Variante A gibt es keinen Unterschied zu den Szenarien I und II, bei den Kombikraftwerken sehr wohl, und bei den fossil-dezentralen Szenarien sind sehr ins Detail gehende Annahmen zu treffen.

Dieses Kapitel zeigt zunächst die Resultate der Modellrechnungen für die sektorale Elektrizitätsnachfrage sowie die benötigte Elektrizität für die Fernwärmeerzeugung. Durch Addition der Netzverluste resultiert daraus der Landesverbrauch, welcher zusammen mit dem Verbrauch der Pumpspeicherkraftwerke die inländische Elektrizitätsnachfrage ergibt. Für die zukünftige Deckung der Nachfrage sind verschiedene Varianten möglich, von denen einige im Hinblick auf (direkte gesamtwirtschaftliche) Kosten, Umwelt- und Klimaschutz sowie Versorgungssicherheit für das Referenzszenario ausgearbeitet wurden. Für einzelne Parameter wurden zusätzlich Sensitivitäten durchgerechnet. Im letzten Abschnitt werden die einzelnen Angebotsvarianten und Sensitivitäten zusammengefasst dargestellt und miteinander verglichen.

6.2 Allgemeine Voraussetzungen

Die wichtigsten Rahmenentwicklungen, die dem Szenario III zugrunde liegen, sind in Tabelle 6-2 dargestellt. Im Vergleich zum Szenario I wird in Szenario III ein energiepolitischer Paradigmenwechsel erwartet. Die Mengenkomponten der Energienachfrage (Energiebezugsflächen, Verkehrsleistungen usw.) bleiben aber nach wie vor gleich.

Tabelle 6-2: Übersicht über wichtige Rahmenentwicklungen

	Bev. in Mio.	BIP real in Mrd. CHF	Rohöl- preise \$/Fass	EBF total in Mio. m ²	EBF Wohnen in Mio. m ²	PV _{vk} in Mrd. Pkm	GV in Mrd. Tkm
1990	6.80	387.90	31.23	544.91*	349.28	•	•
2000	7.21	422.76	29.89	627.23	416.50	106.20	23.31
2035 Szenario III							
BIP-Trend	7.57	572.33	33.40	845.53	577.07	134.31	37.04
BIP-Hoch	7.57	692.24	33.40	859.59	583.63	148.14	42.54
Ölpreis-Trend, 30 USD/Fass	7.57	572.33	33.40 ¹⁾	845.53	577.07	134.31	37.04
Ölpreis 50 USD/Fass	7.57	572.33	50.00 ¹⁾	845.53	577.07	133.50	37.04

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert. BFE 2007

1) In den Szenarien III und IV Energielenkungsabgabe bis zur Zielerreichung

Bev.: Wohnbevölkerung

BIP real: Bruttoinlandsprodukt zu Preisen von 2003

Rohölpreise: Variante 30 USD/Fass geht bis 2030 von einer real konstanten Entwicklung der globalen Rohölpreise aus (in Preisen von 2003). Danach steigen sie auf 50 USD/Fass real in 2050. In jeweiligen Preisen bedeutet dies 59 USD/Fass in 2035.

Variante 50 USD/Fass geht von einer Stabilisierung der Rohölpreise auf 50 USD/Fass aus (in Preisen von 2003). In jeweiligen Preisen bedeutet dies 88 USD/Fass in 2035.

EBF: Energiebezugsflächen sind die Flächen, die beheizt oder klimatisiert werden.

PV_{vk}: Gesamte Personenverkehrsleistung in Mrd. Personenkilometer

GV: Gesamte Güterverkehrsleistung in Mrd. Tonnenkilometer

Das Hauptinstrument besteht in diesem Szenario in einer annähernd konstanten Energielenkungsabgabe, die ab 2011 die Endenergiepreise der fossilen Energieträger gegenüber dem Preisszenario „Trend“ verdoppelt und die Strompreise um 50 Prozent erhöht. Die Holzpreise ziehen aufgrund der Konkurrenzsituation zum Öl als Brennstoff in der Wärmeerzeugung geringfügig nach.

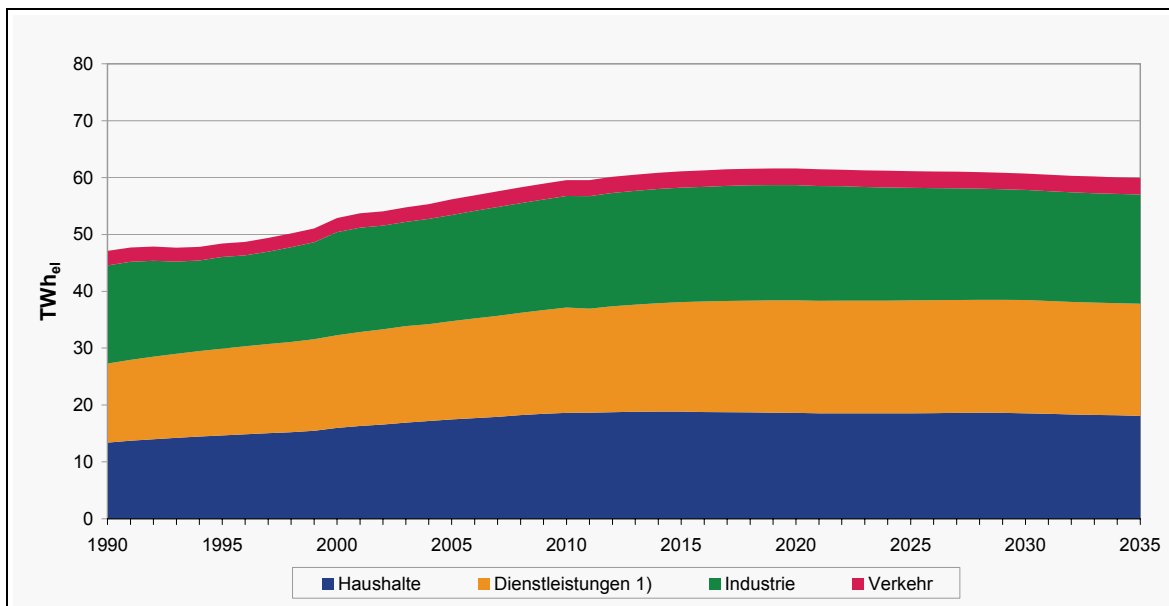
Die Lenkungsabgabe wird mit ordnungsrechtlichen Instrumenten und soweit nötig durch den punktuellen Einsatz von Förderinstrumenten ergänzt. Mit schrittweise verschärften Vorschriften über den zulässigen spezifischen Energieverbrauch von Gebäuden, Anlagen usw. soll in Szenario III der Rentabilitätsschwelle nachgefahren werden. Damit werden Rückschritte in der Energieeffizienz vermieden, die als Folge steigender Einkommen eintreten könnten. Für solche Rebound-Effekte sind die in den letzten Jahren immer grösseren Personenwagen ein Beispiel.

6.3 Perspektiven der Elektrizitätsnachfrage in Szenario III

6.3.1 Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Szenario III Trend

Die Elektrizitätsnachfrage nimmt in diesem Szenario bis 2020 zu und stagniert dann bis 2035. In vereinzelt Sektoren (z.B. Industrie) ist nach 2020 bereits ein Rückgang der Elektrizitätsnachfrage zu vermelden. Die gesamte Elektrizitätsnachfrage nimmt jedoch zwischen 2000 und 2035 weiterhin um 13 Prozent zu. Der geringste Verbrauchszuwachs an Elektrizität ist im Sektor Industrie mit 6 Prozent zu verzeichnen, gefolgt von Haushalten mit 13 Prozent. Im Sektor Verkehr steigt die Elektrizitätsnachfrage um 19 Prozent. Den stärksten relativen Verbrauchszuwachs an Elektrizität liefert der Sektor Dienstleistungen mit 21 Prozent. Figur 6-1 stellt die Veränderungen nach Sektoren für die Periode 1990 bis 2035 (Kalenderjahr) grafisch dar.

Figur 6-1: **Szenario III Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren 1990 bis 2035, in TWh_{el}



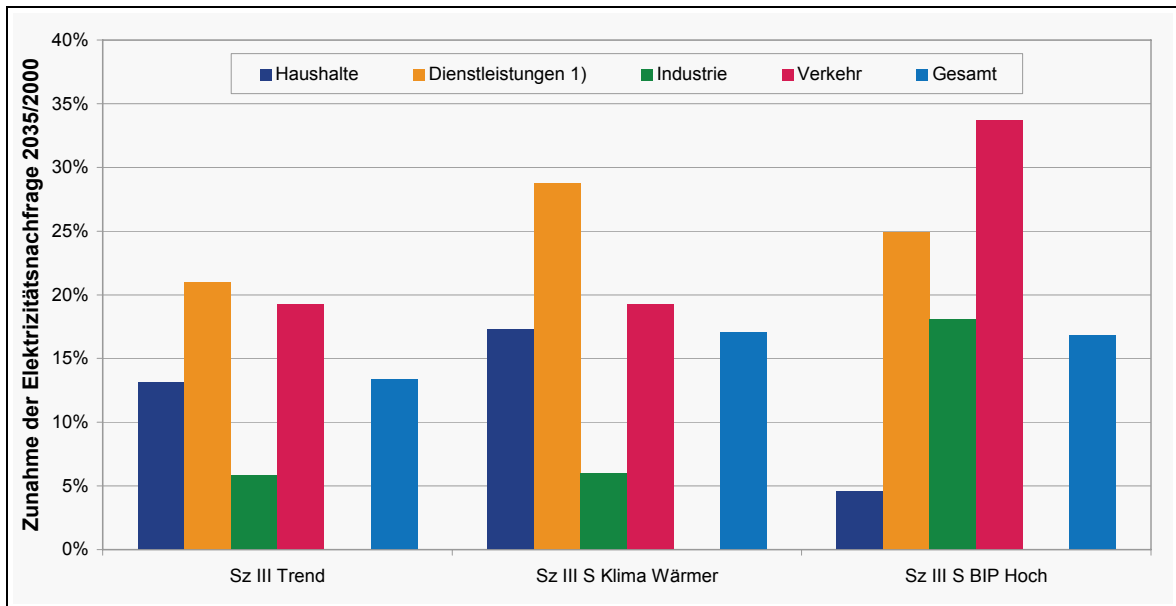
¹⁾ inklusive Kleingewerbe und Landwirtschaft

Prognos 2006

6.3.2 Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Sensitivitäten der Nachfrage

In den Sensitivitäten „BIP Hoch“ (1.4 Prozent BIP-Wachstum p.a.) und „Klima Wärmer“ liegt die Elektrizitätsnachfrage gegenüber dem Szenario III Trend um vier Prozentpunkte höher. Unterschiede in den Sektoren sind in den Sensitivitäten jedoch zu erkennen. So steigt die Elektrizitätsnachfrage im Bereich Verkehr beim höheren BIP-Wachstum um 34 Prozent im Vergleich zu 2000, bei wärmerem Klima hingegen nur um 19 Prozent. Ein vergleichbarer Trend ist im Sektor Industrie zu verzeichnen. In den Sektoren Haushalte und Dienstleistungen nimmt der Elektrizitätsverbrauch in der Sensitivität „Klima Wärmer“ stärker zu als beim höheren BIP-Wachstum. Figur 6-2 zeigt die relative Zunahme von 2035 gegenüber 2000 für die einzelnen Sektoren und Sensitivitäten in Szenario III.

Figur 6-2: **Szenario III**
Zunahme der Elektrizitätsnachfrage 2035/2000 nach Sektoren, in Prozent



¹⁾ inklusive Kleingewerbe und Landwirtschaft

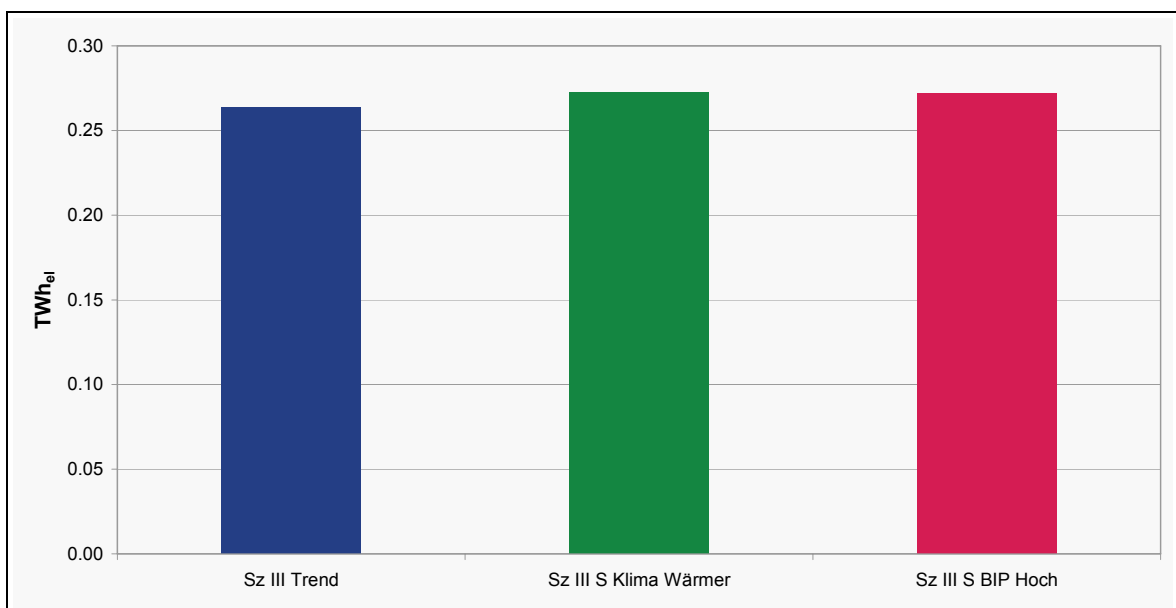
Prognos 2006

Werte 2000: Haushalte 16.0 TWh_{el}, Dienstleistungen 16.3 TWh_{el}, Industrie 18.1 TWh_{el},
Verkehr 2.5 TWh_{el}, Gesamt 52.9 TWh_{el}

6.3.3 Fernwärme

Der Elektrizitätsbedarf bei der Fernwärmeerzeugung in 2035 beträgt in Szenario III Trend knapp 250 GWh_{el}. In den einzelnen Sensitivitäten zu Szenario III verändert er sich geringfügig und proportional zur Veränderung der Elektrizitätsnachfrage (siehe Figur 6-3).

Figur 6-3: **Szenario III**
Elektrizitätsverbrauch in der Fernwärmeerzeugung in 2035, in TWh_{el}

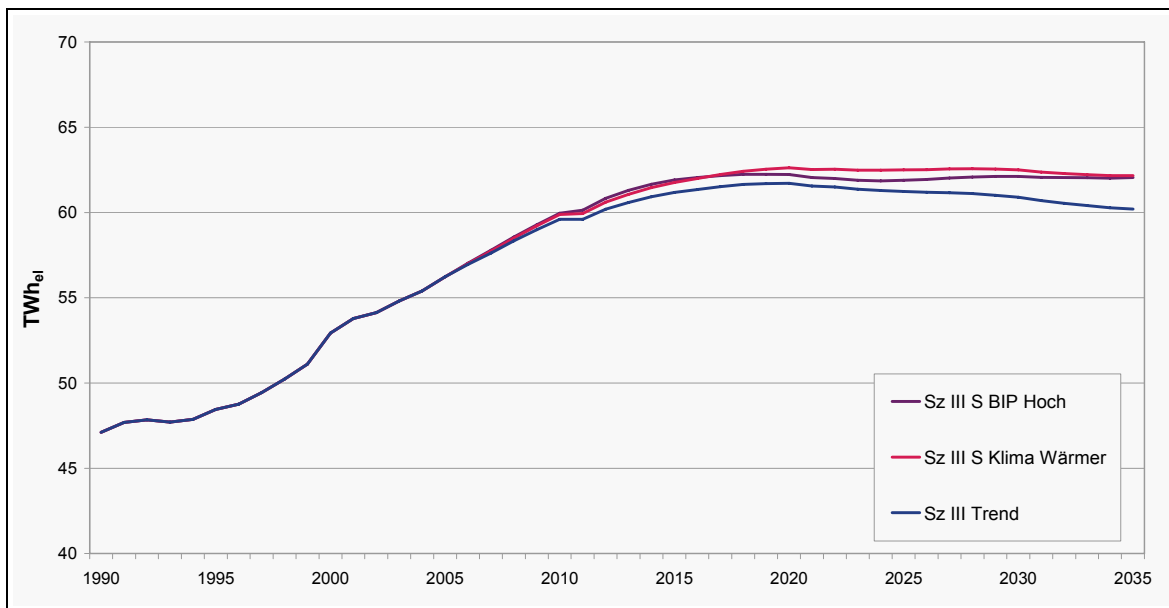


Prognos 2006

6.3.4 Endverbrauch

Wird zum Endenergieverbrauch an Strom die Nachfrage des Umwandlungssektors addiert, ergibt sich die gesamte Endnachfrage. Figur 6-4 stellt die Endnachfrage für die Szenarien III Trend sowie die Sensitivitäten dar. Hierin ist die Stagnation des Elektrizitätsverbrauchs in den Sensitivitäten und der Rückgang im Trendszenario ab 2020 zu erkennen.

Figur 6-4: **Szenario III**
Elektrische Endverbräuche 1990 bis 2035, in TWh_{el}



Prognos 2006

6.3.5 Elektrische Verluste

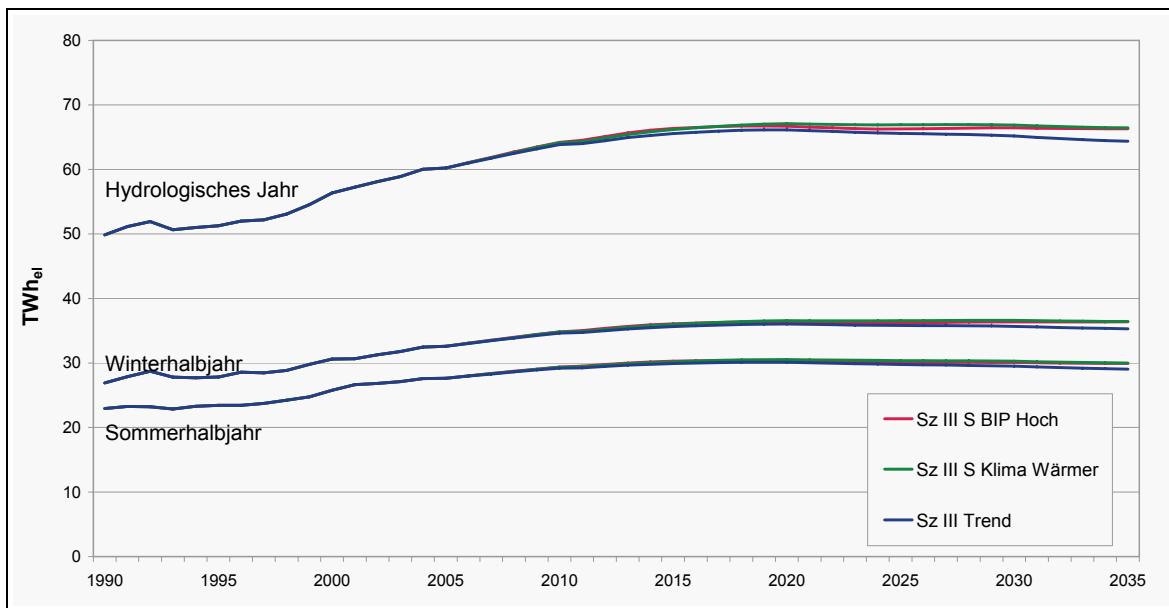
Die Verluste verstehen sich vom Kraftwerk bis zum Abnehmer, bzw. bei der Bahn bis zum Fahrdrabt (BFE Elektrizitätsstatistik, 2004). Es wird wie in den anderen Szenarien unterstellt, dass sich die Verluste durch technischen Fortschritt bis 2035 auf knapp 7 Prozent des Endverbrauchs verringern werden.

6.3.6 Landesverbrauch

Die Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr (1. Oktober bis 31. März) ist im Allgemeinen höher als im Sommerhalbjahr (1. April bis zum 30. September). In den letzten 15 Jahren betrug der Winteranteil am Endverbrauch ca. 55 Prozent.

In der Figur 6-5 ist der Landesverbrauch sowohl im hydrologischen Jahr (1. Oktober bis 30. September) als auch im Winter- und Sommerhalbjahr abgebildet. Der Landesverbrauch entspricht dem Endverbrauch zuzüglich der Verluste.

Figur 6-5: **Szenario III**
Landesverbrauch 1990 bis 2035, in TWh_{el}



Prognos 2006

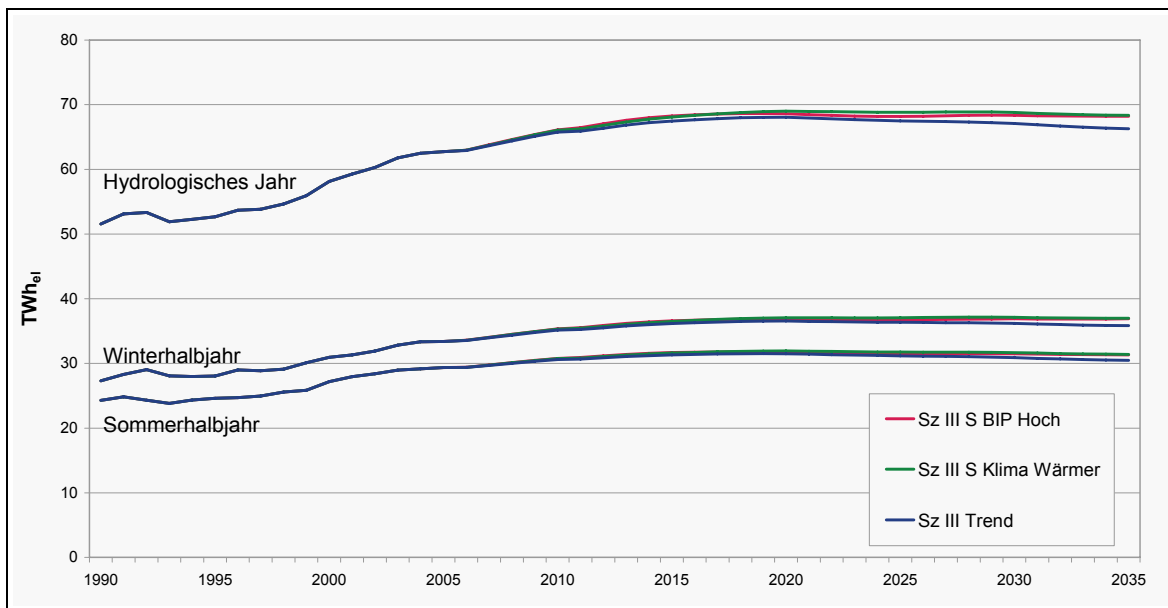
6.3.7 Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

Die mittlere Erwartung für den Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen beträgt 1.9 TWh_{el} pro Jahr (BFE Elektrizitätsstatistik 2004).

6.3.8 Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

Die für das Elektrizitätsmodell relevante Nachfrage ist der Landesverbrauch zuzüglich des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen.

Figur 6-6: **Szenario III**
Gesamter Elektrizitätsverbrauch 1990 bis 2035, in TWh_{el}



Prognos 2006

Tabelle 6-3: **Szenario III**
Gesamte Elektrizitätsnachfrage, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage - hydr. Jahr									
III Trend	58.1	61.8	62.8	65.8	67.5	68.1	67.5	67.1	66.3
III S Klima Wärmer	58.1	61.8	62.8	66.0	68.1	69.0	68.8	68.8	68.4
III S BIP Hoch	58.1	61.8	62.7	66.1	68.3	68.6	68.2	68.4	68.2
Nachfrage - Winter									
III Trend	31.0	32.8	33.4	35.1	36.2	36.6	36.3	36.2	35.8
III S Klima Wärmer	31.0	32.8	33.4	35.3	36.5	37.1	37.1	37.1	37.0
III S BIP Hoch	31.0	32.8	33.4	35.3	36.6	36.9	36.7	36.9	36.9
Nachfrage - Sommer									
III Trend	27.2	28.9	29.4	30.6	31.3	31.5	31.2	30.9	30.5
III S Klima Wärmer	27.2	28.9	29.4	30.7	31.6	31.9	31.8	31.7	31.4
III S BIP Hoch	27.2	28.9	29.4	30.8	31.7	31.8	31.5	31.5	31.3

Prognos 2006

6.3.9 Leistungsnachfrage

6.3.9.1 Referenzfall

Es wird davon ausgegangen, dass die Leistungsnachfrage bei steigender Stromnachfrage (Arbeit) proportional zunimmt. Als Ausgangspunkt (2005) wurden die maximale (inländische) Leistungsnachfrage und die maximale Grundlast der letzten fünf Jahre genommen. Die Lastnachfrage stabilisiert sich nach 2020. Die Ergebnisse für den Referenzfall sind in den Tabellen 6-4 und 6-5 dargestellt.

Tabelle 6-4: **Szenario III Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Winter, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
III Trend	9'000	9'500	9'740	10'240	10'537	10'653	10'595	10'547	10'447
Nachfrage – Grundlast									
III Trend	6'500	7'500	7'500	7'885	8'114	8'203	8'158	8'122	8'044

Prognos 2006

Tabelle 6-5: **Szenario III Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Sommer, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
III Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'697	14'016	14'097	13'955	13'829	13'635
III Trend (ohne Exporte)	8'100	8'000	8'000	8'333	8'527	8'576	8'490	8'413	8'295
Nachfrage – Grundlast									
III Trend (mit Exporten)	7'000	6'800	9'300	9'687	9'912	9'970	9'870	9'780	9'643
III Trend (ohne Exporte)	4'700	4'900	5'750	5'989	6'129	6'164	6'102	6'047	5'962

Prognos 2006

6.3.9.2 Kältewelle

Bei einer Kältewelle nimmt die Arbeits- und Leistungsnachfrage von elektrisch betriebenen Heizungsanlagen zu. Hierdurch entwickelt sich die Grundlastnachfrage etwas überproportional zur gesamten Stromnachfrage.

Tabelle 6-6: **Szenario III Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
III Trend	9'000	9'500	9'740	10'240	10'537	10'653	10'595	10'547	10'447
Nachfrage – Grundlast									
III Trend	6'500	7'500	7'500	7'951	8'249	8'408	8'430	8'460	8'446

Prognos 2006

6.3.9.3 Hitzewelle

Bei einer Hitzewelle erhöhen sich sowohl die Grund- als auch die Spitzenlast durch den verstärkten Gebrauch von Klimaanlage. Für die Grundlast (ohne Importe) werden +5 Prozent gegenüber dem jeweiligen Referenzfall und in Spitzenlastzeiten (ohne Importe)

+10 Prozent gegenüber dem Referenzfall angenommen. Ansonsten entwickelt sich die Leistungsnachfrage proportional zur Stromnachfrage.

Tabelle 6-7: **Szenario III Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_e

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
III Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'697	14'016	14'097	13'955	13'829	13'635
III Trend (ohne Exporte)	8'100	8'000	8'800	9'166	9'379	9'434	9'339	9'254	9'125
Nachfrage – Grundlast									
III Trend (mit Exporten)	7'000	6'800	9'300	9'687	9'912	9'970	9'870	9'780	9'643
III Trend (ohne Exporte)	4'700	4'900	6'038	6'289	6'435	6'472	6'407	6'349	6'260

Prognos 2006

6.4 Lücken in Szenario III

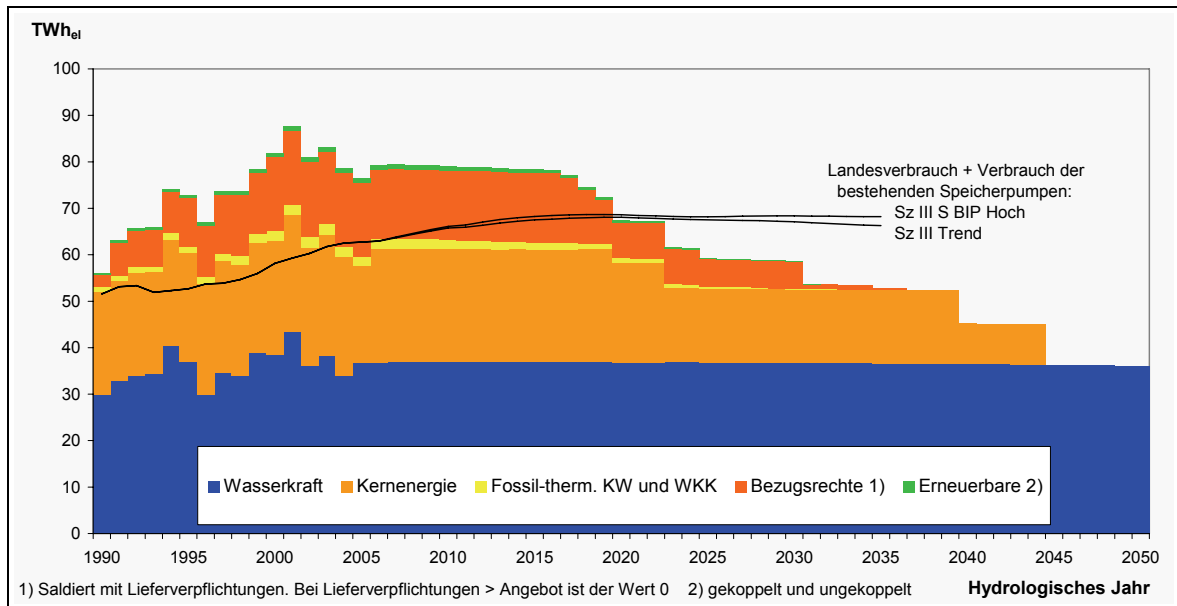
6.4.1 Stromlücke

6.4.1.1 Szenario III Trend und Sensitivität BIP Hoch

Die Nachfrage in Szenario III liegt durch den Einsatz von im Durchschnitt dauerhaft verbesserten Technologien tiefer als in Szenario II und deutlich tiefer als in Szenario I. Die Differenz gegenüber Szenario I wächst bis zum Jahr 2035 bis zu 18 Prozent an. Die hypothetische Deckungslücke in Szenario III Trend tritt im Winterhalbjahr weiterhin in 2018 auf, im Sommerhalbjahr erst in 2031 und im hydrologischen Jahr in 2023. Wesentlicher Unterschied im Vergleich zu den Szenarien I und II ist die Stabilisierung bis 2019 und der Rückgang des Landesverbrauchs ab ca. 2020.

In den Figuren 6-7, 6-8 und 6-9 sind die Stromlücken für das Szenario III und verschiedene Nachfragevarianten und -sensitivitäten im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. In diesen Figuren sind die entsprechenden zusätzlich erforderlichen Stromangebote zur Deckung des Strombedarfs und zur Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung abzulesen.

Figur 6-7: **Szenario III**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

In Szenario III Trend beträgt die Stromlücke in 2035 13.5 TWh_{el}. Bei höherem BIP-Wachstum ist die Stromlücke 2.0 TWh_{el} grösser.

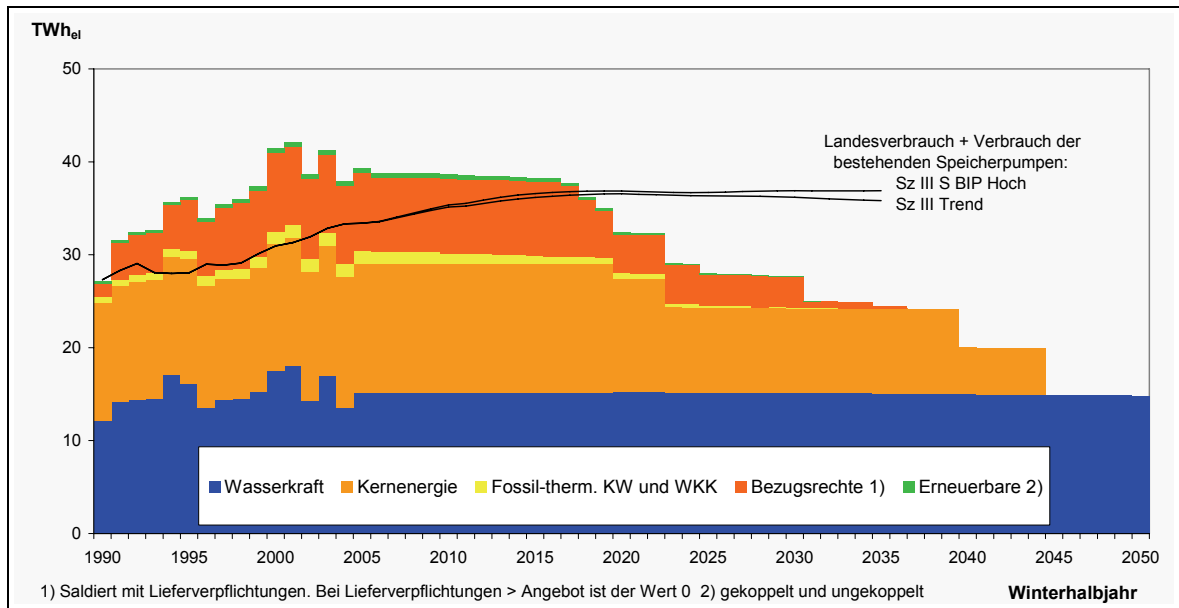
Tabelle 6-8: **Szenario III**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	81.9	83.2	76.4	79.1	78.3	67.3	59.2	58.6	52.8	43.5	34.0	33.8
Nachfrage												
Sz III Trend	58.1	61.8	62.8	65.8	67.5	68.1	67.5	67.1	66.3	-	-	-
Sz III S BIP Hoch	58.1	61.8	62.7	66.1	68.3	68.6	68.2	68.4	68.2	-	-	-
Stromlücke												
Sz III Trend	-23.8	-21.4	-13.7	-13.3	-10.8	0.7	8.3	8.5	13.5	-	-	-
Sz III S BIP Hoch	-23.8	-21.4	-13.7	-13.0	-10.0	1.3	9.0	9.8	15.5	-	-	-

2003 ist ein Stützjahr

Prognos 2006

Figur 6-8: **Szenario III**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

Im Winterhalbjahr vergrößert sich die Lücke bei der Trendnachfrage bis 2035 auf 11.3 TWh_{el}. Die Unterschiede zwischen der Sensitivität „BIP Hoch“ und dem Trend wachsen bis 2035 auf max. 1.1 TWh_{el} an.

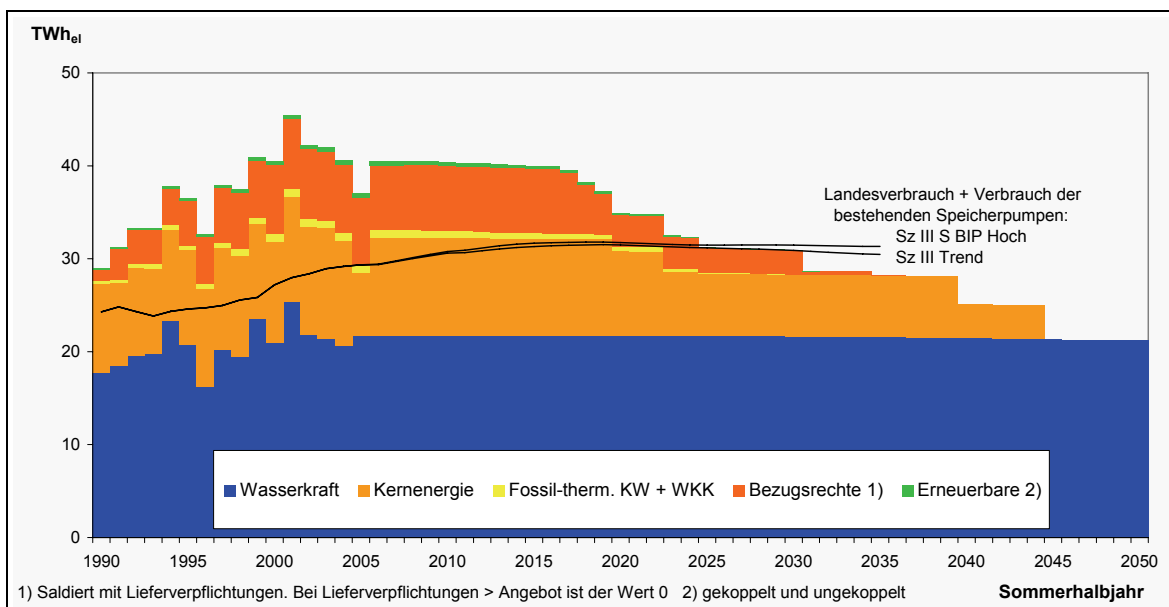
Tabelle 6-9: **Szenario III**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	41.4	41.3	39.3	38.7	38.2	32.4	28.0	27.7	24.5	19.2	13.8	13.7
Nachfrage												
Sz III Trend	31.0	32.8	33.4	35.1	36.2	36.6	36.3	36.2	35.8	-	-	-
Sz III S BIP Hoch	31.0	32.8	33.4	35.3	36.6	36.9	36.7	36.9	36.9	-	-	-
Stromlücke												
Sz III Trend	-10.5	-8.5	-5.9	-3.5	-2.1	4.1	8.4	8.5	11.3	-	-	-
Sz III S BIP Hoch	-10.5	-8.5	-5.9	-3.3	-1.7	4.4	8.7	9.2	12.4	-	-	-

2003 ist ein Stützjahr

Prognos 2006

Figur 6-9: **Szenario III**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

Die niedrigere Nachfrage und das höhere Angebot der Wasserkraft im Sommer führen zu geringeren Stromlücken. In Szenario III Trend sind Nachfrage und Angebot zwischen 2025 und 2030 fast gleich, die Lücke tritt dann im Sommer von 2031 ein und beläuft sich bis 2035 auf 2.2 TWh_{el}. Beim höheren BIP-Wachstum liegt die Nachfrage bereits einige Jahre früher geringfügig höher als das Angebot. Ab 2031 wächst die Lücke dann auf 3.1 TWh_{el} an. Figur 6-9 zeigt diese Entwicklung.

Tabelle 6-10: **Szenario III**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	40.5	41.9	37.1	40.4	40.0	34.9	31.2	30.9	28.2	24.3	20.2	20.1
Nachfrage												
Sz III Trend	27.2	28.9	29.4	30.6	31.3	31.5	31.2	30.9	30.5	-	-	-
Sz III S BIP Hoch	27.2	28.9	29.4	30.8	31.7	31.8	31.5	31.5	31.3	-	-	-
Stromlücke												
Sz III Trend	-13.3	-13.0	-7.7	-9.8	-8.7	-3.4	-0.1	0.0	2.2	-	-	-
Sz III S BIP Hoch	-13.3	-13.0	-7.7	-9.6	-8.3	-3.1	0.2	0.5	3.1	-	-	-

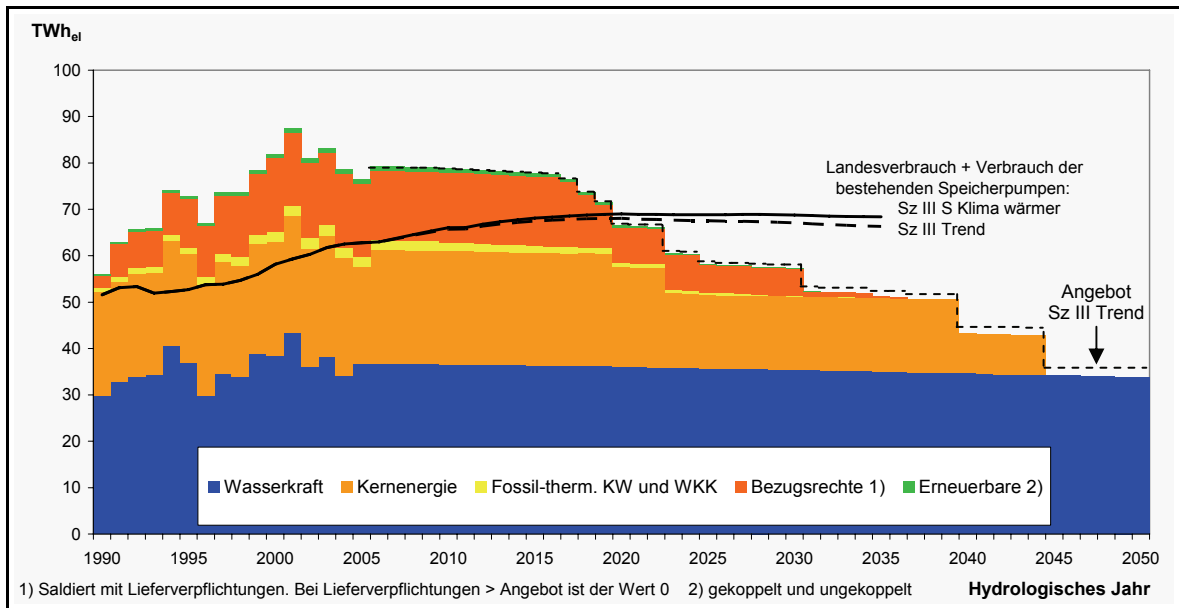
2003 ist ein Stützjahr

Prognos 2006

6.4.1.2 Sensitivität Klima Wärmer

In den Figuren 6-10 bis 6-12 ist grafisch die Verringerung des Angebots und die Erhöhung der Stromnachfrage in der Sensitivität Klima Wärmer im Vergleich zum Szenario III Trend dargestellt.

Figur 6-10: **Szenario III Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

Da sich sowohl das Angebot beim wärmeren Klima verringert als auch die Nachfrage zunimmt, eröffnet sich eine Schere, und die Lücke beträgt in 2035 17.2 TWh_{el}, 3.7 TWh_{el} mehr als in Szenario III Trend.

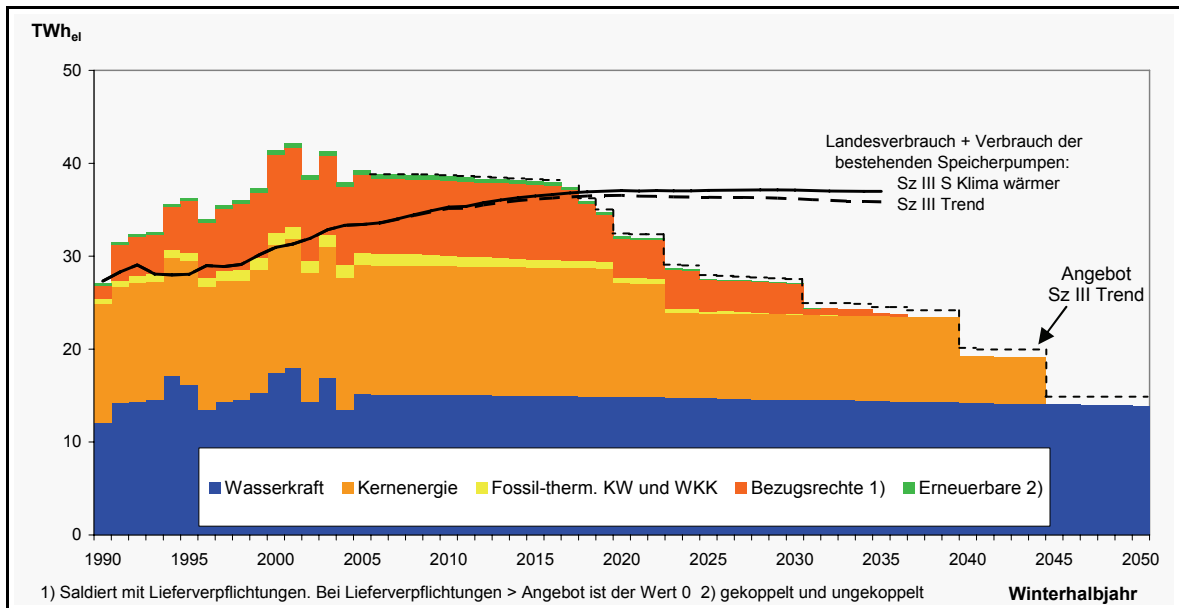
Tabelle 6-11: **Szenario III Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz III S Klima Wärmer	81.9	83.2	76.4	78.8	77.7	66.5	58.2	57.3	51.2	41.6	31.9	31.4
Nachfrage												
Sz III S Klima Wärmer	58.1	61.8	62.8	66.0	68.1	69.0	68.8	68.8	68.4	-	-	-
Stromlücke												
Sz III S Klima Wärmer	-23.8	-21.4	-13.7	-12.8	-9.6	2.5	10.7	11.5	17.2	-	-	-

2003 ist ein Stützjahr

Prognos 2006

Figur 6-11: **Szenario III Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

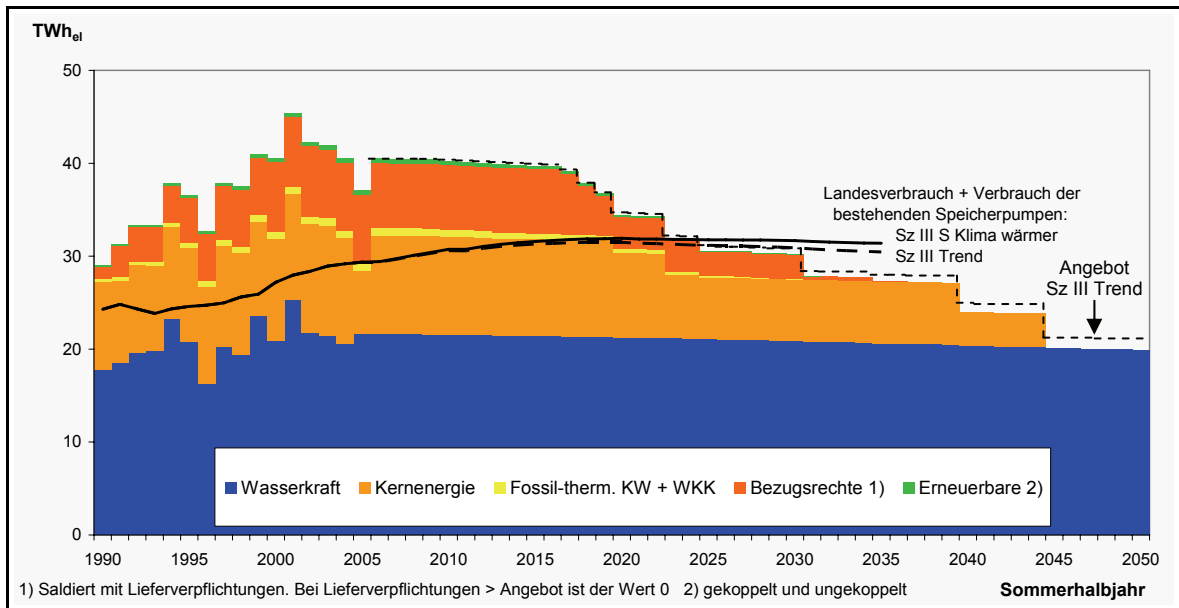
Tabelle 6-12: **Szenario III Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz III S Klima Wärmer	41.4	41.3	39.3	38.6	38.0	32.1	27.5	27.1	23.8	18.5	12.9	12.7
Nachfrage												
Sz III S Klima Wärmer	31.0	32.8	33.4	35.3	36.5	37.1	37.1	37.1	37.0	-	-	-
Stromlücke												
Sz III S Klima Wärmer	-10.5	-8.5	-5.9	-3.3	-1.5	5.0	9.5	10.0	13.1	-	-	-

2003 ist ein Stützjahr

Prognos 2006

Figur 6-12: **Szenario III Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

Tabelle 6-13: **Szenario III Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der
Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz III S Klima Wärmer	40.5	41.9	37.1	40.2	39.7	34.4	30.6	30.2	27.3	23.2	19.0	18.7
Nachfrage												
Sz III S Klima Wärmer	27.2	28.9	29.4	30.7	31.6	31.9	31.8	31.7	31.4	-	-	-
Stromlücke												
Sz III S Klima Wärmer	-13.3	-13.0	-7.7	-9.5	-8.1	-2.5	1.2	1.5	4.1	-	-	-

2003 ist ein Stützjahr

Prognos 2006

6.4.2 Leistungsdefizit

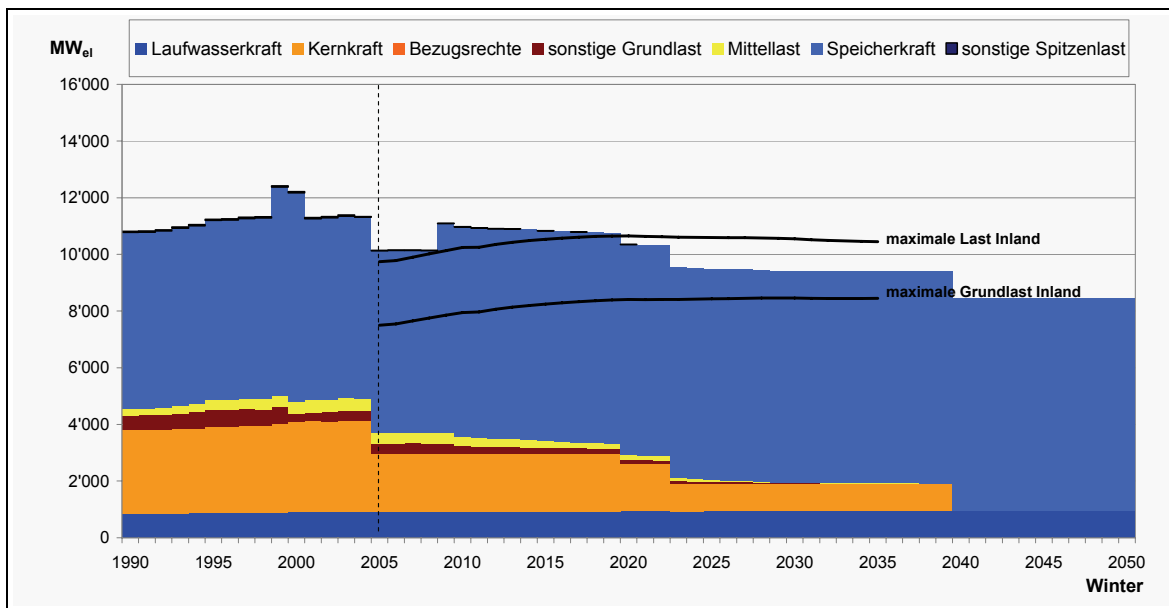
6.4.2.1 Referenzfall

Es treten sowohl im Winter als auch im Sommer keine Lücken bis 2035 auf.

6.4.2.2 Kältewelle

Extremsituationen wie eine Kältewelle mit zusätzlichem Ausfall eines Kraftwerks führen bereits heute zu Problemen. Ohne Zubau neuer Kraftwerke kann die verfügbare Leistung des bestehenden Parks ab 2020 (Sz I: 2017) die prognostizierte Nachfrage nicht mehr decken. Nach 2023 bleibt die Lücke relativ konstant und beträgt ca. 1.1 GW_{el}. Figur 6-13 illustriert die Situation bis 2035, mit Ausblick auf 2050.

Figur 6-13: **Szenario III Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage
bei einer Kältewelle, in MW_{el}



Prognos 2006

Tabelle 6-14: **Szenario III Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der
Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz III Trend	12'217	11'395	10'148	10'979	10'838	10'351	9'486	9'411	9'401	8'453	8'453	8'453
Nachfrage (Max.)												
Sz III Trend	9'000	9'500	9'740	10'240	10'537	10'653	10'595	10'547	10'447	-	-	-
Leistungsdefizit												
Sz III Trend	-3'217	-1'895	-408	-739	-301	302	1'109	1'136	1'046	-	-	-

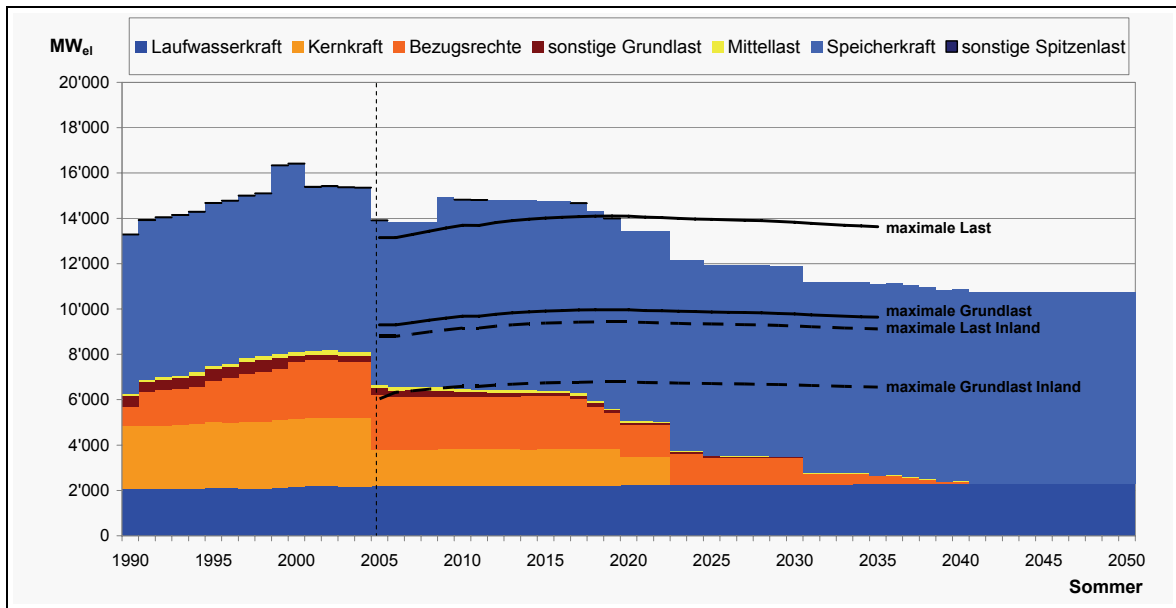
2003 ist ein Stützjahr

Prognos 2006

6.4.2.3 Hitzewelle

Im Sommer ist die Situation weniger kritisch. Die inländische Leistung ist bei einer Hitzewelle und dem Ausfall von zwei grossen Kraftwerkseinheiten (K-2) auch ohne Zubau neuer Kraftwerke bis 2035 gewährleistet. Ab 2020 steht jedoch keine zusätzliche Kapazität zur Verfügung um die prognostizierte maximale Last für die Tatigung von Exporten zu befriedigen (Figur 6-14). Die Deckung der Grundlast erfolgt teilweise durch Importe aus Frankreich.

Figur 6-14: Szenario III Trend
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}



Prognos 2006

Tabelle 6-15: Szenario III Trend
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz III Trend	16'427	15'382	13'917	14'831	14'779	13'447	11'938	11'915	11'106	10'853	10'758	10'758
Nachfrage (Max.)												
Sz III Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'697	14'016	14'097	13'955	13'829	13'635	-	-	-
Sz III Trend (ohne Exporte)	8'100	8'000	8'800	9'166	9'379	9'434	9'339	9'254	9'125	-	-	-
Leistungsdefizit												
Sz III Trend (mit Exporten)	-3'927	-3'632	-767	-1'134	-763	650	2'017	1'914	2'529	-	-	-
Sz III Trend (ohne Exporte)	-8'327	-7'382	-5'117	-5'665	-5'400	-4'013	-2'599	-2'661	-1'981	-	-	-

2003 ist ein Stützjahr

Prognos 2006

6.5 Optionen zur Deckung der Stromnachfrage in Szenario III

6.5.1 Modellvarianten

In Kapitel 2.3 wurden sieben Angebotsvarianten bis 2035 bestimmt.

Im Gegensatz zu Szenario I und II ist der autonome Zubau in Szenario III nicht für alle Varianten gleich, sondern je nach Variante unterschiedlich. Dies hängt davon ab, welche Technologien zum Einsatz kommen bzw. gefördert werden. Die freien Variablen bleiben wie in den Szenarien I und II die Grosskraftwerke und neue Importe. Jedoch wird nun auch analysiert, ob die auftretende Lücke vollständig durch z.B. erneuerbare Energien oder fossil befeuerte WKK-Anlagen gedeckt werden könnte.

Nur die Technologiegruppe Wasserkraft ist keine eigene Angebotsvariante – die Potenziale reichen nicht aus, die Lücke vollständig zu schliessen. Der Ausbau der (Gross)Wasserkraftkapazitäten erfolgt, wie in den anderen Szenarien, in allen Varianten unabhängig vom Bedarf. Das in jedem Szenario als realisierbar eingeschätzte Ausbaupotenzial wird im vollen Umfang ausgeschöpft.

6.5.2 Varianten für Szenario III Trend

Die CO₂-freie Stromerzeugung durch Kernkraftwerke gilt hinsichtlich des Klimaschutzes (Emissionen) als eine der möglichen Varianten in Szenario III. Der Zubau neuer Kernkraftwerke wird deshalb in einer Variante A Nuklear analysiert.

In der anderen zentralen Variante C Fossil-zentral besteht die Möglichkeit, erneuerbare Energien einzusetzen. Das neue Konzept Holzgas/Erdgas-Kraftwerk, eine kombinierte Nutzung von Holz und Erdgas in einem Kombikraftwerk, wie in Kapitel 2.4.4.2 beschrieben, kommt in diesem Szenario zum Einsatz.

Wegen der geringeren Lücke und des veränderten Umfeldes wird zudem untersucht, ob die Lücke technisch mit fossil-thermischen dezentralen Anlagen (Variante D), d.h. einer fossil basierten WKK-Strategie, geschlossen werden kann.

Auch der verstärkte Einsatz von erneuerbaren Energien (Variante E) wird untersucht. Ist es technisch möglich die Lücke fast vollständig mit erneuerbaren Energien zu decken? Wie weit müssen hierfür die Potenziale ausgeschöpft werden?

Wie in Szenario I und II wird zum Vergleich die Variante G Import analysiert.

Neben den reinen fossil-(de)zentralen und erneuerbaren Strategien sind auch Kombinationen hiervon möglich. Zwei davon werden in diesem Szenario zusätzlich ausgearbeitet: Fossil-zentral und erneuerbare Energien (Var. C&E) und Fossil-dezentral und erneuerbare Energien (Var. D&E).

Die Erzeugungspotenziale hängen von der ausgewählten Strategie ab. Im nächsten Abschnitt werden die Potenziale der Stromerzeuger für das Szenario III nach Varianten dargestellt. Aus Konsistenz- und Vergleichbarkeitsgründen sind die Potenziale der nicht im Vordergrund betrachteten Technologien in allen anderen Varianten gleich.

6.6 Erwartete Potenziale der Technologien bis 2035 in Szenario III

6.6.1 Wasserkraft

Für das dritte Szenario wird eine positive Entwicklung der Nutzung und des Ausbaus der Wasserkraft unterstellt. Das bedeutet explizit den Bau von neuen (Gross)Anlagen. Vor dem Hintergrund des CO₂-Ziels wird Klimaschutz hier prioritär gegenüber dem Aspekt Ökologie bewertet.

6.6.1.1 Variante A, C, C&E, G

In diesen „zentralen“ Varianten werden Umbauten und Neubauten von vor allem Grosswasserkraftwerken (> 10 MW_{el}) unterstellt. Das gesamte Ausbaupotenzial beläuft sich auf 2.5 TWh_{el} in 2035.

6.6.1.2 Variante D, D&E

Im Gegensatz zu den zentralen Varianten wird in den dezentralen Varianten D und D&E prioritär die Kleinwasserkraft ausgebaut. Kostengünstige Umbauten von Grosswasserkraftwerken werden wie in den anderen Varianten und Szenarien durchgeführt, so dass das gesamte Ausbaupotenzial 2.5 TWh_{el} beträgt.

6.6.1.3 Variante E

Das Szenario III ist das „erste“ Szenario, in dem eine Variante Erneuerbare (technisch) realisierbar erscheint. Für eine solche Variante ist eine zugrunde liegende Strategie notwendig, die dem Ausbau der Erneuerbaren aus Klimaschutzaspekten Priorität vor anderen Aspekten der Ökologie einräumt. Daher wird in dieser Variante, neben der Ausschöpfung von Kleinwasserkraft, eine Akzeptanz von Neu- und Ausbauten bei Grosswasserkraft unterstellt. In Variante E wird die Wasserkraft vorrangig behandelt, in den restlichen Varianten jedoch nicht. Insgesamt werden in dieser Variante bis 2035 ca. 4.1 TWh_{el} als Ausbaupotenzial unterstellt.

Detaillierte Informationen sind auch Exkurs 8 in Band 4 der Energieperspektiven zu finden.

6.6.2 Fossile Wärme-Kraft-Kopplung

6.6.2.1 Variante A, C, C&E, E, G

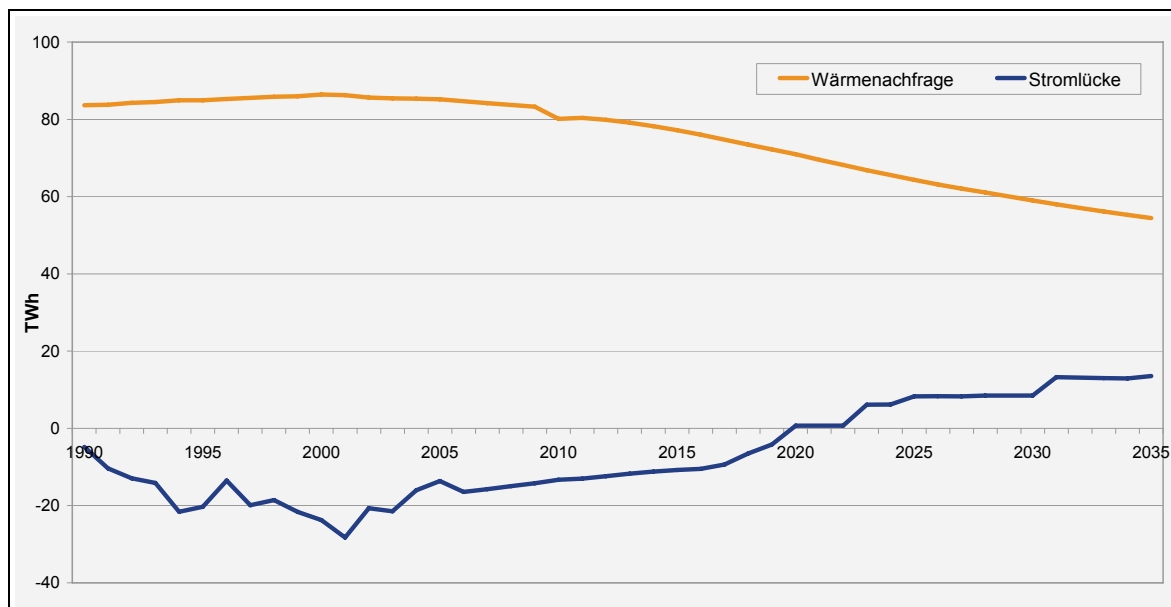
Bei den fossilen WKK-Anlagen liegt die autonome Ausschöpfung durch die geringere Wärmenachfrage in Szenario III (Figur 6-15) gegenüber Szenario I, je nach Technologie, ca. 20 Prozent unter dem autonomen Zubau von Szenario I.

6.6.2.2 Variante D

In diesem Szenario werden, gemäss Szenarienvoraussetzung, die technischen Potenziale der Wärme-Kraft-Kopplung analysiert. Da diese neu ermittelt wurden, wird die Berechnung hierzu ausführlich dargestellt.

Da in den Anlagen sowohl Strom als auch Wärme erzeugt werden, ist im Hinblick auf das Verhältnis zwischen beiden der gegenläufige Effekt von Stromnachfrage und Wärmenachfrage zu beachten. Durch die Nutzung von besseren Technologien, insbesondere zur Wärmedämmung der Gebäudehülle, reduziert sich die Wärmenachfrage in Szenario III ab 2010 deutlich. Die Stromnachfrage reduziert sich weniger stark als die Wärmenachfrage. Zudem entsteht eine Stromdeckungslücke ab ca. 2020 durch das Auslaufen der Bezugsrechte und die Stilllegungen der Kernkraftwerke. Dieser gegenläufige Effekt, dargestellt in der Figur 6-15, bedeutet eine grundsätzlich andere Auslegung der WKK-Anlagen als die derzeit installierten WKK-Anlagen in Bezug auf Wärmehöchstlast, Stromkennziffer und Vollbenutzungsstunden.

Figur 6-15: **Wärmenachfrage vs. Stromdeckungslücke in Szenario III**



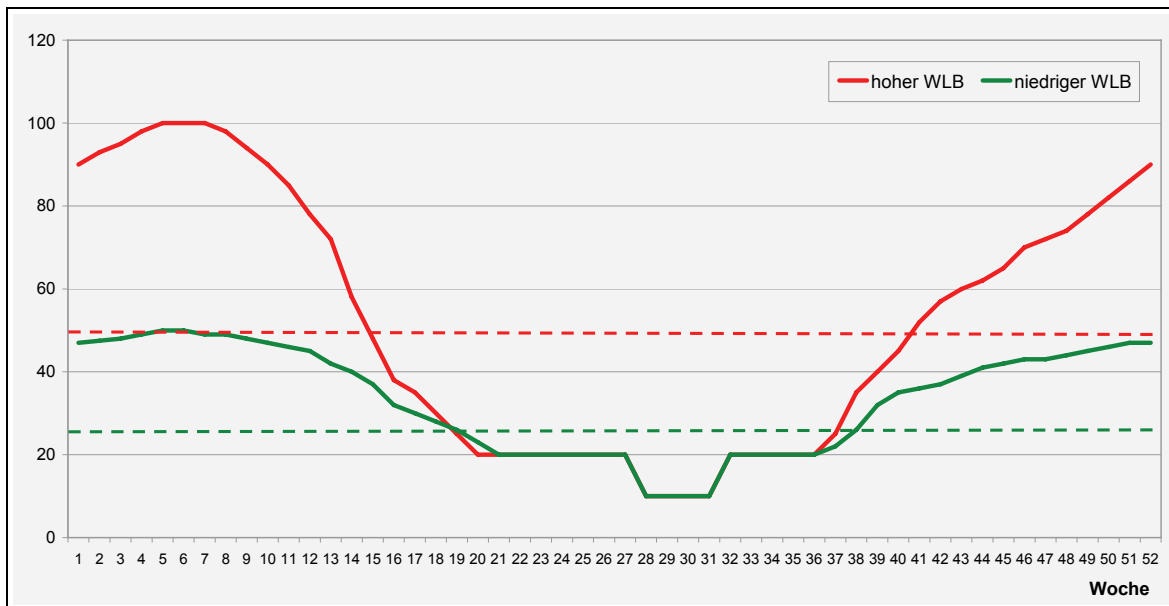
Prognos 2006

Obwohl hier die technischen Potenziale analysiert werden, hängen die Auslegungsgrundsätze (z.B. Vollaststunden) auch von den ökonomischen Rahmenbedingungen ab. Parameter wie zum Beispiel die Stromkennziffer (Verhältnis zwischen der gewonnenen elektrischen Energie zur gewonnenen Wärmeenergie) sind notwendig für die Optimierung des Verhältnisses zwischen Wärme und Strom.

Für die Auslegung der BHKW bildet das zeitliche Profil des Wärmebedarfs die massgebliche Grundlage. Aus den Figuren 6-16 und 6-17 lässt sich ablesen, dass ein flacherer Verlauf der Jahresdauerlinie – was gleichbedeutend mit einem ausgeglicheneren Wärmebedarf ist –, zu einem höheren Anteil des Wärmebedarfs, der bei gegebenem Anteil der WKK-Anlage an der Wärmehöchstlast durch die WKK-Anlage gedeckt werden kann, führt. Aus den Jahresganglinien lässt sich ermitteln, dass der Anteil des durch BHKW-Anlagen gedeckten Wärmebedarfs zunimmt, während die Auslastung – gemessen in Vollaststunden – zurückgeht. Dies hat auf den wirtschaftlichen Betrieb der Anlage negative Auswir-

kungen. Der nicht durch BHKW abgedeckte Jahreswärmebedarf ist durch einen Spitzenkessel zu bedienen (Prognos, 2001).

Figur 6-16: Jahresverlauf der Wärmenachfrage in einem exemplarischen Fall



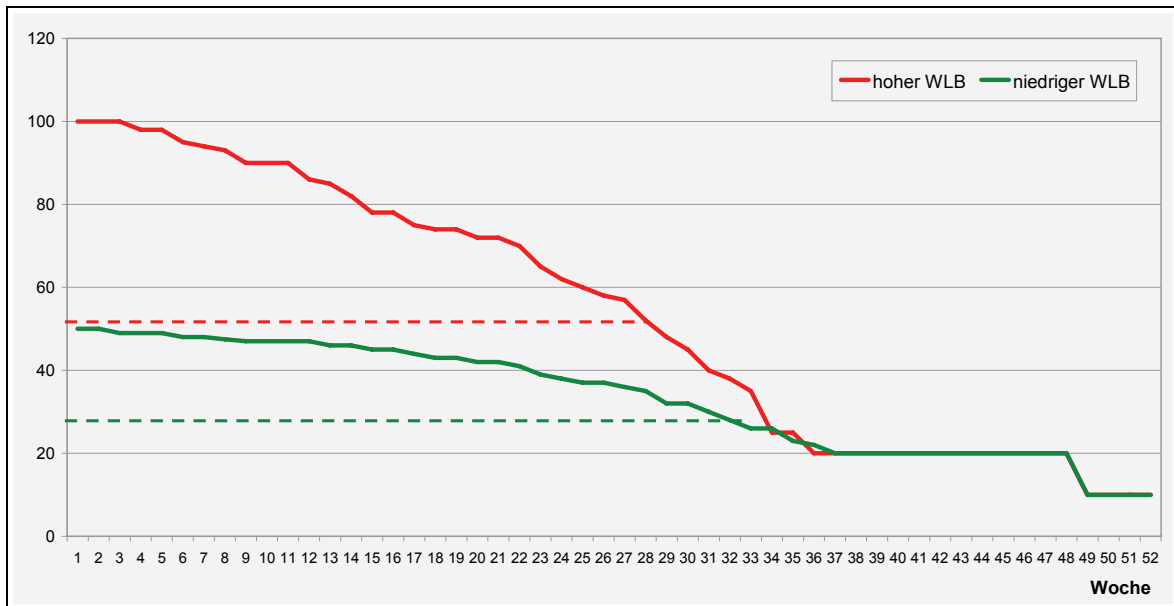
WLB = Wärmeleistungsbedarf

Prognos 2006

Aus den jeweiligen gebäudeseitigen Wärmehöchstlasten, den Annahmen zu dem von der WKK-Anlage zu deckenden Anteil und den Vorgaben für die anlagenspezifischen Stromkennziffern lässt sich dann unmittelbar die elektrische Leistung der WKK-Anlage ableiten.

Für den Prozesswärmebedarf beruht die Aufteilung nach Leistungsklassen auf Basisdaten von Basics (Baumgartner, 2005) zum Wärmebedarf nach Branchen und Betrieben sowie auf eigenen Annahmen.

Figur 6-17: Geordnete Jahresdauerlinien für den in Figur 6-16 gezeigten exemplarischen Fall



Prognos 2006

Ausgangspunkt der Analyse ist die Wärmenachfrage (von Heizöl, Erdgas, Kohle) in Szenario III. Für die Ermittlung der WKK-Potenziale im Haushalts- sowie im Dienstleistungsbereich knüpft die Methodik an die Studie von Gubser (1997) an. In der Gubser-Studie wurde auf der Grundlage der VSO-Statistik (Verband Schweizerischer Öl- und Gasbrennerunternehmen), in der die in der Schweiz installierten Heizanlagen nach Leistungsklassen und Anzahl der Anlagen geordnet ausgewiesen sind, nach Überarbeitung der VSO-Daten der Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser auf verschiedene Klassen der Wärmehöchstlast aufgeteilt.¹² Die geringere Wärmenachfrage und die Zunahme der Zahl der Heizanlagen erfordern wiederum eine Überarbeitung der Gubser-Daten.

Aktuelle Daten von in der Schweiz installierten Heizanlagen nach Leistungsklassen und Anzahl der Anlagen liegen nicht vor. Aus der Zunahme der Anzahl der (Wohn)Objekte (ca. +28 Prozent bis 2035; Hofer, 2006b) wurde eine Schätzung über die Zunahme der Heizanlagen vorgenommen. Diese beträgt insgesamt ca. 28 Prozent, wobei die kleineren Leistungsklassen über 28 Prozent wachsen und die Zuwächse bei grösseren Leistungsklassen deutlich unter 28 Prozent liegen. Dies hängt vor allem mit der geringen Wärmenachfrage (d.h. auch geringeren Wärmelast) zusammen und in geringerem Masse mit der Zunahme der Ein- und Zweifamilienhäuser.

Die geringere Wärmenachfrage führt dazu, dass die Anlagen auf eine höhere Wärmehöchstlast ausgelegt werden können. Diese Höchstlast wird – ausser bei grossen Heizkraftwerken – auf 0.45 geschätzt (siehe Tabelle 6-16). Hierdurch reduziert sich die thermische Leistung eines BHKWs und somit die elektrische Leistung. Die geringere

¹² Gubser (1997) stellt fest, dass der Heizkesselpark der Schweiz massiv überdimensioniert ist. Die mittlere Einsatzdauer (Nutzwärme dividiert durch die total installierte Leistung) ist niedrig. Gubser hat in seiner Studie die Benutzungsdauer erhöht, wodurch die installierte Heizleistung deutlich sinkt.

Wärmenachfrage sorgt also für eine Verschiebung in Richtung geringerer Leistungen (vgl. Figur 6-18).

Die technischen Charakteristika der einzelnen Erzeugungstechnologien sind in Tabelle 6-16 zusammengefasst.

Tabelle 6-16: **Technische Charakteristika der WKK-Erzeugungstechnologien, Szenario III**

Gruppe	Wärmehöchstlast	WKK-Anteil an Wärmehöchstlast	Thermische Leistung pro WKK-Anlage	Elektrische Leistung pro WKK-Anlage	Stromkennzahl	Volllaststunden
	kW _{th}		kW _{th}	kW _{el}		h/a
BHKW 1	4 bis 75	0.45	2 bis 35	1 bis 20	0.50	3'750
BHKW 2	75 bis 445	0.45	35 bis 200	20 bis 100	0.55	3'750
BHKW 3/Mikrogasturb.	335 bis 665	0.45	150 bis 300	100 bis 200	0.60	4'100
BHKW 4/Mikrogasturb.	665 bis 2'000	0.45	300 bis 900	200 bis 600	0.65	4'300
BHKW 5	2'775 bis 5'555	0.45	1'250 bis 2'500	1'000 bis 2'000	0.70	4'500
Gasturbine	2'775 bis 5'555	0.45	1'250 bis 2'500	1'000 bis 2'000	0.80	3'000
Gasturbine/Kombi-KW	5'555 bis 13'890	0.45	2'500 bis 6'250	2'000 bis 5'000	0.80	6'000
Kombikraftwerk	> 13'890	0.45	> 6'250	> 5'000	0.80	5'000
Kleines Fernwärmenetz	29'410	0.34 *	10'000	10'000	1.00	5'670 *
Grosses Fernwärmenetz	65'790	0.38 *	25'000	30'000	1.20	5'800 *

* Quelle: Prognos, 2001

Prognos 2006

Die WKK-Potenziale, welche für bestehende städtische Fernwärmenetze ermittelt wurden, gehen vom gegenwärtigen Stand und von der gegenwärtigen Anlagen- und Brennstoffstruktur der Fernwärmeversorgung in der Schweiz aus. Durch Umbau ungekoppelter Anlagen auf WKK-Anlagen und den Einsatz weiterer Energieträger ergibt sich ein kleines Ausbaupotenzial, welches auf ca. 7 PJ geschätzt wird (Prognos, 2001).

Eine völlige Ausschöpfung der Potenziale wird auch nicht benötigt, um die Stromlücke zu decken. Deshalb wurden aus ökonomischen und geografischen (Einbindung) Motiven die Ausschöpfungsquoten der technischen Potenziale beschränkt. Vor allem bei der Fernwärme (benötigter Anschlusszwang) und den kleineren Leistungsklassen (Kosten) werden die Potenziale deshalb nicht voll ausgeschöpft.

Zeitlich gesehen erfolgt die Ausschöpfung der Potenziale über die Kohorten der zeitlichen Entwicklung der Gebäudequalitäten und Heizanlagen.

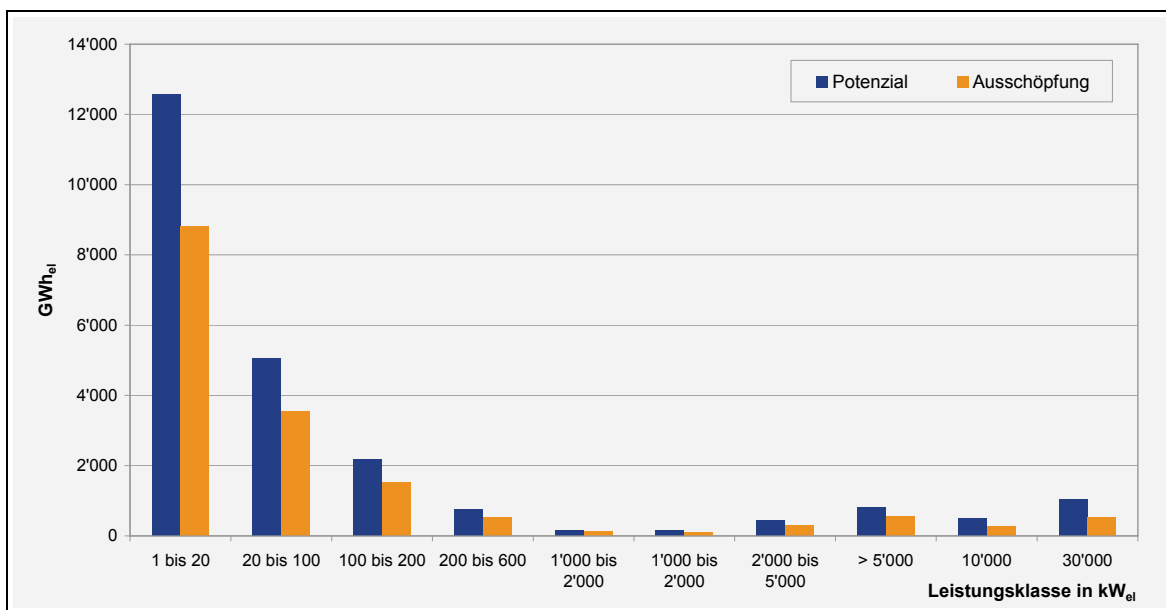
Tabelle 6-17: Technische Potenziale und Ausschöpfungsquoten der WKK-Erzeugungstechnologien, Szenario III

Gruppe	Elektrische Leistung pro WKK-Anlage	Volllaststunden	Elektrische Leistung nach Wärmehöchstklassen	WKK-Potenzial nach Wärmehöchstklassen (Strom)	Ausschöpfung	Winteranteil
	kW _{el}	h/a	MW _{el}	GW _{el}	%	%
BHKW 1	1 bis 20	3'750	3'355	12'580	70	75
BHKW 2	20 bis 100	3'750	1'347	5'053	70	75
BHKW 3/Mikrogast.	100 bis 200	4'100	535	2'193	70	75
BHKW 4/Mikrogast.	200 bis 600	4'300	175	751	70	75
BHKW 5	1'000 bis 2'000	4'500	36	162	70	75
Gasturbine	1'000 bis 2'000	3'000	52	157	70	55
Gasturbine/Kombi-KW	2'000 bis 5'000	6'000	73	438	70	55
Kombikraftwerk	> 5'000	5'000	161	804	70	55
Kleines Fernwärmenetz	10'000	5'670 *	90	510	50	75
Grosses Fernwärmenetz	30'000	5'800 *	180	1'044	50	75

* Quelle: Prognos, 2001

Prognos 2006

Figur 6-18: Technisches Potenzial der fossilen WKK versus Ausschöpfung des Potenzials



Prognos 2006

6.6.2.3 Variante D&E

In der Variante D&E werden sowohl fossile WKK-Anlagen als auch gekoppelte und ungekoppelte Erneuerbare zur Deckung der Lücke zugebaut. Die Ausschöpfungsquoten für fossile WKK-Anlagen nehmen durch den Zubau von erneuerbaren Energien entsprechend ab.

Tabelle 6-18 zeigt die Ausschöpfungsquoten der Variante D&E im Vergleich zur Variante D. Die teuren kleinen Leistungsklassen werden weniger stark ausgeschöpft.

Tabelle 6-18: **Technische Potenziale und Ausschöpfungsquoten der WKK-Erzeugungstechnologien, Szenario III**

Gruppe	Elektrische Leistung pro WKK-Anlage	Ausschöpfung in Szenario III, Variante D	Ausschöpfung in Szenario III, Variante D&E
	kW _{el}	%	%
BHKW 1	1 bis 20	70	35
BHKW 2	20 bis 100	70	50
BHKW 3/Mikrogasturbinen	100 bis 200	70	60
BHKW 4/Mikrogasturbinen	200 bis 600	70	70
BHKW 5	1'000 bis 2'000	70	70
Gasturbine	1'000 bis 2'000	70	70
Gasturbine/Kombi-KW	2000 bis 5'000	70	70
Kombikraftwerk	> 5'000	70	70
Kleines Fernwärmenetz	10'000	50	50
Grosses Fernwärmenetz	30'000	50	50

Prognos 2006

6.6.3 Kehrichtverbrennungsanlagen

6.6.3.1 Varianten A, C, G

Bei den Kehrichtverbrennungsanlagen wird für diese Varianten ein ähnlicher autonomer Zubau wie in Szenario I unterstellt.

6.6.3.2 Variante E

Da in dieser Variante in erster Instanz das technische (Stromerzeugungs)Potential betrachtet wird, wird für die Variante Erneuerbare Energien das maximale Ausbaupotenzial von 1.8 TWh_{el} unterstellt. Die Kehrichtverbrennungsanlagen werden hierfür auf die Erzeugung von Strom ausgerichtet (Wirkungsgrad 31.5 Prozent gemäss BFE, 2006c)

6.6.3.3 Varianten D, C&E, D&E

Diese Varianten gehen von einer etwas konservativeren Erhöhung des Stromwirkungsgrads von Kehrichtverbrennungsanlagen aus. Statt 31.5 Prozent für die Variante E, werden in diesen Varianten elektrische Wirkungsgrade Richtung 24 Prozent unterstellt (BFE, 2006c). Das erwartete Potenzial wird auf 2.2 TWh_{el} gesetzt.

6.6.4 Erneuerbare Energien

6.6.4.1 Varianten A, C, D, G

Bei den erneuerbaren Energien wird ein ähnlicher autonomer Zubau wie in Szenario I unterstellt.

6.6.4.2 Variante E

In der Variante E „Erneuerbare Energien“ wird der Schwerpunkt auf Schliessung der Lücke durch erneuerbare Energien gelegt. Die PSI-Studie (2005a) über „neue Erneuerbare“ zeigt, dass die technischen Potenziale der neuen erneuerbaren Energien ausreichen, um die Deckungslücke in 2035 zu füllen oder sogar den Landesverbrauch zu decken, falls Geothermie sich technisch durchsetzt.

Zur Berechnung der möglichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in dieser Variante werden die zeitabhängigen erschliessbaren Potenziale der „neuen erneuerbaren“ Technologien nach Einzeltechnologien berechnet.

Die erwarteten Potenziale wachsen anfangs mit der Zeit, während die Kosten (im Allgemeinen) im internationalen Umfeld mit der Zeit sinken. Zu berücksichtigen ist die Tatsache, dass die Deckungslücke in 2018 auftritt, mit einer starken Zunahme der Lücke in 2023 und 2031. Aufgrund dieser Tatsache ist eine frühzeitige Förderung notwendig, um Kosten- und Mengeneffekte zu erschliessen, sowie Erfahrungen zu sammeln. Es wird unterstellt, dass die Diffusion der Technologien so gegenüber den heutigen Raten beschleunigt werden kann.

In erster Instanz bestimmen die Erzeugungskosten (Bandbreiten) einer Technologie die Prioritäten des Zubaus aus erneuerbaren Technologien. Ein Mix von Technologien vermeidet, dass nur eine Technologie die Lücke decken würde. Technologien mit einem stochastischen Anfall (Wind, Sonne) und Technologien, die technisch noch nicht ausgereift sind, wie zum Beispiel Geothermie, haben eine geringere Priorität, um ihre unsicheren Beiträge nicht zu überschätzen. Deshalb sind die erwarteten Potenziale für diese Technologien im Vergleich zu ihren technischen Potenzialen deutlich geringer.

Nach diesem Prinzip entstehen folgende Prioritäten bei den erneuerbaren Energien:

1. Wasserkraft (siehe Abschnitt 6.6.1)
2. Kehrlichtverbrennungsanlagen (siehe Abschnitt 6.6.3)
3. Abwasserreinigungsanlagen
4. Biogas
5. Biomasse (Holz)
6. Wind
7. Photovoltaik
8. Geothermie

Es sollte darauf hingewiesen werden, dass keine eindeutigen Lösungen, ähnlich wie in Szenario II, erreichbar sind.

- Erneuerbare Energien mit gekoppelter Wärmeerzeugung

Das BFE hat aus den Brennstoffpotenzialen von Infrac ein Stromerzeugungspotenzial von ca. 4.5 TWh_{el} für Biomasse abgeleitet. Die festen Biomassen (Holz) haben ein technisches (teilweise ökonomisches) Potenzial von ca. 1.7 TWh_{el}, die Biogase ein Potenzial von ca. 2.2 TWh_{el}, welche in der Variante E bis 2035 ausgeschöpft werden. Bei Abwasserreinigungsanlagen ist ein begrenztes Potenzial von nur ca. 400 - 450 GWh_{el}/a vorhanden (BFE, 2005a; Infrac, 2004). Da der Einsatz von Brennstoffzellen in diesem Szenario nicht unterstellt wird, beschränkt sich das max. ausschöpfbare Potenzial der Abwasserreinigungsanlagen auf 300 GWh_{el}.

- Windenergie

Das BFE, BUWAL und ARE haben in 2004 einen Bericht erstellt, in dem das ausschöpfbare Potenzial (ca. 1.2 TWh_{el}/a) für Windkraftparks, mit Stromgestehungskosten zwischen 9 und 25 Rp./kWh und bei einer installierten Leistung von 1'250 kW_{el} pro Anlage, nach Prioritätsgruppen ermittelt wurde. Zudem ist ein Potenzial für Einzelanlagen von ca. 2.9 TWh_{el}/a vorhanden.

Für Szenario III wird das durch das BFE gesetzte Ziel von 600 GWh_{el}/a in 2025 übertroffen. Die „prioritären“ und „kantonalen“ sowie ein Teil der „übrigen“ Standorte und Einzelanlagen sollten hierfür ausgeschöpft werden. Insgesamt werden bis 2035 2'250 GWh_{el}/a unterstellt.

- Photovoltaik

In Szenario III wird unterstellt, dass sich wegen des veränderten Umfeldes die Kostendegressionen (im Ausland) durchsetzen und Photovoltaik Marktanteile gewinnen wird. Die Stromgestehungskosten von PV-Systemen bleiben jedoch, sicher bis 2020, deutlich höher als diejenigen konkurrierender Technologien. Obwohl in Szenario III nicht hauptsächlich von ökonomischen Motiven ausgegangen wird, wird das erwartete Potenzial hierdurch begrenzt. Anders ausgedrückt, werden andere kostengünstigere erneuerbare Energien prioritär zur Deckung der Lücke verwendet. Jedoch wird ein hohes Wachstum der installierten Leistung von 18 Prozent (wie in den letzten 15 Jahren; PSI, 2005a) angenommen. Die Stromerzeugung von PV-Systemen würde in 2035 dann ca. 1.9 TWh_{el} betragen.

- Geothermie

Die Potenziale zum Beitrag zur Schliessung der Lücke mit erneuerbaren Energien ist vorhanden. Die Technologie der Geothermie ist jedoch relativ jung und nicht im grossen Massstab erprobt. Die technisch-wirtschaftliche Machbarkeit steht noch in Frage.

In dieser Variante wird die Höhe des Einsatzes von Geothermie durch die restliche Lücke (d.h. die Lücke, welche nicht durch die anderen Erneuerbaren gedeckt wird) bestimmt. Hiermit wird vermieden, dass die Technologie überbewertet wird. Vor 2020 beschränkt sich der Einsatz der Geothermie auf einige Pilotprojekte.

6.6.4.3 Varianten C&E, D&E

Durch die Deckung der Lücke durch zwei Technologiegruppen kann der Einsatz von unsicheren und/oder teuren Technologien, wie z.B. Geothermie, PV, verringert werden. Auch ungünstigere Standorte von Wind- und Biogasanlagen können vermieden werden. Die

entsprechende Reduktion der erwartete Potenziale im Vergleich zur Variante E ist aus Tabelle 6-19 ersichtlich.

6.6.5 Potenziale – Übersicht

Die oben genannten erwarteten Potenziale gelten nur für die jeweilige Variante und unter den Bedingungen des dritten Szenarios. Aus Konsistenz- und Vergleichbarkeitsgründen sind die Potenziale der nicht im Vordergrund betrachteten Technologien in allen anderen Varianten gleich. Die Potenziale sind in der Tabelle 6-19 zusammengefasst.

Tabelle 6-19: Potenziale in Szenario III, nach Technologie(gruppe)n und Varianten, in GWh_{el}/a

	Technisch (circa) ¹⁾	Erwartet in 2035 in Szenario III						Var. G
		Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	
Wasserkraft (Ausbau)	7'570	2'500	2'500	2'500	4'100	2'500	2'500	2'500
Fossile WKK	20'000 -30'000	2'885	2'885	17'755	3'790	3'230	12'140	2'885
Klein WKK (< 1 MW _{el}) vor allem fossile BHKW, Mikrogasturbine	20'000 -25'000	805	805	14'530	805	805	8'915	805
Gross WKK: (> 1 MW _{el}) vor allem Industrie	2'100	1'315	1'315	2'110	1'315	1'315	2'110	1'315
Kehrichtverbrennungs- anlagen (fossiler Teil)	1'675	765	765	1'115	1'670	1'115	1'115	765
Neue Erneuerbare Energien	-	1'400	3'380	1'750	15'030	7'640	8'080	1'400
Biomasse Holz	1'700	50	50	50	1'650	825	1'100	50
Holzgas ²⁾	3'500	0	1'980	0	0	1'320	0	0
Klärgasanlagen (ARA)	400	185	185	185	300	300	300	185
Biogas	2'325	80	80	80	2'325	1'165	1'550	80
Photovoltaik	15'000-18'000	95	95	95	1'885	415	730	95
Windenergie	n.a.	115	115	115	2'250	1'000	1'285	115
Geothermie	n.a.	100	100	100	4'950	1'500	2'000	100
Kehrichtverbrennungs- anlagen (erneuerbarer Teil)	1'675	765	765	1'115	1'670	1'115	1'115	765
Kernkraftwerke								
Fossil-thermische Kraftwerke								
Importe								

Werte gerundet

¹⁾ Wasserkraft: nach Electrowatt-Ekono, 2004

Photovoltaik: nach PSI, 2005a

Biomasse: technisch-ökologisches Potenzial nach Infrass, 2004; BFE, 2006d. Bei Biomasse starkes Spannungsfeld zwischen Wärmebereitstellung, Stromerzeugung und Treibstoffproduktion

²⁾ Zufuehrung in Erdgas-Kombikraftwerken

Fossile WKK: nach Dr. Eicher+Pauli, 2003c, 2004b; Prognos, 2001; PSI, 2001

Holzgas: nach Nussbaumer, 2006; Bei einer Leistung des Holzteils von 10 MW_{el}

Kehrichtverbrennungsanlagen: nach BFE, 2005a; 2006c

Klärgasanlagen: nach BFE, 2005a

Prognos 2006

6.7 Modellergebnisse für Szenario III: Arbeit

6.7.1 Allgemeines

Die Ergebnisse der Angebotsvarianten sind auf das Nachfrageszenario III Trend ausgerichtet. Die Ergebnisse für die Sensitivitäten BIP Hoch und Klima Wärmer sind zusammengefasst in Kapitel 6.14 dargestellt.

Da die Stromlücke am stärksten im Winterhalbjahr auftritt, wird der Zubau in erster Linie auf das Winterhalbjahr ausgelegt. Der Zubau erfolgt bis 2035, dem Ende des Zeithorizonts der Perspektiven. Die Figuren zeigen zudem den Ausblick bis zum Jahr 2050.

6.7.2 Variante A: Nuklear

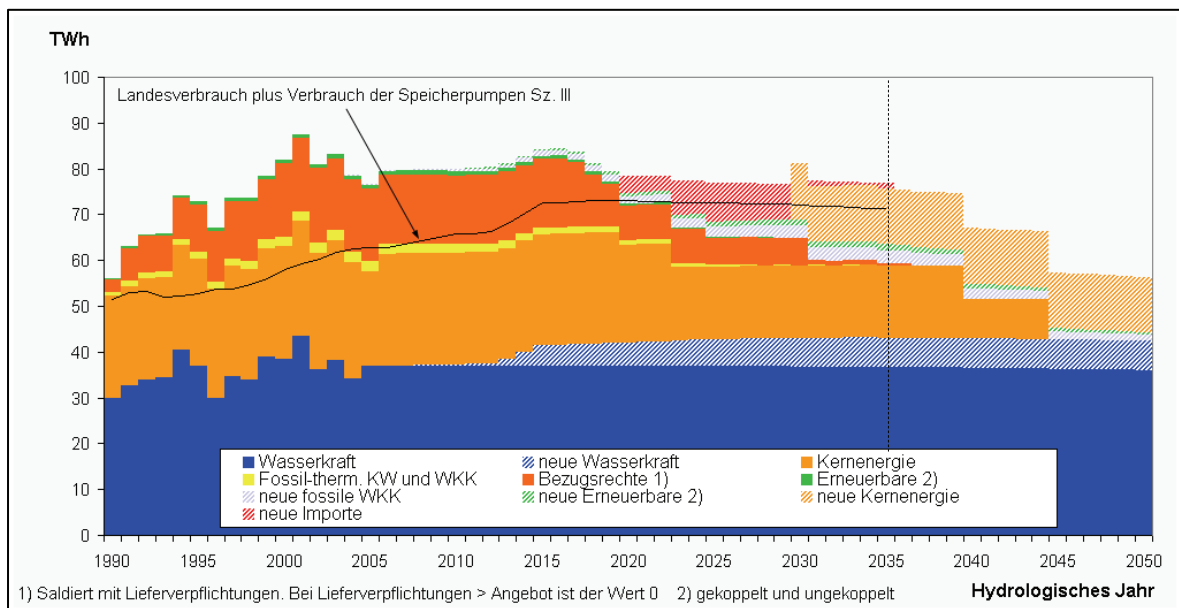
Die wesentlichen Annahmen, die dieser Variante zugrunde liegen, sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke, falls möglich, durch neue Kernkraftwerke und sonst durch neue Importe. Unterstellt wird, dass die Importverträge über ein Jahr laufen.
- (Autonomer) Zubau von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Wasserkraft und übrigen erneuerbaren Energien, gemäss der in Kapitel 6.6.5 ausgewiesenen Potenziale (erwartete Produktion).

In den Figuren 6-19, 6-20, und 6-21 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante A für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt.

In 2030 wird ein Kernkraftwerk zugebaut. Hiermit wird die Stromlücke im Winterhalbjahr (Figur 6-20) bis 2035 fast gedeckt. Ein zusätzlicher Kraftwerksblock von 1'600 MW_{el} würde zur Deckung der restlichen minimalen Lücke wenig Sinn machen, so dass diese mit Importen gedeckt wird.

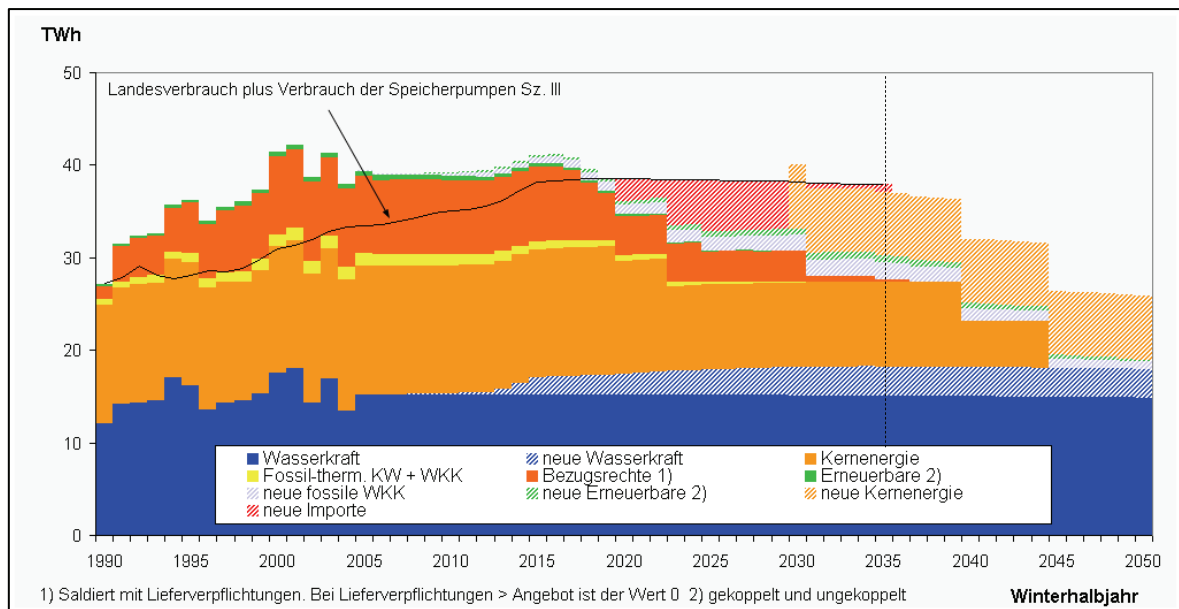
Figur 6-19: Szenario III Trend, Variante A
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el/a}



Prognos 2006

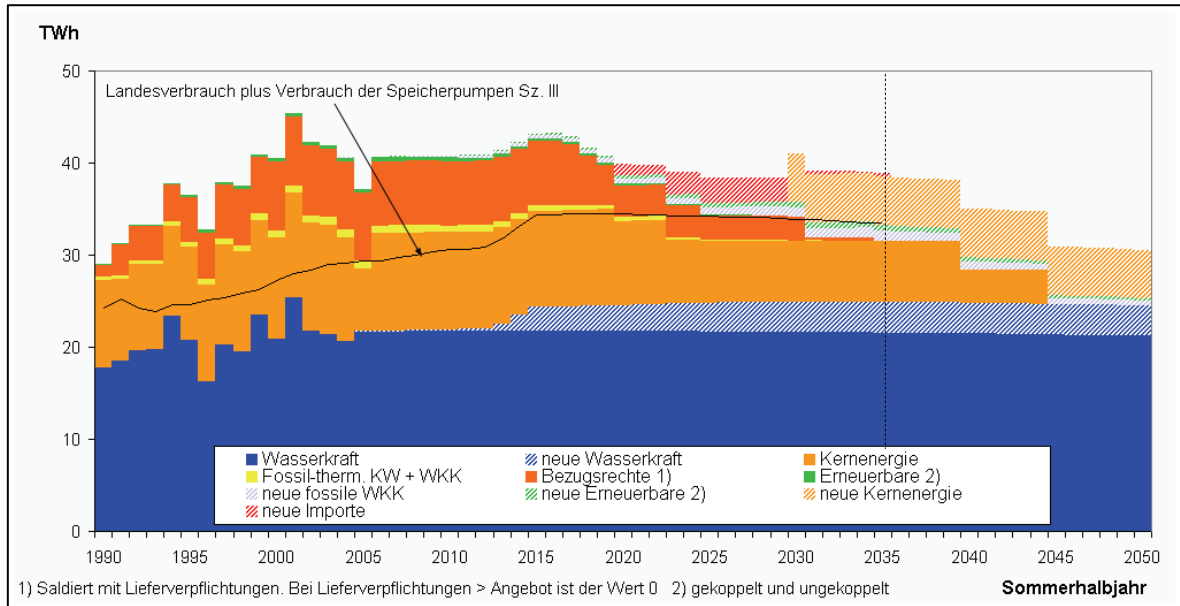
In Figur 6-20 ist Deckung der Lücke im Winterhalbjahr, auf die hin das System ausgelegt wurde, zu sehen.

Figur 6-20: Szenario III Trend, Variante A
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el/a}



Prognos 2006

Figur 6-21: Szenario III Trend, Variante A
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

In den Tabellen 6-20, 6-21 und 6-22 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Tabelle 6-20: **Szenario III Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.2	41.4	41.9	42.7	43.0	43.1
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	4.5	5.0	5.9	6.3	6.5
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	28.0	28.0
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	12.2
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	2.3	2.5	2.7	2.7	2.8	2.9
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.0	1.6	2.3	2.7	2.9
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	65.0	69.2	67.1	62.5	75.1	75.3
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	63.1	62.2	60.1	55.5	68.1	68.3
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	13.5	16.6	8.2	3.7
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	8.4	0.0	1.1
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	16.5	13.9	7.5	6.5	11.2	7.6
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	14.2	11.7	5.3	4.2	8.9	5.4
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	1.9	0.7	3.3	6.0	10.1	-3.0	-3.9
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.8	65.5	66.1	65.6	65.2	64.4

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-21: **Szenario III Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.3	17.1	17.4	17.9	18.1	18.2
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.2	2.8	3.0	3.1
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	16.0	16.0
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	6.9
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.4	1.6	1.7	1.7	1.8	1.8
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.7	1.1	1.4	1.7	1.8
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.1	31.2	33.1	32.0	29.5	36.7	36.8
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	30.7	30.5	29.4	26.9	34.1	34.3
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	7.7	10.0	4.5	2.2
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	5.6	0.0	0.7
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.2	4.0	1.1	1.1	2.9	1.1
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	4.1	2.9	0.0	0.0	1.8	0.0
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	3.9	5.1	6.6	8.9	1.5	1.1
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.6	35.6	36.0	35.8	35.7	35.3

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-22: **Szenario III Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.9	24.3	24.6	24.8	24.9	24.9
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.6	2.8	3.1	3.2	3.3
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	11.9	11.9
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	5.3
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.8	1.0	1.1
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	33.8	36.2	35.2	33.0	38.4	38.5
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.1	32.4	31.7	30.7	28.6	34.0	34.0
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	5.8	6.5	3.7	1.6
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.8	0.0	0.4
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.3	9.9	6.4	5.3	8.2	6.5
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.2	8.8	5.3	4.2	7.1	5.4
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.2	-1.8	-0.6	1.2	-4.5	-5.0
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.2	29.9	30.1	29.8	29.5	29.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

6.7.3 Variante C: Fossil-zentral

Dieser Variante liegen die folgenden wesentlichen Annahmen zugrunde:

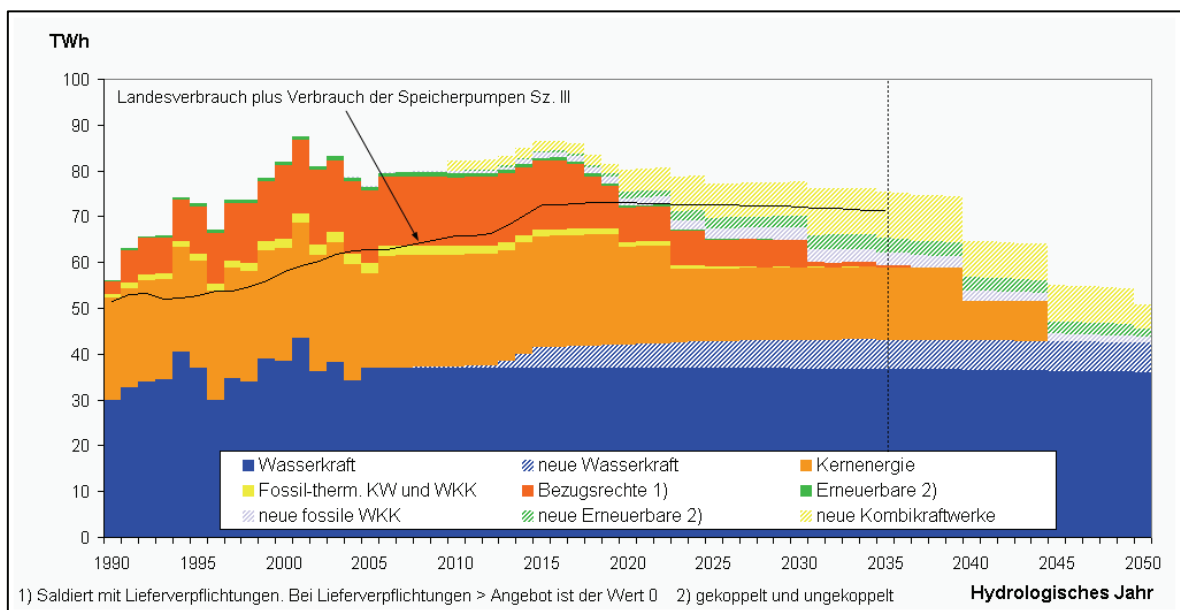
- In der „fossil-zentralen“-Strategie werden in diesem Szenario Holz-/Erdgas-Kombikraftwerke als Technologie eingesetzt. Die Anlage wird zu 80 Prozent mit Erdgas und zu 20 Prozent mit Holzgas befeuert. Der Anteil Holzgas wird als erneuerbar verbucht.

- (Autonomer) Zubau von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Wasserkraft und übrigen erneuerbaren Energien, gemäss der in Kapitel 6.6.5 ausgewiesenen Potenziale (erwartete Produktion).

In den Figuren 6-22, 6-23, 6-24 sind die Ergebnisse dieser Variante für das hydrologische Jahr, das Winter- und das Sommerhalbjahr dargestellt.

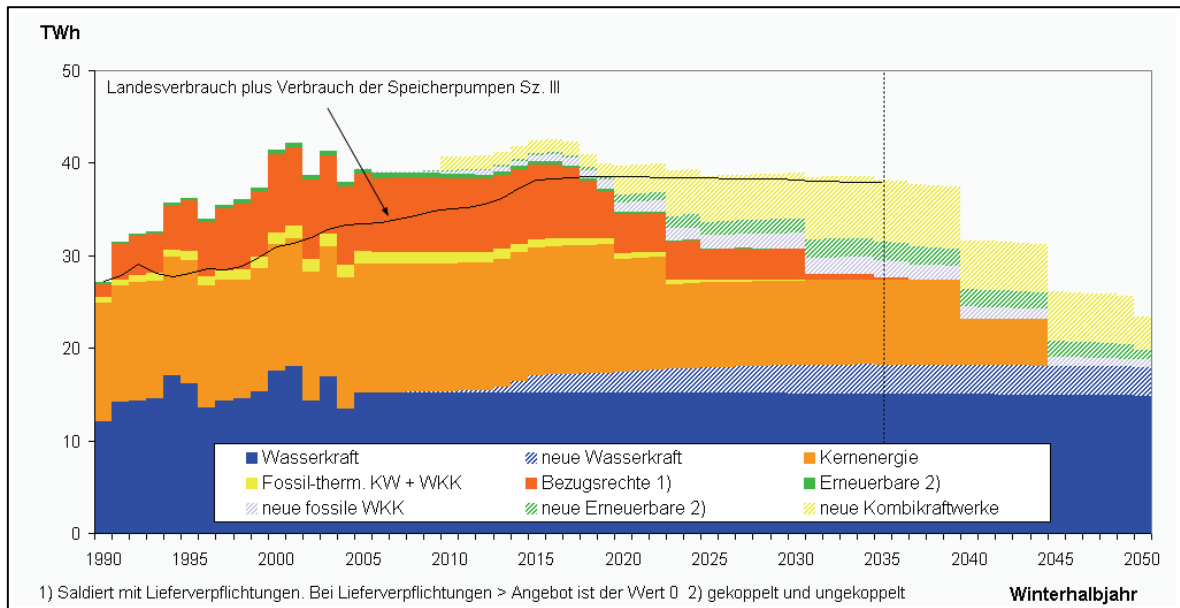
Zur Schliessung der Lücke werden in dieser Variante neben dem reinem Erdgas-Kombikraftwerk Chavalon zusätzlich drei Holz-/Erdgas-Kombikraftwerke zugebaut. Hierdurch erhöht sich der erneuerbare Anteil.

Figur 6-22: **Szenario III Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a

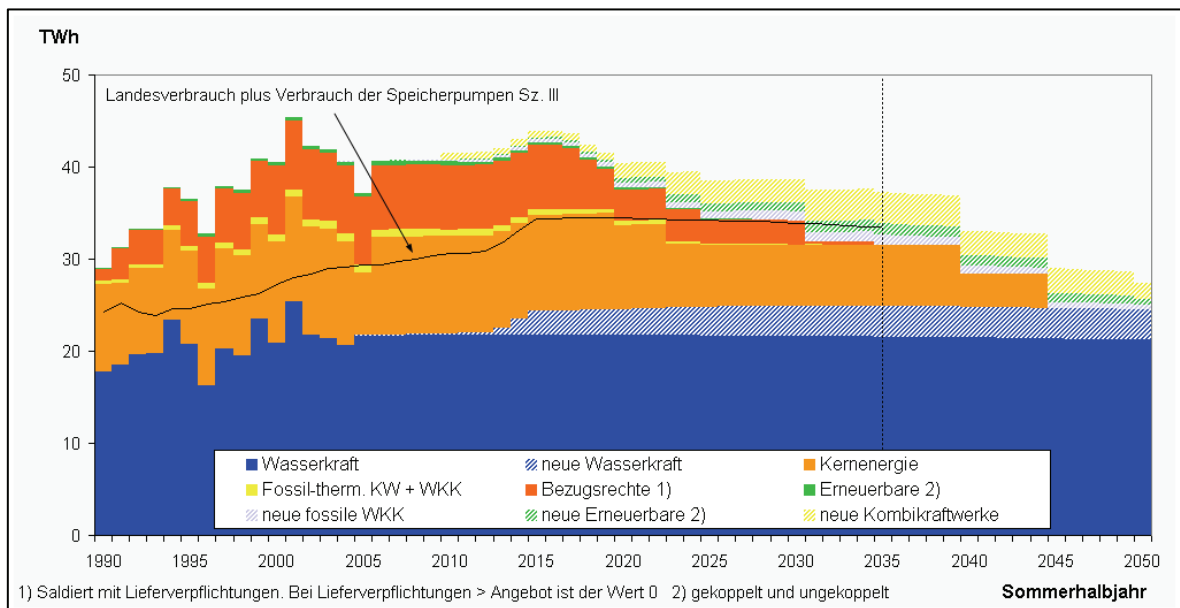


Prognos 2006

Figur 6-23: Szenario III Trend, Variante C
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Figur 6-24: Szenario III Trend, Variante C
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Die Tabellen 6-23, 6-24 und 6-25 zeigen zusammengefasst die den Figuren zugrunde liegenden Daten.

Tabelle 6-23: **Szenario III Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.2	41.4	41.9	42.7	43.0	43.1
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	4.5	5.0	5.9	6.3	6.5
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	4.5	4.6	7.4	10.1	10.2	12.9
bestehende fossile konv.-thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	4.8	7.4	7.4	10.1
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.0	1.6	2.3	2.7	2.9
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.8	2.5	2.6	3.3
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.4	2.3	2.5	3.3
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	67.1	71.4	72.5	71.1	71.6	75.1
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	65.2	64.4	65.5	64.2	64.6	68.1
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	18.6	16.1	9.3	6.7	7.7	6.3
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	16.4	13.8	7.0	4.5	5.4	4.1
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	1.9	-1.4	1.2	0.6	1.5	0.5	-3.7
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.8	65.5	66.1	65.6	65.2	64.4

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-24: **Szenario III, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.3	17.1	17.4	17.9	18.1	18.2
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.2	2.8	3.0	3.1
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	2.9	3.0	4.8	6.6	6.7	8.5
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.4	3.2	4.9	4.9	6.7
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.7	1.1	1.4	1.7	1.8
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	1.1	1.5	1.6	2.0
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.8	1.4	1.6	2.0
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.0	32.6	34.5	35.6	35.2	35.6	37.9
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	32.1	31.9	33.0	32.7	33.0	35.4
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	6.6	5.4	2.3	1.3	1.8	1.5
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	5.5	4.3	1.1	0.2	0.7	0.3
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	2.5	3.7	3.0	3.1	2.6	0.0
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.6	35.6	36.0	35.8	35.7	35.3

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-25: **Szenario III Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.9	24.3	24.6	24.8	24.9	24.9
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.6	2.8	3.1	3.2	3.3
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	1.6	1.7	2.6	3.5	3.5	4.4
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	1.6	2.5	2.5	3.4
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.8	1.0	1.1
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.7	1.0	1.0	1.3
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.5	0.9	1.0	1.3
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	34.5	36.9	37.0	35.9	36.1	37.2
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.1	33.1	32.4	32.5	31.5	31.6	32.8
Importe:	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	12.0	10.7	7.0	5.4	5.9	4.9
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.9	9.5	5.9	4.3	4.7	3.7
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.9	-2.5	-2.4	-1.7	-2.1	-3.7
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.2	29.9	30.1	29.8	29.5	29.1

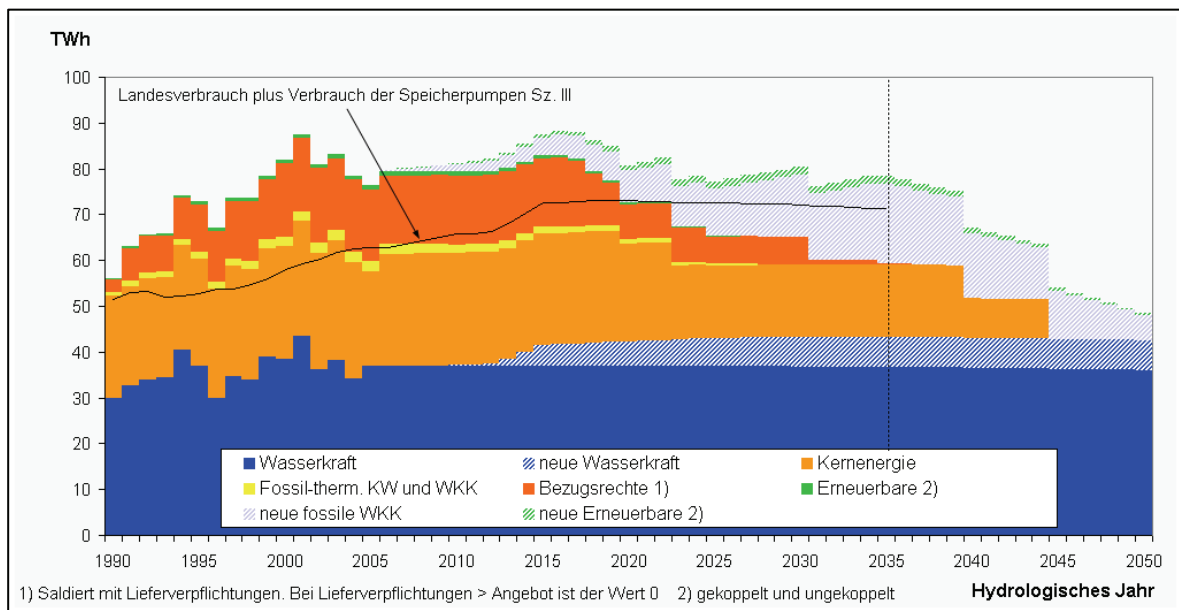
1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

6.7.4 Variante D: Fossil-dezentral

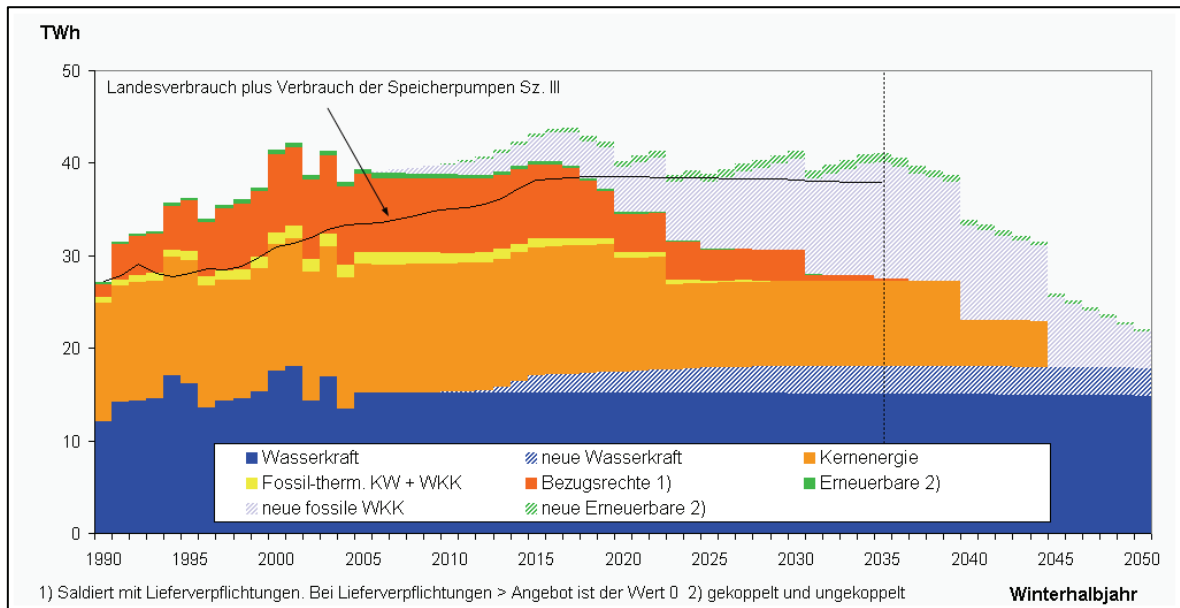
In den Figuren 6-25, 6-26, und 6-27 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante D für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Der kontinuierliche Zuwachs über die Kohorten der Gebäude, Betriebsstätten und Heizanlagen gem. Erneuerungszyklen ist in den Figuren ersichtlich. Die Entwicklung der Lücke verläuft hingegen mit Sprüngen, so dass in einzelnen Jahren die Lücke überdeckt wird (Exportmöglichkeit). Die „kritischen“ Jahre sind 2023 und 2031. Darauf ist der Zubau ausgelegt. In 2035 beträgt der Zubau von fossilen WKK-Anlagen 17.8 TWh_{el}. Die Verteilung auf die einzelnen Anlagentypen ist in Tabelle 6-17 dargestellt.

Figur 6-25: Szenario III Trend, Variante D
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



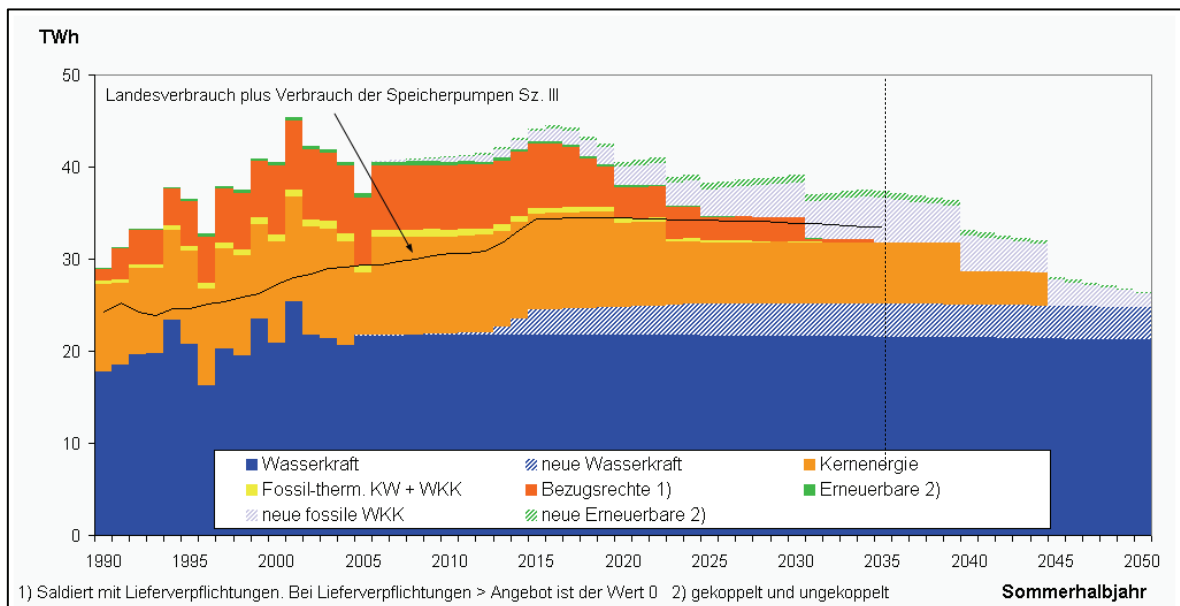
Prognos 2006

Figur 6-26: Szenario III Trend, Variante D
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Figur 6-27: Szenario III Trend, Variante D
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

In den Tabellen 6-26, 6-27 und 6-28 sind die Ergebnisse dieser Variante für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Tabelle 6-26: **Szenario III Trend, Variante D**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in
TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.1	41.5	42.2	43.0	43.2	43.2
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	3.3	5.3	8.0	10.8	14.0	17.8
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	3.8	7.0	10.3	14.0	17.8
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.4	1.6	1.8	1.8	1.7
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.7	1.2	1.5	1.7	1.7
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.7	66.0	72.4	73.2	71.3	74.8	78.5
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.1	64.1	65.4	66.2	64.3	67.8	71.5
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	15.9	17.5	17.1	10.0	6.9	10.8	9.7
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.7	15.3	14.8	7.7	4.7	8.6	7.4
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.1	-0.3	0.1	-0.1	1.3	-2.6	-7.1
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.8	65.5	66.1	65.6	65.2	64.4

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-27: **Szenario III Trend, Variante D**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.3	17.1	17.4	17.9	18.0	18.1
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	2.2	3.5	5.5	7.6	10.1	12.8
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	2.7	4.9	7.4	10.0	12.8
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.8	0.9	1.0	1.0	1.0
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	0.9	0.9	1.0
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.0	31.9	35.2	36.1	35.6	38.2	41.0
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	31.4	32.6	33.6	33.1	35.7	38.5
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.9	6.1	2.8	1.7	4.5	4.6
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	5.9	4.8	5.0	1.7	0.6	3.3	3.4
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.5	3.2	3.0	2.5	2.8	0.0	-3.1
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.6	35.6	36.0	35.8	35.7	35.3

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-28: **Szenario III Trend, Variante D**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.9	24.5	24.8	25.1	25.1	25.1
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.7	3.1	3.4	3.5	3.6
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	1.2	1.7	2.5	3.2	3.9	4.9
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.1	2.0	3.0	3.9	4.9
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.7	0.8	0.8
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.7	34.1	37.2	37.1	35.7	36.5	37.4
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	32.7	32.8	32.7	31.2	32.1	33.0
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.6	11.0	7.1	5.2	6.3	5.1
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.7	10.5	9.8	6.0	4.1	5.2	4.0
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.3	-3.5	-2.8	-2.6	-1.5	-2.6	-3.9
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.2	29.9	30.1	29.8	29.5	29.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

6.7.5 Variante E: Erneuerbare Energien

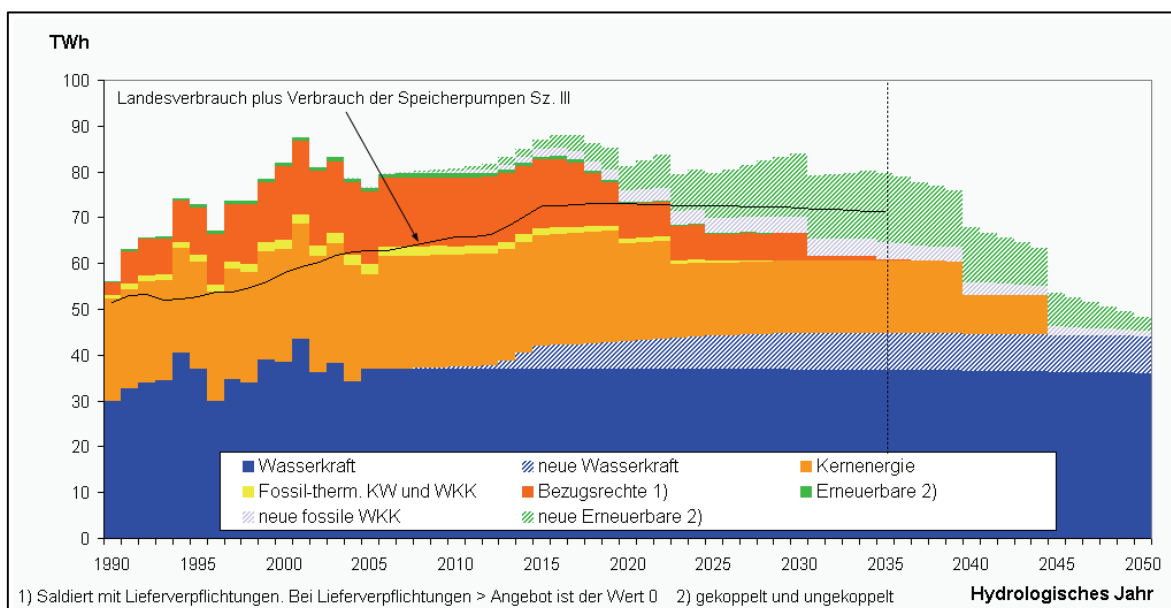
In den Figuren 6-28, 6-29, und 6-30 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante Erneuerbare Energien für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt.

In dieser Variante wird von allen Varianten die Wasserkraft am stärksten ausgebaut. Von dem gesamten Ausbau in Höhe von 4.1 TWh_{el} in 2035 fallen 2.6 TWh_{el} in Grosswasserkraftwerken an.

Die Erzeugung von neuen Erneuerbaren, inkl. Wasserkraft < 10 MW_{el}, beläuft sich in 2035 auf 16.5 TWh_{el}.

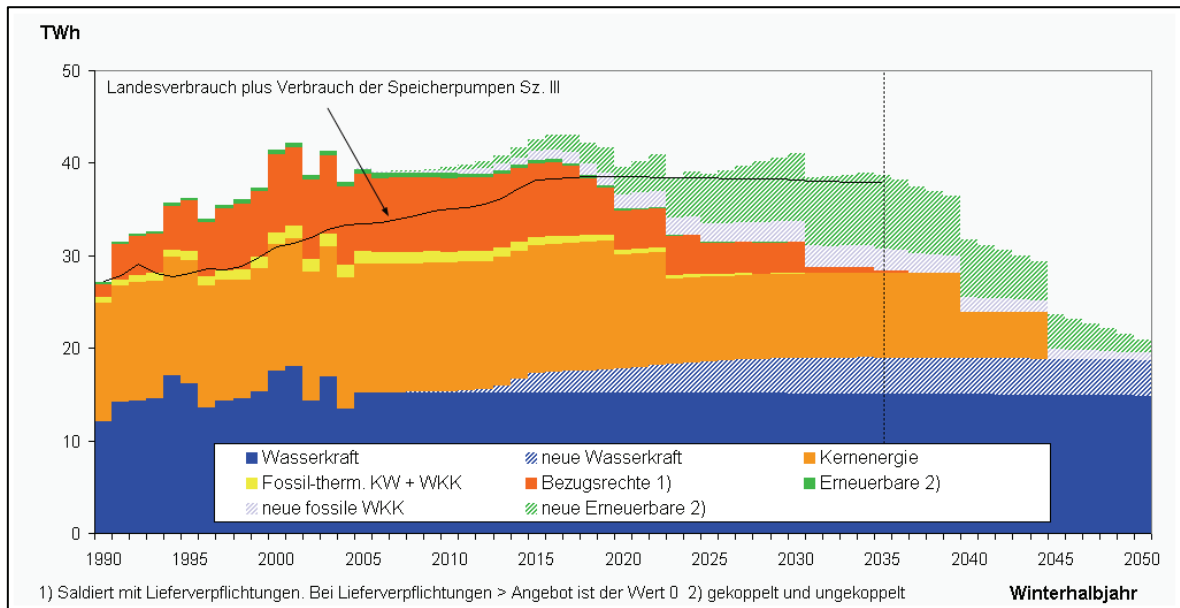
Wie bei der fossil-dezentralen Variante D sind die Auslegungspunkte 2020, 2023 und 2031 aus den Figuren ersichtlich. Die dezentralen Anlagen müssen zu diesen Zeitpunkten in grossen Mengen zugebaut sein, um das Wegfallen grosser Leistungsblöcke auffangen zu können.

Figur 6-28: **Szenario III Trend, Variante E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a

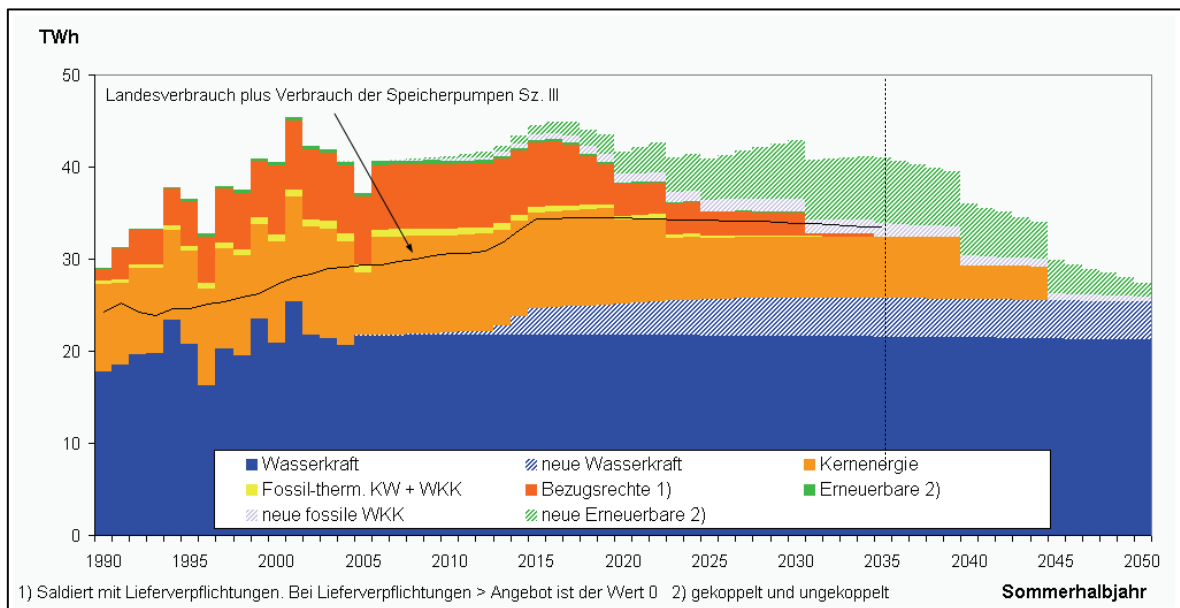


Prognos 2006

Figur 6-29: Szenario III Trend, Variante E
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Figur 6-30: Szenario III Trend, Variante E
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Die Tabellen 6-29 bis 6-31 zeigen zusammengefasst die den Figuren 6-28 bis 6-30 zugrunde liegenden Daten. Die Wasserkraft versteht sich inklusive Wasserkraft unter 10 MW_{el} und ist deshalb nicht bei den neuen erneuerbaren Energien untergebracht. Zudem sind die Kehrlichtverbrennungsanlagen zu 50 Prozent bei den fossilen WKK und zu 50 Prozent bei den erneuerbaren Energien verbucht.

Tabelle 6-29: **Szenario III Trend, Variante E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in
TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.3	41.9	42.9	44.2	44.6	44.7
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	5.0	6.0	7.4	7.9	8.1
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	2.5	3.0	3.5	3.7	3.8	3.8
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	1.5	2.5	3.3	3.7	3.8
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.5	2.8	5.8	10.0	13.7	15.0
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	2.2	5.4	9.8	13.7	15.0
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.9	65.7	72.0	73.6	73.7	77.9	79.3
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	63.8	65.0	66.6	66.7	70.9	72.3
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	17.2	16.7	10.3	9.3	14.0	10.5
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	14.9	14.4	8.1	7.0	11.7	8.2
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	1.9	0.0	0.5	-0.5	-1.1	-5.8	-7.9
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.8	65.5	66.1	65.6	65.2	64.4

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-30: **Szenario III Trend, Variante E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.4	17.3	17.8	18.6	18.9	19.0
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.1	2.6	3.4	3.8	3.9
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.5	1.8	2.2	2.3	2.3	2.3
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.0	1.5	2.0	2.2	2.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.8	1.6	3.2	5.4	7.3	7.9
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.2	3.0	5.3	7.3	7.9
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.1	31.5	34.5	35.4	35.4	37.7	38.3
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	31.0	32.0	32.9	32.9	35.1	35.8
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.5	5.5	2.1	1.5	3.9	1.9
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	4.4	4.3	1.0	0.4	2.8	0.8
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	3.6	3.7	3.2	2.9	0.5	-0.5
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.6	35.6	36.0	35.8	35.7	35.3

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-31: **Szenario III Trend, Variante E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	22.0	24.6	25.1	25.6	25.8	25.7
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	2.9	3.4	3.9	4.1	4.2
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	1.2	1.4	1.5	1.5	1.5
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	0.9	1.3	1.4	1.5
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.7	1.3	2.6	4.5	6.4	7.1
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.0	2.4	4.4	6.4	7.1
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	34.1	37.5	38.2	38.3	40.3	40.9
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.1	32.7	33.0	33.8	33.8	35.8	36.5
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.7	11.2	8.2	7.8	10.1	8.6
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.5	10.1	7.1	6.7	8.9	7.5
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.5	-3.1	-3.7	-4.1	-6.3	-7.4
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.2	29.9	30.1	29.8	29.5	29.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

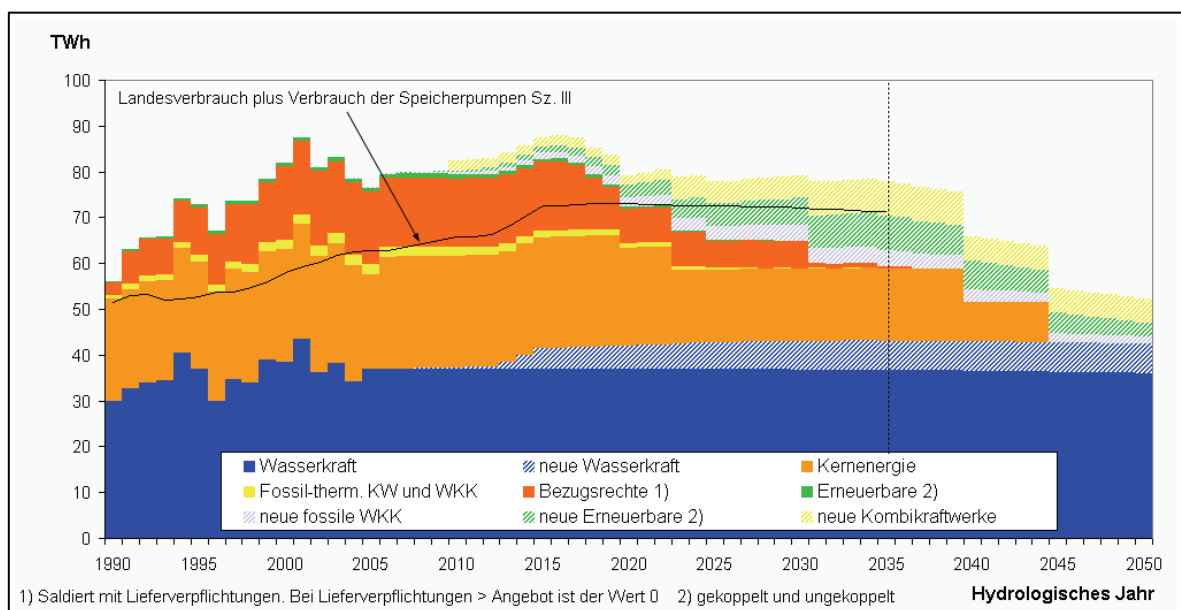
Prognos 2006

6.7.6 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Diese Variante ist gekennzeichnet durch den Zubau von zwei Holz-/Erdgas-Kombikraftwerken –zusätzlich zum in der Planung bereits fortgeschrittenen Erdgas-Kombikraftwerk Chavalon – mit einem erneuerbaren Anteil von 20 Prozent und den Bau von sonstigen erneuerbaren Energien. Insgesamt werden 8.1 TWh Strom in 2035 aus neuen erneuerbaren Energien (inkl. Wasserkraft < 10 MW_{el}) erzeugt.

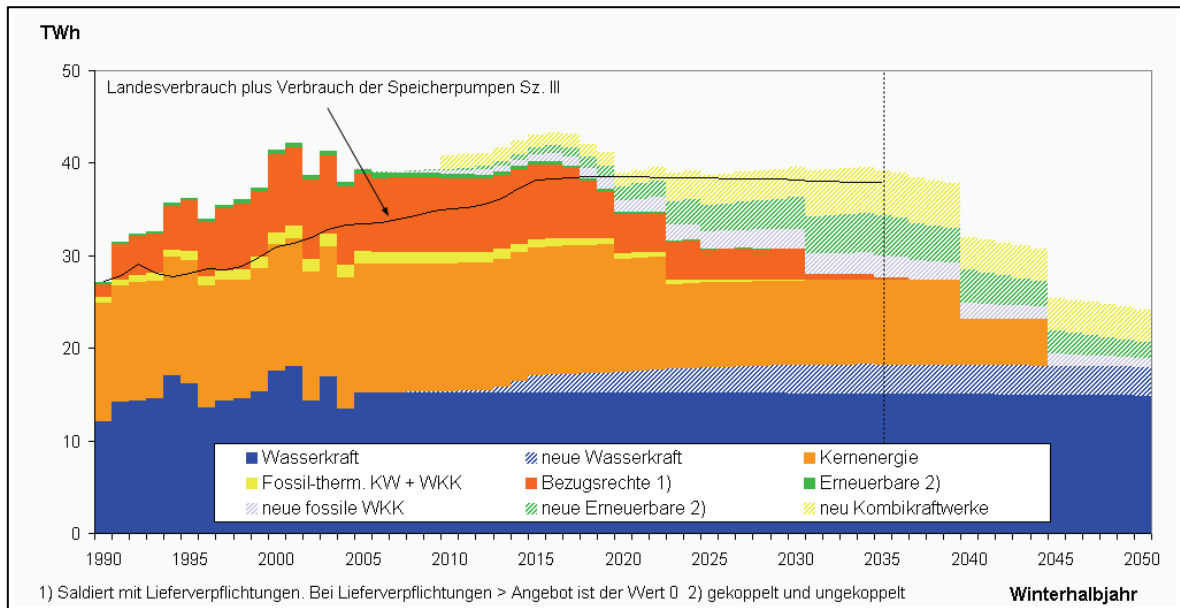
In den Figuren 6-31, 6-32, 6-33 sind die Ergebnisse dieser Variante für das hydrologische Jahr, das Winter- und das Sommerhalbjahr dargestellt.

Figur 6-31: **Szenario III Trend, Variante C&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a

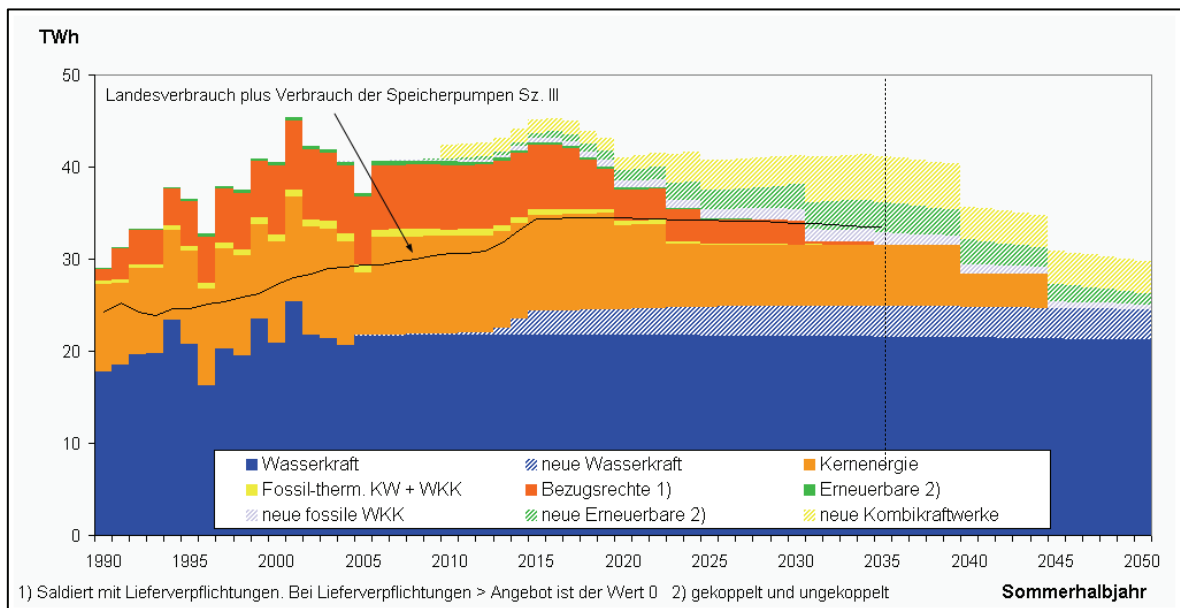


Prognos 2006

Figur 6-32: Szenario III Trend, Variante C&E
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Figur 6-33: Szenario III Trend, Variante C&E
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



In den Tabellen 6-32, 6-33 und 6-34 sind die Ergebnisse dieser Variante für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Tabelle 6-32: **Szenario III Trend, Variante C&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.2	41.4	41.9	42.7	43.0	43.1
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	4.5	5.0	5.9	6.3	6.5
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	4.5	4.9	5.3	8.0	8.0	10.7
bestehende fossile konv.-thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	2.1	4.8	4.8	7.4
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.3	2.0	2.7	3.1	3.2
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.3	1.9	3.0	5.2	6.2	7.6
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.3	2.6	4.9	6.1	7.6
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	67.4	72.5	71.6	71.6	73.0	77.1
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	65.5	65.5	64.6	64.7	66.0	70.1
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	18.9	17.2	8.3	7.2	9.0	8.4
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	16.7	14.9	6.0	5.0	6.8	6.1
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	-1.7	0.1	1.5	1.0	-0.8	-5.8
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.8	65.5	66.1	65.6	65.2	64.4

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-33: **Szenario III Trend, Variante C&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.3	17.1	17.4	17.9	18.1	18.2
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.2	2.8	3.0	3.1
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	2.9	3.1	3.3	5.2	5.2	7.0
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.4	1.4	3.2	3.2	4.9
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.8	1.3	1.7	1.9	2.0
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.7	1.1	1.7	3.0	3.5	4.3
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.7	1.5	2.8	3.5	4.3
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.0	32.8	35.1	34.7	35.2	36.0	38.6
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	32.3	32.5	32.1	32.6	33.4	36.1
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	6.8	6.0	1.4	1.3	2.2	2.2
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	5.6	4.9	0.3	0.1	1.1	1.1
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	2.4	3.1	3.9	3.2	2.3	-0.8
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.6	35.6	36.0	35.8	35.7	35.3

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-34: **Szenario III Trend, Variante C&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.9	24.3	24.6	24.8	24.9	24.9
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.6	2.8	3.1	3.2	3.3
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	1.6	1.8	1.9	2.8	2.8	3.7
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	0.7	1.6	1.6	2.5
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	0.7	1.0	1.2	1.2
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.6	0.8	1.3	2.2	2.7	3.3
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	1.1	2.1	2.7	3.3
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	34.6	37.4	36.9	36.5	37.0	38.5
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.1	33.2	32.9	32.5	32.0	32.6	34.1
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	12.2	11.1	6.9	6.0	6.8	6.2
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	11.0	10.0	5.8	4.9	5.7	5.1
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-4.0	-3.0	-2.4	-2.3	-3.1	-5.0
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.2	29.9	30.1	29.8	29.5	29.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

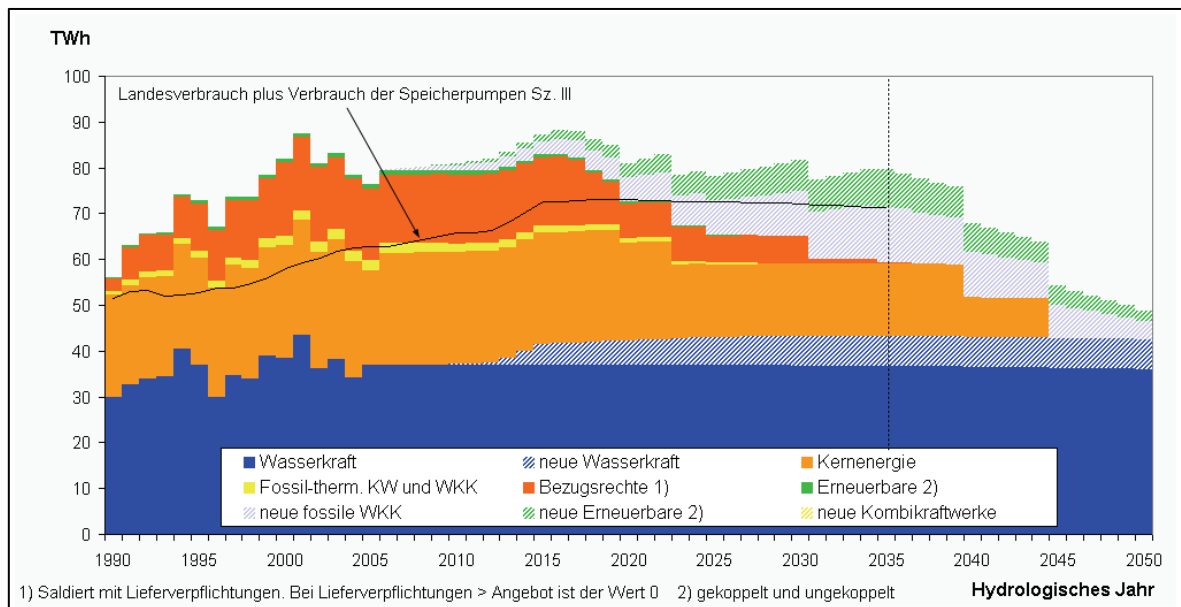
Prognos 2006

6.7.7 Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien

In den Figuren 6-34, 6-35, und 6-36 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante Fossil-dezentral und erneuerbare Energien für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt.

Der Einsatz von fossilen WKK steigert sich im Perspektivhorizont bis 2035 von ca. 2.3 TWh_{el} in 2003 auf 12.1 TWh_{el}. Hier ist der Beitrag von Kehrlichtverbrennungsanlagen zu 50 Prozent einbezogen (fossiler Anteil). Die Stromerzeugung von neuen erneuerbaren Energien wächst von 0.9 TWh_{el} in 2003 auf 9.6 TWh_{el} in 2035. Der Betrag versteht sich inkl. Wasserkraft kleiner 10 MW_{el} und dem erneuerbaren Anteil von Kehrlichtverbrennungsanlagen (50 Prozent).

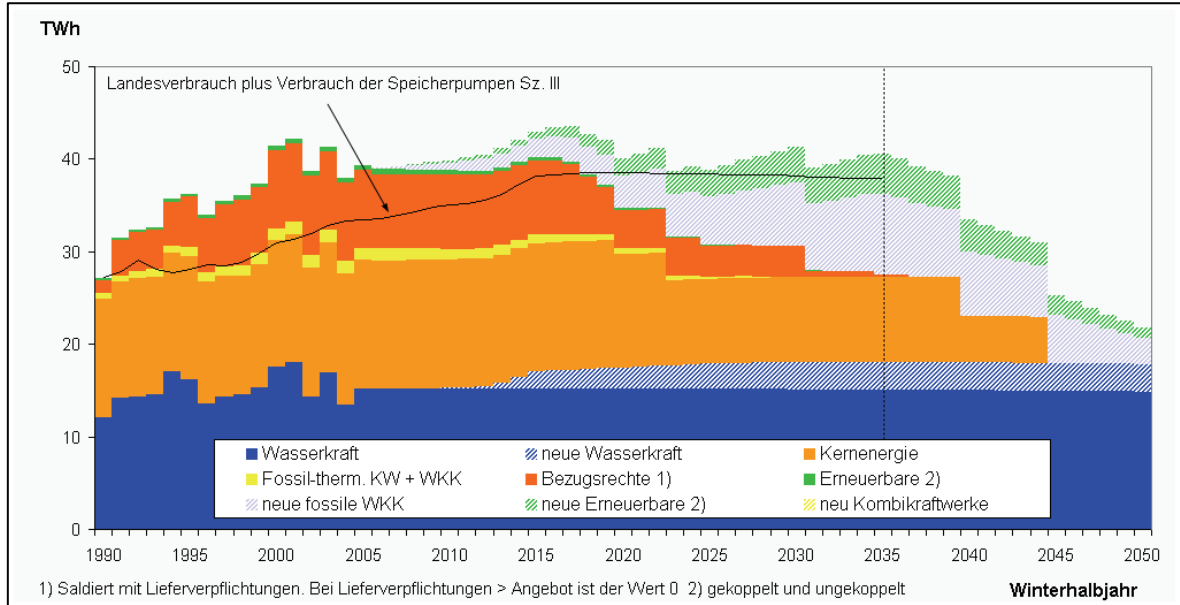
Figur 6-34: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a



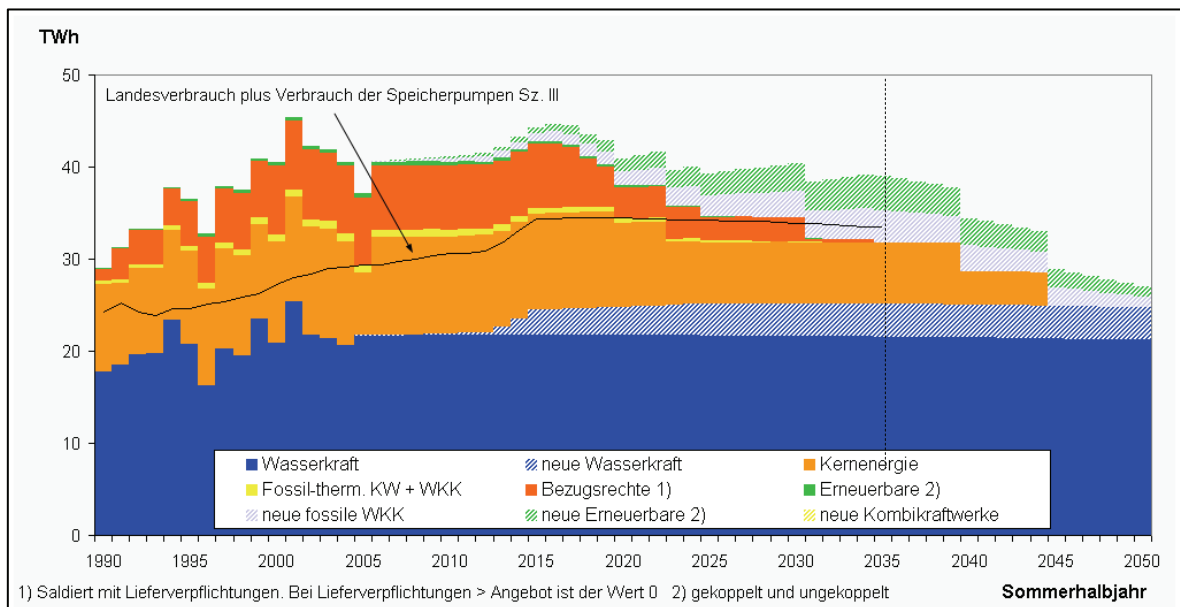
Prognos 2006

Den Figuren 6-35 und 6-36 ist der starke Winteranteil von fossilen WKK-Anlagen zu entnehmen.

Figur 6-35: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_e/a



Figur 6-36: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_e/a



Die Tabellen 6-35 bis 6-37 zeigen zusammengefasst die den Figuren 6-34 bis 6-36 zugrunde liegenden Daten.

Tabelle 6-35: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.1	41.5	42.2	43.0	43.2	43.2
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	3.0	4.4	6.2	7.8	9.8	12.1
bestehende fossile konv.-thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.9	5.1	7.4	9.7	12.1
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.3	2.1	3.5	5.5	6.9	8.1
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.5	3.1	5.3	6.9	8.1
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.7	65.9	72.3	73.3	72.1	75.7	79.2
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.1	64.0	65.3	66.3	65.1	68.7	72.2
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	15.9	17.4	17.0	10.0	7.7	11.8	10.4
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.7	15.2	14.7	7.8	5.5	9.5	8.1
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.1	-0.2	0.3	-0.2	0.5	-3.6	-7.8
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.8	65.5	66.1	65.6	65.2	64.4

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-36: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.3	17.1	17.4	17.9	18.0	18.1
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.9	2.9	4.2	5.4	6.9	8.6
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	2.0	3.5	5.2	6.9	8.6
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.7	1.2	2.0	3.1	3.8	4.4
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8	1.8	3.0	3.8	4.4
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.0	31.8	35.0	35.8	35.5	37.9	40.2
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.1	31.3	32.4	33.3	33.0	35.4	37.7
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.8	5.9	2.5	1.6	4.2	3.8
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	5.9	4.7	4.8	1.4	0.5	3.0	2.6
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.5	3.3	3.2	2.7	2.9	0.3	-2.3
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.6	35.6	36.0	35.8	35.7	35.3

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-37: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.9	24.5	24.8	25.1	25.1	25.1
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.7	3.1	3.4	3.5	3.6
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	1.1	1.5	2.0	2.4	2.9	3.5
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.9	1.6	2.2	2.9	3.5
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.6	0.9	1.6	2.4	3.1	3.7
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	1.4	2.3	3.1	3.7
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.7	34.1	37.3	37.5	36.6	37.8	39.0
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	32.7	32.9	33.1	32.2	33.4	34.5
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.6	11.1	7.5	6.1	7.6	6.6
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.7	10.5	9.9	6.4	5.0	6.5	5.5
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.3	-3.5	-3.0	-3.0	-2.4	-3.9	-5.5
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.2	29.9	30.1	29.8	29.5	29.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

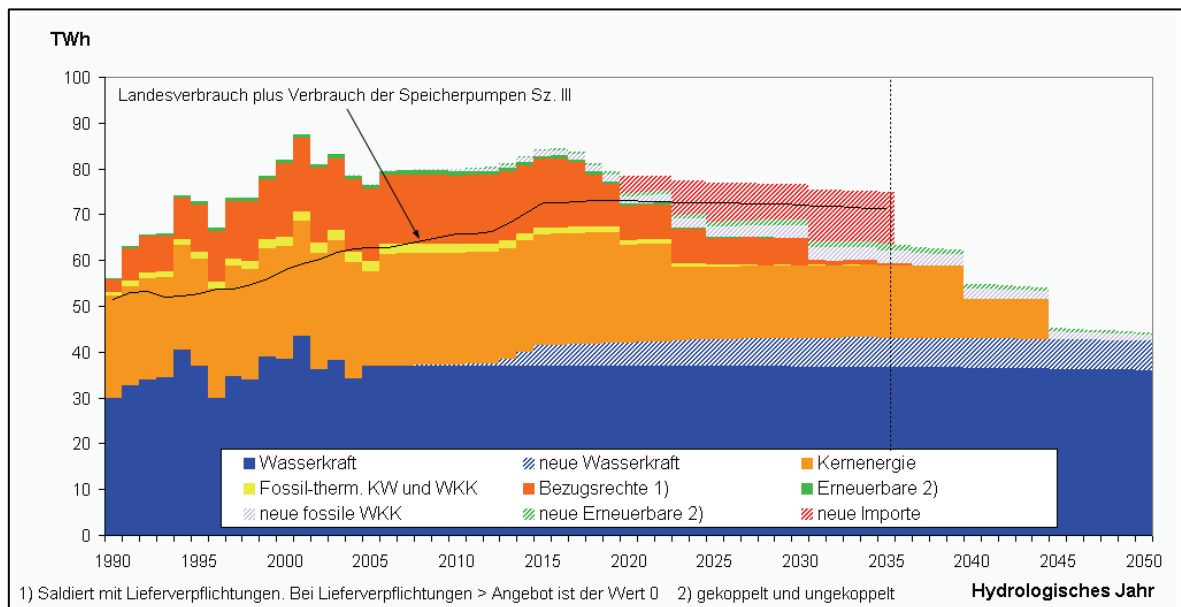
6.7.8 Variante G: Import

Die dieser Variante zugrunde liegenden Annahmen sind:

- Ersatz der Kernkraftwerke durch neue Importe. Unterstellt wird, dass die Importverträge über ein Jahr laufen.
- (Autonomer) Zubau von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Wasserkraft und übrigen erneuerbaren Energien, gemäss der in Kapitel 6.6.5 ausgewiesenen Potenziale (erwartete Produktion).

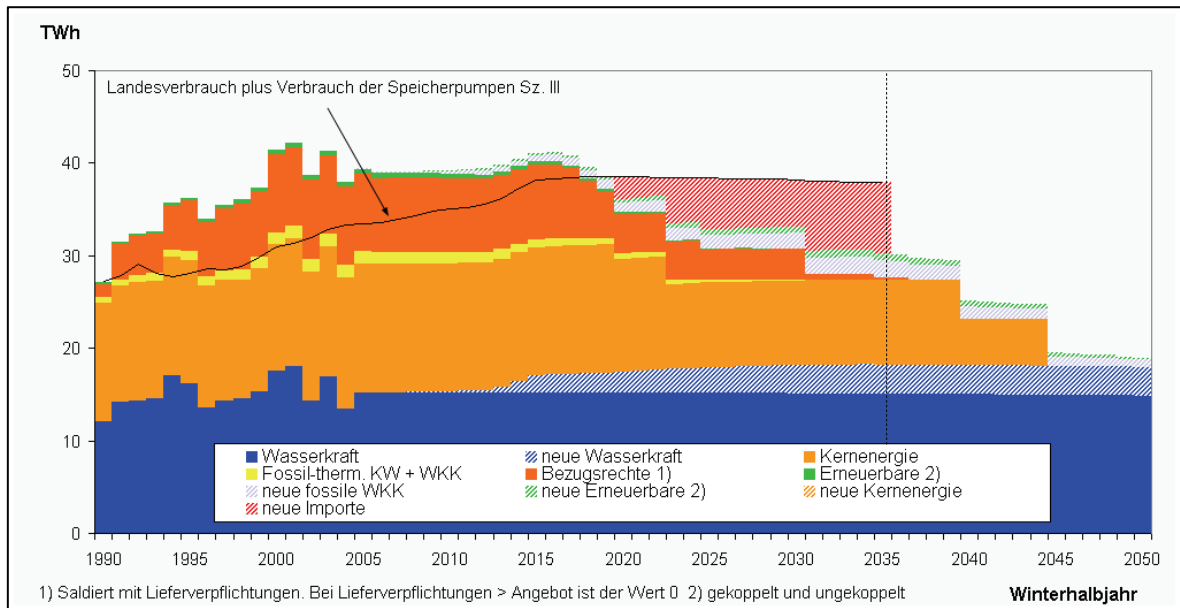
Da die Importe jährlich erneut ermittelt werden, erfolgt die Deckung nachfragegerecht (Figur 6-38). In 2035 werden ca. 11.5 TWh_{el} importiert, 65 Prozent dessen, was heute auf Basis der Bezugsverträge importiert wird.

Figur 6-37: **Szenario III Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a

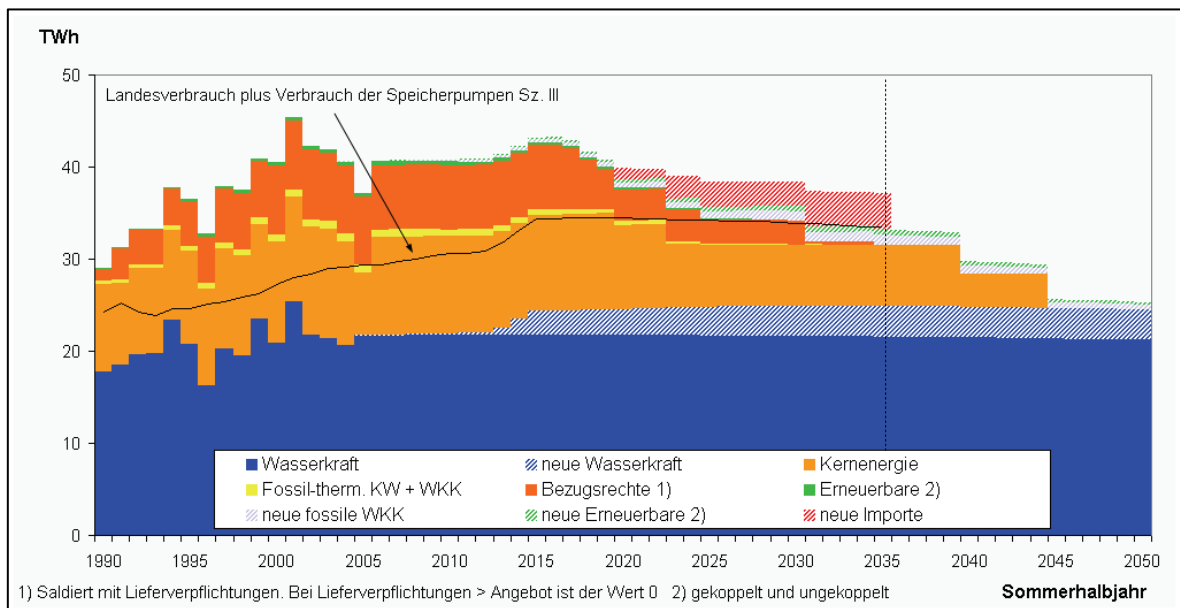


Prognos 2006

Figur 6-38: Szenario III, Variante G
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Figur 6-39: Szenario III, Variante G
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Die Tabellen 6-38 bis 6-40 zeigen zusammengefasst die den Figuren 6-37 bis 6-39 zugrunde liegenden Daten. Die nachfragegerechte Deckung ist in der Tabelle 6-39 bei den „übrigen Exporten“ zu erkennen, da diese ab 2020 gleich null sind.

Tabelle 6-38: **Szenario III, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in
TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.2	41.4	41.9	42.7	43.0	43.1
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	4.5	5.0	5.9	6.3	6.5
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.3	2.3	2.5	2.7	2.7	2.8	2.9
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.0	1.6	2.3	2.7	2.9
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	65.0	69.2	67.1	62.5	63.0	63.1
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.3	63.1	62.2	60.1	55.5	56.0	56.1
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	13.5	16.6	15.8	14.1
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	8.4	7.6	11.5
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.1	16.5	13.9	7.5	6.5	6.6	5.8
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	14.2	11.7	5.3	4.2	4.4	3.6
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	1.9	0.7	3.3	6.0	10.1	9.2	8.2
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.8	65.5	66.1	65.6	65.2	64.4

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-39: **Szenario III Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.3	17.1	17.4	17.9	18.1	18.2
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.2	2.8	3.0	3.1
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.4	1.6	1.7	1.7	1.8	1.8
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.7	1.1	1.4	1.7	1.8
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.1	31.2	33.1	32.0	29.5	29.8	29.9
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	30.7	30.5	29.4	26.9	27.3	27.4
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	7.7	10.0	9.5	9.1
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	5.6	5.1	7.6
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.2	4.0	1.1	1.1	1.1	1.1
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	4.1	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	3.9	5.1	6.6	8.9	8.4	7.9
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.6	35.6	36.0	35.8	35.7	35.3

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 6-40: **Szenario III Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.9	24.3	24.6	24.8	24.9	24.9
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.6	2.8	3.1	3.2	3.3
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.8	1.0	1.1
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	33.8	36.2	35.2	33.0	33.2	33.2
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.1	32.4	31.7	30.7	28.6	28.7	28.7
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	5.8	6.5	6.3	5.0
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.8	2.6	3.8
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.3	9.9	6.4	5.3	5.5	4.7
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.2	8.8	5.3	4.2	4.4	3.6
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.2	-1.8	-0.6	1.2	0.8	0.3
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.2	29.9	30.1	29.8	29.5	29.1

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

6.8 Modellergebnisse für Szenario III: Leistung

6.8.1 Referenzfall

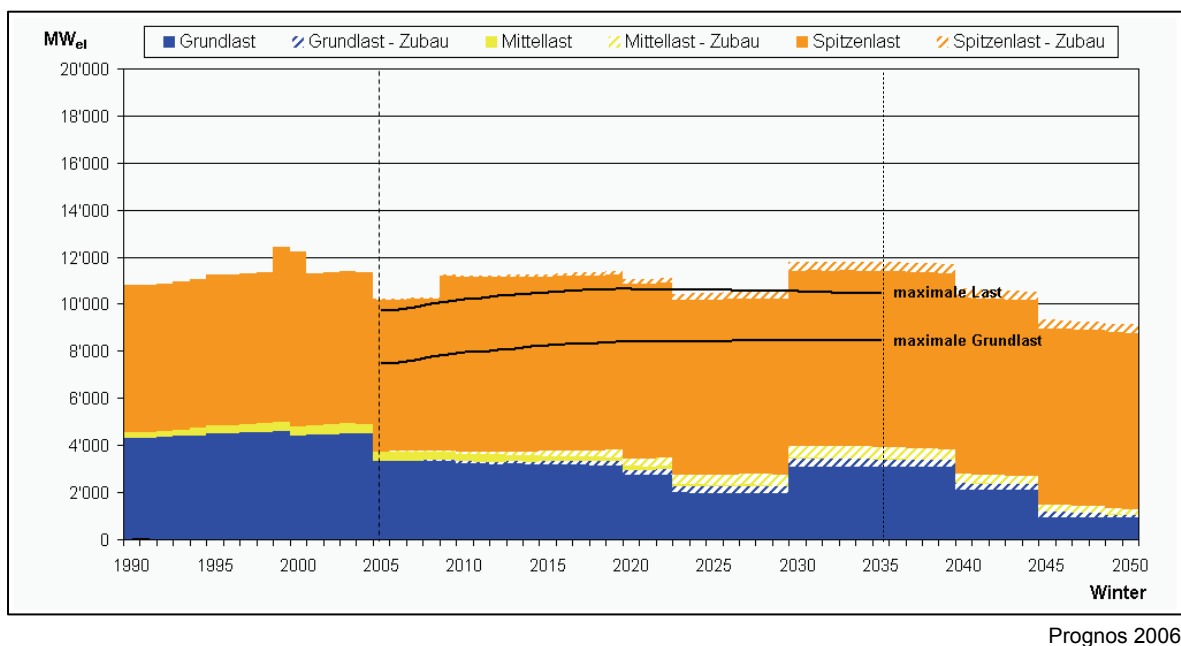
Wie aus Kapitel 6.4.2.1 folgt, treten die Leistungslücken ohne Ausfall einer Kraftwerkseinheit auch ohne Zubau neuer Kraftwerke bis 2035 im Winter und im Sommer nicht auf.

6.8.2 Kältewelle

6.8.2.1 Variante A: Nuklear

In der Variante A ist die Leistung des Parks bei einer Kältewelle – dies versteht sich inklusive dem Ausfall einer Kraftwerkseinheit – nach Zubau der Kernkraftwerke ab 2031 wieder gewährleistet. In der Periode mit neuen Importen (2018 - 2029) steht zwischen 2023 und 2029 geringfügig zuwenig Leistung zur Verfügung, um die Kältewelle zu bewältigen. (siehe Figur 6-40).

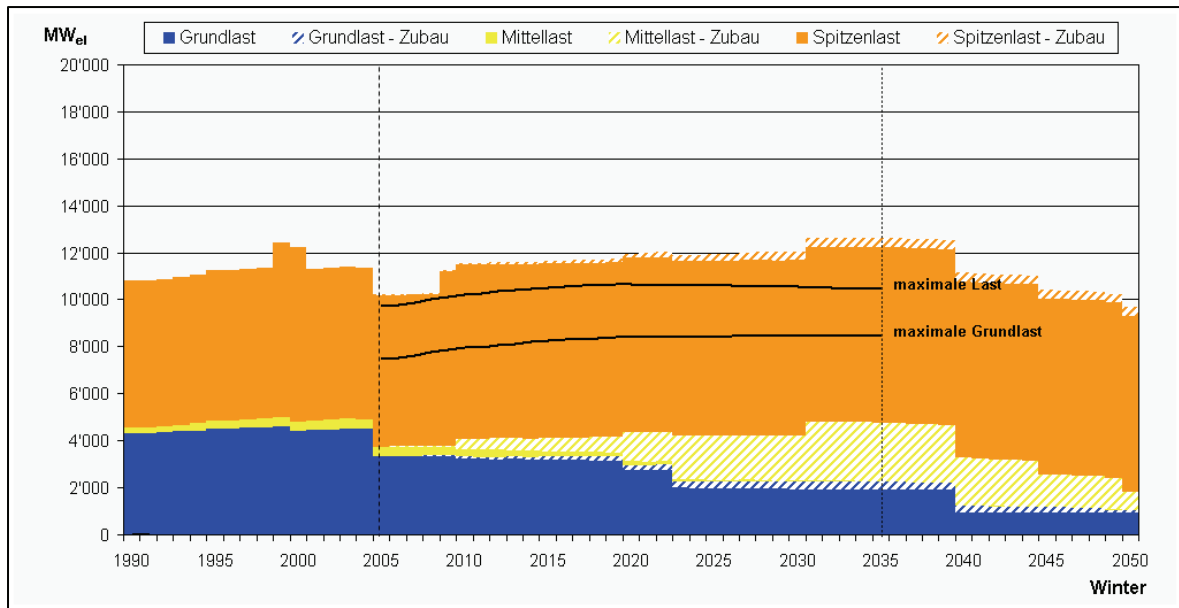
Figur 6-40: **Szenario III Trend, Variante A**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}



6.8.2.2 Variante C: Fossil-zentral

In der Variante C ist die benötigte Leistung bei einer Kältewelle nach Zubau von Kombikraftwerken gesichert.

Figur 6-41: Szenario III Trend, Variante C
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}



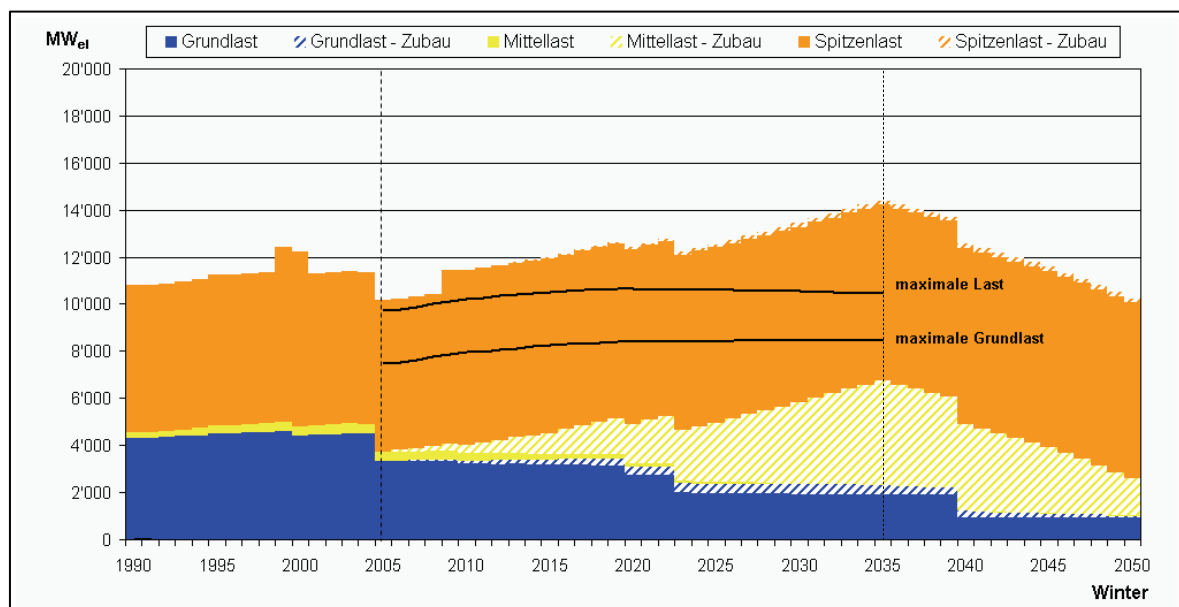
Prognos 2006

6.8.2.3 Variante D: Fossil-dezentral

Nach Zubau dezentraler fossiler Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen ist die Leistung bei einer Kältewelle und dem Ausfall einer grossen Kraftwerkseinheit gewährleistet.

Die fossilen WKK-Anlagen sind in Figur 6-42 als Mittellast (Zubau) dargestellt.

Figur 6-42: Szenario III Trend, Variante D
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}

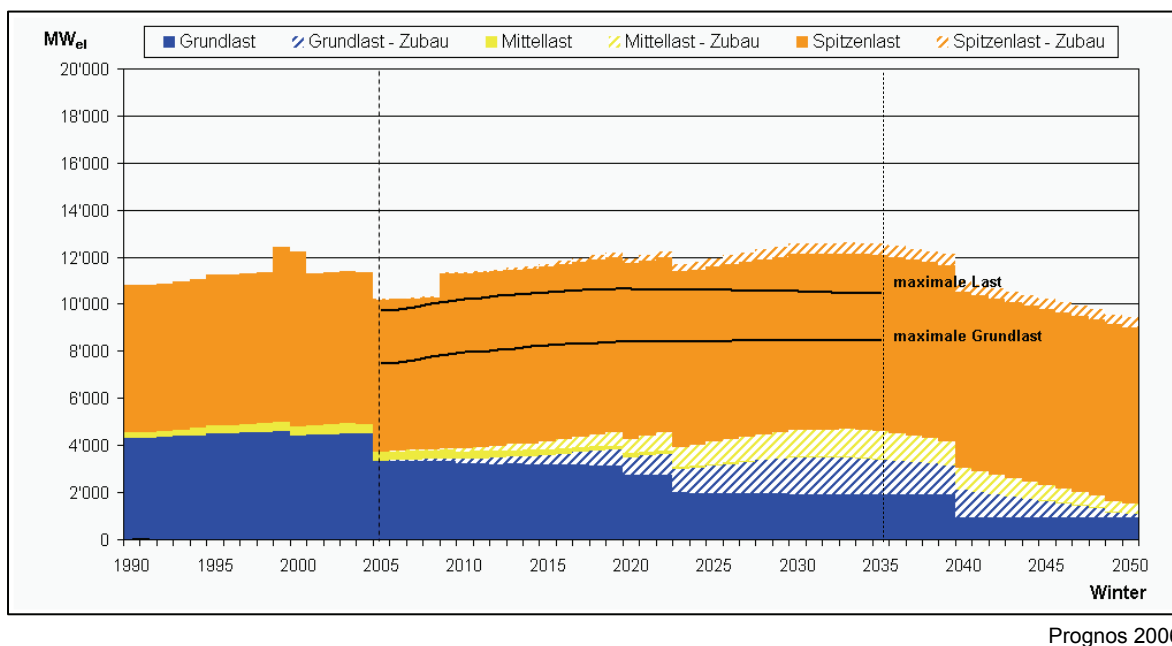


Prognos 2006

6.8.2.4 Variante E: Erneuerbare Energien

Nach Zubau erneuerbarer Energien ist die Leistung bei einer Kältewelle und Ausfall einer grossen Kraftwerkseinheit gewährleistet – trotz der Tatsache, dass die gesicherte Leistung nicht die zugebauten Leistungen von Windkraft und Photovoltaik beinhaltet.

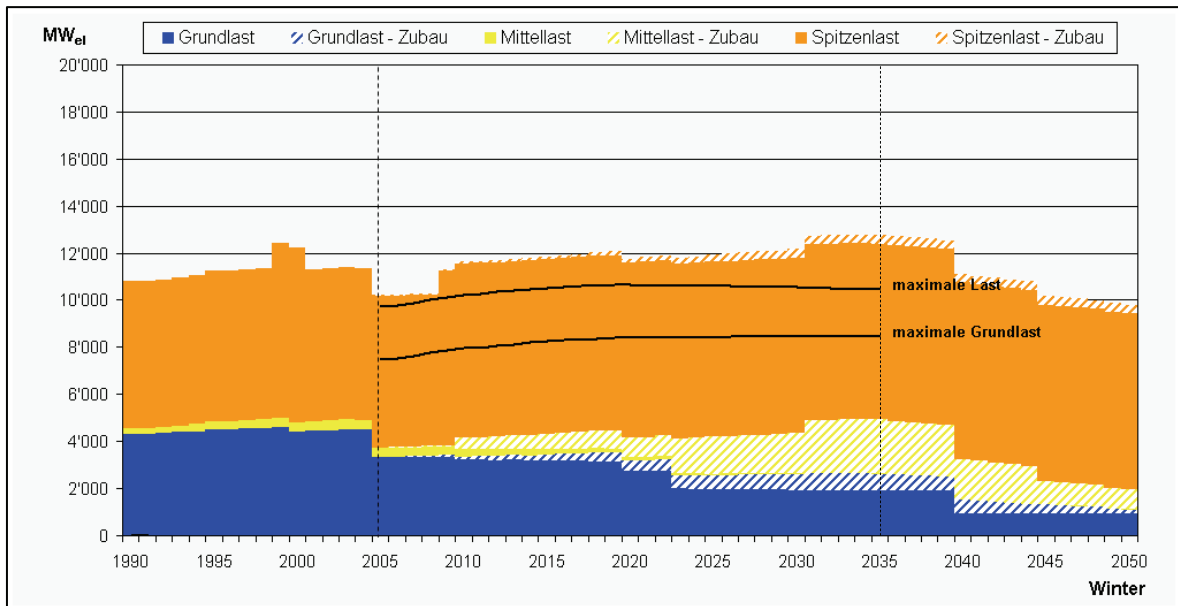
Figur 6-43: **Szenario III Trend, Variante E**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}



6.8.2.5 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Die Leistung ist bei einer Kältewelle und Ausfall einer grossen Kraftwerkseinheit nach Zubau inländischer Grosskraftwerke, in diesem Fall eines reinen Erdgas-Kombikraftwerks und zwei Holz-/Erdgas-Kombikraftwerken, gewährleistet.

Figur 6-44: Szenario III Trend, Variante C&E
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}

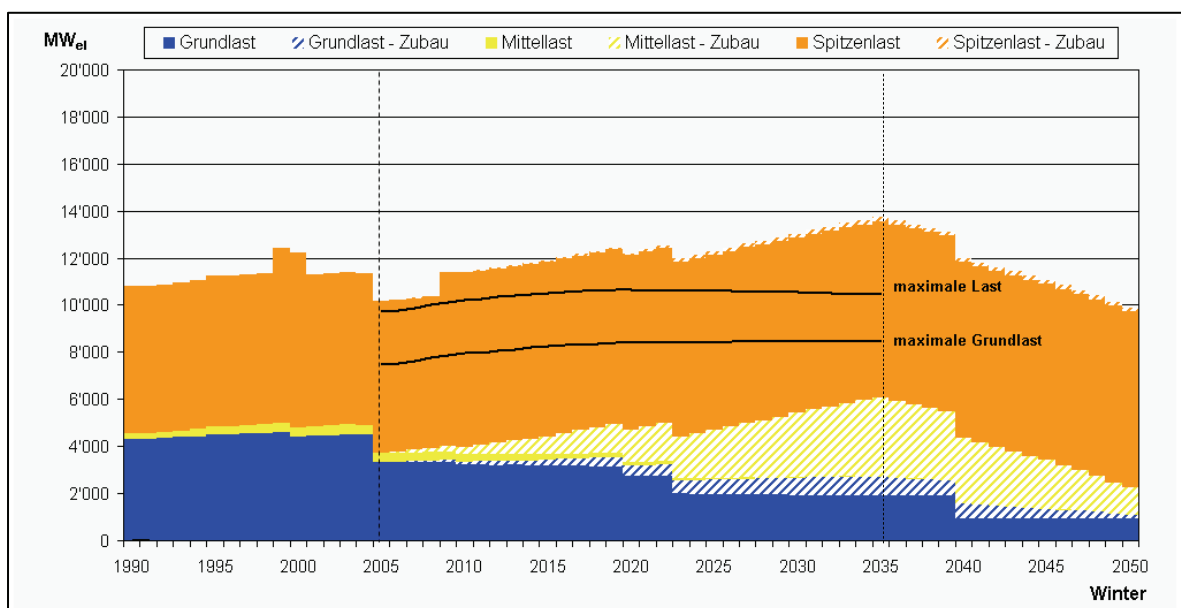


Prognos 2006

6.8.2.6 Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien

Der kombinierte Einsatz von fossilen WKK-Anlagen und erneuerbaren Energien führt in Szenario III nicht zu Versorgungssicherheitsproblemen bei einer Kältewelle in Kombination mit dem Ausfall einer grossen Kraftwerkseinheit (Figur 6-45).

Figur 6-45: Szenario III Trend, Variante D&E
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}

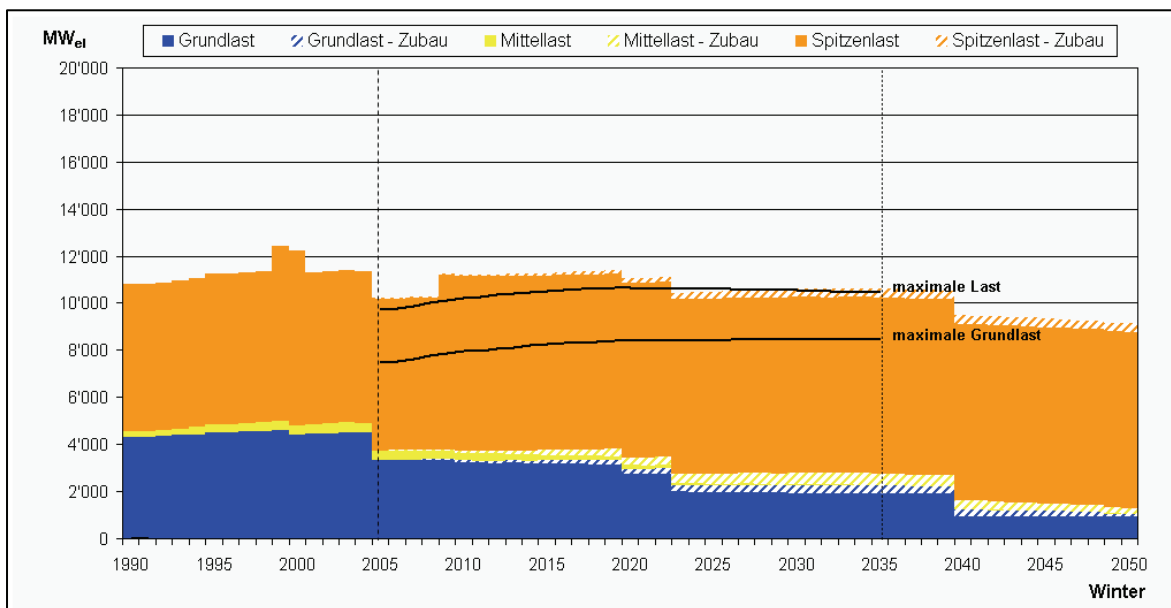


Prognos 2006

6.8.2.7 Variante G: Lückenschliessung mit neuen Importen

In diesem Fall trägt nur der autonome Zubau (Wasserkraft, fossile WKK und erneuerbare Energien) zur Erhöhung der gesicherten Leistung bei, nicht die neuen Importe. Dieser autonome Zubau reicht jedoch (gerade) nicht aus, um die benötigte Leistung bei einer Kältewelle sicherzustellen. Dies zeigt Figur 6-46.

Figur 6-46: Szenario III Trend, Variante G
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}



Prognos 2006

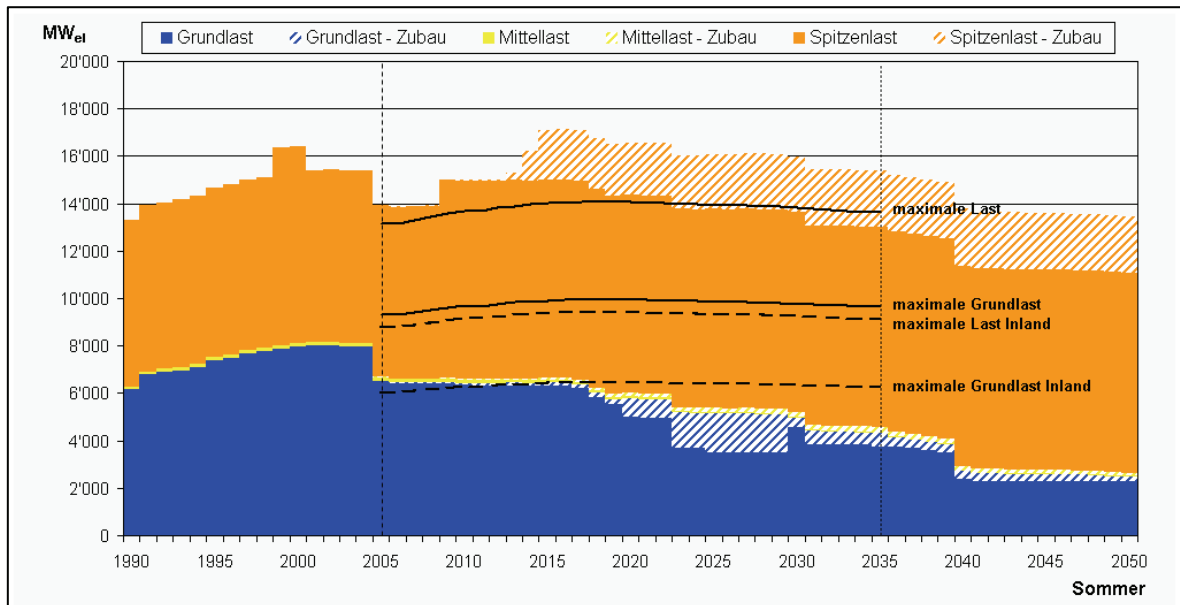
6.8.3 Hitzewelle

6.8.3.1 Variante A: Nuklear

Wie aus der Figur 6-47 ersichtlich, ist die inländische Versorgung bei einer Hitzewelle – dies versteht sich in diesem Fall inklusive dem Ausfall zweier Kraftwerkseinheiten – auch ohne neue Kraftwerke gewährleistet.

Die maximale Last mit Exporten kann bis 2023 ohne den Einsatz neuer Pumpspeicher-kraftwerke durch den Park bereitgestellt werden. Nach 2023 müsste ein Teil der neuen Pumpspeicherwerke zur Leistungsdeckung beitragen. Aus den Simulationsergebnissen von Piot (2006c) folgt, dass die Pumpen heute bei einer Hitzewelle kaum eingesetzt werden können, ohne die Speicher noch stärker zu belasten. Die Belastung der Speicher hätte für die nächsten Jahre negative Folgen auf den Füllungsgrad. Siehe auch Exkurs 8 in Band 4.

Figur 6-47: Szenario III Trend, Variante A
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

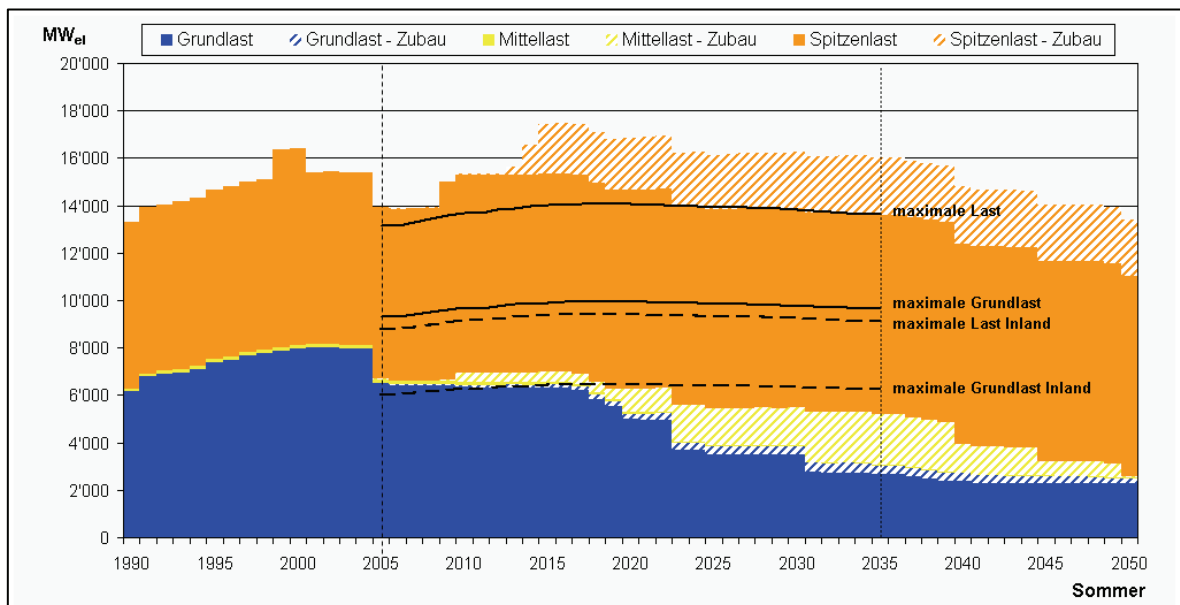


Prognos 2006

6.8.3.2 Variante C: Fossil-zentral

Die Ergebnisse dieser Variante sind ähnlich wie die von Variante A. Jedoch ist die gesicherte Leistung des Zubaus grösser als in der Variante A, so dass für die Sicherstellung von Exporten kaum auf den Einsatz der neuen Pumpspeicherkraftwerke zurückgegriffen werden muss.

Figur 6-48: Szenario III Trend, Variante C
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

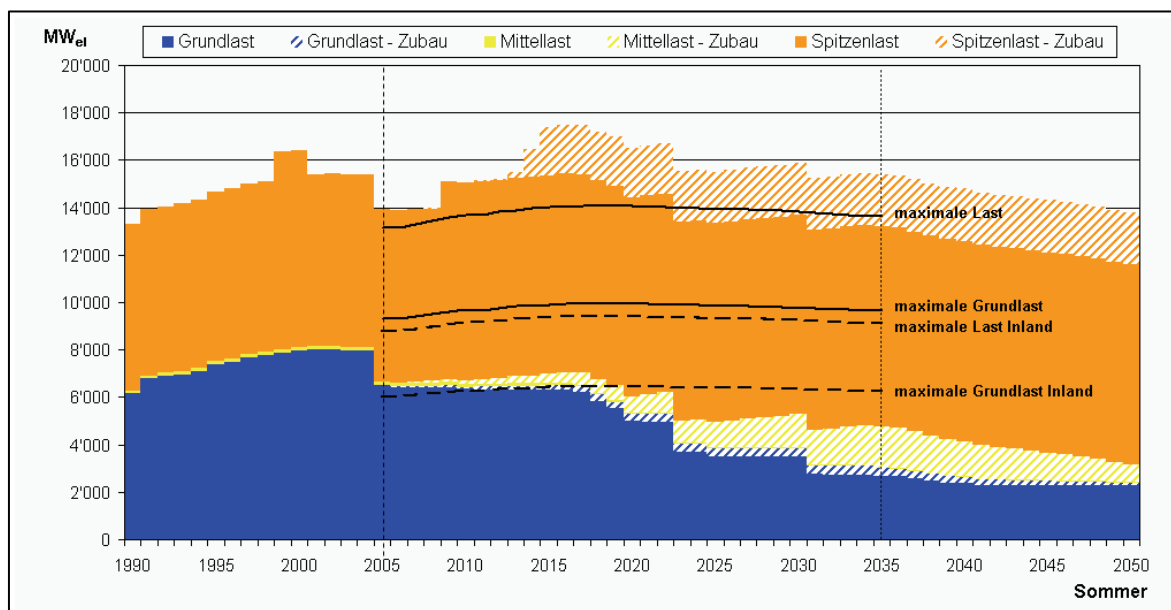


Prognos 2006

6.8.3.3 Variante D: Fossil-dezentral

Die benötigte Leistung zur inländischen Versorgung sowie für Exporte ist in dieser Variante, auch bei einer Hitzewelle, gewährleistet. Die Nutzung der Leistung von neuen Pumpspeicherwerken zu starkem Export ist in diesem Fall stärker als in der Variante A.

Figur 6-49: Szenario III Trend, Variante D
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

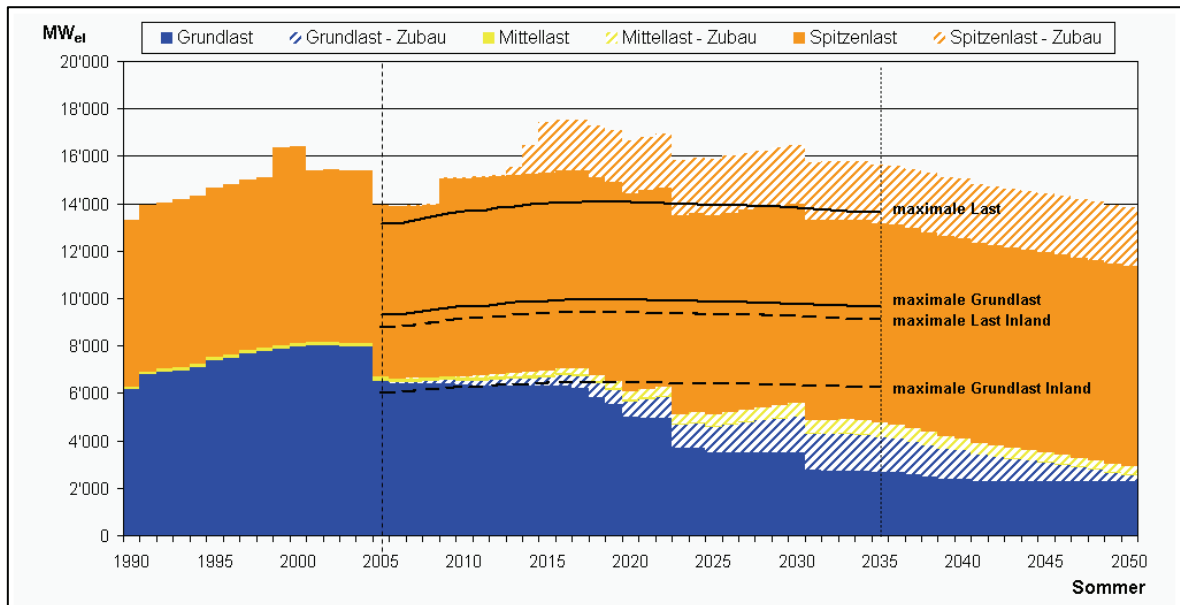


Prognos 2006

6.8.3.4 Variante E: Erneuerbare Energien

Die benötigte Leistung zur inländischen Versorgung sowie für Exporte ist in dieser Variante, auch bei einer Hitzewelle, gewährleistet.

Figur 6-50: Szenario III Trend, Variante E
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

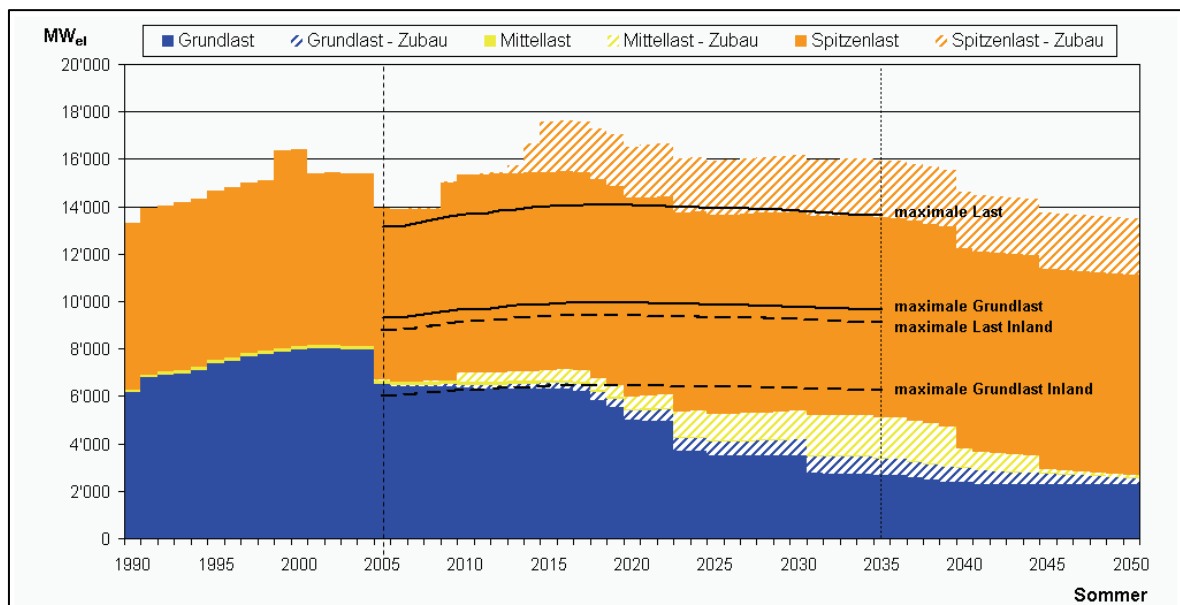


Prognos 2006

6.8.3.5 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Die benötigte Leistung zur inländischen Versorgung sowie für Exporte ist in dieser Variante, auch bei einer Hitzewelle, gewährleistet.

Figur 6-51: Szenario III Trend, Variante C&E
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

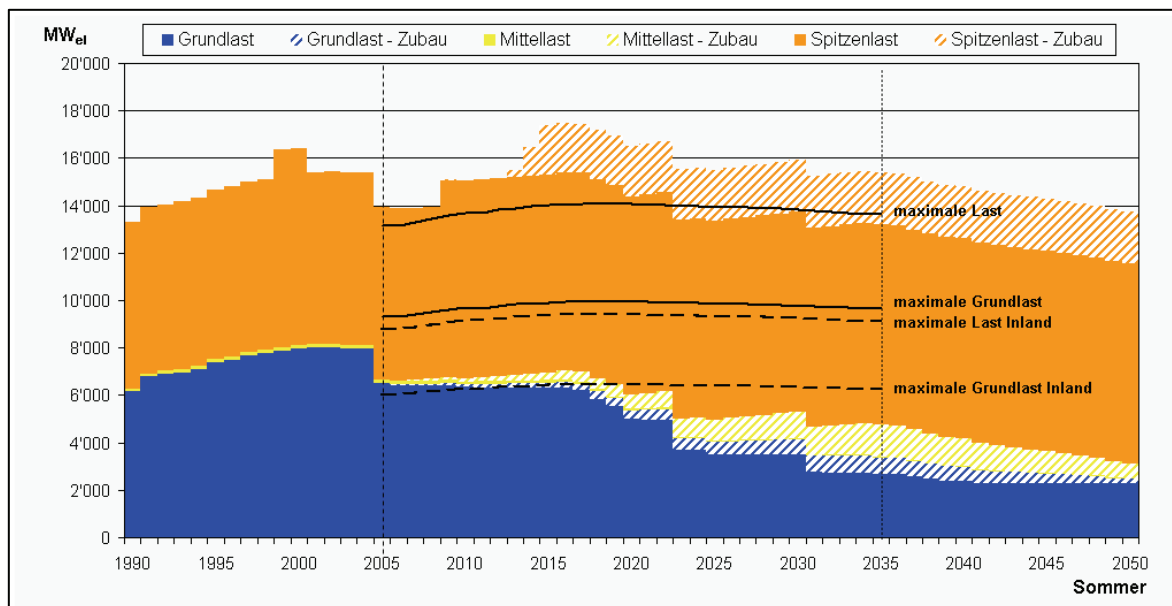


Prognos 2006

6.8.3.6 Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien

Die benötigte Leistung zur inländischen Versorgung sowie für Exporte ist in dieser Variante, auch bei einer Hitzewelle, gewährleistet.

Figur 6-52: Szenario III Trend, Variante D&E
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

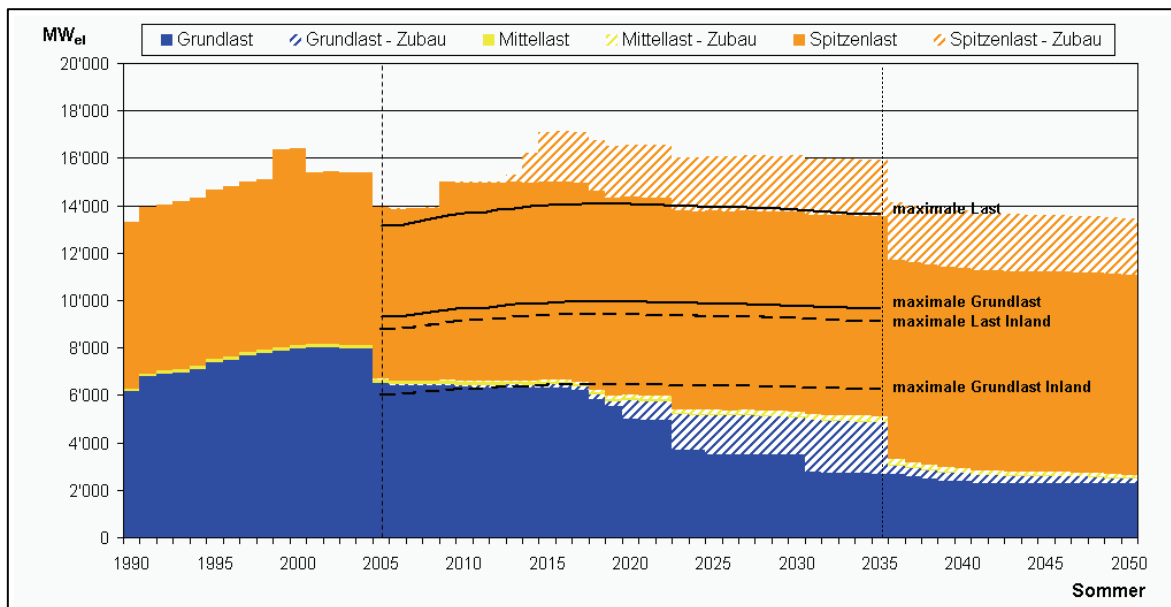


Prognos 2006

6.8.3.7 Variante G: Import

Die neuen Importverträge wurden jeweils für ein Jahr abgeschlossen, so dass sich nach der Zubauperiode (2018 - 2035) das Angebot wieder reduziert. Da angenommen wurde, dass die Leistung der Importe im Sommer zur Verfügung steht, ist die Versorgungssicherheit in diesem Fall bis 2035 gewährleistet. Auch ohne Importe (ca. 2 GW_{el}) könnte die inländische Last bei einer Hitzewelle gedeckt werden.

Figur 6-53: Szenario III Trend, Variante G
 Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}



Prognos 2006

6.9 Modellergebnisse für Szenario III: Energieträger

6.9.1 Variante A: Nuklear

Der Anteil an Kernenergie an der inländischen Stromerzeugung bleibt in der Variante A trotz des Baus eines Kernkraftwerks mit 57 Prozent im Jahr 2000 und 2035 konstant. Die Zunahme der anderen Energieträger ist dem autonomen Zubau zuzuschreiben.

Der Import (Anteil) wächst ohne Anrechnung der Kernbrennstoffe als Importe von 20 PJ in 2000 auf 23 PJ in 2035. Der Anteil bleibt hier 5 Prozent in 2000 und 2035. Inklusive Kernbrennstoffe steigen die Importe von 281 PJ in 2000 auf 309 PJ in 2035. Der Anteil am gesamten Energieträgereinsatz sinkt hingegen von 67 Prozent auf 65 Prozent.

Tabelle 6-41: **Szenario III Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.6	3.4	3.4	3.4	3.4	3.2
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	16.8	16.6	17.6	18.7	18.8	19.3	19.5
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	286.3	286.3
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	34.6	34.3	33.9	33.3	32.7	32.2
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	3.3	3.2	3.4	3.5	3.7	3.7
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.9	134.0	149.1	151.0	153.7	154.8	155.0
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	410.9	450.7	464.6	436.1	378.2	501.3	501.0
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.0	2.6	11.9	21.5	36.5	-10.7	-14.1
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.5	-7.8	-8.1	-8.5	-8.6	-9.1	-9.4
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.4	445.5	468.3	449.1	406.0	481.5	477.5

Prognos 2006

6.9.2 Variante C: Fossil-zentral

Durch den Bau neuer Kombikraftwerke nimmt der Erdgaseinsatz zwischen 2000 und 2035 mit 66 PJ zu. Durch die Zufeuerung von Holzgas in den Kombikraftwerken erhöht sich der Einsatz von Biomasse um den Faktor fünf.

Der Import (Anteil) wächst ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 (5%) auf 85 PJ in 2035 (20%). Inklusive Kernbrennstoffe sind dies 281 PJ in 2000 (67%) und 249 PJ in 2035 (58%).

Tabelle 6-42: **Szenario III Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.6	3.4	3.4	3.4	3.4	3.2
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	16.8	29.9	30.8	48.2	64.6	65.1	81.5
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	34.6	34.3	33.9	33.3	32.7	32.2
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	2.9	3.2	2.7	6.8	10.5	10.6	14.6
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.9	134.0	149.1	151.0	153.7	154.8	155.0
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	410.9	463.7	477.4	468.9	430.9	432.3	452.4
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.0	-5.1	4.2	2.1	5.2	1.9	-13.4
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.5	-7.8	-8.0	-8.3	-8.3	-8.8	-9.2
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.4	450.9	473.6	462.7	427.8	425.4	429.8

Prognos 2006

6.9.3 Variante D: Fossil-dezentral

In der Variante D nimmt der Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung durch den massiven Zubau von WKK-Anlagen zu. Auch Mineralöle werden in einigen Fällen als Brennstoff für WKK-Anlagen eingesetzt, so dass sich der Energieeinsatz erhöht. Siehe Tabelle 6-43.

Der Import (Anteil) wächst, ohne Kernbrennstoffe, von 20 PJ in 2000 (5%) auf 182 PJ in 2035 (45%). Inklusive Kernbrennstoffe sind dies 281 PJ in 2000 (67%) und 347 PJ in 2035 (85 %).

Tabelle 6-43: **Szenario III Trend, Variante D**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	3.8	4.6	5.8	7.8	10.7	13.8	16.8
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	15.4	26.1	43.3	70.2	99.0	133.5	171.7
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.1	36.5	43.1	48.3	48.2	43.3	39.9
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	3.3	3.2	3.4	3.5	3.7	3.7
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.7	149.5	152.0	154.7	155.5	155.4
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	408.4	462.8	501.9	507.4	481.5	515.5	553.2
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.6	-1.0	0.5	-0.5	4.6	-9.4	-25.5
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.1	-14.7	-26.1	-43.9	-63.9	-88.2	-115.2
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	407.9	447.0	476.4	463.1	422.2	417.9	412.5

Prognos 2006

6.9.4 Variante E: Erneuerbare Energien

In der erneuerbaren Variante E sind bei den erneuerbaren Energieträgern starke Wachstumsraten zu verzeichnen. Je nach Umrechnung von Input nach Output (oder umgekehrt) fällt der Zuwachs stärker aus.

Der Import (Anteil) wächst, ohne Kernbrennstoffe, von 20 PJ in 2000 auf 23 PJ in 2035, welches im Anteil beides 5% ausmacht. Inklusive Kernbrennstoffe sinken die Importe von 281 PJ in 2000 (67%) auf 187 PJ in 2035 (43%).

Tabelle 6-44: **Szenario III Trend, Variante E**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.6	3.4	3.4	3.4	3.4	3.2
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	16.8	16.6	17.6	18.7	18.8	19.3	19.5
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.1	38.0	47.7	55.1	56.2	51.6	47.4
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	2.9	6.4	14.5	28.8	46.7	55.8	58.2
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.9	134.5	150.8	154.4	159.1	160.7	160.8
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.1	3.6	6.3	7.2	8.1
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.5	1.2	2.4	4.0	6.8
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	3.1	9.0	17.8	17.7
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	410.1	457.9	492.8	493.5	466.5	484.4	486.4
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.0	0.2	1.9	-1.8	-4.0	-20.8	-28.4
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.5	-8.3	-10.4	-13.6	-17.2	-19.1	-19.5
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	408.6	449.8	484.3	478.0	445.3	444.5	438.5

Prognos 2006

6.9.5 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

Die Struktur des Energieeinsatzes in Tabelle 6-45 zeigt ein ähnliches Bild wie in Variante C. Der Erdgaseinsatz nimmt etwas weniger stark zu, dafür werden Biomasse und sonstigen Erneuerbaren stärker.

Der Import (Anteil) wächst, ohne Kernbrennstoffe, von 20 PJ in 2000 (5%) auf 74 PJ in 2035 (17%). Inklusive Kernbrennstoffe sinken die Importe von 281 PJ in 2000 (67%) auf 239 PJ in 2035 (54%).

Tabelle 6-45: **Szenario III Trend, Variante C&E**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.6	3.4	3.4	3.4	3.4	3.2
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	16.8	29.9	30.8	31.9	48.3	48.8	65.2
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.1	36.5	43.1	48.3	48.2	43.3	39.9
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	2.9	5.0	8.8	15.8	28.6	33.4	38.7
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.9	134.0	149.1	151.0	153.7	154.8	155.0
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.6	2.8	3.2	3.6
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.5	0.8	1.5
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.6	2.0	4.1	5.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	410.0	467.5	492.8	478.0	452.2	456.5	477.1
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.0	-6.1	0.2	5.5	3.4	-3.0	-20.7
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.1	-7.7	-9.1	-11.6	-14.6	-17.1	-18.3
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.0	453.8	483.9	472.0	441.0	436.5	438.1

Prognos 2006

6.9.6 Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien

In der Variante D&E wird die Minderung des Kernenergieeinsatzes durch den Einsatz der anderen Energieträger kompensiert, insbesondere durch Erdgaseinsatz.

Der Import (Anteil) wächst, ohne Kernbrennstoffe, von 20 PJ in 2000 (5%) auf 124 PJ in 2035 (29%). Inklusive Kernbrennstoffe bleiben die Importe in etwa mit 289 und 67 Prozent konstant.

Tabelle 6-46: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	3.8	4.3	4.9	5.9	7.7	9.6	11.3
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	15.4	22.9	33.9	50.6	67.6	88.7	112.5
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.1	36.5	43.1	48.3	48.2	43.3	39.9
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	2.8	5.5	10.7	20.1	31.9	38.1	39.8
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.7	149.5	152.0	154.7	155.5	155.4
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.7	2.1	3.6	4.1	4.6
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.5	0.8	1.4	2.6
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.8	2.7	5.4	7.2
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	408.3	461.5	500.0	505.5	481.9	510.9	537.9
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.6	-0.6	0.9	-0.8	1.7	-12.9	-28.1
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-7.6	-12.3	-20.7	-33.6	-48.5	-64.9	-82.0
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	408.3	448.5	480.3	471.1	435.2	433.0	427.8

Prognos 2006

6.9.7 Variante G: Import

Beim Import (und Export) ist der Output gleich dem Input. Der Import wurde mit dem Export verrechnet. In der Tabelle ist der Saldo dargestellt.

Der Import (Anteil) wächst ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 (5%) auf 52 PJ in 2035 (13%). Inklusive Kernbrennstoffe sinkt der Importanteil von 281 PJ in 2000 (67%) auf 217 PJ in 2035 (54%).

Tabelle 6-47: **Szenario III Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.6	3.4	3.4	3.4	3.4	3.2
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	16.8	16.6	17.6	18.7	18.8	19.3	19.5
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	34.6	34.3	33.9	33.3	32.7	32.2
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	3.3	3.2	3.4	3.5	3.7	3.7
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.9	134.0	149.1	151.0	153.7	154.8	155.0
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	410.9	450.7	464.6	436.1	378.2	379.7	379.4
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.0	2.6	11.9	21.5	36.5	33.1	29.7
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.5	-7.8	-8.1	-8.5	-8.6	-9.1	-9.4
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.4	445.5	468.3	449.1	406.0	403.6	399.7

Prognos 2006

6.10 Emissionen

Bei der Ermittlung der CO₂-, NO_x- und Staubemissionen werden sowohl die Brutto-Emissionen – ohne Abzug von Wärmegutschriften – und die Netto-Emissionen – mit Abzug der Wärmegutschriften – berechnet (siehe auch Kapitel 2.2.3).

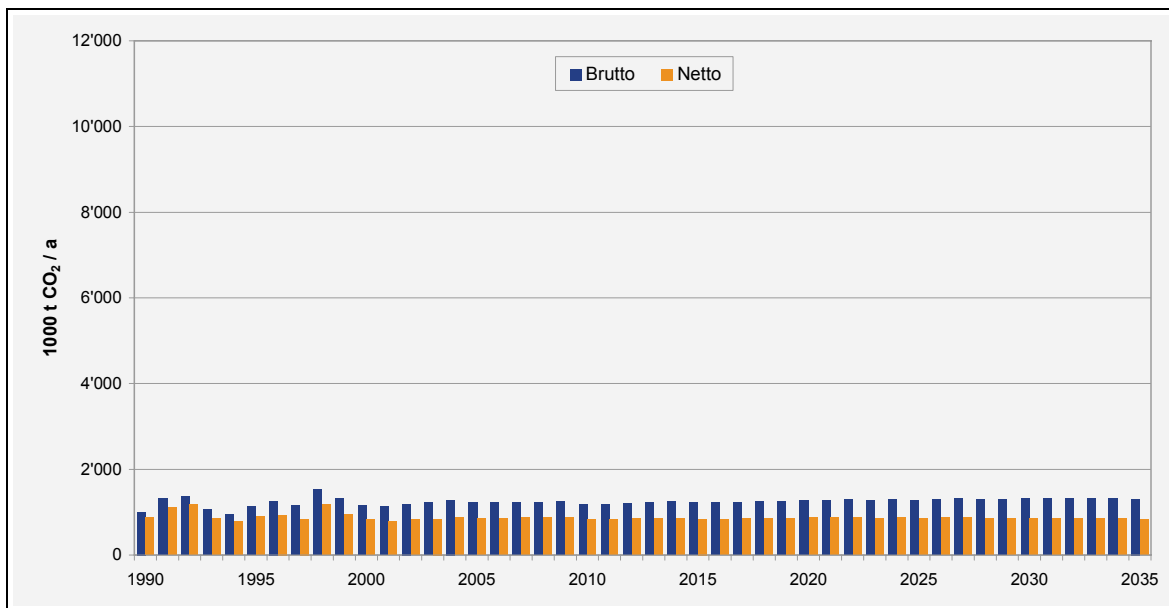
6.10.1 Variante A: Nuklear

6.10.1.1 Kohlendioxid (CO₂)

Der Zubau in der Variante A ist nahezu CO₂-frei. Nur der autonome Zubau von fossiler WKK führt zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen.

Zum besseren Vergleich ist die Skalierung der Y-Achse in allen Varianten gleich.

Figur 6-54: Szenario III Trend, Variante A
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 6-48: Szenario III Trend, Variante A
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'214	1'178	1'217	1'272	1'281	1'314	1'308
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	845	831	838	862	858	857	834

Prognos 2006

6.10.1.2 Stickoxide (NO_x)

Durch verschärfte Vorschriften (Daten BUWAL) nehmen die Stickoxid-Emissionen im Laufe der Zeit stetig ab. Nach Abzug der Wärmegutschriften können diese für den „Elektrizitätssektor“ (modelltechnisch) gesehen sogar negativ ausfallen.

Tabelle 6-49: Szenario III Trend, Variante A
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'515	2'428	1'860	661	200	151	134
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'380	2'323	1'751	542	80	22	-1

Prognos 2006

6.10.1.3 Feinstaub (PM10)

Die Ausserbetriebnahme von Vouvy und die strengeren Vorschriften haben den Feinstaubausstoss wesentlich reduziert. Für die Zukunft ist ohne grossen Einsatz von

fossilen Energieträgern zur Stromerzeugung ein durch Vorschriften bedingter Rückgang zu erwarten. Siehe hierfür die Annahmen in Anhang G.

Tabelle 6-50: **Szenario III Trend, Variante A**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'925	4'398	3'664	2'026	1'241	1'231	1'229
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'058	3'593	2'783	1'068	264	183	139

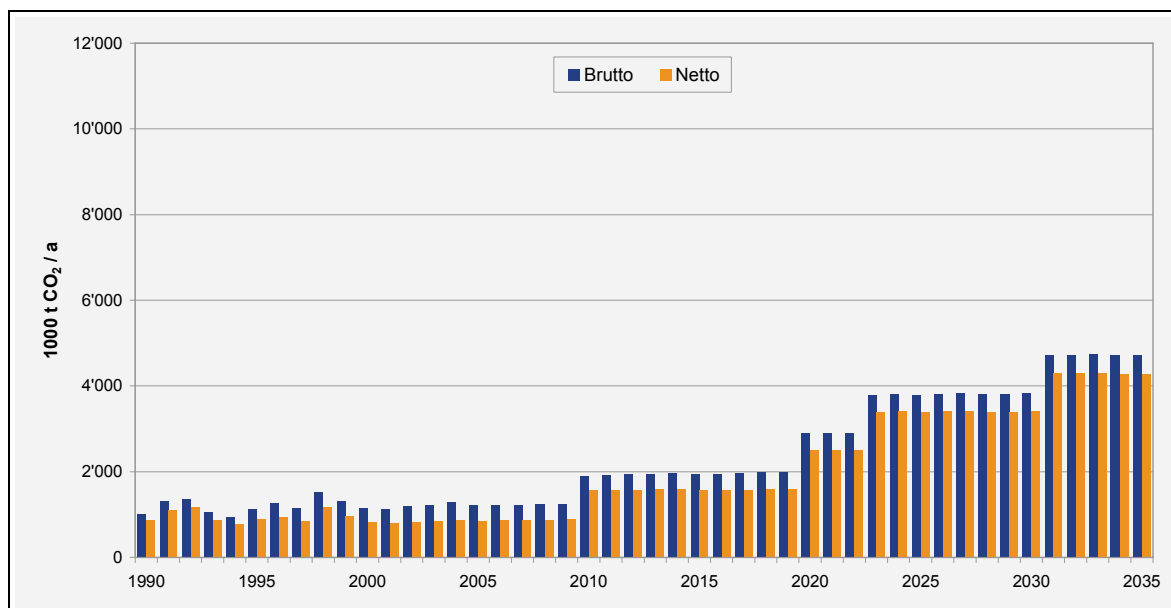
Prognos 2006

6.10.2 Variante C: Fossil-zentral

6.10.2.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die CO₂-Emissionen wachsen von 1.2 Mio. Tonnen in 2005 auf 4.7 Mio. Tonnen pro Jahr in 2035. Nach Abzug der Wärmegutschriften beträgt der CO₂-Austoss 4.2 Mio. Tonnen pro Jahr in 2035.

Figur 6-55: **Szenario III Trend, Variante C**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 6-51: **Szenario III Trend, Variante C**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'214	1'904	1'944	2'895	3'799	3'831	4'716
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	845	1'563	1'576	2'497	3'401	3'403	4'270

Prognos 2006

6.10.2.2 Stickoxide (NO_x)

Bei Zufeuerung von Holzgas in Erdgas-Kombikraftwerke wäre es vorstellbar, dass die NO_x-Emissionen des Mischbrennstoffs deutlich tiefer als diejenigen der Summe der beiden Abgasströme sind. Das N-haltige Holzgas hat auf das Erdgas eine Denox-Wirkung, auch Reburning genannt. Die in den Perspektiven unterstellte Annahme der Mischemissionen von 0.8 x Erdgas plus 0.2 x Holzgas ist somit eine Worst-case-Abschätzung (Vernum, 2006).

Tabelle 6-52: **Szenario III Trend, Variante C**
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'515	2'500	1'932	872	551	502	624
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'380	2'396	1'825	757	436	378	495

Prognos 2006

6.10.2.3 Feinstaub (PM10)

In dieser Variante C wird Holzgas in Erdgas-Kombikraftwerken zugefeuert. Die unterstellten spezifischen Emissionen für das Holz-/Erdgaskraftwerk sind durch die Holzvergasung bei einem Verhältnis von 80 Prozent Erdgas und 20 Prozent Holzgas ca. 35 Prozent höher als im Referenzfall eines Erdgas-Kombikraftwerk.

Tabelle 6-53: **Szenario III Trend, Variante C**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'914	7'009	6'205	10'060	14'705	14'696	20'202
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'058	6'208	5'342	9'126	13'774	13'693	19'157

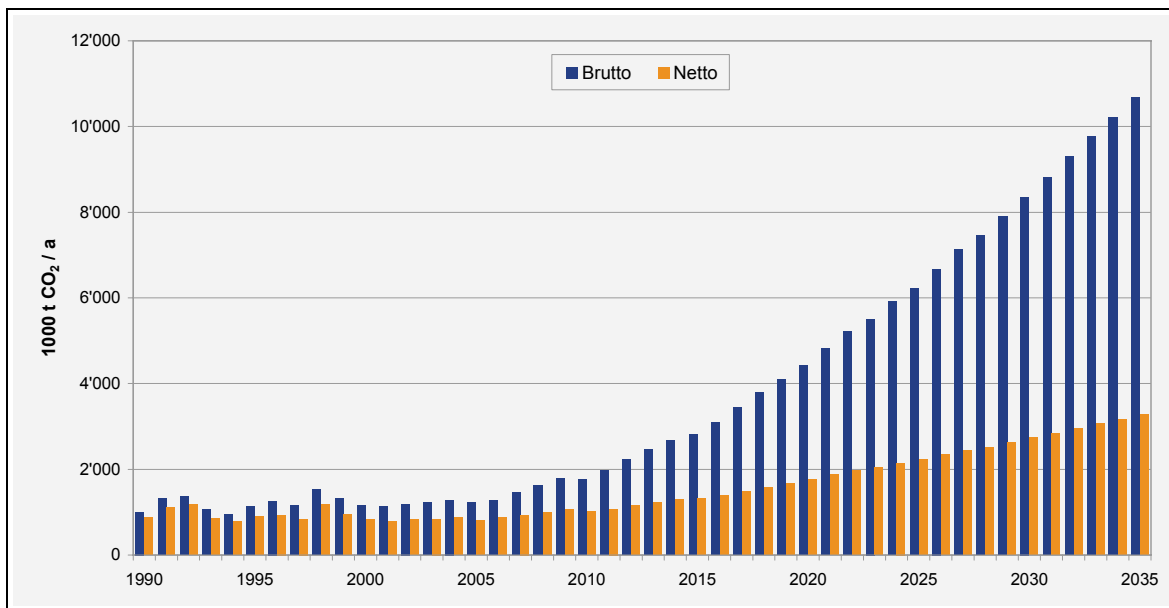
Prognos 2006

6.10.3 Variante D: Fossil-dezentral

6.10.3.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die Brutto-CO₂-Emissionen nehmen durch den Zubau von fossil befeuerten gekoppelten Anlagen bis über 10 Mio. Tonnen zu. Da durch die Wärmeerzeugung in WKK-Anlagen ungekoppelte Wärmeerzeugung eingespart wird, darf ein Teil der eingesparten CO₂-Emissionen, welche bei ungekoppelter Wärmeerzeugung anfallen würde, dem Strom mittels Wärmegutschriften gutgeschrieben werden. Die Netto-Emissionen betragen dann noch ca. ein Drittel der Brutto-Emissionen.

Figur 6-56: Szenario III Trend, Variante D
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 6-54: Szenario III Trend, Variante D
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'214	1'772	2'802	4'429	6'225	8'355	10'671
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	845	1'014	1'312	1'770	2'222	2'732	3'272

Prognos 2006

6.10.3.2 Stickoxide (NO_x)

Trotz starkem Ausbau der fossilen Wärme-Kraft-Kopplung bis 2035 reduzieren sich bei der Elektrizität die gesamten Netto-NO_x-Emissionen. Dies ist den strengeren Vorschriften und damit der technologischen Entwicklung zuzuschreiben.

Tabelle 6-55: Szenario III Trend, Variante D
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'489	3'085	2'760	1'947	1'976	1'817	2'002
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'380	2'854	2'329	1'179	819	192	-136

Prognos 2006

6.10.3.3 Feinstaub (PM10)

Wie in der Variante C nehmen in der Variante D die Feinstaub-Emissionen durch den Zubau fossiler Kraftwerke zu. Durch die Wärmeauskopplung wird davon jedoch ein Teil dem Strom gutgeschrieben, deshalb fallen in diesem Fall die Netto-Emissionen in 2035 negativ aus.

Tabelle 6-56: **Szenario III Trend, Variante D**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'870	6'261	7'141	8'079	10'429	13'134	16'970
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'058	4'486	3'650	1'846	1'046	-43	-372

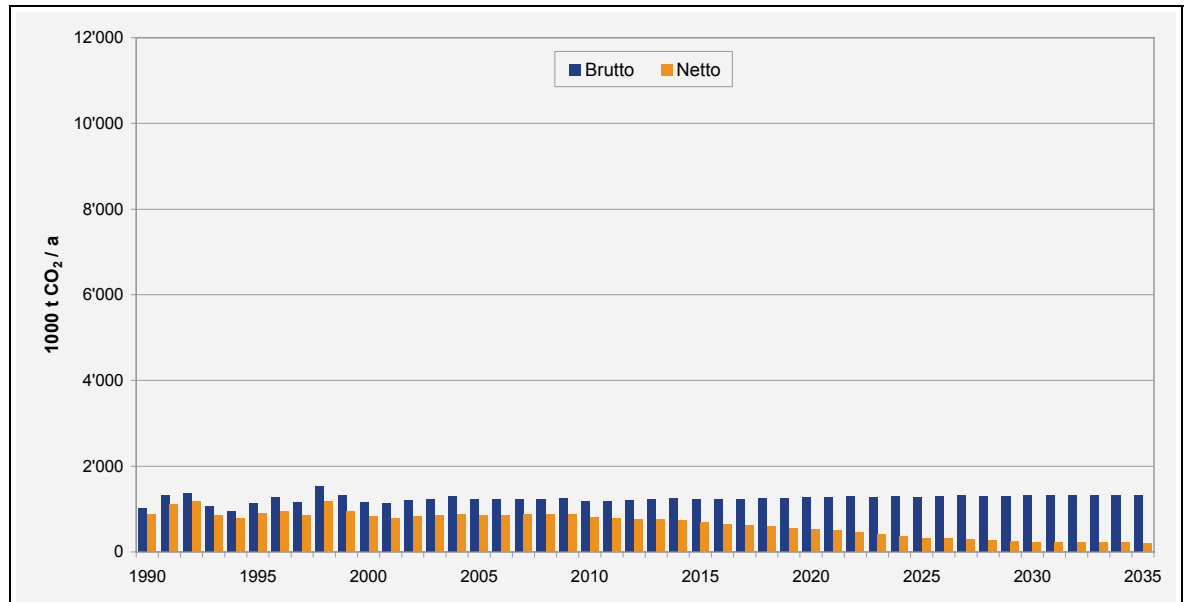
Prognos 2006

6.10.4 Variante E: Erneuerbare Energien

6.10.4.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die Brutto-Emissionen werden in der erneuerbaren Strategie durch den autonomen Zubau von fossilen WKK-Anlagen leicht zunehmen. Ein Teil davon wird bereits durch die Wärmegutschriften von fossilen WKK-Anlagen kompensiert. Da durch die gekoppelten Erneuerbaren auch noch Wärme erzeugt wird, nehmen die CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung weiter ab.

Figur 6-57: **Szenario III Trend, Variante E**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 6-57: **Szenario III Trend, Variante E**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'214	1'178	1'217	1'272	1'281	1'314	1'308
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	845	801	694	535	317	226	199

Prognos 2006

6.10.4.2 Stickoxide (NO_x)

Die Entwicklung der NO_x-Emissionen verzeichnet einen ähnlichen Verlauf wie die Variante A. Die Emissionen können durch strengere Vorschriften gesenkt werden.

Tabelle 6-58: **Szenario III Trend, Variante E**
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'515	2'432	1'877	696	256	215	199
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'380	2'318	1'726	483	-23	-99	-121

Prognos 2006

6.10.4.3 Feinstaub (PM10)

In der Variante E nehmen die Staubemission durch strengere Vorschriften bis ca. 2020 ab, danach nehmen sie jedoch durch die verstärkte Nutzung von Biomassen (Holz) wieder zu.

Tabelle 6-59: **Szenario III Trend, Variante E**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'913	4'852	5'402	5'505	6'897	7'801	7'725
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'058	3'969	4'176	3'777	4'638	5'252	5'127

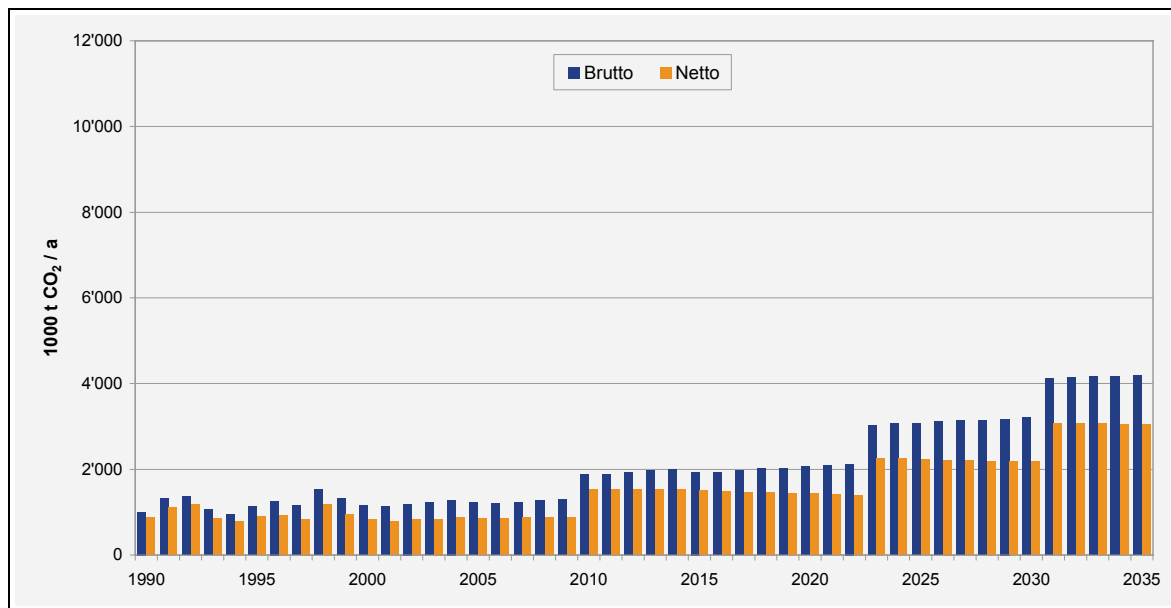
Prognos 2006

6.10.5 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

6.10.5.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die CO₂-Emissionen nehmen durch den Zubau von (ungekoppelten) Kombikraftwerken mit 80 Prozent Befeuerung durch Erdgas zu. In der Variante C&E werden zwei solche Blöcke und ein kleinerer Block Chavalon mit 100 Prozent Befeuerung durch Erdgas zugebaut.

Figur 6-58: **Szenario III Trend, Variante C&E**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 6-60: **Szenario III Trend, Variante C&E**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'214	1'904	1'944	1'999	2'902	2'935	3'820
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	845	1'545	1'498	1'432	2'222	2'177	3'042

Prognos 2006

6.10.5.2 Stickoxide (NO_x)

Die Daten bewegen sich zwischen den Werten der Varianten C und E.

Tabelle 6-61: **Szenario III Trend, Variante C&E**
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'515	2'503	1'942	752	441	395	517
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'380	2'393	1'813	587	244	176	293

Prognos 2006

6.10.5.3 Feinstaub (PM10)

Die Daten bewegen sich zwischen den Werten der Varianten C und E.

Tabelle 6-62: **Szenario III Trend, Variante C&E**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'922	7'258	7'133	6'353	12'120	12'571	18'029
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'058	6'415	6'089	5'022	10'526	10'795	16'207

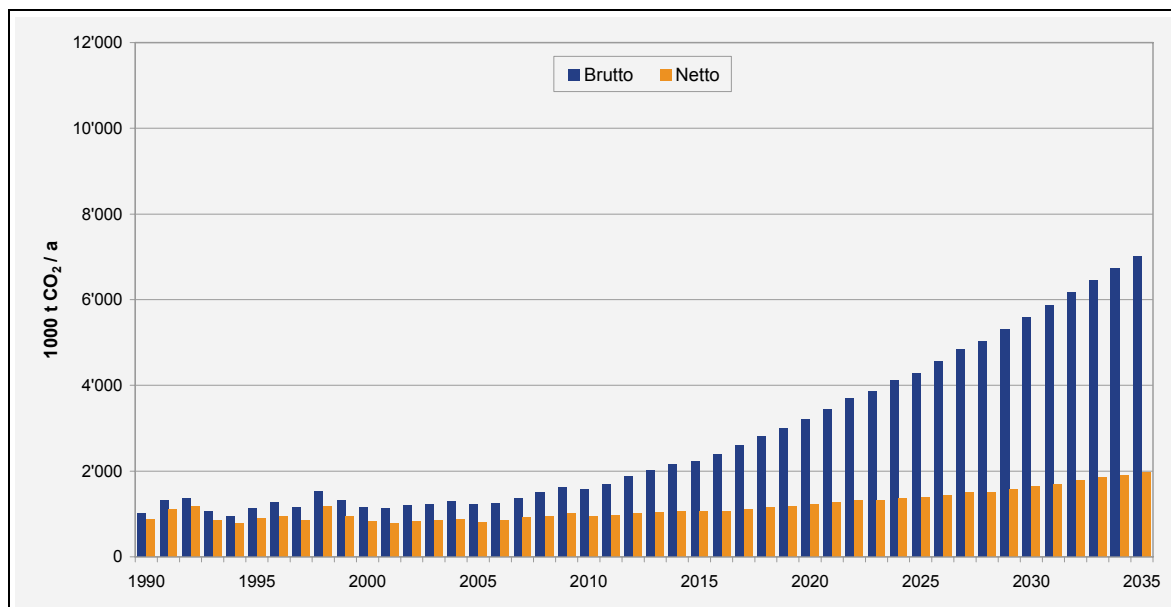
Prognos 2006

6.10.6 Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien

6.10.6.1 Kohlendioxid (CO₂)

Siehe für nähere Erklärungen die Varianten D und E gesondert. Die Werte für D&E bewegen sich zwischen den beiden Varianten.

Figur 6-59: **Szenario III Trend, Variante D&E**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 6-63: **Szenario III Trend, Variante D&E**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'123	1'568	2'218	3'216	4'282	5'582	7'012
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	845	932	1'055	1'235	1'373	1'632	1'976

Prognos 2006

6.10.6.2 Stickoxide (NO_x)

Siehe Varianten D und E gesondert.

Tabelle 6-64: **Szenario III Trend, Variante D&E**
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'489	2'889	2'469	1'499	1'347	1'167	1'272
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'380	2'695	2'133	927	507	25	-183

Prognos 2006

6.10.6.3 Feinstaub (PM10)

Siehe Varianten D und E gesondert.

Tabelle 6-65: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'856	5'972	6'999	7'962	10'446	12'518	14'750
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'058	4'481	4'272	3'319	3'629	3'261	2'945

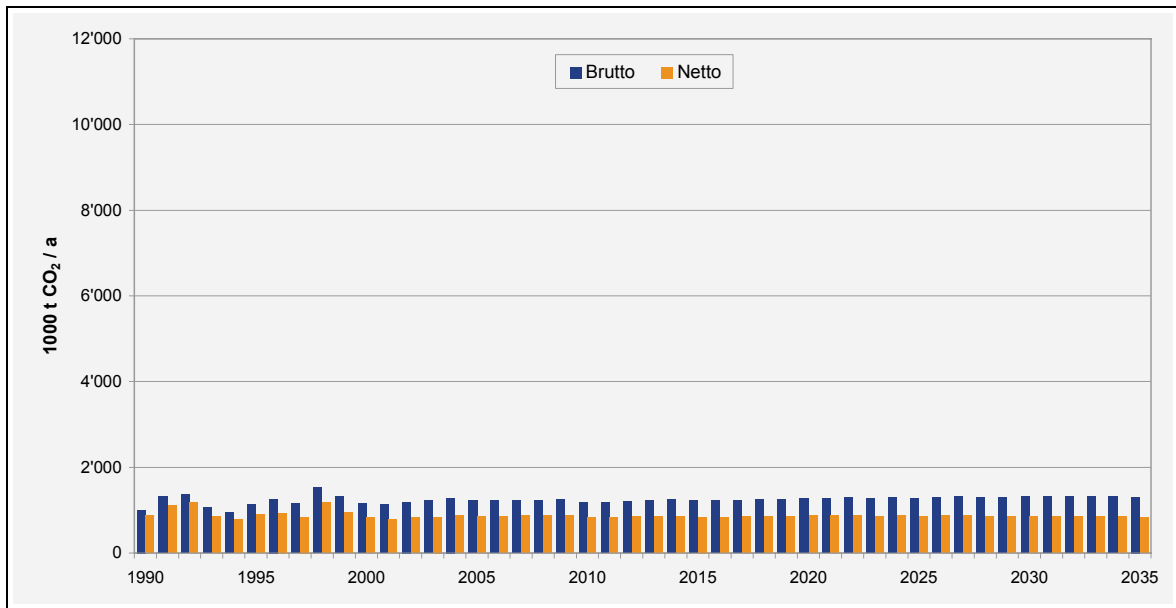
Prognos 2006

6.10.7 Variante G: Import

6.10.7.1 Kohlendioxid (CO₂)

Der Umfang der CO₂-Emissionen in dieser Variante ist gleich dem der Variante A. Nur der autonome Zubau fossiler WKK-Anlagen sorgt für die Veränderungen über den betrachteten Zeitraum.

Figur 6-60: **Szenario III Trend, Variante G**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 6-66: **Szenario III Trend, Variante G**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'214	1'178	1'217	1'272	1'281	1'314	1'308
netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	845	834	841	864	865	866	843

Prognos 2006

6.10.7.2 Stickoxide (NO_x)

Für Erläuterungen siehe Variante A.

Tabelle 6-67: **Szenario III Trend, Variante G**
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'515	2'428	1'860	661	200	151	134
netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'380	2'323	1'751	542	80	22	-1

Prognos 2006

6.10.7.3 Feinstaub (PM10)

Für Erläuterungen siehe Variante A.

Tabelle 6-68: **Szenario III Trend, Variante G**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'925	4'398	3'664	2'026	1'241	1'231	1'229
netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'058	3'593	2'783	1'068	264	183	139

Prognos 2006

6.11 Nuklearabfälle

Die über die gesamte Betriebsdauer anfallenden radioaktiven Abfälle sowie die bei der Ausserbetriebnahme und dem Abriss anfallenden Volumina sind in der Tabelle 6-69 nach Varianten von Szenario III dargestellt. Für Erläuterungen siehe Anhang I.

Die Werte verstehen sich inklusive der Abfälle der bestehenden Kernkraftwerke. Diese fallen unabhängig von der ausgewählten Variante an. In der Variante A wird zusätzlich ein neues Kernkraftwerk zugebaut in den übrigen Varianten keines.

Tabelle 6-69: **Szenario III Trend**
Konditionierte Nuklearabfälle in m³, nach Variante

Sz III „Neue Prioritäten“		Var. A	Var. C, D, E, C&E, D&E, G
SMA	m ³	50'618	39'483
LMA	m ³	874	698
HAA/BE	m ³	2'106	1'448

SMA: schwach- und mittelaktive Abfälle

LMA: langlebige mittelaktive Abfälle

HAA/BE: hochaktive Abfälle

Prognos 2006

6.12 Kosten des Zubaus

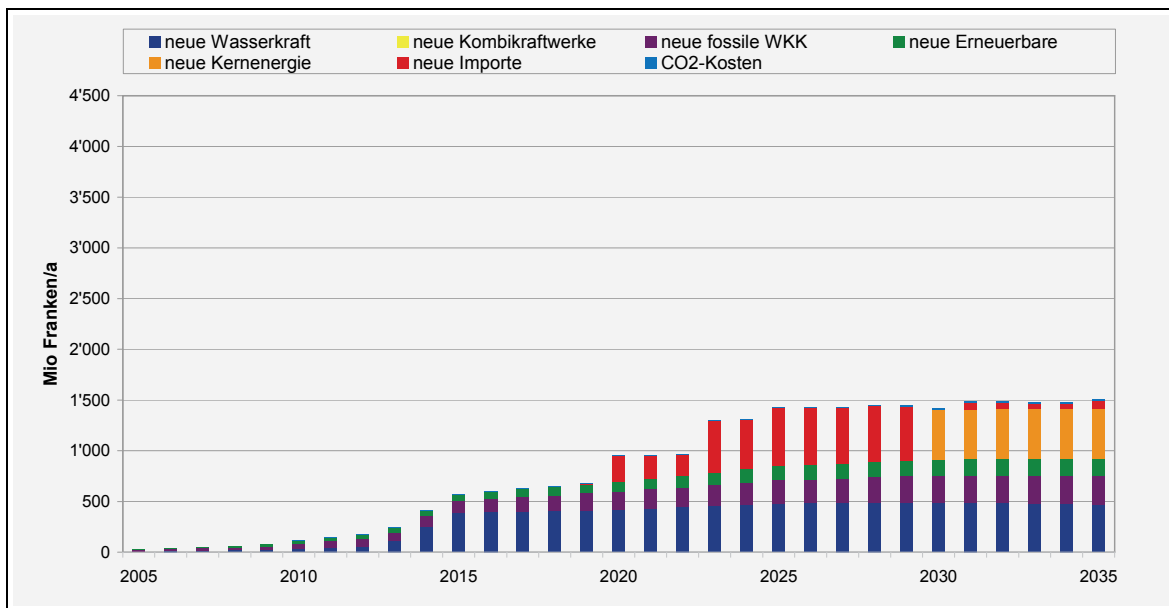
6.12.1 Variante A: Nuklear

6.12.1.1 Jahreskosten

Die Figur 6-61 zeigt die jährlichen Kosten des Zubaus nach Technologiegruppen. Bei dem autonomen Zubau (Wasserkraft, fossile WKK und neue erneuerbare Energien) fallen die Kosten ab Prognosebeginn an, bei dem nicht-autonomen Zubau ab Eintritt der Lücke (2018). Die Kosten bilden die reine Stromerzeugung ab. Die Kosten des CO₂ sind als gesonderte Blöcke abgebildet. Netzkosten werden nicht ausgewiesen. Die jährlichen Kosten wachsen in der Variante A bis 2035 bis auf 1'500 Mio. CHF an.

Zum Vergleich der anderen Varianten ist die Skalierung der Y-Achse in allen Varianten gleich gewählt.

Figur 6-61: Szenario III Trend, Variante A
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 6-70: Szenario III Trend, Variante A
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	7.4	34.5	391.3	419.0	480.7	489.0	472.3
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	487.9	492.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	5.0	15.7	53.8	119.2	180.1	231.5	264.7	280.7
neue Erneuerbare	0.0	2.4	24.0	60.4	97.2	137.0	160.3	167.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	248.6	568.3	0.0	82.7
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	2.7	3.9	5.7	8.6	11.3	13.1
Gesamt ¹⁾	0.0	7.4	34.5	391.3	419.0	480.7	489.0	472.3

1) inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

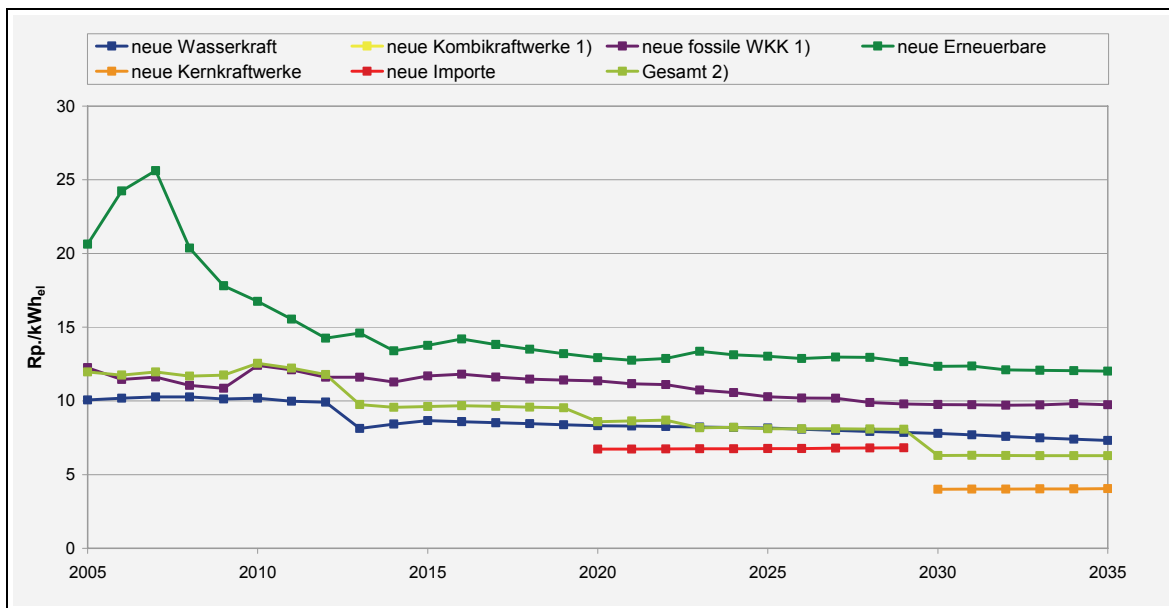
Prognos 2006

6.12.1.2 Durchschnittskosten

Aus den jährlichen Kosten und dem Zubau in kWh sind die durchschnittlichen Kosten des Zubaus abzuleiten. In Figur 6-62 und Tabelle 6-71 sind die Durchschnittskosten in Rp./kWh_{el} nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt.

Über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus 4.4 Rp./kWh_{el}.

Figur 6-62: Szenario III Trend, Variante A
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 6-71: Szenario III Trend, Variante A
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	10.1	10.2	8.7	8.3	8.2	7.8	7.3
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	4.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	12.3	12.4	11.7	11.3	10.3	9.8	9.7
neue Erneuerbare	0.0	20.6	16.8	13.8	12.9	13.0	12.3	12.0
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	6.8	0.0	7.4
Gesamt ²⁾	7.5	12.0	12.6	9.6	8.6	8.1	6.3	6.3

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

6.12.1.3 Gesamtkosten

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2004 - 2035) ergeben sich die Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke in Höhe von 13.2 Milliarden CHF. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 6-72 dargestellt.

Tabelle 6-72: **Szenario III Trend, Variante A**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	Gesamtkosten 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	6'013
neue Kernenergie	1'420
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'004
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	1'707
neue Importe	2'724
Exporterlös	-1'768
CO ₂ -Kosten	111
Gesamt	13'210

Realzinssatz 2.5%

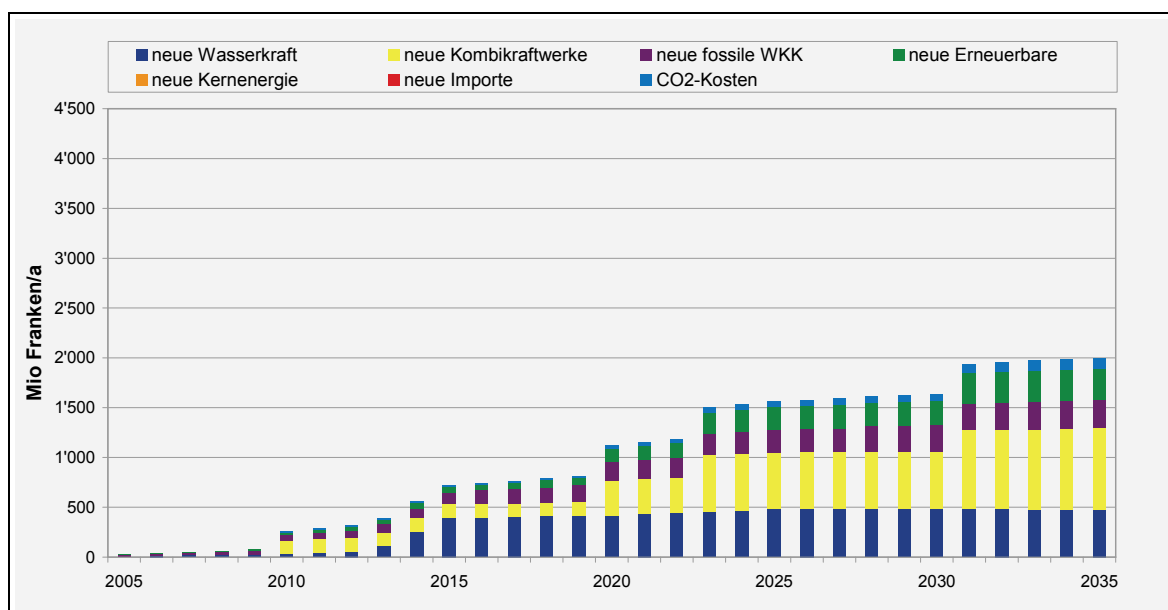
Prognos 2006

6.12.2 Variante C: Fossil-zentral

6.12.2.1 Jahreskosten

Im Vergleich zur Variante A werden keine Kernkraftwerke zugebaut, stattdessen werden ein Erdgas-Kombikraftwerk und drei Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerke zugebaut. Hierdurch erhöhen sich die Jahreskosten der Kombikraftwerke, der Erneuerbaren und die CO₂-Kosten.

Figur 6-63: **Szenario III Trend, Variante C**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 6-73: **Szenario III Trend, Variante C**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	7.4	34.5	391.3	419.0	480.7	489.0	472.3
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	135.8	138.1	353.9	569.8	570.6	826.3
neue fossile WKK	5.0	15.7	53.8	119.2	180.1	231.5	264.7	280.7
neue Erneuerbare	0.0	1.9	22.0	53.0	139.6	225.2	247.1	315.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	15.2	14.9	32.4	56.5	68.4	105.3
Gesamt ¹⁾	0.2	7.6	46.6	156.4	1047.2	1551.1	1592.6	1975.6

1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

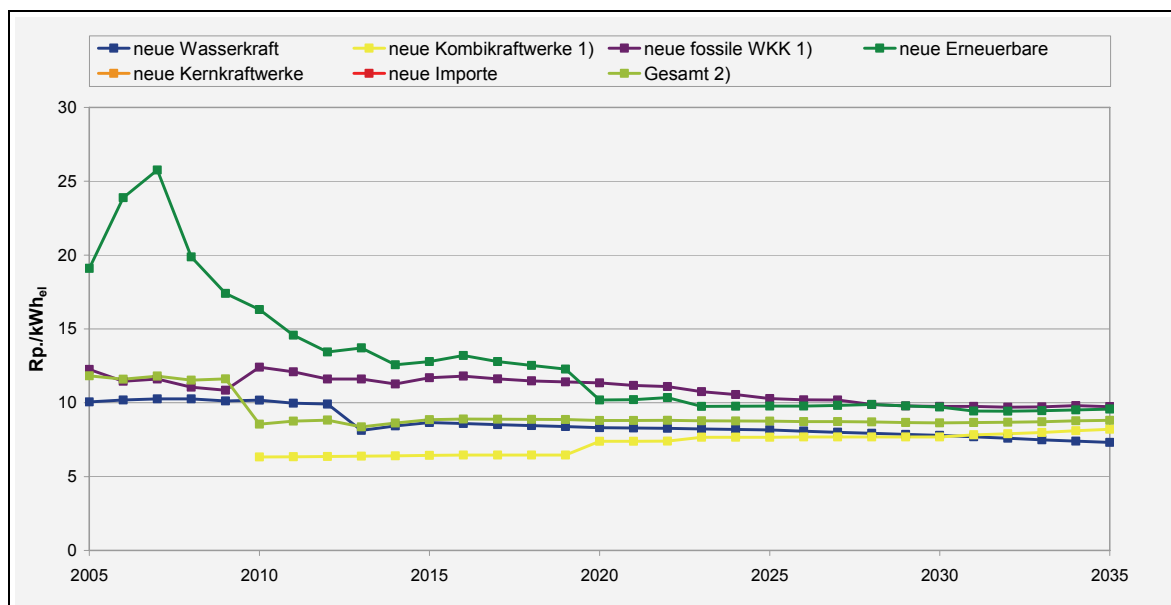
Prognos 2006

6.12.2.2 Durchschnittskosten

Wegen der unterstellten steigenden Brennstoffkosten ab 2030 (siehe Kapitel 2.4.9) erhöhen sich entsprechend die Durchschnittskosten der (Holzgas/)Erdgas-Kombikraftwerke. Die leichte Abnahme der Kapitalkosten bis 2020 (vgl. Abschnitt 2.4.4.1) und der verbesserte Wirkungsgrad kompensieren die Erhöhung der Brennstoffkosten nicht.

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 5.3 Rp./kWh_{el}.

Figur 6-64: **Szenario III Trend, Variante C**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 6-74: **Szenario III Trend, Variante C**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	10.1	10.2	8.7	8.3	8.2	7.8	7.3
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	6.3	6.4	7.4	7.7	7.7	8.2
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	12.3	12.4	11.7	11.3	10.3	9.8	9.7
neue Erneuerbare	0.0	19.1	16.3	12.8	10.2	9.8	9.7	9.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	11.8	8.6	8.9	8.8	8.8	8.6	8.8

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

6.12.2.3 Gesamtkosten

Die diskontierten Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke belaufen sich auf 15.2 Milliarden CHF. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 6-75 dargestellt.

Tabelle 6-75: **Szenario III Trend, Variante C**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	6'013
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	6'197
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'004
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	2'470
neue Importe	0
Exporte Erlös	-3'167
CO ₂ -Kosten	682
Gesamt	15'199

Realzinssatz 2.5%

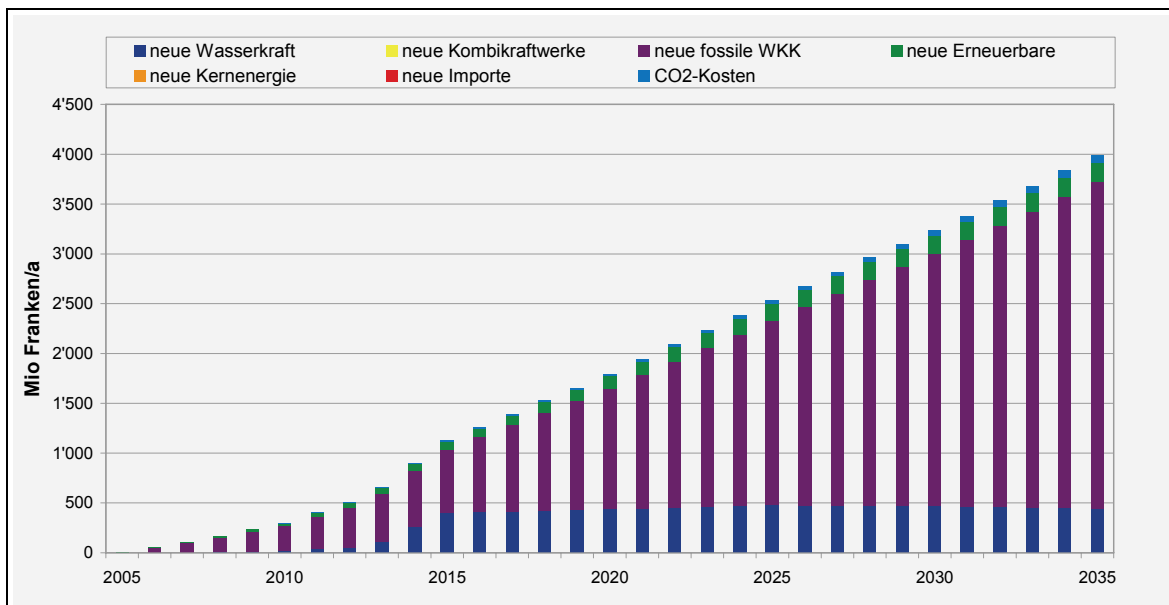
Prognos 2006

6.12.3 Variante D: Fossil-dezentral

6.12.3.1 Jahreskosten

Die Jahreskosten für WKK-Anlagen nehmen entsprechend dem Bau kontinuierlich zu über die Kohorten der Gebäude, Betriebsstätten und Heizanlagen gemäss Erneuerungszyklen zu. In 2035 belaufen sich die Jahreskosten der Variante ca. 4 Mrd. CHF pro Jahr.

Figur 6-65: Szenario III Trend, Variante D
 Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 6-76: Szenario III Trend, Variante D
 Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.7	23.4	401.2	437.0	477.8	469.7	446.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	2.1	241.7	634.5	1'212.0	1'854.2	2'532.8	3'277.5
neue Erneuerbare	0.0	2.4	28.3	76.9	125.1	167.9	185.8	190.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	5.6	10.6	19.8	32.9	51.5	76.1
Gesamt ¹⁾	0.0	2.0	163.5	492.1	1'677.7	2'493.5	3'009.9	3'734.4

1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

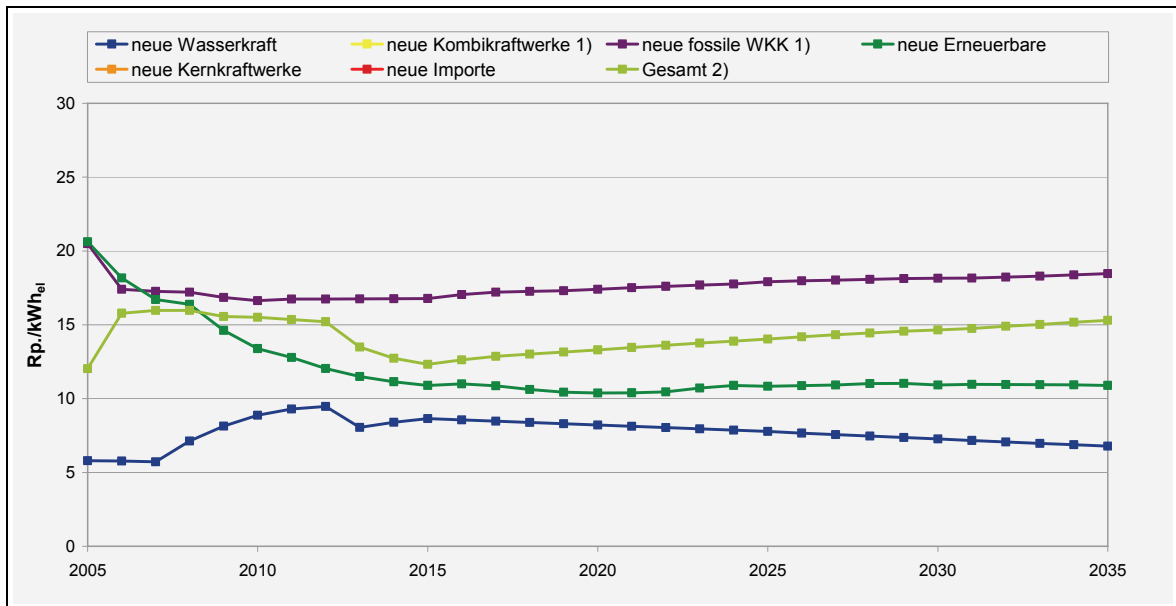
Prognos 2006

6.12.3.2 Durchschnittskosten

Figur 6-66 zeigt für die Variante D die durchschnittlichen Kosten des Zubaus. Die Durchschnittskosten folgen der Kurve des „grössten“ Zubaus, dies ist die Gruppe fossile WKK. Obwohl bei einigen Technologien Lerneffekte zu verzeichnen sind (Kapitel 2.4.5), ist die zunehmende Ausschöpfung teurer Potenziale, d.h. die Verschiebung in kleinere Leistungsklassen, in der Figur 6-66 zu erkennen.

Die (diskontierten) Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 8.1 Rp./kWh_{el}.

Figur 6-66: Szenario III Trend, Variante D
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 6-77: Szenario III Trend, Variante D
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	5.8	8.9	8.7	8.2	7.8	7.3	6.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	27.0	20.5	16.6	16.8	17.4	17.9	18.2	18.5
neue Erneuerbare	0.0	20.6	13.4	10.9	10.4	10.8	10.9	10.9
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	27.0	12.0	15.5	12.3	13.3	14.0	14.7	15.3

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

6.12.3.3 Gesamtkosten

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2004 - 2035) ergeben sich die Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke in Höhe von 27.9 Milliarden CHF. Die Höhe wird geprägt durch die hohe Ausschöpfung der teuren Klein-WKK-Potenziale um die Lücke „vollständig“ durch fossile WKK zu decken. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 6-78 dargestellt.

Tabelle 6-78: **Szenario III Trend, Variante D**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	5'937
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	23'870
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	2'065
neue Importe	0
Exporterlös	-4'423
CO ₂ -Kosten	449
Gesamt	27'898

Realzinssatz 2.5%

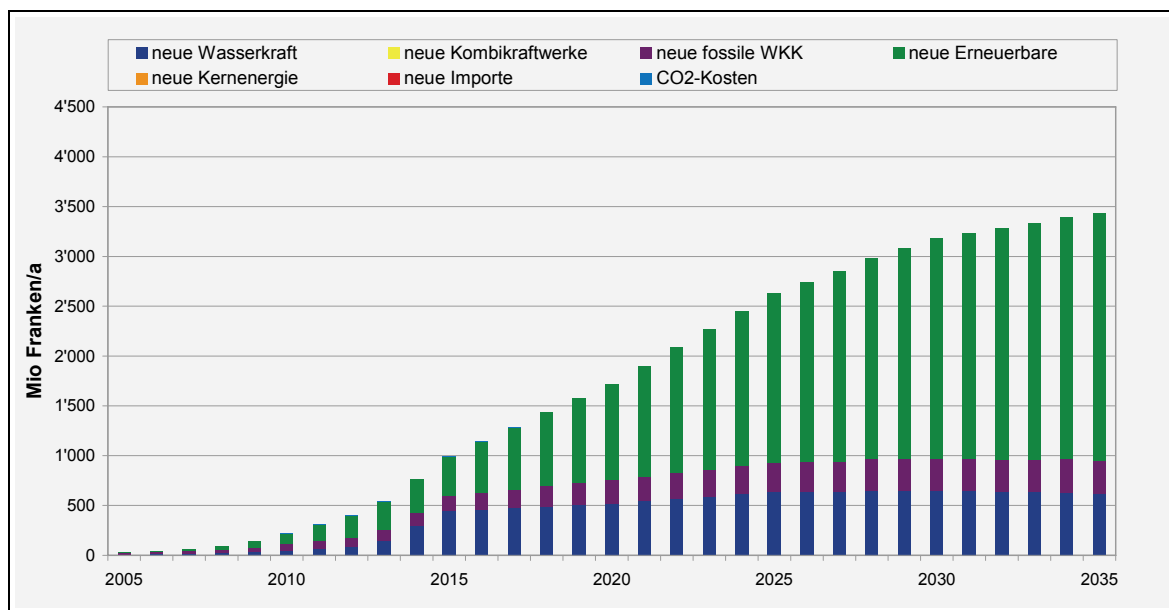
Prognos 2006

6.12.4 Variante E: Erneuerbare Energien

6.12.4.1 Jahreskosten

In der erneuerbaren Variante E zeigen die Kosten (Figur 6-67) einen identischen Verlauf mit dem Zubau. Dies liegt an der Tatsache, dass die durchschnittlichen Kosten der erneuerbaren Energien ab 2015 fast konstant sind (Figur 6-67). Wie in den anderen Varianten ist der Sprung der Kosten in 2013 und 2014 dem Zubau der neuen Pumpspeicherkraftwerke zuzuschreiben.

Figur 6-67: **Szenario III Trend, Variante E**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 6-79: **Szenario III Trend, Variante E**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	7.8	50.0	445.1	521.2	636.4	650.0	621.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	5.0	15.7	61.8	151.2	234.2	294.1	322.7	335.1
neue Erneuerbare	0.0	2.9	103.8	392.0	961.0	1'697.4	2'213.4	2'480.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	2.1	1.7	0.4	-1.8	-3.1	-4.3
Gesamt ¹⁾	0.2	8.4	105.5	386.1	1'649.0	2'600.0	2'991.5	3'375.5

1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

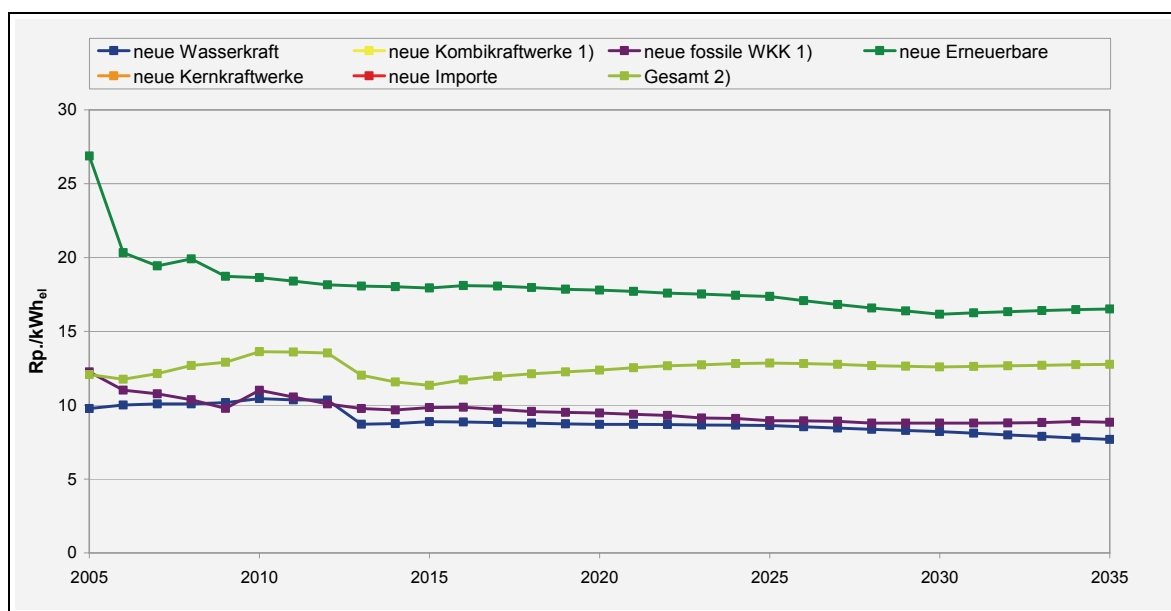
Prognos 2006

6.12.4.2 Durchschnittskosten

Im Gegensatz zur Variante D ist in der Variante E die zunehmende Ausschöpfung teurer Potenziale in der aggregierten Gruppe „Erneuerbare“ nicht zu erkennen. Einerseits sind im Allgemeinen die Lernkurven stärker, andererseits werden günstige Technologien, wie Geothermie-Anlagen und zum Teil Biogasanlagen, erst im Laufe der Zeit stärker zugebaut. Hierdurch werden die Teuerungseffekte (Ausschöpfung teurer Standorte) grösstenteils ausgeglichen.

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 7.2 Rp./kWh_{el}.

Figur 6-68: **Szenario III Trend, Variante E**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 6-80: **Szenario III Trend, Variante E**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	9.8	10.4	8.9	8.7	8.6	8.2	7.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	12.3	11.0	9.8	9.5	9.0	8.8	8.8
neue Erneuerbare	0.0	26.9	18.6	17.9	17.8	17.4	16.2	16.5
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	12.1	13.6	11.3	12.4	12.9	12.6	12.8

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

6.12.4.3 Gesamtkosten

Die diskontierten Gesamtkosten des Zubaus in der Variante erneuerbare Energien belaufen sich auf 26.9 Milliarden CHF. Dies zeigt die Tabelle 6-81.

Tabelle 6-81: **Szenario III Trend, Variante E**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	7'683
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'742
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	19'160
neue Importe	0
Exporte Erlös	-3'672
CO ₂ -Kosten	-7
Gesamt	26'906

Realzinssatz 2.5%

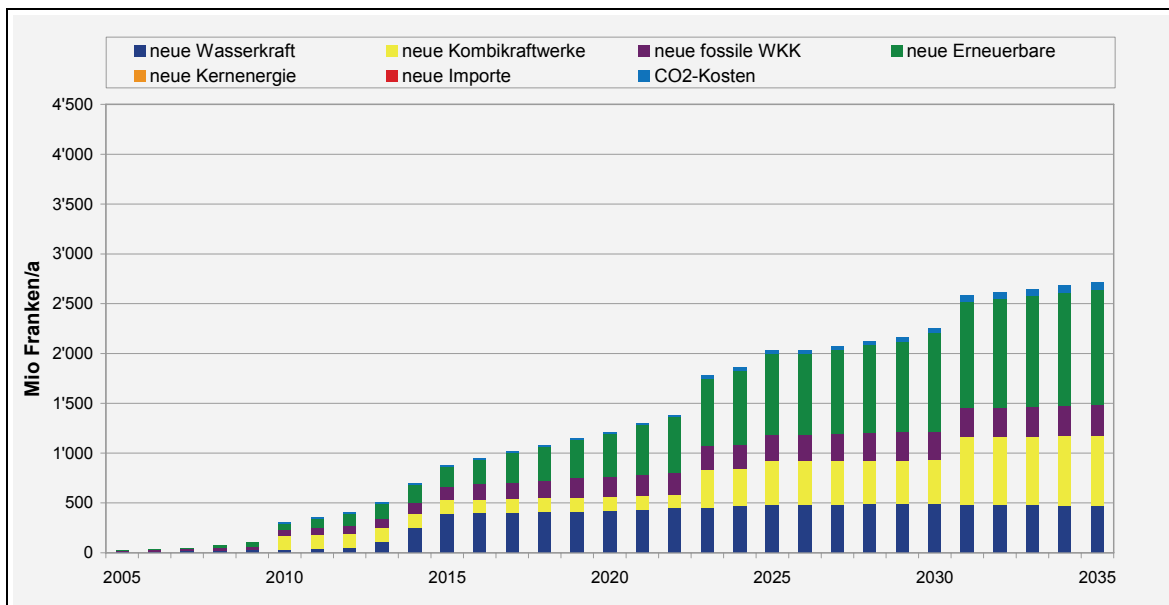
Prognos 2006

6.12.5 Variante C&E: Fossil-zentral und erneuerbare Energien

6.12.5.1 Jahreskosten

Im Vergleich zur Variante C werden in der Variante C&E neben Chavalon und zwei Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerke, 8.1 TWh_{el} erneuerbare Energien zugebaut. Hierdurch verringern sich die Jahreskosten der Kombikraftwerke und die CO₂-Kosten, und die Jahreskosten der Erneuerbaren steigen.

Figur 6-69: Szenario III Trend, Variante C&E
 Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 6-82: Szenario III Trend, Variante C&E
 Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	7.4	34.5	391.3	419.0	480.7	489.0	472.3
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	135.8	138.1	138.5	439.8	440.1	705.2
neue fossile WKK	5.0	15.7	58.0	135.7	207.7	261.8	289.1	301.9
neue Erneuerbare	0.0	0.7	61.0	202.7	433.9	811.2	987.6	1162.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	14.9	13.7	15.0	34.2	40.8	72.3
Gesamt ¹⁾	0.2	6.9	69.6	244.9	1196.3	2019.0	2172.6	2635.3

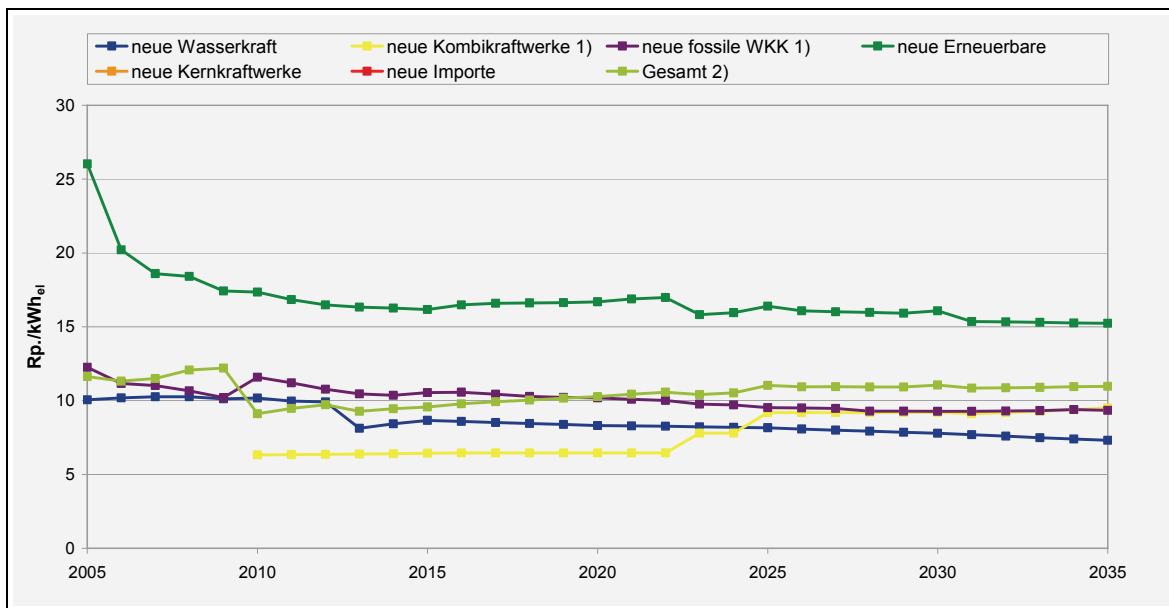
1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

Prognos 2006

6.12.5.2 Durchschnittskosten

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 6.1 Rp./kWh_{el}.

Figur 6-70: Szenario III Trend, Variante C&E
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 6-83: Szenario III Trend, Variante C&E
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	10.1	10.2	8.7	8.3	8.2	7.8	7.3
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	6.3	6.4	6.5	9.2	9.2	9.5
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	12.3	11.6	10.6	10.2	9.5	9.3	9.3
neue Erneuerbare	0.0	26.0	17.4	16.2	16.7	16.4	16.1	15.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	11.6	9.1	9.6	10.3	11.0	11.1	11.0

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

6.12.5.3 Gesamtkosten

Die diskontierten Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke belaufen sich auf 19.9 Milliarden CHF.

Tabelle 6-84: **Szenario III Trend, Variante C&E**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	6'013
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	4'842
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'354
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	8'883
neue Importe	0
Exporterlös	-3'665
CO ₂ -Kosten	458
Gesamt	19'886

Realzinssatz 2.5%

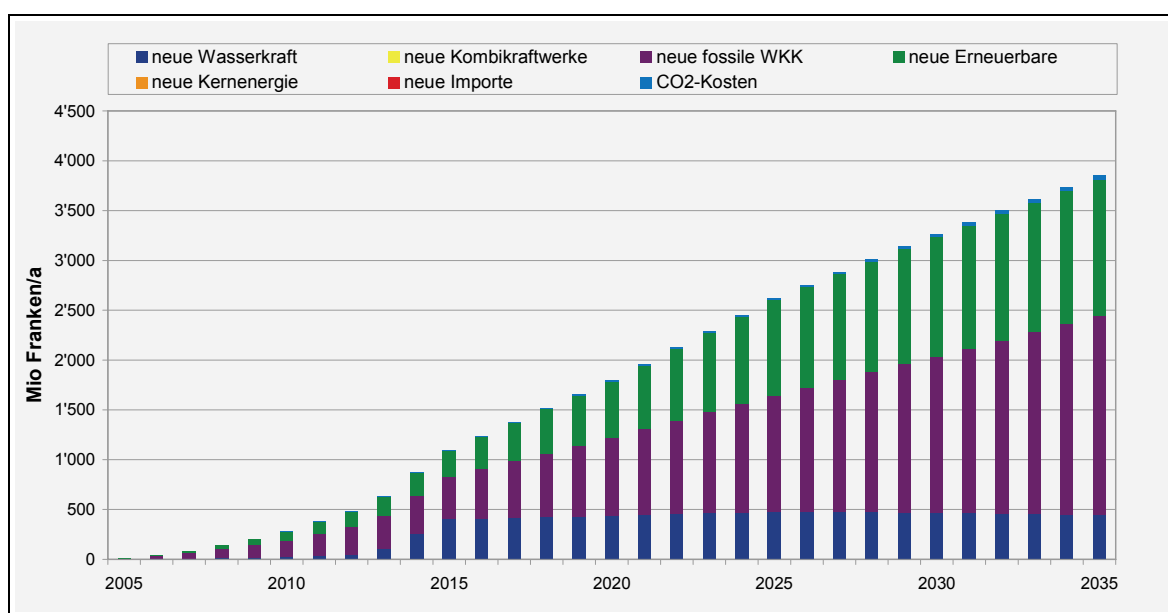
Prognos 2006

6.12.6 Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien

6.12.6.1 Jahreskosten

Ein stetiger Zuwachs der Kosten in der Variante D&E ist gemäss Variantedefinition bei der Gruppe fossile WKK und Erneuerbare zu verzeichnen, wobei der Block „fossile WKK“ etwas grösser ist als der Block „Erneuerbare“. Gründe hierfür sind einerseits, dass der Zubau der fossilen Wärme-Kraft-Kopplung grösser ist, andererseits sind die spezifischen Kosten der Technologien in nicht allen Fällen günstiger als die von Erneuerbaren, vor allem weil die Leistungsklassen der fossilen WKK durch die geringere Wärmenachfrage kleiner geworden sind. Die kleineren Leistungsklassen weisen höhere spezifische Kosten aus.

Figur 6-71: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 6-85: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.7	23.4	401.2	437.0	477.8	469.7	446.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	2.1	169.7	427.7	784.1	1169.0	1567.0	2004.1
neue Erneuerbare	0.0	1.6	80.5	261.9	559.3	958.1	1205.5	1366.5
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	4.3	6.9	11.3	17.1	27.1	41.6
Gesamt ¹⁾	0.0	1.8	149.7	474.5	1695.0	2589.9	3060.6	3662.0

1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

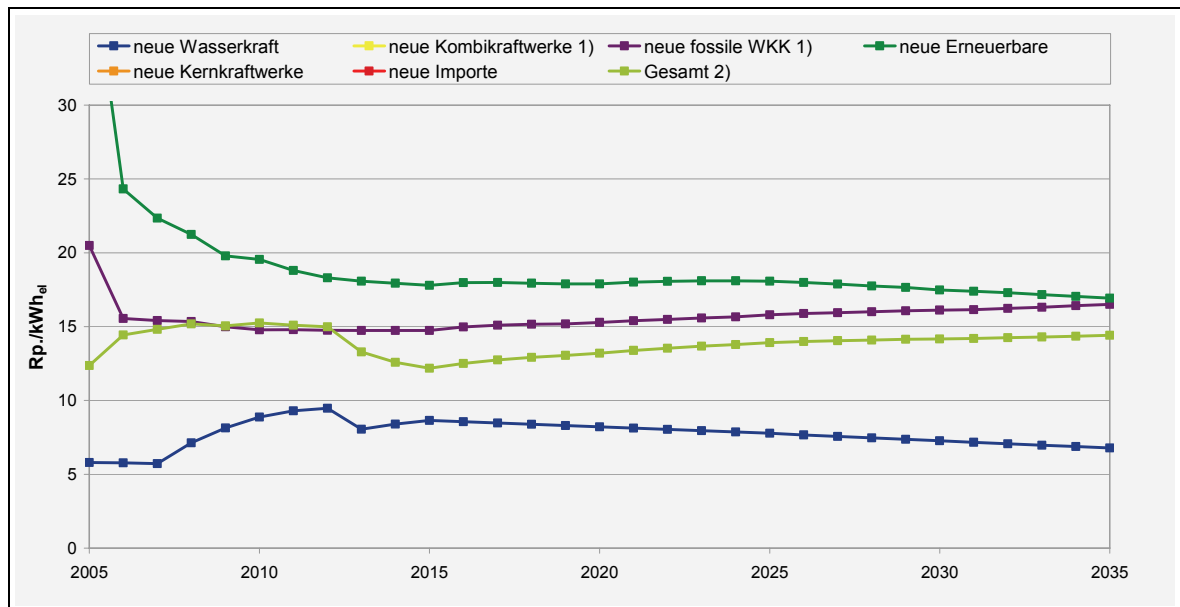
Prognos 2006

6.12.6.2 Durchschnittskosten

Die Gruppe „fossile WKK“ verfolgt den Weg wie beschrieben für die Variante D und die Gruppe „neue Erneuerbare“ verfolgt den in der Variante E beschriebenen Pfad.

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 7.9 Rp./kWh_{el}.

Figur 6-72: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 6-86: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	5.8	8.9	8.7	8.2	7.8	7.3	6.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	27.0	20.5	14.8	14.7	15.3	15.8	16.1	16.5
neue Erneuerbare	0.0	41.1	19.6	17.8	17.9	18.1	17.5	16.9
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	27.0	12.4	15.2	12.2	13.2	13.9	14.2	14.4

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

6.12.6.3 Gesamtkosten

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2004-2035) ergeben sich die Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke in Höhe von 28.1 Milliarden CHF. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 6-87 dargestellt.

Tabelle 6-87: **Szenario III Trend, Variante D&E**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	5'937
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	15'125
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	10'923
neue Importe	0
Exporte Erlös	-4'126
CO ₂ -Kosten	249
Gesamt	28'109

Realzinssatz 2.5%

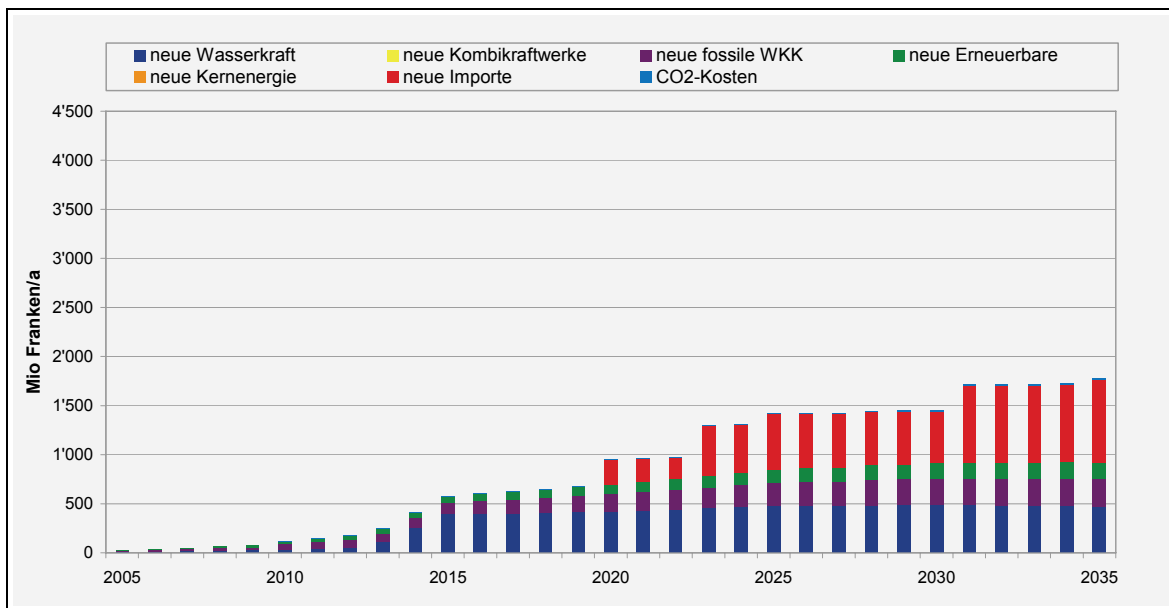
Prognos 2006

6.12.7 Variante G: Import

6.12.7.1 Jahreskosten

Die Jahreskosten zeigen bis 2029 den gleichen Zuwachs wie die Variante A. Nach 2029 wird die Lücke weiterhin durch neue Importe gedeckt. Die grösseren Sprünge in den Jahreskosten sind auf die Stilllegung der Kernkraftwerke und das Auslaufen der Bezugsrechte zurückzuführen, wodurch sich die durch Importe zu deckende Lücke vergrössert.

Figur 6-73: Szenario III Trend, Variante G
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 6-88: Szenario III Trend, Variante G
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	7.4	34.5	391.3	419.0	480.7	489.0	472.3
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	5.0	15.7	53.8	119.2	180.1	231.5	264.7	280.7
neue Erneuerbare	0.0	2.4	23.9	60.2	96.9	136.6	159.7	166.7
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	248.6	568.3	522.3	845.5
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	2.7	3.9	5.7	8.6	11.3	13.1
Gesamt ¹⁾	0.2	7.9	50.4	161.2	950.4	1425.7	1447.0	1778.3

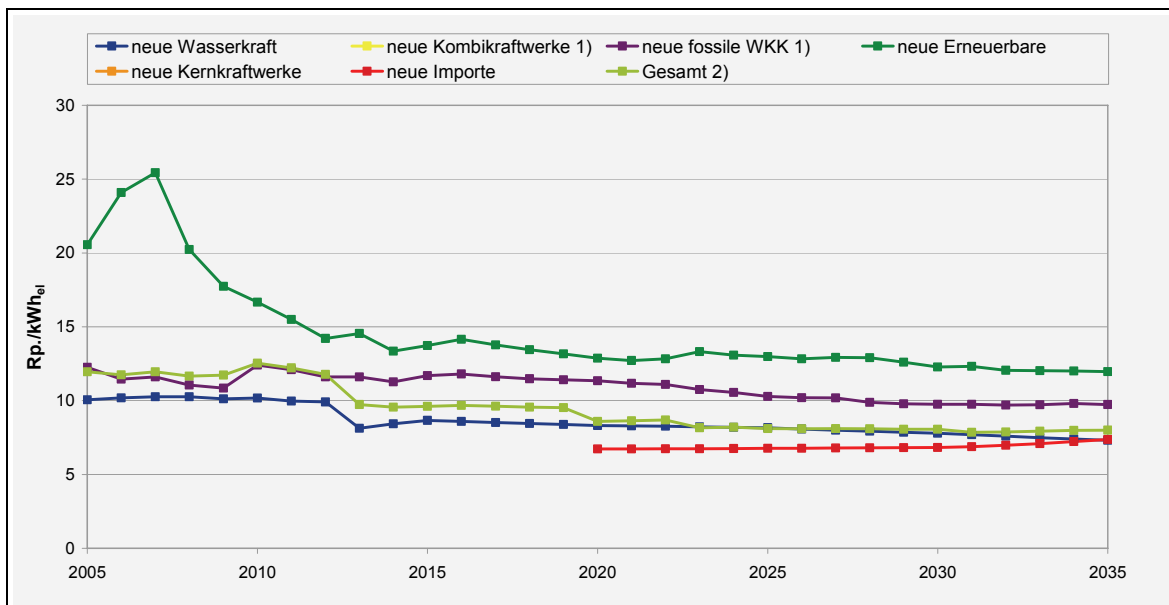
1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

Prognos 2006

6.12.7.2 Durchschnittskosten

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 4.8 Rp./kWh_{el}.

Figur 6-74: Szenario III Trend, Variante G
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 6-89: Szenario III Trend, Variante G
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	10.1	10.2	8.7	8.3	8.2	7.8	7.3
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	12.3	12.4	11.7	11.3	10.3	9.8	9.7
neue Erneuerbare	0.0	20.6	16.7	13.7	12.9	13.0	12.3	12.0
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	6.8	6.8	7.4
Gesamt ²⁾	7.5	12.0	12.5	9.6	8.6	8.1	8.1	8.0

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

6.12.7.3 Gesamtkosten

Die diskontierten Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke belaufen sich auf 13.9 Milliarden CHF.

Tabelle 6-90: **Szenario III Trend, Variante G**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	6'013
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	3'004
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	1'701
neue Importe	4'747
Exporterlös	-1'705
CO ₂ -Kosten	111
Gesamt	13'870

Realzinssatz 2.5%

Prognos 2006

6.13 Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen

6.13.1 Sensitivitäten der Nachfrage: BIP Hoch, Klima Wärmer

Der Unterschied in der Stromlücke zwischen Szenario III Trend und den Sensitivitäten BIP Hoch und Klima Wärmer im Winterhalbjahr steigt bis 2035 bis auf 1.1 TWh_{el} pro Jahr bzw. 1.8 TWh_{el} pro Jahr.

Modellrechnungen des Zubaus liegen für diese Sensitivität nicht vor. Jedoch lässt sich aus den Unterschieden zwischen den Lücken und dem Exportüberschuss im Referenzfall die zusätzlich benötigte Arbeit bzw. die Zahl der zusätzlich benötigte Kraftwerke, zumindest für die zentralen Varianten A und C sowie die Variante G Import, ableiten. In der Variante A wird in 2035 geringfügig importiert, bei erhöhter Nachfrage wie bei den Sensitivitäten BIP Hoch und Klima Wärmer werden die Importe durch ein zusätzliches Kernkraftwerk ersetzt, so dass die Anzahl der Kernkraftwerke in der Variante A in diesen Sensitivitäten zwei beträgt. Auch in der Variante C wird ein zusätzliches Kraftwerk benötigt, die Anzahl der Kombikraftwerke beläuft sich dann insgesamt auf fünf Kombikraftwerke. In der Variante G nehmen die Importe bis 2035 bis auf 13.2 TWh_{el} in der Sensitivität BIP Hoch bzw. 14.2 TWh in der Sensitivität Klima Wärmer zu, gegenüber 11.5 TWh_{el} im Referenzfall. In den anderen Varianten (D, E, C&E und D&E) kann davon ausgegangen werden, dass der Zubau zumindest proportional mit der Stromlücke zunimmt. Da der Auslegungzeitpunkt jedoch nicht 2035 sondern 2023 bzw. 2031 ist, kann der Zubau auch überproportional zunehmen.

6.13.2 Sensitivität KKW 40 Jahre

Bei einer Betriebsdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren vergrössert sich die Lücke im Winterhalbjahr von 11.3 auf 20.5 TWh_{el}, da die Stilllegung aller Kernkraftwerke nun innerhalb des Zeitraumes bis 2035, in dem auch die Bezugsrechte auslaufen, erfolgt.

Eine vollständige Schliessung der Lücke durch erneuerbaren Energien oder fossil-thermische Kraftwerke durch das verfrühte Eintreten der Lücke nicht möglich. In der Variante G

Import ist eine Schätzung der Höhe der neuen Importen direkt aus der Zunahme der Lücke. Berechnungen dieser Sensitivität wurden mit den Angebotsvarianten C und C&E durchgeführt. Die Berechnungen zeigen, dass in der Variante C an Stelle von vier Kombikraftwerken im Referenzfall nun acht Kombikraftwerke benötigt werden. In der Variante C&E werden im Vergleich zur gleichen Variante im Referenzfall ein Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerk mehr zugebaut, und wurde getrachtet die restliche Lücke mit erneuerbaren Energien zu decken. Der Beitrag der erneuerbaren Energien ist in diesem Fall ähnlich wie der Beitrag im Referenzfall der Variante E.

6.13.3 Sensitivität KKW 60 Jahre

In der Sensitivität Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre tritt keine Verschiebung des Eintretens der Lücke auf. Die Lücke wird bedingt durch das Auslaufen der Bezugsrechte. Die Deckungslücke ist in 2035 ebenso gross wie im Referenzfall, so dass nur die zwischenzeitliche Lücke (2018 - 2035) sich verändert. Diese Situation führt zu fast den gleichen Ergebnissen wie im Referenzfall. Deshalb sind keine gesonderten Modellrechnungen durchgeführt worden. Die interpolierten Ergebnisse sind in der Tabelle 6-96 dargestellt.

6.14 Zusammenfassung

6.14.1 Szenario III Trend

Die wichtigsten Ergebnisse der Modellrechnungen sind in den Tabellen 6-91 und 6-93 zusammengefasst.

Tabelle 6-91: **Stromlücke in 2035, Szenario III Trend, in TWh_{el}**

Sz	Sensitivität	Jahr	Wi	So
Sz III	Trend	13.5	11.3	2.2

Prognos 2006

Tabelle 6-92: **Leistungsdefizit in 2035, Szenario III Trend, in GW_{el}**

Sz	Sensitivität	Kältewelle	Hitzewelle (mit Export)	Hitzewelle (ohne Export)
Sz III	Trend	1.0	2.5	-2.0

Prognos 2006

Fortsetzung auf Seite 343.

6.14.2 Sensitivitäten

Die wichtigsten Resultate der Sensitivitätsrechnungen sind in diesem Abschnitt zusammengefasst. Er zeigt die Grösse der Lücke und die Kenngrössen des Zubaus.

Tabelle 6-93: **Stromlücke in 2035, Sensitivitäten Szenario III, in TWh_{el}**

Sz	Sensitivität	Jahr	Wi	So
Referenz				
Sz III	Trend, KKW 50/60	13.5	11.3	2.2
Sensitivität Nachfrage				
Sz III	BIP Hoch	15.5	12.4	3.1
Sensitivität Nachfrage und Angebot				
Sz III	Klima Wärmer	17.2	13.1	4.1
Sensitivität Angebot				
Sz III	KKW 40 Jahre	29.3	20.5	8.9
Sz III	KKW 60 Jahre	13.5	11.3	2.2

Prognos 2006

Fortsetzung auf Seite 344.

Tabelle 6-94: Wichtigste Kenndaten vom Szenario III Trend nach Variante

Sz III „Neue Prioritäten“	Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
	Nuklear	Fossil-zentral	Fossil-dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-Zentral und Erneuerbare	Fossil-dezentral und Erneuerbare	Import
Kenngrössen des Zubaus							
Kenngrössen des Zubaus	1 KKW	4 GuD *	17.8*** TWh fossile WKK	16.5 TWh EE 2.6 TWh GWK	3 GuD * 8.1 TWh EE	12.1 TWh fossile WKK 9.6 TWh EE	11.5 TWh Importe (1'913 MW _{el})
Kosten des Zubaus (diskontiert)							
Gesamtkosten	Mrd. CHF	15.2**	27.9**	26.9	19.9**	28.1	13.9
Gestehungskosten	Rp./kWh _{el}	5.1**	8.1	7.2	6.1	7.9	4.8
(Netto) Emissionen des Parks (Bestand + Zubau)							
CO ₂ -Emissionen	Mio. t	4.3	3.3****	0.2	3.0****	2.0	0.8
NO _x -Emissionen	1'000 t	0.5	-0.1	-0.1	0.3	-0.2	0.0
Staub-Emissionen	t	19.2	-0.4	5.1	16.2	2.9	0.1
Versorgungssicherheit (Bestand + Zubau)							
Kältewelle: Leistung gesichert?	-	ja	ja	ja	ja	ja	nein
Hitzewelle: Leistung gesichert?	-	ja	ja	ja	ja	ja	ja
Import ohne Kernbrennstoffe (Anteil)	PJ (%)	85 (20%)	182 (45%)	23 (5%)	74 (17%)	124 (29%)	52 (13%)
Import mit Kernbrennstoffen (Anteil)	PJ (%)	249 (58%)	347 (85%)	187 (43%)	239 (54%)	289 (67%)	217 (54%)
Konditionierte radioaktive Abfälle (Bestand + Zubau)							
Hochaktive	m ³	39'284	39'284	39'284	39'284	39'284	39'284
Mittelaktive	m ³	698	698	698	698	698	698
Schwachaktive	m ³	1'448	1'448	1'448	1'448	1'448	1'448

* (Zwischen)Periode mit Importen nein, Periode mit Kernkraftwerken ja

** Im Vergleich zu den Tabellen 3.4-3 bzw. 3.4-4 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

*** Im Vergleich zu den Tabellen Z-5 und 3.4-2 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

**** Im Vergleich zu Tabelle 3.6-2 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

Tabelle 6-95: Kenndaten in 2035, nach Variante und Nachfragesensitivität

	Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Trend	1 KKW	4 GuD *	17.4 TWh fossile WKK	16.5 TWh EE 2.6 TWh GWK	3 GuD * 8.1 TWh EE	12.1 TWh fossile WKK 9.6 TWh EE	11.5 TWh Importe (1'913 MW _{el})
BIP Hoch	2 KKW	5 GuD *	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	13.2 TWh Importe (2'200 MW _{el})
Klima Wärmer	2 KKW	5 GuD *	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	14.2 TWh Importe (2'366 MW _{el})

Bem. Sensitivitäten: keine Modelldaten, sondern Interpolationen

Prognos 2006

Tabelle 6-96: Kenndaten in 2035, nach Variante und Angebotssensitivität

	Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
KKW 50/60 Jahre (Referenz)	1 KKW	4 GuD *	17.4 TWh fossile WKK	16.5 TWh EE 2.6 TWh GWK	3 GuD * 8.1 TWh EE	12.1 TWh fossile WKK 9.6 TWh EE	11.5 TWh Importe (1'913 MW _{el})
KKW 40 Jahre	- ¹⁾	8 GuD *	- ²⁾	- ²⁾	4 GuD * 19.1 TWh EE	n.b.	25.0 TWh Importe (4'166 MW _{el})
KKW 60 Jahre	1 KKW	4 GuD *	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	11.5 TWh Importe (1'913 MW _{el})

¹⁾ Ausstieg aus der Kernenergie, keine neuen KKW

²⁾ nicht machbar

Prognos 2006

EE: Photovoltaik, Wind, Geothermie, Holz, Biogas, Klärgas, Abfall (50%) und Wasserkraft bis 10 MW_{el}

KKW: Kernkraftwerke zu 1'600 MW_{el}

GuD: Erdgas-Kombikraftwerke (Chavalon zu 357 MW_{el} und weitere Anlagen zu 550 MW_{el})

WKK: v.a. erdgasbefeuerte Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen

GWK: Grosswasserkraftwerke (über 10 MW_{el})

* mit Holzgaszuführung in Erdgas-Kombikraftwerken, ausser bei dem Projekt Chavalon

Szenario IV: “Weg zur 2'000-Watt- Gesellschaft“

7 Szenario IV: „Weg zur 2'000 Watt-Gesellschaft“

7.1 Ausgangslage

Szenario IV ist wie Szenario III ein „Zielszenario“, in welchem eine Frage der Art „Was muss geschehen, damit die Ziele erreicht werden?“ untersucht wird. Die Ziele sind nach dem Konzept der 2'000-Watt-Gesellschaft (Jochem et al., 2002, 2004; Novatlantis, 2004) abgeleitet. Der Bundesrat hat eine 2'000-Watt-Gesellschaft als Zielvorstellung der Energie- und Klimapolitik vorgestellt (BFE, 2007); diese dient daher hier als Ausgangspunkt für eine grobe Zielbeschreibung.

Die durchschnittliche pro Kopf beanspruchte Leistung (auf Leistung umgerechnete Jahresarbeit) in der Schweiz beträgt derzeit etwa 5'000 Watt (43'800 kWh pro Jahr), davon 3'000 Watt auf fossiler Basis. Im weltweiten Durchschnitt beträgt diese Leistung 2'000 Watt pro Kopf. Ziel des Szenarios IV ist es, auf einen Pfad zur (weltweiten) 2'000-Watt-Gesellschaft (17'520 kWh pro Jahr) einzuschwenken. Wann dieses Ziel erreicht werden soll, bleibt in dem Konzept offen. Für das Szenario IV wird das Jahr 2100 als Erreichungsdatum festgelegt. Auch Fragen bezüglich der Bewertung des Primärenergieinhaltes der erneuerbaren Energien und der langfristigen Rolle der Kernenergie sind offen. Für die Perspektivarbeiten wurde ein maximaler Beitrag der fossilen Energieträger in Höhe von 500 Watt pro Kopf in 2100 vorausgesetzt (BFE, 2007).

Im Konzept der 2'000-Watt-Gesellschaft steht der Primärenergieverbrauch im Vordergrund. In den Perspektiven ist allerdings der Endenergieverbrauch mit quantitativen Zielen belegt, wie z.B. die Reduzierung der CO₂-Emissionen gegenüber 2000, der Rückgang des Endenergieverbrauchs pro Kopf sowie die Förderung von erneuerbaren Energien. Die Ziele wurden so festgelegt, dass sie dem Pfad der 2'000-Watt-Gesellschaft entsprechen. Die Höhe der Ziele sind in Tabelle 7-1 dargestellt.

Tabelle 7-1: **Ziele in Szenario IV**

	Ziel
CO ₂ -Emissionen	-35 % bis 2035 gegenüber 2000
Endenergieverbrauch pro Kopf	-35 % bis 2035 gegenüber 2000
Anteil neue erneuerbare Elektrizität	20 % bis 2035
Anteil erneuerbare Wärme	30 % bis 2035
Anteil erneuerbare Treibstoffe	10 % bis 2035

Die Anforderungen der Ziele sind somit in Szenario IV höher als in Szenario III.

Zur Zielerreichung wird vorausgesetzt, dass sich global, stärker als in Szenario III, die Prioritäten verändern: Sowohl Klima- und Ressourcenschutz als auch die weltweite Verteilungsproblematik (z.B. in Bezug auf die allen Menschen zugestandene Chance auf ähnliche spezifische Energieverbräuche) wird mit völkerrechtlich verbindlichen Vereinbarungen, Zielsetzungen und global wirkenden Rahmenbedingungen (wie z.B. funktionierender ambitionierter CO₂-Handel) umgesetzt.

Dieses Kapitel zeigt zunächst kurz die allgemeinen Voraussetzungen und die Resultate der Nachfrageseite. Für die zukünftige Deckung der Stromnachfrage werden verschiedene Varianten ausgearbeitet. Die Resultate der Berechnungen im Hinblick auf direkte gesamtwirtschaftliche Kosten, Umwelt- und Klimaschutz sowie Versorgungssicherheit für das Hauptszenario sind in diesem Kapitel dargestellt. Für einzelne Parameter wurden zusätzlich Sensitivitäten durchgerechnet. Im letzten Abschnitt werden die einzelnen Angebotsvarianten und Sensitivitäten zusammengefasst dargestellt und miteinander verglichen.

7.2 Allgemeine Voraussetzungen

In Tabelle 7-2 sind die in Szenario IV zugrunde liegenden Rahmenentwicklungen zusammengefasst. Gegenüber Szenario I bis III ändern sich die Mengenkomponenten (Energiebezugsflächen, Verkehrsleistungen usw.), um die gewünschten Ziele erreichen zu können.

Tabelle 7-2: Übersicht über wichtige Rahmenentwicklungen

	Bev. in Mio.	BIP real in Mrd. CHF	Rohöl- preise USD/Fass	EBF total in Mio. m ²	EBF Wohnen in Mio. m ²	PV _{vk} in Mrd. Pkm	GV in Mrd. Tkm
1990	6.80	387.90	31.23	544.91*	349.28	•	•
2000	7.21	422.76	29.89	627.23	416.50	106.20	23.31
2035 Szenario IV							
BIP-Trend	7.57	572.33	1)	836.58	577.07	129.5	36.5
BIP-Hoch	7.57	692.24	1)	850.30	583.63	138.8	40.9

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert. BFE 2007

Bev.: Wohnbevölkerung

BIP real: Bruttoinlandsprodukt zu Preisen von 2003

Rohölpreise: 1) Hauptinstrument wird eine Energielenkungsabgabe sein, welche die Endenergiepreise verteuert, daher sind die Rohölpreise hier von untergeordneter Bedeutung.

EBF: Energiebezugsflächen sind die Flächen, die beheizt oder klimatisiert werden.

PV_{vk}: Gesamte Personenverkehrsleistung in Mrd. Personenkilometer

GV: Gesamte Güterverkehrsleistung in Mrd. Tonnenkilometer

Notwendige Rahmenbedingung im Szenario IV ist ein energiepolitischer Paradigmenwechsel. Ein Alleingang der Schweiz würde nicht zu den gewünschten Zielen führen. Dies heisst jedoch nicht, dass die Schweiz keine Führungsrolle spielen kann. Die Ziele und Instrumente der Energiepolitik müssen international stärker harmonisiert werden. Auch die Energieforschung und Technologieentwicklung muss global verstärkt werden, somit die Effizienzpotenziale der neuen Schlüsseltechnologien gezielt entwickelt und im Markt beschleunigt werden.

Bezüglich der Technikentwicklung wurden Technologien in den Blick genommen, die über die in Szenario III eingesetzten „best practice“-Standards hinaus weitere Effizienzgewinne erzielen können. Hierzu wurden vor allem die neuen Schlüsseltechnologien auf ihre Beiträge zur Energieeffizienz hin untersucht:

- Informations- und Kommunikationstechnologie (inkl. Opto-Elektronik),

- Biotechnologie inkl. Bionik (und ggf. Neuroelektronik),
- Mikrotechnologie inkl. mikrominiaturisierter Produktionstechnologie,
- Nanotechnologie, insbesondere in Bezug auf Werkstoffe,
- neue Energieumwandlungs- und -transporttechnologien (z.B. Kraftwerke mit CCS).

Mittels einer Expertenbefragung wurde dann untersucht, welche Technologien als zielführend und wahrscheinlich eingeschätzt wurden. Die Resultate der Kompakt-Delphi-Studie sind separat publiziert (Prognos, 2006a). Die Resultate der Befragung wurden nachher in einem engeren Kreis von Experten und Mitgliedern der Arbeitsgruppe Energieperspektiven nochmals diskutiert um festzustellen, ob bestimmte als möglich und zielführend eingeschätzte Technologien/Einsatzfelder auf das Szenario IV zu übertragen wären. Im Ergebnis werden für die Entwicklung von Szenario IV vor allem Weiterentwicklungen von bekannten Effizienzmassnahmen mit Hilfe der neuen Schlüsseltechnologien angenommen. Vollständig neuartige Produkte, Dienstleistungsausprägungen oder Energiesysteme bleiben unbetrachtet – es wird also ein vorsichtiger „Technologieshift“ unterstellt, jedoch kein „Systembruch“.

Um die Szenarioziele zu erreichen, wird wie im Szenario III als Instrument eine Lenkungsabgabe unterstellt, die die Energiepreise (einschliesslich Strompreise) der Endverbraucher deutlich verteuern. Die Endverbraucherpreise für Heizöl, Gas, Fernwärme, fossile Treibstoffe und Strom werden gegenüber der Variante „Ölpreis 50 USD“ (real) verdoppelt. Die Abgabe sollte fast vollständig rückverteilt werden. Auf erneuerbare Brennstoffe wird die Abgabe nicht erhoben. Wie oben erwähnt, muss für solch ein Szenario unterstellt werden, dass ähnliche Preisstrukturen zumindest in den umliegenden europäischen Ländern vorliegen, damit keine emissionsneutralen Verlagerungen stattfinden und komparative Nachteile für international agierende Unternehmen vermieden werden.

Zudem werden die ordnungsrechtlichen Instrumente an die Energiepreise und die technologische Entwicklung angepasst. Darüber hinaus können Förderinstrumente zur Vermeidung von Härten eingesetzt werden.

Die Massnahmen beziehen sich vor allem auf die Nachfrageseite. In Band 1 und 2 werden die Massnahmen detaillierter erläutert.

7.3 Perspektiven der Elektrizitätsnachfrage in Szenario IV

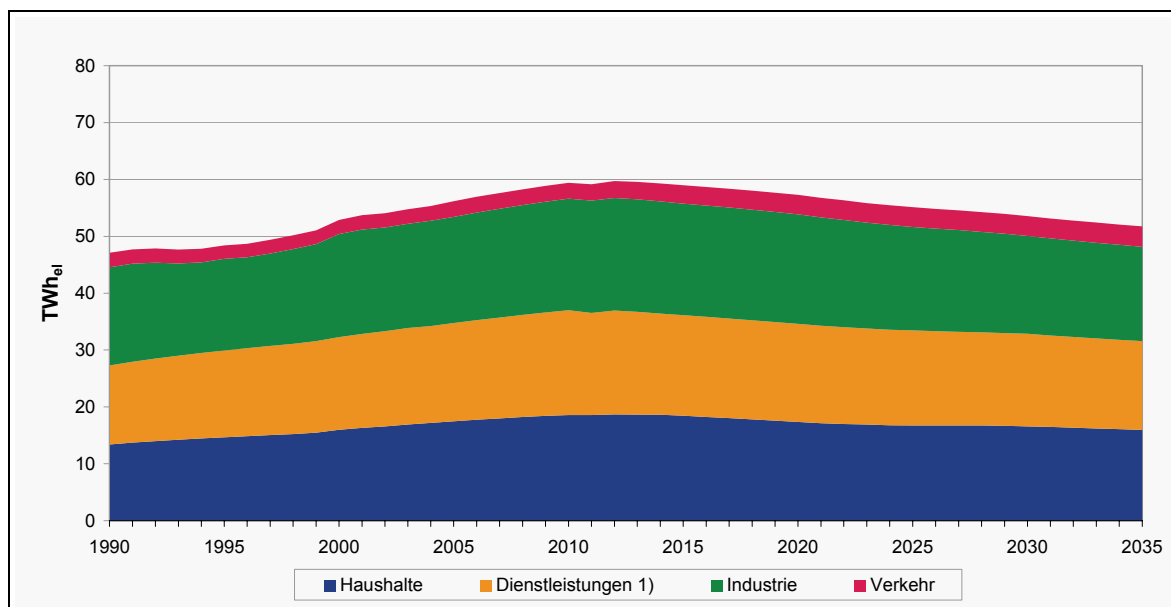
Die folgende Zusammenstellung zeigt die Resultate der Modellrechnungen für die sektorale Elektrizitätsnachfrage im Szenario IV mit Sensitivitäten.

7.3.1 Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Szenario IV Trend

Die weiter wachsende „Elektrifizierung“ ist bis 2011 nicht zu bremsen. Es wird angenommen, dass der politische Prozess bis zur Einführung der neuen Instrumente, die eine hohe Eingriffstiefe haben, einige Jahre dauert. Mit dem Einsatz der Lenkungsabgabe und der neuen Vorschriften wird ab 2011 gerechnet. Es wird davon ausgegangen, dass die

Verbraucher frühzeitig von den Massnahmen und ihrer Dauer über den gesamten Betrachtungszeitraum informiert sind. Nach 2012 nimmt die Elektrizitätsnachfrage langsam ab und in 2035 ist die Nachfrage geringer als in 2000 (-2 Prozent). Der Verbrauchszuwachs an Elektrizität im Sektor Verkehr ist jedoch mit 46 Prozent deutlich. Dies ist auf die verstärkte Verlagerung sowohl des Personen- als auch des Güterverkehrs auf die Schiene zurückzuführen. Der Sektor Haushalte zeigt keine Veränderung gegenüber 2000. Da dies gegenüber Szenario I einer Reduktion um ca. 25 Prozent entspricht, werden also die um ca. 30 Prozent steigenden Mengeneffekte (beleuchtete Flächen, Geräte, Steigerung von Elektrizitätsanwendungen allgemein) durch Stromeffizienz und neue Technologien kompensiert. Die Reduktion der Elektrizitätsnachfrage ist auf die Sektoren Dienstleistungen und Industrie zurückzuführen. In 2035 liegen die Verbräuche in diesen Sektoren unter denen des Jahres 2000, die relative Veränderung beträgt -4 Prozent im Sektor Dienstleistungen (Stichwort: Betriebsoptimierungen) bzw. -8 Prozent im Sektor Industrie (Stichwort: Verlagerungen in der Branchenstruktur). Figur 7-1 stellt die Veränderungen nach Sektoren für die Periode 1990 bis 2035 (Kalenderjahr) grafisch dar.

Figur 7-1: **Szenario IV Trend**
Elektrizitätsnachfrage nach Sektoren 1990 bis 2035, in TWh_{el}



¹⁾ inklusive Kleingewerbe und Landwirtschaft

Prognose 2006

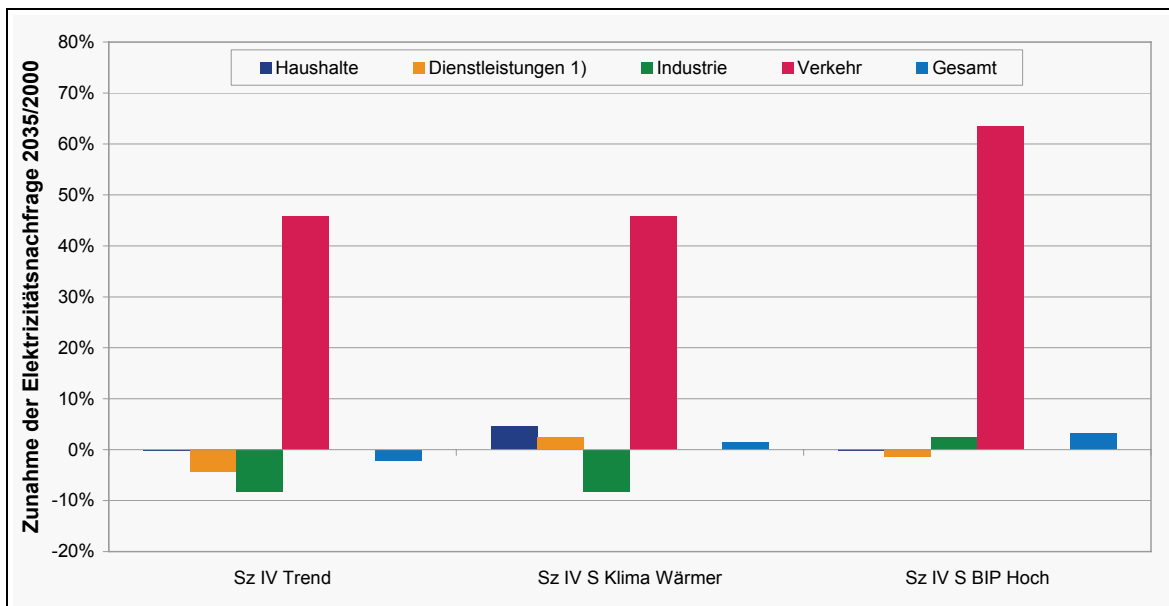
7.3.2 Sektorale Elektrizitätsnachfrage: Sensitivitäten der Nachfrage

In der Sensitivität „BIP Hoch“ wird ein durchgängig gegenüber dem Trend um einen halben Prozentpunkt erhöhtes jährliches BIP-Wachstum unterstellt (1.4 Prozent pro Jahr). Die Elektrizitätsnachfrage liegt 2035 um drei Prozent über dem Wert von 2000. Die Zunahme gegenüber dem Szenario IV Trend beträgt fünf Prozentpunkte.

Die Klimaerwärmung (Sensitivität „Klima Wärmer“) führt 2035 zu einem gut drei Prozentpunkte höheren Stromverbrauch gegenüber dem Referenzfall.

Figur 7-2 zeigt die relative Zunahme von 2035 gegenüber 2000 für die einzelnen Sektoren und Sensitivitäten im Szenario IV. Weitere Erläuterungen hierzu liegen in Band 2 vor.

Figur 7-2: **Szenario IV**
Zunahme der Elektrizitätsnachfrage 2035/2000 nach Sektoren, in Prozent



¹⁾ inklusive Kleingewerbe und Landwirtschaft

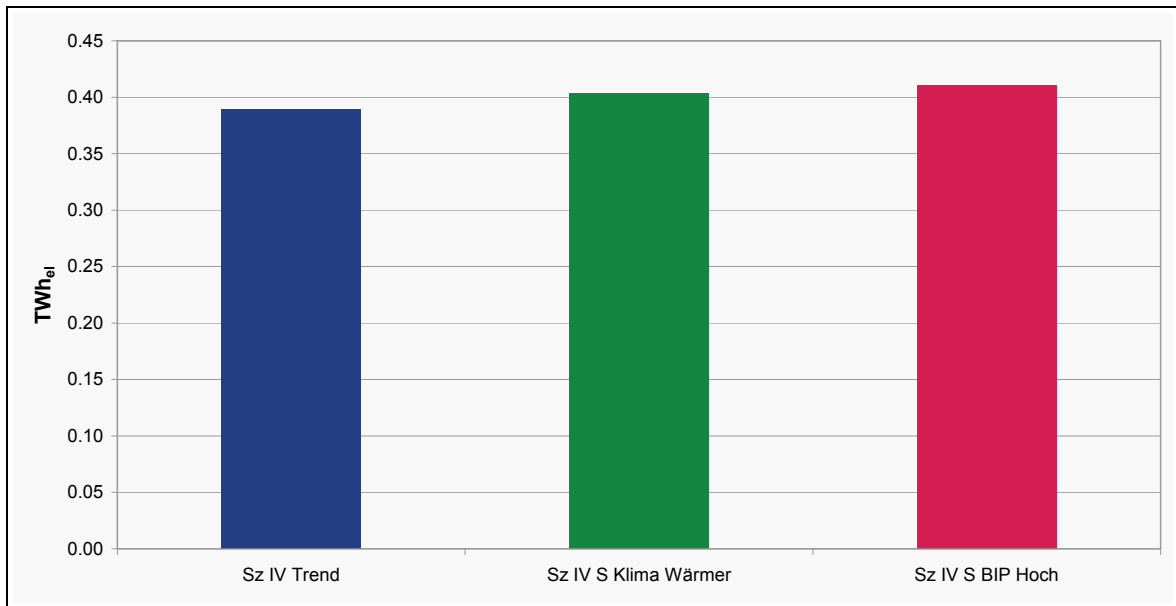
Prognos 2006

Werte 2000: Haushalte 16.0 TWh_{el}, Dienstleistungen 16.3 TWh_{el}, Industrie 18.1 TWh_{el},
 Verkehr 2.5 TWh_{el}, Gesamt 52.9 TWh_{el}

7.3.3 Fernwärme

Zusätzlich zur sektoralen Elektrizitätsnachfrage wurde der Elektrizitätsbedarf bei der Fernwärmeerzeugung ermittelt. Er beträgt in Szenario IV Trend knapp 0.4 TWh_{el}. In den einzelnen Sensitivitäten zu Szenario IV verändert er sich geringfügig und proportional zur Veränderung der Elektrizitätsnachfrage (siehe Figur 7-3).

Figur 7-3: **Szenario IV**
Elektrizitätsverbrauch in der Fernwärmeerzeugung in 2035, in TWh_{el}

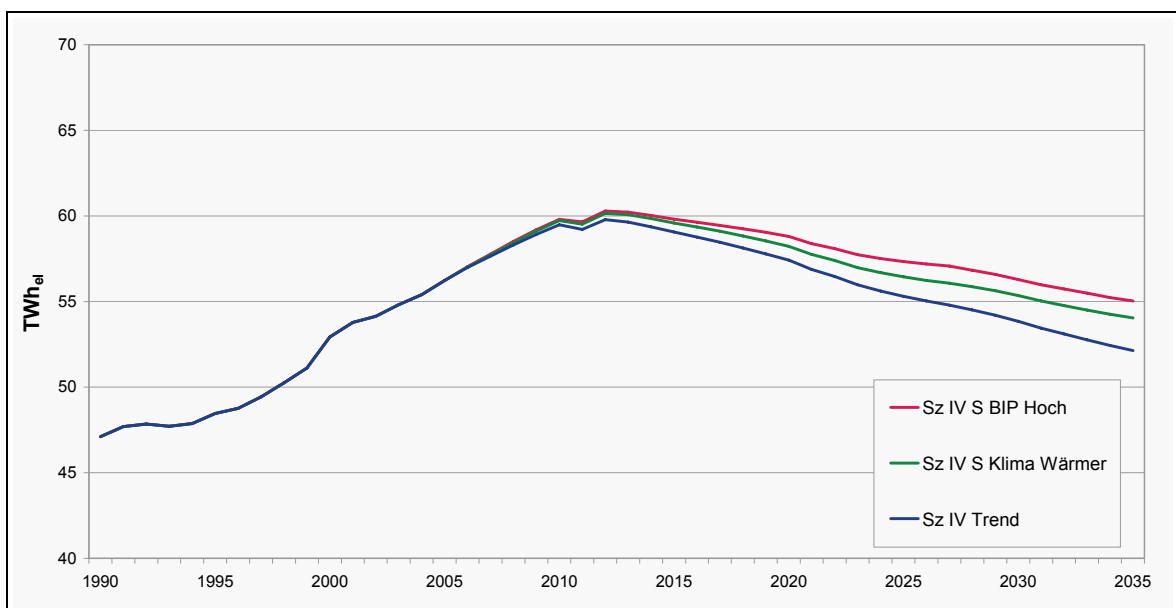


Prognos 2006

7.3.4 Endverbrauch

Figur 7-4 zeigt den Endverbrauch für die Szenarien IV Trend sowie für die Sensitivitäten. Diese ergibt sich aus der Summe der sektoralen Elektrizitätsnachfrage und der Nachfrage des Umwandlungssektors. Die Figur zeigt einen deutlichen Rückgang der Elektrizitätsnachfrage ab ca. 2012. In 2035 nähert sich der Endverbrauch wiederum den Verbrauchswerten von 2000 - 2005 an.

Figur 7-4: **Szenario IV**
Elektrische Endverbräuche 1990 bis 2035, in TWh_{el}



Prognos 2006

7.3.5 Elektrische Verluste

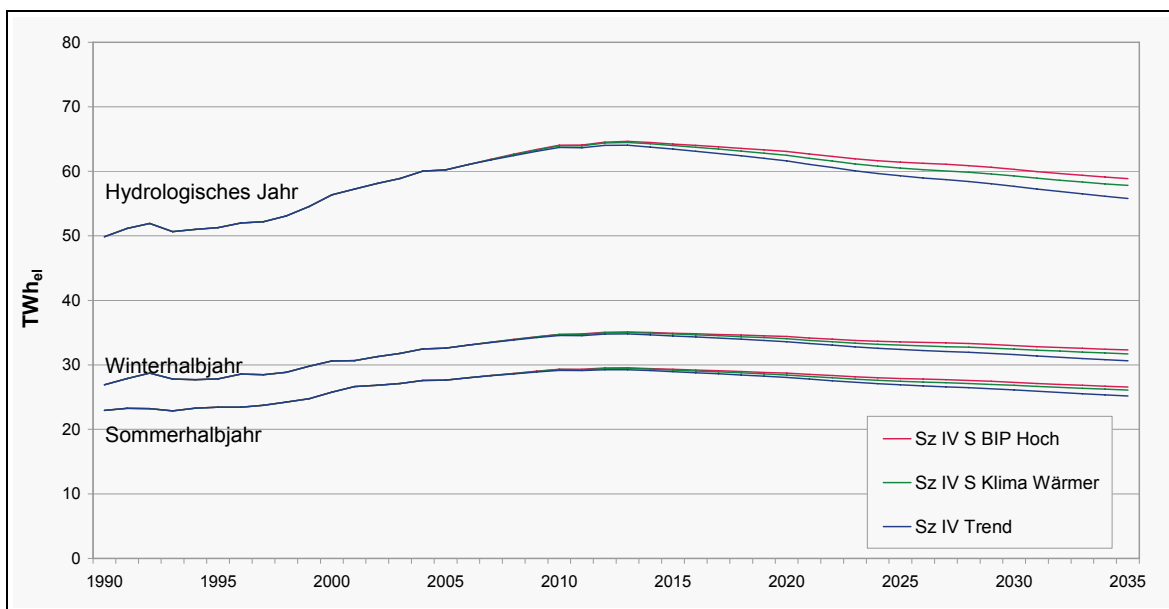
Die Verluste entsprechen ca. 7 bis 7.5 Prozent des Endverbrauchs. Die relativen Verluste nehmen durch technische Fortschritte mit der Zeit ab.

7.3.6 Landesverbrauch

Der Landesverbrauch entspricht der Summe des Endverbrauchs und der Verluste.

Aufgrund der besonderen Bedeutung der Wasserkraft für die schweizerische Elektrizitätsversorgung ist eine jahreszeitliche Differenzierung der Kalenderjahre in Sommer- und Winterhalbjahr angezeigt. Der Sommeranteil am Endverbrauch ist geringer als der im Winter und beträgt ca. 45 Prozent. In der Figur 7-5 ist der Landesverbrauch sowohl im hydrologischen Jahr als auch im Winter- und Sommerhalbjahr abgebildet.

Figur 7-5: **Szenario IV**
Landesverbrauch 1990 bis 2035, in TWh_{el}



Prognos 2006

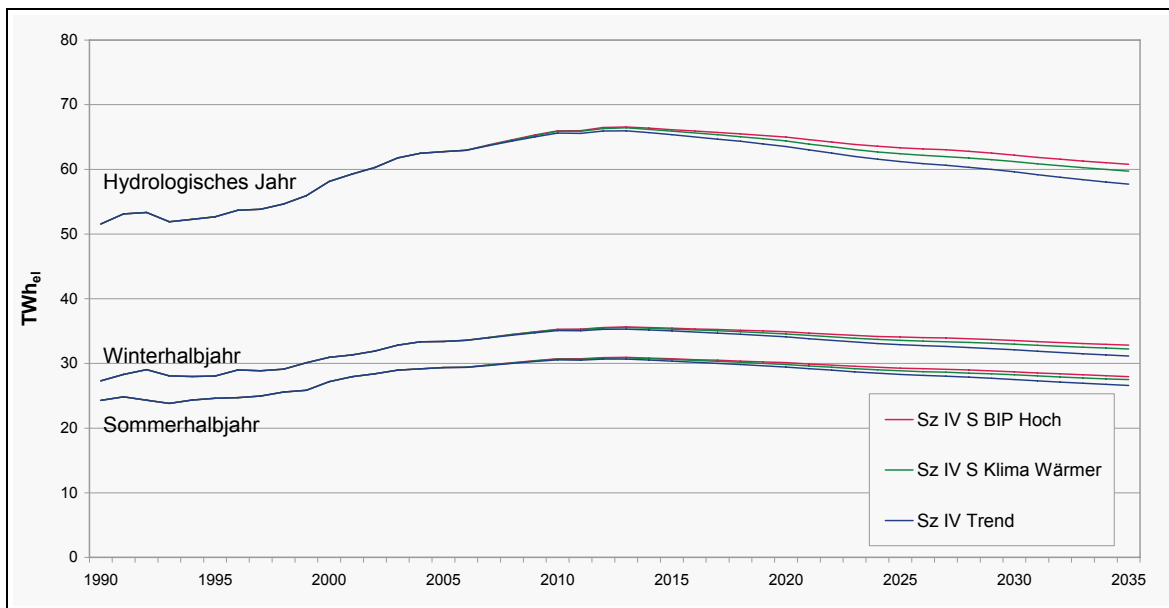
7.3.7 Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

Wie in den vorherigen Szenarien beläuft sich die mittlere Erwartung des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen auf 1.9 TWh_{el} pro Jahr im hydrologischen Jahr.

7.3.8 Landesverbrauch plus Verbrauch der bestehenden Speicherpumpen

Die für das Elektrizitätsmodell relevante Nachfrage ist der Landesverbrauch zuzüglich des Verbrauchs der bestehenden Speicherpumpen.

Figur 7-6: **Szenario IV**
Gesamte Elektrizitätsnachfrage 1990 bis 2035, in TWh_{el}



Prognos 2006

Tabelle 7-3: **Szenario IV**
Gesamte Elektrizitätsnachfrage, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage - hydr. Jahr									
IV Trend	58.1	61.8	62.8	65.6	65.4	63.5	61.2	59.6	57.7
IV S Klima Wärmer	58.1	61.8	62.8	65.9	65.9	64.4	62.4	61.2	59.7
IV S BIP Hoch	58.1	61.8	62.7	66.0	66.1	65.0	63.4	62.2	60.8
Nachfrage - Winter									
IV Trend	31.0	32.8	33.4	35.1	35.0	34.1	32.9	32.1	31.1
IV S Klima Wärmer	31.0	32.8	33.4	35.2	35.3	34.6	33.6	33.0	32.2
IV S BIP Hoch	31.0	32.8	33.4	35.3	35.4	34.9	34.1	33.5	32.8
Nachfrage - Sommer									
IV Trend	27.2	28.9	29.4	30.6	30.3	29.4	28.3	27.5	26.6
IV S Klima Wärmer	27.2	28.9	29.4	30.7	30.6	29.8	28.9	28.2	27.5
IV S BIP Hoch	27.2	28.9	29.4	30.7	30.7	30.1	29.3	28.7	28.0

Prognos 2006

7.3.9 Leistungsnachfrage

Die Leistungsnachfrage wurde wie in den Szenarien I bis III proportional zur steigenden Stromnachfrage berechnet.

7.3.9.1 Referenzfall

Als Ausgangspunkt (2005) wurden die maximale (inländische) Leistungsnachfrage und die maximale Grundlast der letzten fünf Jahre genommen. Nach 2005 entwickelt sich die

Leistungsnachfrage proportional zur Entwicklung der Stromnachfrage. Die Ergebnisse für den Referenzfall sind in den Tabellen 7-4 und 7-5 dargestellt.

Tabelle 7-4: **Szenario IV Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Winter, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
IV Trend	9'000	9'500	9'740	10'220	10'195	9'938	9'595	9'353	9'077
Nachfrage – Grundlast									
IV Trend	6'500	7'500	7'500	7'870	7'850	7'652	7'388	7'202	6'989

Prognos 2006

Tabelle 7-5: **Szenario IV Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage im Referenzfall, Sommer, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
IV Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'672	13'574	13'180	12'680	12'312	11'904
IV Trend (ohne Exporte)	8'100	8'000	8'000	8'317	8'258	8'018	7'714	7'490	7'242
Nachfrage – Grundlast									
IV Trend (mit Exporten)	7'000	6'800	9'300	9'669	9'600	9'321	8'967	8'707	8'419
IV Trend (ohne Exporte)	4'700	4'900	5'750	5'978	5'935	5'763	5'544	5'383	5'205

Prognos 2006

7.3.9.2 Kältewelle

Bei einer Kältewelle nimmt die Arbeits- und Leistungsnachfrage von elektrisch betriebenen Heizungsanlagen zu. Hierdurch entwickelt sich die Grundlastnachfrage etwas überproportional zur gesamten Stromnachfrage.

Tabelle 7-6: **Szenario IV Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
IV Trend	9'000	9'500	9'740	10'220	10'195	9'938	9'595	9'353	9'077
Nachfrage – Grundlast									
IV Trend	6'500	7'500	7'500	7'935	7'981	7'843	7'635	7'502	7'339

Prognos 2006

7.3.9.3 Hitzewelle

Bei einer Hitzewelle erhöhen sich sowohl die Grund- als auch die Spitzenlast durch den verstärkten Einsatz von Klimaanlage. Für die Grundlast (ohne Importe) werden +5 Prozent gegenüber dem jeweiligen Referenzfall und in Spitzenlastzeiten (ohne Importe) +10 Prozent gegenüber dem Referenzfall angenommen. Ansonsten entwickelt sich die Leistungsnachfrage proportional zur Stromnachfrage.

Tabelle 7-7: **Szenario IV Trend**
Elektrische Leistungsnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Nachfrage – Max. Last									
IV Trend (mit Importen)	12'500	11'750	13'150	13'672	13'574	13'180	12'680	12'312	11'904
IV Trend (ohne Importe)	8'100	8'000	8'800	9'149	9'084	8'820	8'485	8'239	7'966
Nachfrage – Grundlast									
IV Trend (mit Importen)	7'000	6'800	9'300	9'669	9'600	9'321	8'967	8'707	8'419
IV Trend (ohne Importe)	4'700	4'900	6'038	6'277	6'232	6'051	5'821	5'653	5'465

Prognos 2006

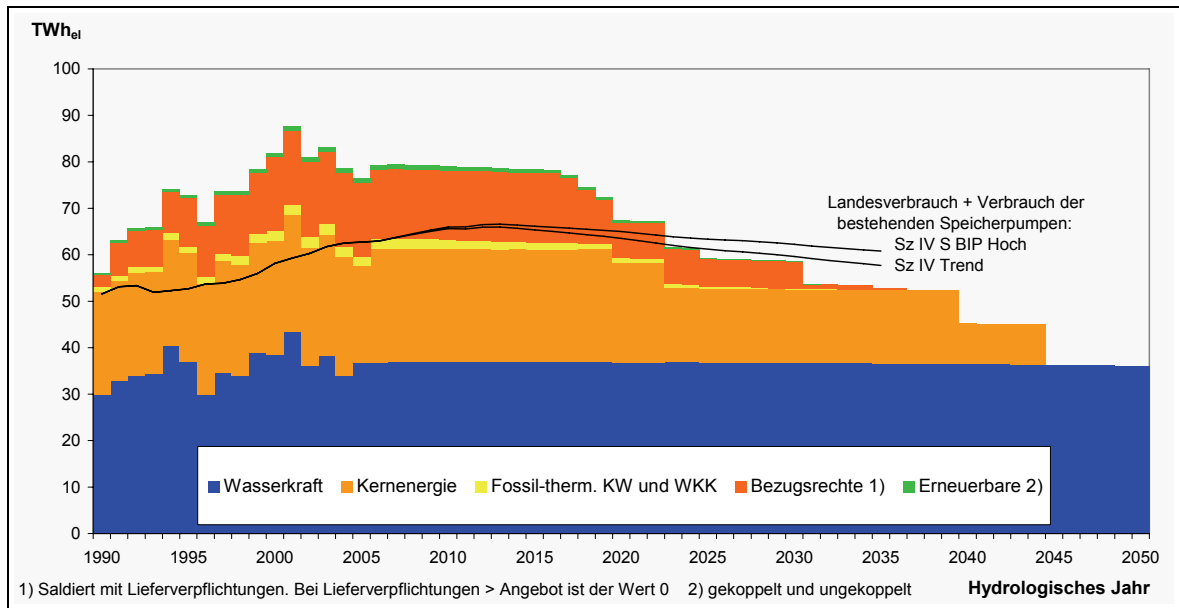
7.4 Lücken in Szenario IV

7.4.1 Stromlücke

7.4.1.1 Szenario IV Trend und Sensitivität BIP Hoch

Die Elektrizitätsnachfrage in Szenario IV steigt bis 2012 an und nimmt dann stetig ab. Die Stromlücke in Szenario IV fällt im Winterhalbjahr ab 2020 an (Sz I bis III: 2018), im hydrologischen Jahr in 2023 und im Sommerhalbjahr gar nicht. Ausgehend vom Winterhalbjahr sorgt die geringere Nachfrage für eine Verschiebung der Stromlücke um ca. zwei Jahre gegenüber Szenario I. Wesentlicher Unterschied im Vergleich zu den anderen Szenarien ist der Rückgang des Landesverbrauchs ab 2012.

Figur 7-7: **Szenario IV**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

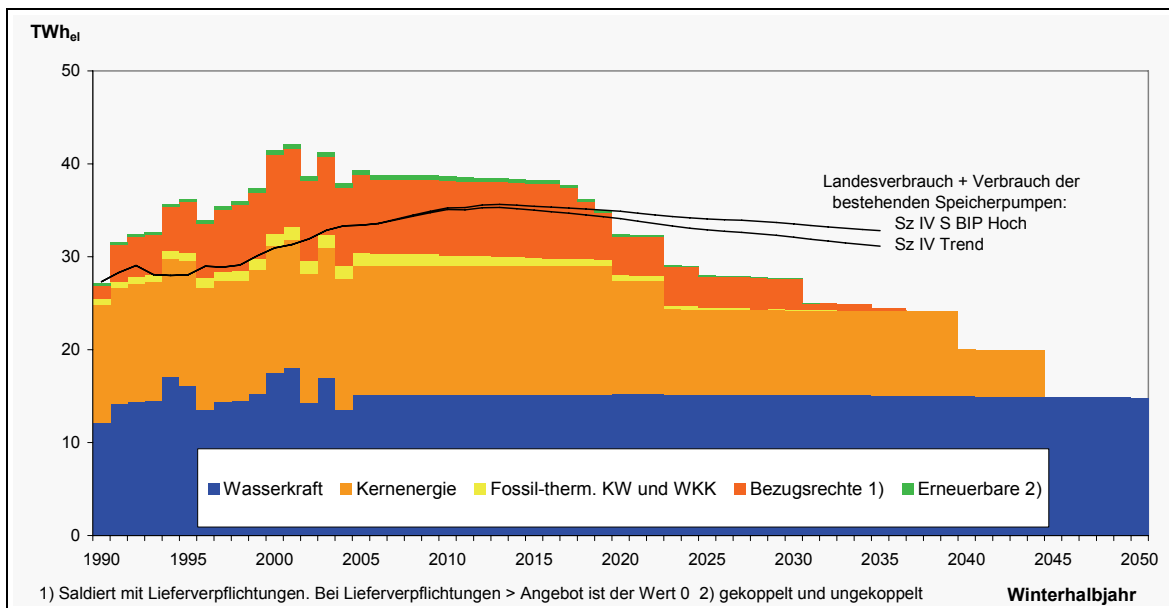
In Szenario IV Trend beträgt die Stromlücke in 2035 5.0 TWh_{el}. Beim höheren BIP-Wachstum ist der Elektrizitätsverbrauch höher als im Trendszenario und der Unterschied zwischen den Stromlücken beläuft sich auf 3.0 TWh_{el}.

Tabelle 7-8: **Szenario IV**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	81.9	83.2	76.4	79.1	78.3	67.3	59.2	58.6	52.8	43.5	34.0	33.8
Nachfrage												
Sz IV Trend	58.1	61.8	62.8	65.6	65.4	63.5	61.2	59.6	57.7	-	-	-
Sz IV S BIP Hoch	58.1	61.8	62.7	66.0	66.1	65.0	63.4	62.2	60.8	-	-	-
Stromlücke												
Sz IV Trend	-23.8	-21.4	-13.7	-13.4	-12.9	-3.8	2.0	1.0	5.0	-	-	-
Sz IV S BIP Hoch	-23.8	-21.4	-13.7	-13.1	-12.1	-2.3	4.1	3.6	8.0	-	-	-

Prognos 2006

Figur 7-8: **Szenario IV**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

In Szenario IV ist die Auslegung der Modellrechnungen auf das Winterhalbjahr noch ersichtlicher als in den anderen Szenarien. Die Lücke im Winterhalbjahr ist grösser als die Lücke im hydrologischen Jahr, was bedeutet, dass die Lücke im Sommerhalbjahr negativ ist (Figur 7-9). Mit anderen Worten: Im Sommer treten – unter den vorgenommenen Annahmen – arbeitsseitig keine Versorgungslücken auf.

Die zu deckende Lücke im Winterhalbjahr beträgt in 2035 8.3 TWh_{el}. Die Unterschiede zwischen der Sensitivität BIP Hoch und dem Trend wachsen bis 2035 auf max. 1.7 TWh_{el} an.

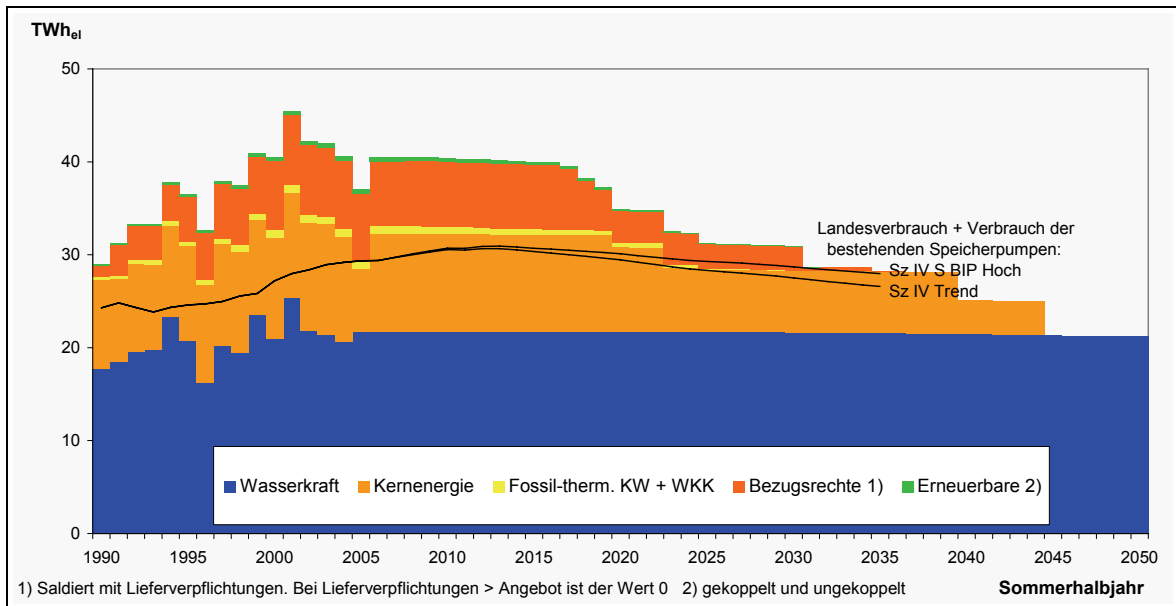
Tabelle 7-9: **Szenario IV**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	41.4	41.3	39.3	38.7	38.2	32.4	28.0	27.7	24.5	19.2	13.8	13.7
Nachfrage												
Sz IV Trend	31.0	32.8	33.4	35.1	35.0	34.1	32.9	32.1	31.1	-	-	-
Sz IV S BIP Hoch	31.0	32.8	33.4	35.3	35.4	34.9	34.1	33.5	32.8	-	-	-
Stromlücke												
Sz IV Trend	-10.5	-8.5	-5.9	-3.6	-3.2	1.7	4.9	4.4	6.6	-	-	-
Sz IV S BIP Hoch	-10.5	-8.5	-5.9	-3.4	-2.8	2.5	6.1	5.9	8.3	-	-	-

Prognos 2006

Die Kapazitätsabgänge können im Sommerhalbjahr durch den Rückgang der Nachfrage ab 2012 aufgefangen werden. Nur in der Sensitivität BIP Hoch erreicht die Nachfrage in 2031 die obere Grenze des bestehenden Angebots.

Figur 7-9: **Szenario IV**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

Tabelle 7-10: **Szenario IV**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}

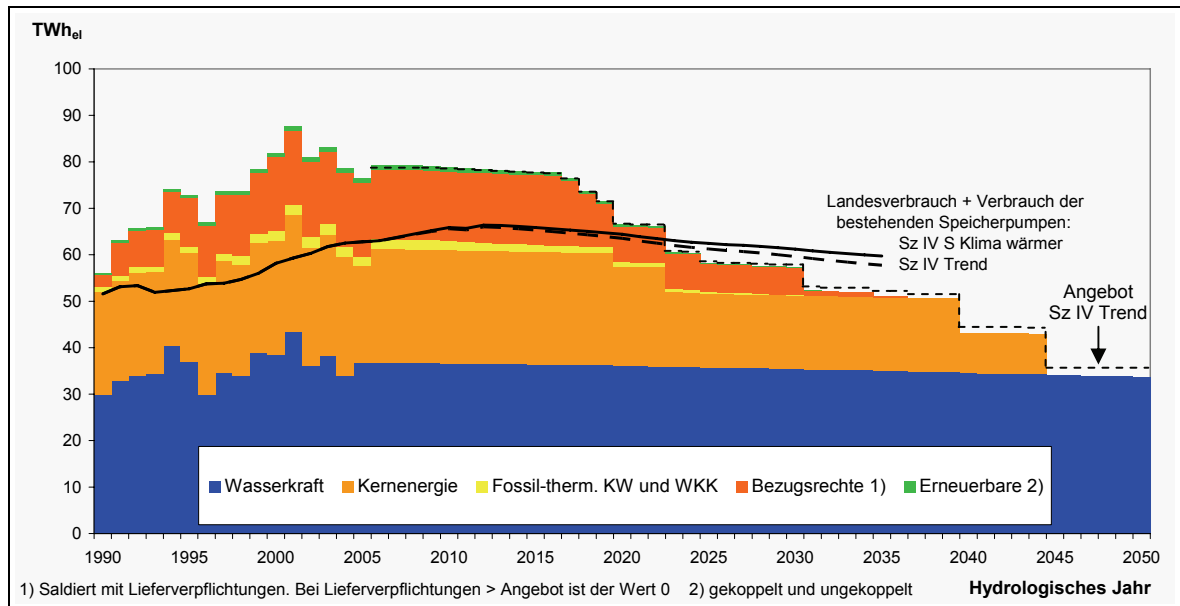
	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	40.5	41.9	37.1	40.4	40.0	34.9	31.2	30.9	28.2	24.3	20.2	20.1
Nachfrage												
Sz IV Trend	27.2	28.9	29.4	30.6	30.3	29.4	28.3	27.5	26.6	-	-	-
Sz IV S BIP Hoch	27.2	28.9	29.4	30.7	30.7	30.1	29.3	28.7	28.0	-	-	-
Stromlücke												
Sz IV Trend	-13.3	-13.0	-7.7	-9.8	-9.7	-5.4	-2.9	-3.4	-1.7	-	-	-
Sz IV S BIP Hoch	-13.3	-13.0	-7.7	-9.7	-9.3	-4.8	-1.9	-2.2	-0.3	-	-	-

Prognos 2006

7.4.1.2 Sensitivität Klima Wärmer

In den Figuren 7-10 bis 7-12 ist grafisch die Verringerung des Angebots und die Erhöhung der Stromnachfrage in der Sensitivität Klima Wärmer im Vergleich zum Szenario IV Trend dargestellt.

Figur 7-10: **Szenario IV Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

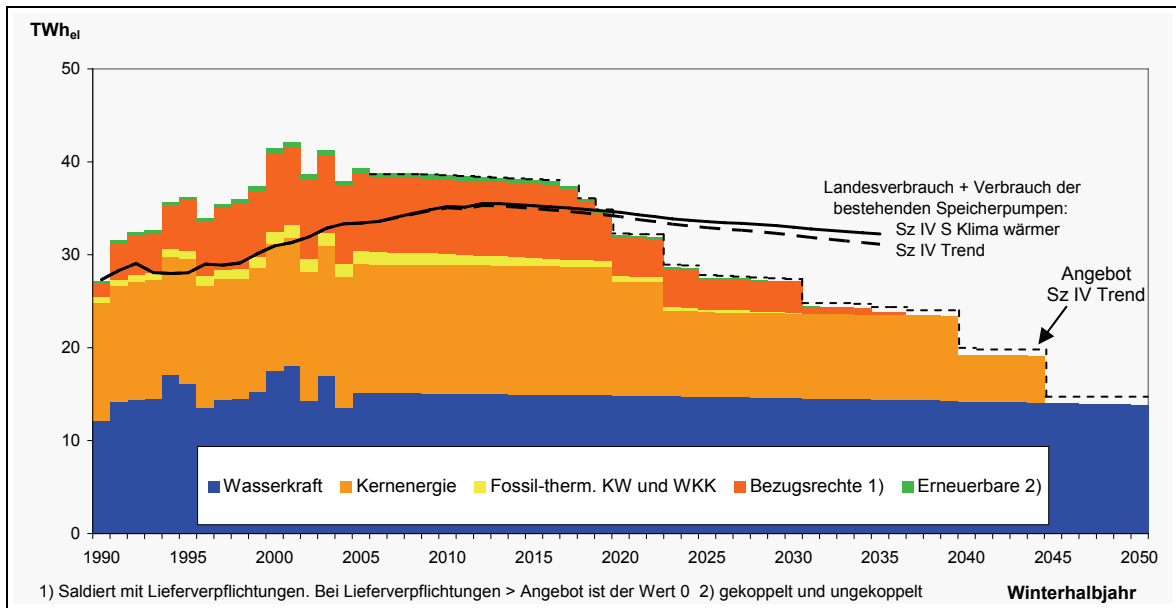
Die Lücke weist in dieser Sensitivität in 2035 die höchsten Werte auf, da das Angebot sich bei wärmerem Klima verringert und die Nachfrage zunimmt. Die Lücke beträgt 8.6 TWh_{el} in 2035, 3.6 TWh_{el} mehr als in Szenario IV Trend.

Tabelle 7-11: **Szenario IV Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz IV S Klima Wärmer	81.9	83.2	76.4	78.8	77.7	66.5	58.2	57.3	51.2	41.6	31.9	31.4
Nachfrage												
Sz IV S Klima Wärmer	58.1	61.8	62.8	65.9	65.9	64.4	62.4	61.2	59.7	-	-	-
Stromlücke												
Sz IV S Klima Wärmer	-23.8	-21.4	-13.7	-12.9	-11.8	-2.1	4.3	3.9	8.6	-	-	-

Prognos 2006

Figur 7-11: **Szenario IV Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}



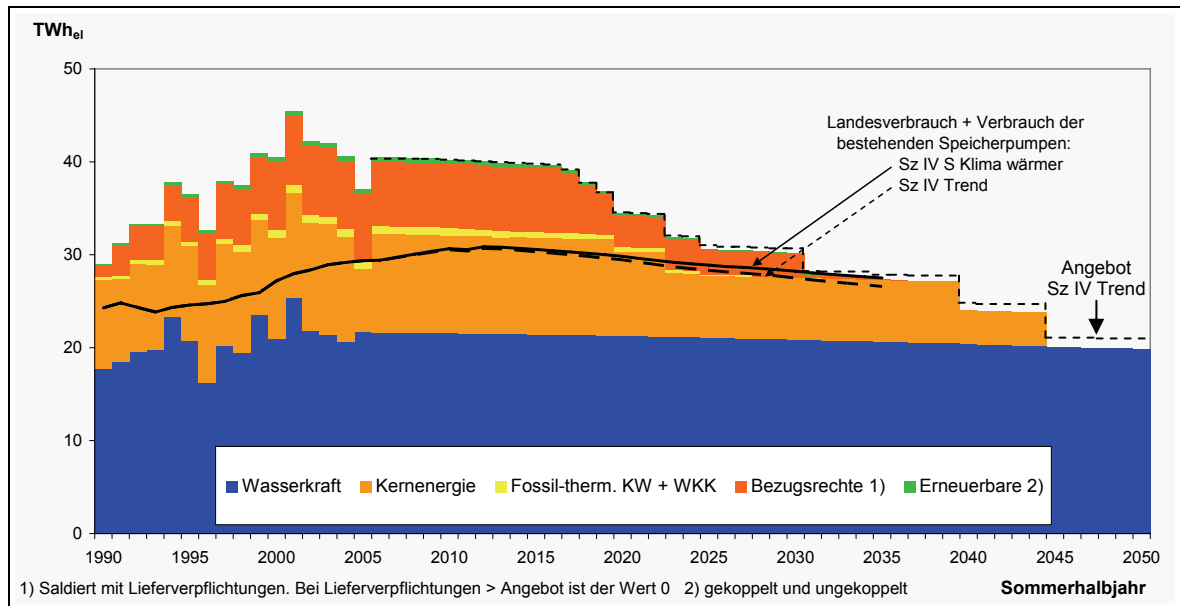
Prognos 2006

Tabelle 7-12: **Szenario IV Sensitivität Klima Wärmer**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitäts-
nachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz IV S Klima Wärmer	41.4	41.3	39.3	38.6	38.0	32.1	27.5	27.1	23.8	18.5	12.9	12.7
Nachfrage												
Sz IV S Klima Wärmer	31.0	32.8	33.4	35.2	35.3	34.6	33.6	33.0	32.2	-	-	-
Stromlücke												
Sz IV S Klima Wärmer	-10.5	-8.5	-5.9	-3.4	-2.7	2.5	6.0	5.9	8.4	-	-	-

Prognos 2006

Figur 7-12: Szenario IV Sensitivität Klima Wärmer
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}



Prognos 2006

Tabelle 7-13: Szenario IV Sensitivität Klima Wärmer
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz IV S Klima Wärmer	40.5	41.9	37.1	40.2	39.7	34.4	30.6	30.2	27.3	23.2	19.0	18.7
Nachfrage												
Sz IV S Klima Wärmer	27.2	28.9	29.4	30.7	30.6	29.8	28.9	28.2	27.5	-	-	-
Stromlücke												
Sz IV S Klima Wärmer	-13.3	-13.0	-7.7	-9.6	-9.1	-4.6	-1.7	-1.9	0.2	-	-	-

Prognos 2006

7.4.2 Leistungsdefizit

7.4.2.1 Referenzfall

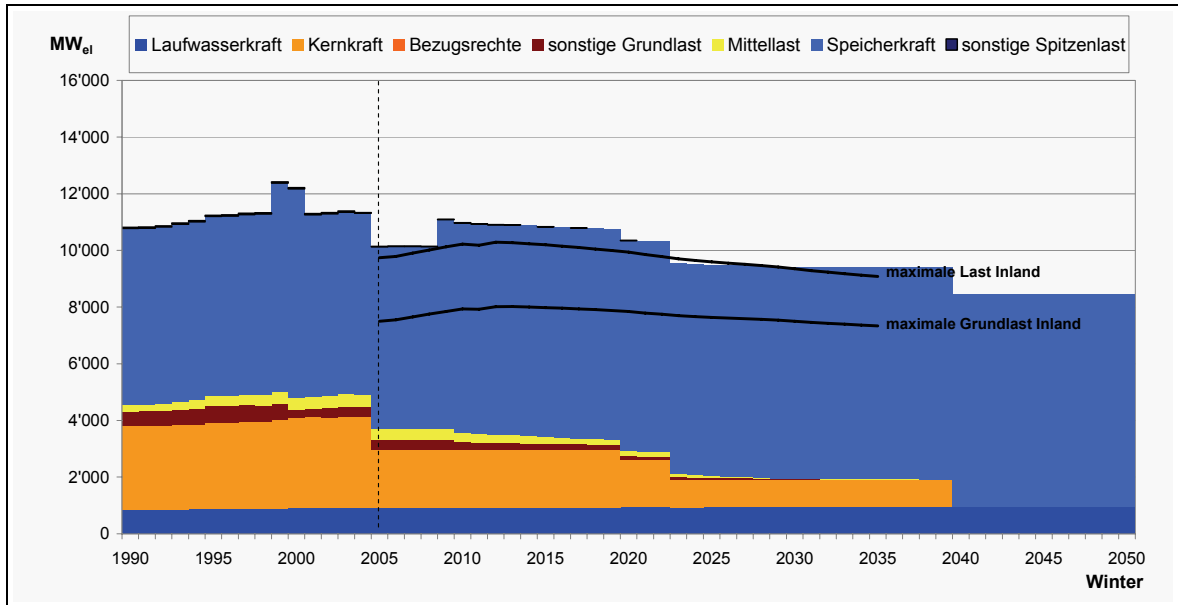
Sowohl im Winter als auch im Sommer treten bis 2035 keine Lücken auf.

7.4.2.2 Kältewelle

In den nächsten Jahren können sich in Extremsituationen Engpässe ergeben wie zum Beispiel bei einer Kältewelle (mit zusätzlichem Ausfall eines grossen Kraftwerks). Nach der Wiederinbetriebnahme der Grande Dixence in 2009 - 2010 entschärft sich die Situation. Ohne Zubau neuer Kraftwerke kann die verfügbare Leistung des bestehenden Parks bis 2022 die prognostizierte Nachfrage decken. Zwischen 2023 und 2027 kann die Nachfrage mit dem bestehenden Angebot nicht gedeckt werden. Nach 2027 sinkt die Nach-

frage wieder unter die Obergrenzen des Angebots und die Versorgungssicherheit bei einer Kältewelle ist gewährleistet.

Figur 7-13: **Szenario IV Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}



Prognos 2006

Tabelle 7-14: **Szenario IV Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz IV Trend	12'217	11'395	10'148	10'979	10'838	10'351	9'486	9'411	9'401	8'453	8'453	8'453
Nachfrage (Max.)												
Sz IV Trend	9'000	9'500	9'740	10'220	10'195	9'938	9'595	9'353	9'077	-	-	-
Leistungsdefizit												
Sz IV Trend	-3'217	-1'895	-408	-759	-643	-413	109	-58	-324	-	-	-

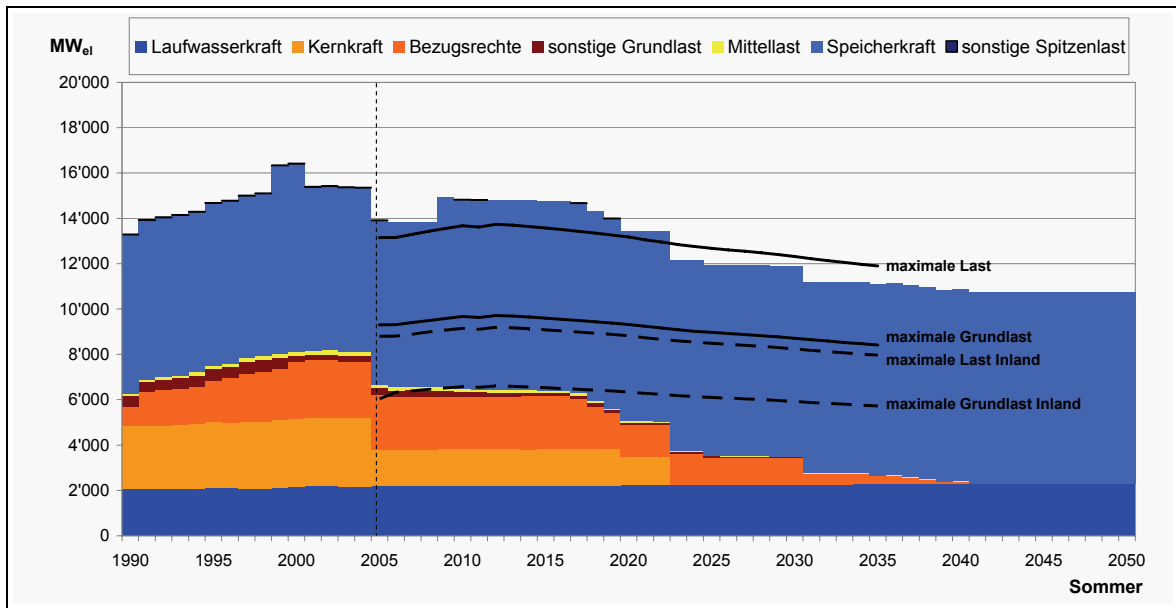
Prognos 2006

7.4.2.3 Hitzewelle

Die inländische Leistung ist bei einer Hitzewelle (d.h. inklusive dem Ausfall von zwei großen Kraftwerkseinheiten) auch ohne Zubau neuer Kraftwerke bis 2035 gewährleistet. Bei Durchführung von Exporten kann die Nachfrage ab 2023 nicht mehr durch das Angebot des bestehenden Kraftwerksparks gedeckt werden. In 2035 beträgt das Leistungsdefizit 0.8 GW_{el}.

Die Deckung der Grundlast erfolgt teilweise durch Importe aus Frankreich.

Figur 7-14: **Szenario IV Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}



Prognos 2006

Tabelle 7-15: **Szenario IV Trend**
Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz IV Trend	16'427	15'382	13'917	14'831	14'779	13'447	11'938	11'915	11'106	10'853	10'758	10'758
Nachfrage (Max.)												
Sz IV Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'672	13'574	13'180	12'680	12'312	11'904	-	-	-
Sz IV Trend (ohne Exporte)	8'100	8'000	8'800	9'149	9'084	8'820	8'485	8'239	7'966	-	-	-
Leistungsdefizit												
Sz IV Trend (mit Exporten)	-3'927	-3'632	-767	-1'159	-1'205	-267	742	397	798	-	-	-
Sz IV Trend (ohne Exporte)	-8'327	-7'382	-5'117	-5'682	-5'695	-4'627	-3'453	-3'676	-3'140	-	-	-

Prognos 2006

7.5 Optionen zur Deckung der Stromnachfrage in Szenario IV

7.5.1 Modellvarianten

In Kapitel 2.3 wurden sieben Angebotsvarianten bis 2035 vorgestellt.

Wie in Szenario III ist der autonome Zubau der erneuerbaren Energien und der WKK-Technologien in Szenario IV nicht für alle Varianten gleich, sondern je nach Variante unterschiedlich. Dies hängt davon ab, welche Technologien zum Einsatz kommen bzw. gefördert werden.

Nur die Technologiegruppe Wasserkraft ist keine eigenständige Angebotsvariante, weil die Potenziale nicht ausreichen, um die Lücke vollständig zu schliessen. Der Ausbau der Wasserkraftkapazitäten erfolgt, wie in den anderen Szenarien, in allen Varianten unabhängig vom Bedarf. Das in jedem Szenario als realisierbar eingeschätzte Ausbaupotenzial wird in vollem Umfang ausgeschöpft.

7.5.2 Varianten für Szenario IV Trend

In Hinblick auf die Zielsetzungen sind in Szenario IV, wie in Szenario III, weitgehend alle Varianten zur Deckung der Lücke möglich.

Da die Lücke vollständig entweder durch ein Kernkraftwerk oder durch Kombikraftwerke geschlossen werden kann, erübrigt sich eine Analyse der Kombination der beiden zentralen Varianten, Variante B.

Auch die Kombination von fossil-zentral und erneuerbaren Energien ist durch die niedrige Nachfrage überflüssig. Der Zubau von grossen zentralen Blöcken würde die Durchdringung von erneuerbaren verringern, so dass die Ergebnisse denjenigen der Variante C sehr ähnlich wären.

Somit werden in Szenario IV die folgenden fünf Varianten ausgearbeitet:

- Variante A: „Nuklear“ (ggf. mit Importen),
- Variante C: „Fossil-zentral“ oder
- Variante D: „Fossil-dezentral“,
- Variante E: „Erneuerbare Energien“,
- Variante G: „Import“,

sowie die kombinierte Variante:

- Variante D&E: „Fossil-dezentral und erneuerbare Energien“.

7.6 Erwartete Potenziale der Technologien bis 2035 in Szenario IV

7.6.1 Wasserkraft

7.6.1.1 Variante A, C, D, D&E, G

Wegen der geringen Nachfrage in Szenario IV ist die Notwendigkeit vermindert, die Ausbaupotenziale der Wasserkraft in grossem Umfang auszuschöpfen. Auf den umstrittenen Neubau von Grosswasserkraft kann verzichtet werden. In den Varianten A, C, D, D&E und G, in denen Wasserkraft keine hohe Priorität hat, werden vor allem kostengünstige Umbauten erwartet. Insgesamt werden bis 2035 bei Laufwasser- und Speicherkraftwerken ca. 1.2 TWh_{el} als erwartetes Ausbaupotenzial unterstellt.

7.6.1.2 Variante E

In Variante E wird die Wasserkraft vorrangig behandelt und dient als Stützpfeiler, um die Stromlücke vollständig mit Erneuerbaren zu schliessen. In Szenario III musste hierfür das Ausbaupotenzial von Wasserkraft völlig ausgeschöpft werden. Im Vergleich zum Szenario III ermöglicht die geringere Nachfrage in Szenario IV die Ausbaupotenziale der Grosswasserkraft weniger stark auszuschöpfen. In erster Linie wird auf den Zubau von Kleinstwasserkraft gesetzt. Das gesamte Ausbaupotenzial beläuft sich auf 2.5 TWh_{el} in 2035.

Für detaillierte Informationen siehe auch den Exkurs 8 in Band 4 der Energieperspektiven.

7.6.2 Fossile Wärme-Kraft-Kopplung

7.6.2.1 Variante A, C, E, G

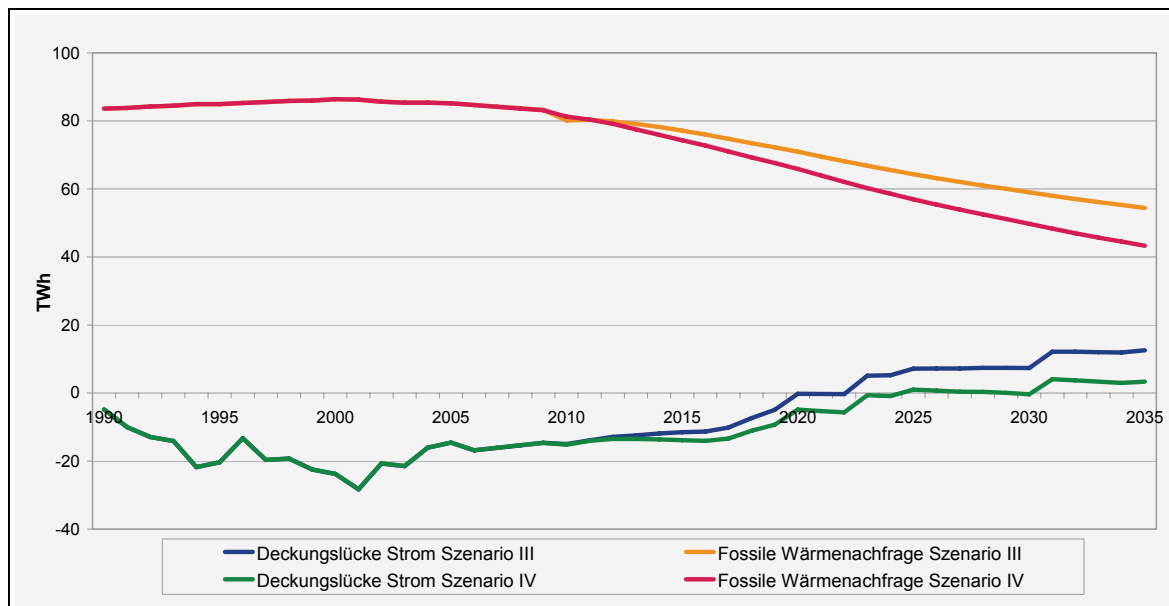
Bei den fossilen WKK-Anlagen liegt die autonome Ausschöpfung durch die stark verringerte Wärmenachfrage in Szenario IV (Figur 7-15) gegenüber Szenario I, je nach Technologie, maximal 40 Prozent unter dem autonomen Zubau von Szenario I.

7.6.2.2 Variante D

In diesem Szenario wird erörtert, ob die technischen Potenziale der Wärme-Kraft-Kopplung die Lücke des Szenarios IV decken können. Die Ermittlung erfolgt analog wie in Szenario III. In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse gezeigt, für die Beschreibung der Methode wird auf Kapitel 6.6.2 verwiesen.

Gegenüber Szenario III reduziert sich die Wärmenachfrage nochmals deutlich. Auch die Stromnachfrage ist geringer als in Szenario III. Hierdurch verändert sich die Auslegung der WKK-Anlagen im Vergleich zu den derzeit installierten WKK-Anlagen und denen von Szenario III in Bezug auf Wärmehöchstlast, Stromkennziffer und Vollbenutzungsstunden.

Figur 7-15: **Wärmenachfrage vs. Stromdeckungslücke in Szenario IV gegenüber Szenario III**



Prognos 2006

Ein geringerer und ausgeglichenerer Wärmebedarf bedeutet einen flacheren Verlauf der Jahresdauerlinie. Dies führt zu einem höheren Anteil des Wärmebedarfs, der bei gegebenem Anteil der WKK-Anlage an der Wärmehöchstlast ganzjährig durch die WKK-Anlage gedeckt werden kann (siehe auch Figur 6-16 und 6-17 auf Seiten 251 und 252).

Aus den jeweiligen gebäudeseitigen Wärmehöchstlasten, den Annahmen zu dem von der WKK-Anlage zu deckenden Anteil und den Vorgaben für die anlagenspezifischen Stromkennziffern lässt sich dann unmittelbar die elektrische Leistung der WKK-Anlage ableiten.

Die geringere Wärmenachfrage führt dazu, dass die Anlagen auf eine relativ gesehen höhere Wärmehöchstlast ausgelegt werden können. Diese Höchstlast wird – ausser bei grossen Heizkraftwerken – auf 0.50 geschätzt (siehe Tabelle 7-16) statt 0.45 in Szenario III. Hierdurch reduziert sich die thermische Leistung eines BHKWs und somit die elektrische Leistung. Die geringere Wärmenachfrage sorgt für eine weitere Verschiebung in Richtung geringerer Leistungen (vgl. Figur 7-18).

Die technischen Charakteristika der einzelnen Erzeugungstechnologien sind in Tabelle 7-16 zusammengefasst. Zum ersten Mal in den Perspektiven wird in Szenario IV eine sichtbare Marktdurchdringung von Brennstoffzellen unterstellt. In den vorherigen Szenarien wurde der Einsatz als vernachlässigbar unterstellt. Obwohl Brennstoffzellen mit hohen Stromwirkungsgraden von einigen Fachpersonen ein grosses Potenzial zugeschrieben wird, wird auch in Szenario IV nicht mit einem systematischen Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur gerechnet. Dies folgte aus einer Kompakt-Delphi-Umfrage mit Experten (Prognos, 2006a). Die Resultate der Umfrage dienten als Einschätzung der Technologieentwicklung für das Szenario IV. In den Szenarien wird als Brennstoff für Brennstoffzellen zunächst Erdgas oder Methanol unterstellt.

Tabelle 7-16: Technische Charakteristika der WKK-Erzeugungstechnologien, Szenario IV

Gruppe	Wärmehöchstlast	WKK-Anteil an Wärmehöchstlast	Thermische Leistung pro WKK-Anlage	Elektrische Leistung pro WKK-Anlage	Stromkennzahl	Volllaststunden
	kW _{th}		kW _{th}	kW _{el}		h/a
BHKW 1	4 bis 70	0.50	2 bis 35	1 bis 20	0.50	3'750
Brennstoffzellen 1	1 bis 20	0.50	0.5 bis 10	1 bis 20	1.75	3'750
BHKW 2	70 bis 400	0.50	35 bis 200	20 bis 100	0.55	3'750
BHKW 3/Mikrogasturbine	300 bis 600	0.50	150 bis 300	100 bis 200	0.60	4'100
Brennstoffzellen 2	100 bis 200	0.50	50 bis 100	100 bis 200	1.75	4'100
BHKW 4/Mikrogasturbine	600 bis 1800	0.50	300 bis 900	200 bis 600	0.65	4'300
Brennstoffzellen 3	200 bis 700	0.50	100 bis 350	200 bis 600	1.75	4'300
BHKW 5	2'500 bis 5'000	0.50	1'250 bis 2'500	1'000 bis 2'000	0.70	4'500
Gasturbine	2'500 bis 5'000	0.50	1'250 bis 2'500	1'000 bis 2'000	0.80	3'000
Gasturbine/Kombi-KW	5'000 bis 12'500	0.50	2'500 bis 6'250	2'000 bis 5'000	0.80	6'000
Kombikraftwerk	> 12'500	0.50	> 6'250	> 5'000	0.80	5'000
Kleines Fernwärmenetz	29'410	0.34 *	10'000	10'000	1.00	5'670 *
Grosses Fernwärmenetz	65'790	0.38 *	25'000	30'000	1.20	5'800 *

* Quelle: Prognos, 2001

Prognos 2006

Aus der prognostizierten Anzahl der Brenner in 2035 (ca. +28 %) und ihrer spezifischen Leistung folgt die totale Leistung nach Leistungsklassen in der Sektoren Dienstleistungen und Haushalte. Nach Multiplikation mit den Vollbenutzungsstunden ergeben sich die Stromerzeugungspotenziale nach Leistungsklassen. Wie in Szenario III ist eine vollständige Ausschöpfung der technischen Potenziale nicht erforderlich, um die Stromlücke in Szenario IV zu decken. Die Ausschöpfungsquoten der technischen Potenziale wurden aus ökonomischen und geografischen Motiven eingeschränkt.

Zeitlich gesehen erfolgt die Ausschöpfung der Potenziale über die Kohorten der zeitlichen Entwicklung der Gebäudequalitäten und Heizanlagen.

Für den Prozesswärmebedarf im Sektor Industrie beruht die Aufteilung nach Leistungsklassen auf Basisdaten von Basics (Baumgartner, 2005), zum Wärmebedarf nach Branchen und Betrieben und auf eigenen Annahmen. Hieraus wurde die elektrische Leistung nach Leistungsklassen abgeleitet. Auch hier zeigt sich die Tendenz in Richtung geringerer Leistungen.

Durch Umbau ungekoppelter Anlagen auf WKK-Anlagen besteht in der Fernwärmeversorgung ein kleines Ausbaupotenzial, welches auf ca. 7 PJ geschätzt wird (Prognos, 2001).

In der Tabelle 7-17 sind die WKK-Potenziale und die Ausschöpfungsquoten für Szenario IV abgebildet.

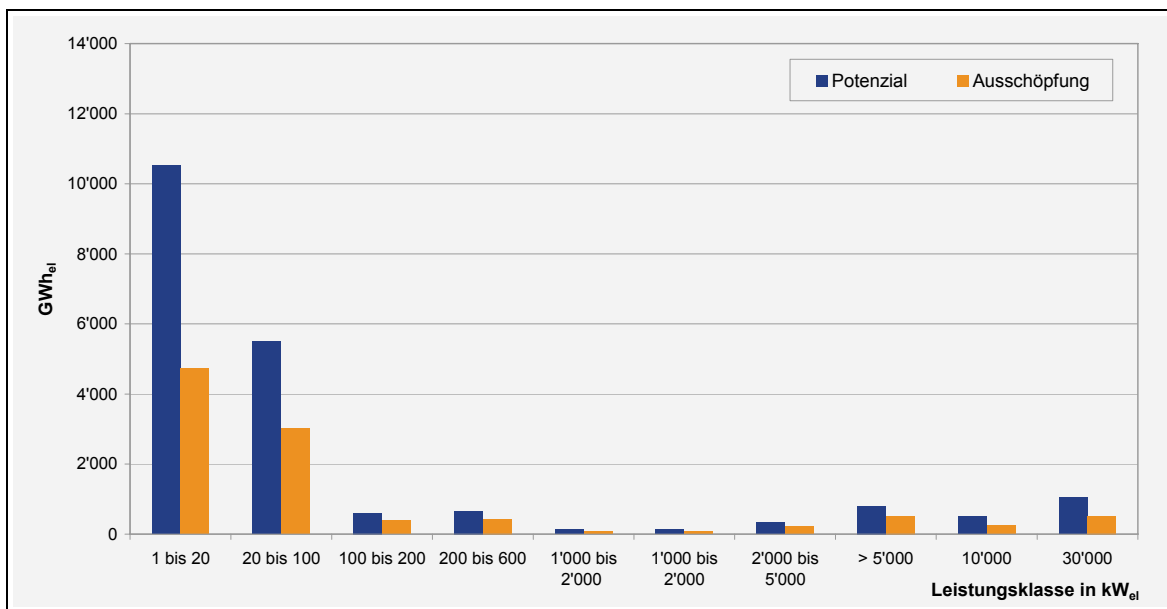
Tabelle 7-17: Technische Potenziale und Ausschöpfungsquoten der WKK-Erzeugungstechnologien, Szenario IV

Gruppe	Elektrische Leistung pro WKK-Anlage	Volllaststunden	Elektrische Leistung nach Wärmehöchstklassen	WKK-Potenzial nach Wärmehöchstklassen (Strom)	Ausschöpfungsquote	Winteranteil
	kW _{el}	h/a	MW _{el}	GW _{el}	%	%
BHKW 1 + Brennstoffzellen 1	1 bis 20	3'750	2'809	10'534	45	75
BHKW 2	20 bis 100	3'750	1'465	5'493	55	75
BHKW 3/Mikrogasturbine + Brennstoffzellen 2	100 bis 200	4'100	164	604	65	75
BHKW 4/Mikrogasturbine + Brennstoffzellen 3	200 bis 600	4'300	162	660	65	75
BHKW 5	1'000 bis 2'000	4'500	30	131	65	75
Gasturbine	1'000 bis 2'000	3'000	28	125	65	55
Gasturbine/Kombi-KW	2'000 bis 5'000	6'000	69	342	65	55
Kombikraftwerk	> 5'000	5'000	227	804	65	55
Kleines Fernwärmenetz	10'000	5'670 *	90	510	50	75
Grosses Fernwärmenetz	30'000	5'800 *	180	1'044	50	75

* Quelle: Prognos, 2001

Prognos 2006

Figur 7-16: Technisches Potenzial der fossilen WKK versus Ausschöpfung des Potenzials



Prognos 2006

7.6.2.3 Variante D&E

In der Variante D&E werden sowohl fossile WKK-Anlagen als auch gekoppelte und ungekoppelte Erneuerbare zur Deckung der Lücke zugebaut. Die Ausschöpfungsquoten für

fossile WKK-Anlagen nehmen durch den Zubau von erneuerbaren Energien entsprechend ab.

Tabelle 7-18 zeigt die Ausschöpfungsquoten der Variante D&E im Vergleich zur Variante D. Die teuren kleinen Leistungsklassen werden weniger stark ausgeschöpft.

Tabelle 7-18: **Technische Potenziale und Ausschöpfungsquoten der WKK-Erzeugungstechnologien, Szenario IV**

Gruppe	Elektrische Leistung pro WKK-anlage	Ausschöpfung in Szenario IV, Variante D	Ausschöpfung in Szenario IV, Variante D&E
	kW _{el}	%	%
BHKW 1	1 bis 20	45	20
BHKW 2	20 bis 100	55	35
BHKW 3/Mikrogasturbinen	100 bis 200	65	45
BHKW 4/Mikrogasturbinen	200 bis 600	65	45
BHKW 5	1'000 bis 2'000	65	45
Gasturbine	1'000 bis 2'000	65	45
Gasturbine/Kombi-KW	2'000 bis 5'000	65	45
Kombikraftwerk	> 5'000	65	45
Kleines Fernwärmenetz	10'000	50	50
Grosses Fernwärmenetz	30'000	50	50

Prognos 2006

7.6.3 Kehrlichtverbrennungsanlagen

7.6.3.1 Variante A, C, G

Bei den Kehrlichtverbrennungsanlagen wird für die Varianten A, C und G ein ähnlicher autonomer Zubau wie in Szenario I unterstellt.

7.6.3.2 Variante E

Da die Lücke in Szenario IV wesentlich geringer ist als in Szenario III, müssen die Stromerzeugungspotenziale der Kehrlichtverbrennungsanlagen im Vergleich zum Szenario III, Variante E, geringfügiger ausgeschöpft werden. Diese Variante geht deshalb von einer etwas konservativeren Erhöhung des Stromwirkungsgrads der Kehrlichtverbrennungsanlagen aus: Statt 31.5 Prozent für die Variante E in Szenario III, werden in dieser Variante in Szenario IV elektrische Wirkungsgrade bis zu 24 Prozent unterstellt (BFE, 2006c). Das erwartete Potenzial beträgt dann 2.2 TWh_{el}.

7.6.3.3 Variante D, D&E

In den Varianten D und D&E wird mit einer Erhöhung der Stromerzeugung aus Kehrlichtverbrennungsanlagen gerechnet, weniger stark als für die Variante E, aber stärker als in den zentralen Varianten. Der Ausbau in den Varianten D und D&E beträgt 80 Prozent des Ausbaus in der Variante E.

7.6.4 Erneuerbare Energien

7.6.4.1 Variante A, C, D, G

Die erneuerbaren Energien werden in den Varianten A, C, D und G nicht gefördert bzw. prioritär behandelt. In diesen Varianten wird für die erneuerbaren Energien ein ähnlicher autonomer Zubau wie in Szenario I unterstellt.

7.6.4.2 Variante E

In der Variante E „Erneuerbare Energien“ wird der Schwerpunkt auf Schliessung der Lücke durch erneuerbare Energien gelegt.

Die Prioritäten bei den erneuerbaren Energien sind gleich wie in Szenario III:

1. Wasserkraft (siehe Abschnitt 6.6.1)
2. Kehrichtverbrennungsanlagen (siehe Abschnitt 6.6.3)
3. Abwasserreinigungsanlagen
4. Biogas
5. Biomasse (Holz)
6. Wind
7. Photovoltaik
8. Geothermie

Es sollte darauf hingewiesen werden, dass, ähnlich wie in den Szenarien II und III keine eindeutige(n) Lösung(en) für den Strommix aus erneuerbaren Energien erreichbar ist bzw. sind.

▪ Gekoppelte erneuerbare Energien

Das BFE hat aus den Brennstoffpotenzialen von Infrac ein Stromerzeugungspotenzial von ca. 4.5 TWh_{el} für Biomasse abgeleitet. Die festen Biomassen (z.B. Holz) haben ein technisches (teilweise ökonomisches) Potenzial von ca. 1.7 TWh_{el}, die Biogase ein Potenzial von ca. 2.2 TWh_{el}, welches in der Variante E bis 2035 etwa zwei Drittel ausgeschöpft wird (gegen völlige Ausschöpfung in Szenario III, Variante E). Bei Abwasserreinigungsanlagen ist ein begrenztes Potenzial von nur ca. 400 - 450 GWh_{el}/a vorhanden (BFE, 2005a; Infrac, 2004). Der Einsatz von Brennstoffzellen, die mit erneuerbaren Energieträgern (Biogas, Bio-Methanol, Wasserstoff aus erneuerbarer Vorkette) betrieben werden wird nicht unterstellt. Hierdurch beschränkt sich das maximal ausschöpfbare Potenzial der Abwasserreinigungsanlagen auf 300 GWh_{el}.

▪ Windenergie

Das BFE, BUWAL und ARE haben in 2004 einen Bericht erstellt, in dem das ausschöpfbare Potenzial (ca. 1.2 TWh_{el}/a) für Windkraftparks mit Stromgestehungskosten zwischen 9 und 25 Rp./kWh und bei einer installierten Leistung von 1'250 kW_{el} pro Anlage nach Prioritätsgruppen ermittelt wurde. Bei einer Leistung von 1'750 kW_{el} pro Anlage würde das Potenzial 1.5 TWh_{el} betragen (PSI, 2005a). Zudem ist ein Potenzial für Einzelanlagen von ca. 2.9 TWh_{el}/a vorhanden.

Szenario IV ist auf der Stromangebotsseite weniger anspruchsvoll als Szenario III. Die Ausschöpfung der Potenziale der Windkraft muss weniger stark vorangetrieben werden.

In Szenario IV werden 1.5 TWh_{el} in 2035 unterstellt, zum grössten Teil erzeugt durch Windparks, aber auch durch Einzelanlagen.

- Photovoltaik

Für Szenario IV wird ein moderates Wachstum der installierten Leistung von 12 Prozent pro Jahr (wie in den letzten 5 Jahren; PSI, 2005a) angenommen. Die Stromerzeugung von PV-Systemen würde in 2035 dann ca. 1.0 TWh_{el} betragen. Dieses Wachstum ist, bedingt durch die geringere Nachfrage, weniger stark als in Szenario III.

- Geothermie

In dieser Variante wird die Höhe des Einsatzes von Geothermie durch die restliche Lücke (d.h. die Lücke welche nicht durch die anderen Erneuerbaren gedeckt wird) bestimmt. Hiermit wird vermieden, dass die Technologie überbewertet wird. Vor 2020 beschränkt sich der Einsatz der Geothermie auf einige Pilotprojekte. In 2035 wird ca. 2.2 TWh_{el} durch Geothermieanlagen erzeugt (die Hälfte des Beitrags von Szenario III).

7.6.4.3 Varianten D&E

Durch die Deckung der Lücke durch zwei Technologiegruppen kann der Einsatz von unsicheren und/oder teuren Technologien, wie z.B. Geothermie, PV weiter verringert werden. Auch ungünstigere Standorte von Wind- und Biogasanlagen können häufiger vermieden werden. Die entsprechende Reduktion der erwarteten Potenziale im Vergleich zur Variante E ist aus Tabelle 7-19 ersichtlich.

7.6.5 Potenziale – Übersicht

Die oben genannten erwarteten Potenziale gelten nur für die jeweilige Variante und unter den Bedingungen des Szenarios IV. Aus Konsistenz- und Vergleichbarkeitsgründen sind die Potenziale der nicht im Vordergrund betrachteten oder geförderten Technologien in allen anderen Varianten gleich. Die Potenziale sind in der Tabelle 7-19 dargestellt.

Tabelle 7-19: Potenziale in Szenario IV, nach Technologie(gruppe)n, in GWh/a

	Technisch (circa ¹⁾)	Erwartet in 2035 im Szenario IV						
		Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. D&E	Var. G	
Wasserkraft (Ausbau)	7'570	1'200	1'200	1'200	2'500	1'200	1'200	
Fossile WKK	20'000 -30'000	2'445	2'445	11'530	2'445	5'720	2'445	
Klein WKK (< 1 MW _{el}) vor allem fossile BHKW, Mikrogasturbine	20'000 -25'000	605	605	8'665	605	2'955	605	
Gross WKK: (> 1 MW _{el}) vor allem Industrie	2'100	1'075	1'075	1'975	1'075	1'875	1'075	
Kehrichtverbrennungs- anlagen (fossiler Teil)	1'675	765	765	890	1'115	890	765	
Neue Erneuerbare Energien	-	1'390	1'390	1'515	8'825	6'130	1390	
Biomasse Holz	1'700	50	50	50	1'100	735	50	
Klärgasanlagen (ARA)	400	185	185	185	300	300	185	
Biogas	2'300	80	80	80	1'550	1'035	80	
Photovoltaik	15'000-18'000	95	95	95	1'020	680	95	
Windenergie	n.a.	115	115	115	1'500	1'000	115	
Geothermie	n.a.	100	100	100	2'240	1'490	100	
Kehrichtverbrennungs- anlagen (erneuerbarer Teil)	1'675	765	765	890	1'115	890	765	
Kernkraftwerke		Keine Beschränkung im Modell unterstellt						
Fossil-thermische Kraftwerke		Keine Beschränkung im Modell unterstellt						
Importe		Keine Beschränkung im Modell unterstellt						

Werte gerundet

¹⁾ Wasserkraft: nach Electrowatt-Ekono, 2004

Photovoltaik: nach PSI, 2005a

Biomasse: technisch-ökologisches Potenzial nach Infras, 2004; BFE, 2006d. Bei Biomasse starkes Spannungsfeld zwischen Wärmebereitstellung, Stromerzeugung und Treibstoffproduktion

Fossile WKK: nach Dr. Eicher+Pauli, 2003c; 2004c; Prognos 2001; PSI, 2001

Kehrichtverbrennungsanlagen: nach BFE, 2005a; 2006c

Prognos 2006

7.7 Modellergebnisse für Szenario IV: Arbeit

7.7.1 Allgemeines

Die Ergebnisse der Angebotsvarianten sind auf das Nachfrageszenario IV Trend ausgerichtet. Die Ergebnisse für die Sensitivitäten BIP Hoch und Klima Wärmer sind zusammengefasst in Kapitel 7.14 dargestellt.

Da die Stromlücke am stärksten im Winterhalbjahr auftritt, wird der Zubau zu ihrer Deckung in erster Linie auf das Winterhalbjahr ausgerichtet. Der Zubau erfolgt bis 2035, dem Ende des Zeithorizonts der Perspektiven. Nach dem Erreichen der durchschnittlichen Lebensdauer fallen die Zubauten nach 2035 wieder aus dem Mix. Die Figuren zeigen den Ausblick bis zum Jahr 2050.

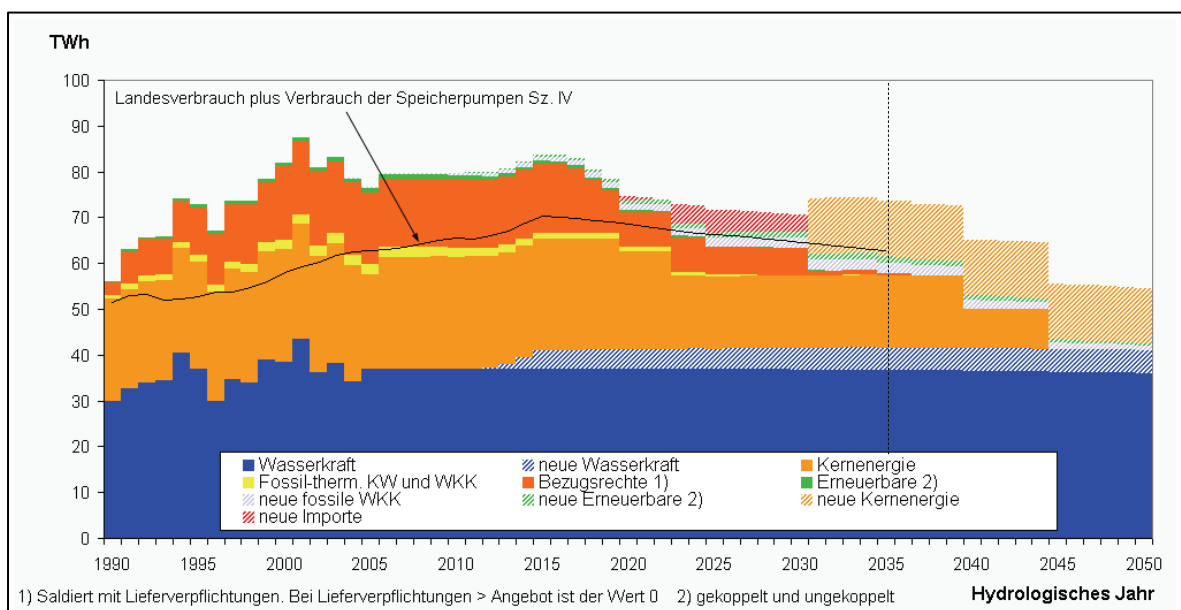
7.7.2 Variante A: Nuklear

In den Figuren 7-17 bis und 7-19 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante A „Nuklear“ für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Der Zubau erfolgt bis 2035.

Zwischen 2020 und 2030 wird die Lücke vorwiegend durch Importe gedeckt. Der Rest wird durch den autonomen Zubau gedeckt. In 2031 wird ein Kernkraftwerke in Betrieb genommen. Der maximale Import beträgt 5.1 TWh_{el} in 2025.

In den Figuren ist der deutliche Anstieg der Elektrizitätsnachfrage sowie des Wasserkraftausbaus (Angebot) infolge der Inbetriebnahme der neuen Pumpspeicherwerke zwischen 2013 und 2015 zu erkennen.

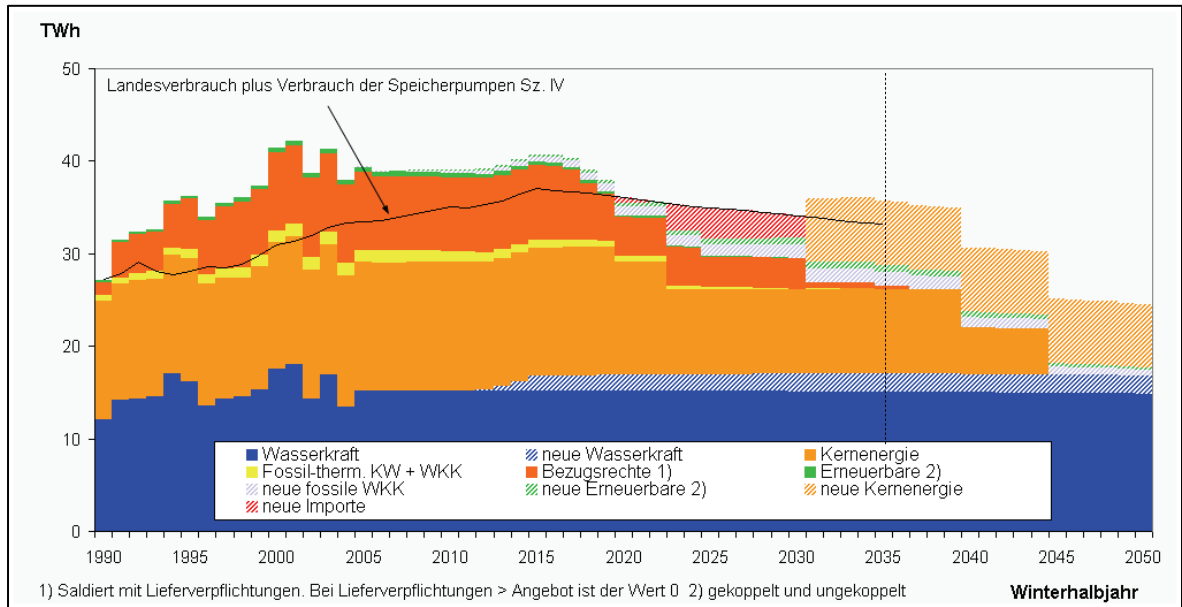
Figur 7-17: Szenario IV Trend, Variante A
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el/a}



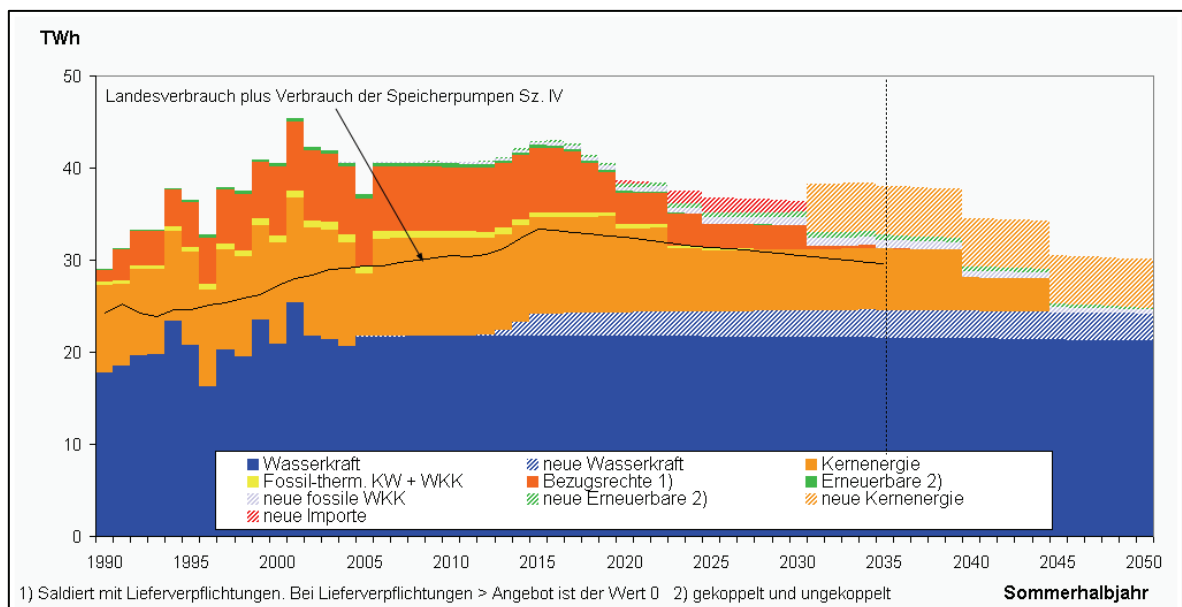
Prognos 2006

In Figur 7-18 ist die Deckung der Lücke im Winterhalbjahr zu sehen.

Figur 7-18: **Szenario IV Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Figur 7-19: **Szenario IV Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



In den Tabellen 7-20, 7-21 und 7-22 sind die Ergebnisse zur Änderung der Strombeschaffung für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst.

Tabelle 7-20: **Szenario IV Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.0	40.9	41.2	41.3	41.4	41.6
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	28.0
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.2	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
bestehende fossile konv.-thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.9	1.4	1.9	2.3	2.4
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	64.7	68.7	66.1	60.7	61.0	73.4
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.2	62.8	61.7	59.1	53.7	54.0	66.4
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	10.8	13.3	11.8	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	5.1	3.6	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.0	16.4	15.5	8.4	7.7	8.1	13.2
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	14.1	13.3	6.1	5.4	5.9	10.9
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	0.9	1.7	2.5	5.6	3.7	-10.6
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.7	63.4	61.6	59.3	57.7	55.8

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 7-21: **Szenario IV Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.2	16.8	16.9	16.9	17.0	17.0
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	16.0
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.6	0.9	1.2	1.4	1.5
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.0	31.1	32.7	31.3	28.2	28.4	35.4
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	30.6	30.2	28.7	25.7	25.8	32.8
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	6.0	7.8	6.9	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	3.4	2.4	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.1	4.8	1.1	1.1	1.1	3.6
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	4.0	3.7	0.0	0.0	0.0	2.5
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	4.0	4.3	4.8	6.7	5.7	-2.2
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.5	34.5	33.6	32.4	31.6	30.6

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 7-22: **Szenario IV Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.8	24.2	24.3	24.4	24.5	24.5
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.4	2.6	2.7	2.8	3.0
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	11.9
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.7	0.8	0.9
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	33.7	36.0	34.8	32.5	32.6	38.0
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	32.3	31.5	30.4	28.0	28.2	33.5
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.9	5.4	5.0	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.7	1.2	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.2	10.7	7.2	6.5	7.0	9.5
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.1	9.6	6.1	5.4	5.9	8.4
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.1	-2.6	-2.4	-1.1	-2.1	-8.4
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.1	28.9	28.0	26.9	26.1	25.2

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

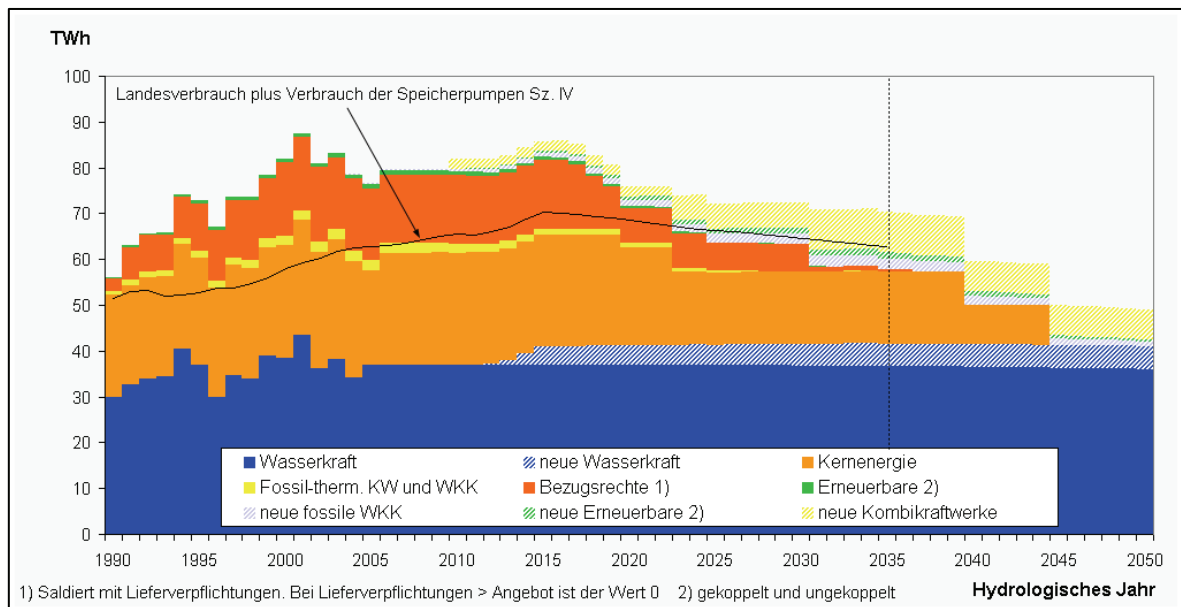
7.7.3 Variante C: Fossil-zentral

In der Variante Fossil-zentral werden erdgasbefeuerte Kombikraftwerke als Technologie eingesetzt. Dies erfolgt neben dem autonomen Zubau von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, Wasserkraft und übrigen erneuerbaren Energien, gemäss der in Kapitel 7.6.5 ausgewiesenen Potenziale (erwartete Produktion).

In den Figuren 7-20, 7-21, 7-22 sind die Ergebnisse dieser Variante für das hydrologische Jahr, das Winter- und das Sommerhalbjahr dargestellt.

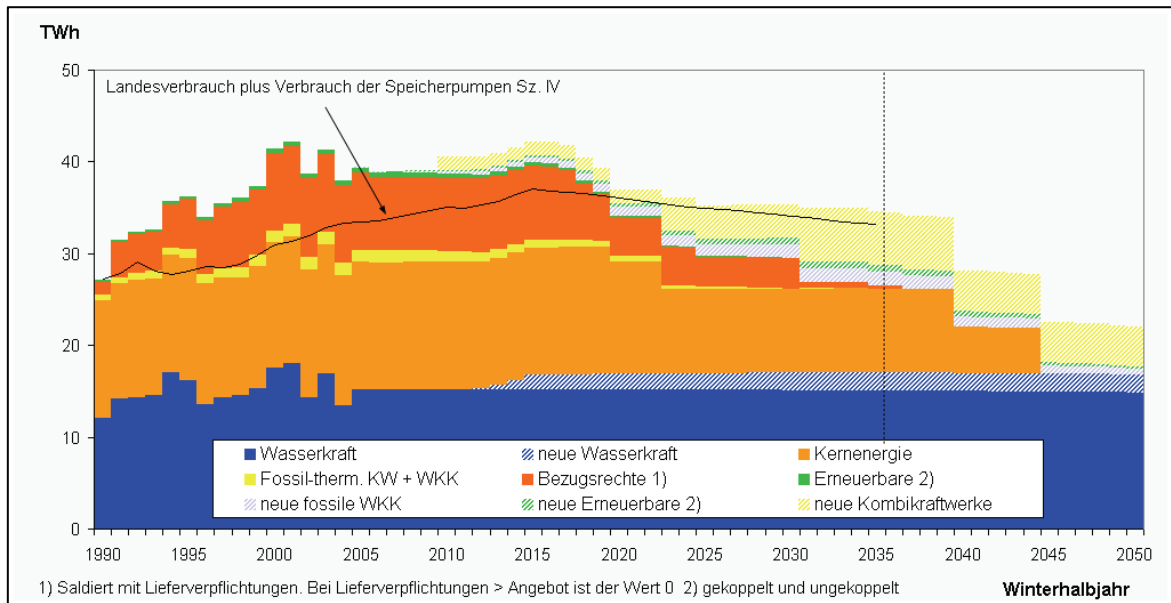
Zur Schliessung der Lücke werden in dieser Variante drei Kombikraftwerke zugebaut. Dies versteht sich inklusive des Projekts Chavalon, welches ab 2010 Strom erzeugt.

Figur 7-20: **Szenario IV Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el/a}



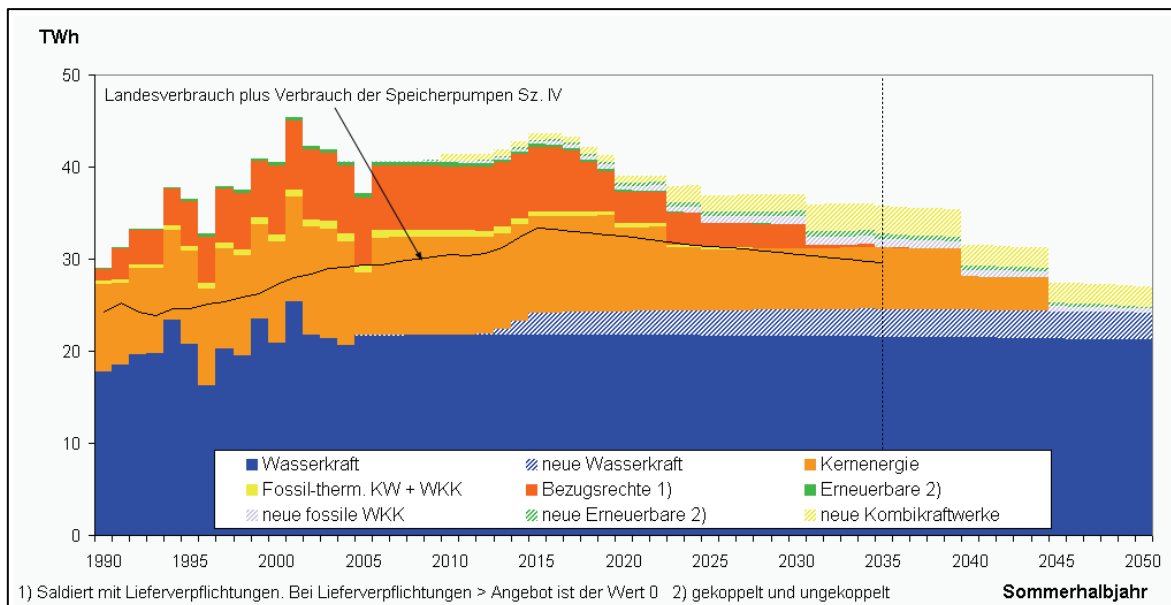
Prognos 2006

Figur 7-21: Szenario IV Trend, Variante C
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Figur 7-22: Szenario IV Trend, Variante C
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Die Tabellen 7-23 bis 7-25 zeigen zusammengefasst die den Figuren 7-20 bis 7-22 zugrunde liegenden Daten.

Tabelle 7-23: **Szenario IV Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.0	40.9	41.2	41.3	41.4	41.6
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.2	4.4	4.5	4.6	7.8	7.8	11.2
bestehende fossile konv.-thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	2.1	2.1	5.5	5.5	8.8
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.9	1.4	1.9	2.3	2.4
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	66.9	70.8	68.3	66.2	66.4	70.0
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.2	65.0	63.8	61.3	59.2	59.4	63.0
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.0	18.5	17.7	9.5	8.0	10.0	9.8
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	16.3	15.4	7.2	5.8	7.7	7.5
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	-1.3	-0.4	0.3	0.2	-1.8	-7.2
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.7	63.4	61.6	59.3	57.7	55.8

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 7-24: **Szenario IV, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.2	16.8	16.9	16.9	17.0	17.0
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	2.8	2.9	2.9	5.1	5.1	7.4
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.4	1.4	3.6	3.6	5.8
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.6	0.9	1.2	1.4	1.5
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.0	32.5	34.1	32.7	31.9	32.0	34.3
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	32.0	31.6	30.2	29.3	29.5	31.8
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	6.6	6.2	1.9	1.4	2.3	2.6
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	5.4	5.1	0.8	0.2	1.2	1.4
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	2.6	2.9	3.4	3.1	2.1	-1.1
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.5	34.5	33.6	32.4	31.6	30.6

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 7-25: **Szenario IV Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.8	24.2	24.3	24.4	24.5	24.5
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.4	2.6	2.7	2.8	3.0
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	1.6	1.6	1.6	2.7	2.7	3.8
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	0.7	1.8	1.8	2.9
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.7	0.8	0.9
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	34.4	36.7	35.6	34.3	34.4	35.6
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	33.0	32.2	31.1	29.8	30.0	31.2
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	12.0	11.4	7.6	6.7	7.6	7.2
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.8	10.3	6.5	5.5	6.5	6.1
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.8	-3.3	-3.1	-2.9	-3.9	-6.0
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.1	28.9	28.0	26.9	26.1	25.2

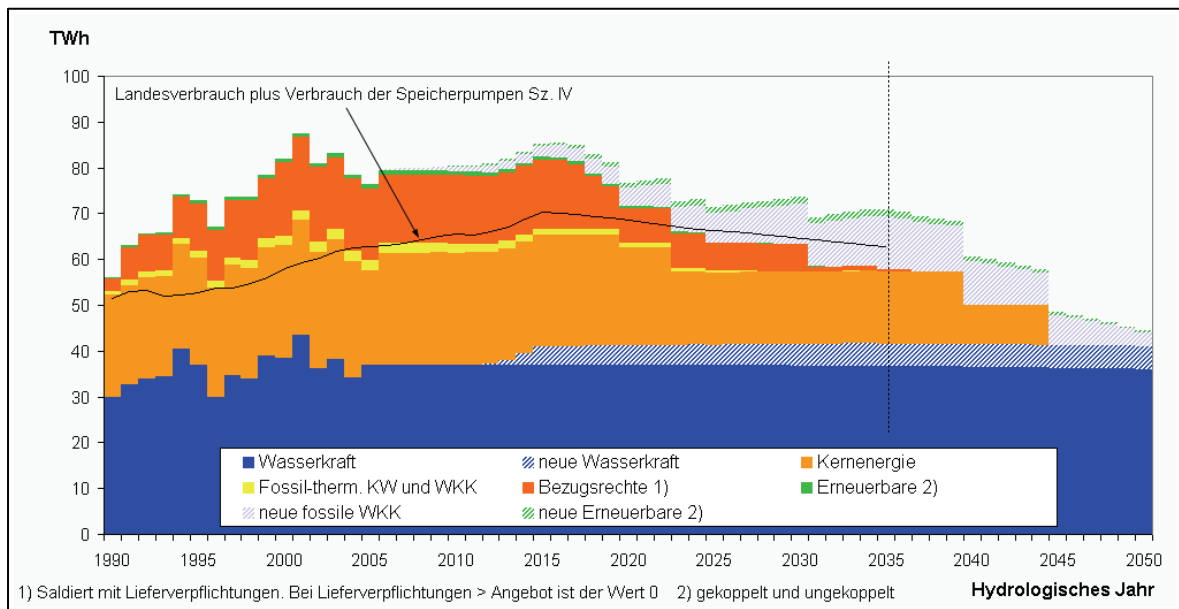
1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

7.7.4 Variante D: Fossil-dezentral

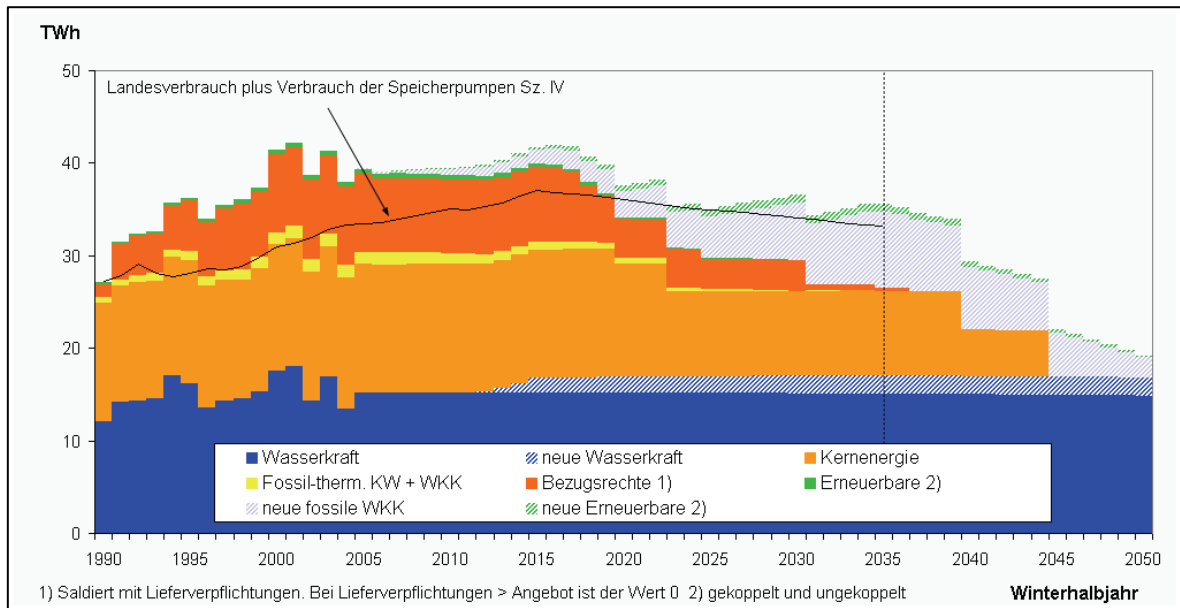
Die Figuren 7-23, 7-24, und 7-25 zeigen die Ergebnisse der Variante „Fossil-dezentral“ für das hydrologische Jahr, das Winter- und das Sommerhalbjahr. Der kontinuierliche Zuwachs der fossilen Wärme-Kraft-Kopplung über die Kohorten der Gebäude, Betriebsstätten und Heizanlagen gemäss Erneuerungszyklen ist in den Figuren ersichtlich. Die Entwicklung der Lücke verläuft hingegen mit Sprüngen, so dass in einzelnen Jahren die Lücke überkompensiert wird (Exportmöglichkeit). Wie in Szenario III sind die „kritischen“ Jahre 2023 und 2031. Auf diese Jahre ist der Zubau ausgelegt. In 2035 beträgt der Zubau von fossilen WKK-Anlagen 11.5 TWh_{el}. Die Verteilung auf die einzelnen Technologien ist in Tabelle 7-17 dargestellt.

Figur 7-23: Szenario IV Trend, Variante D
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



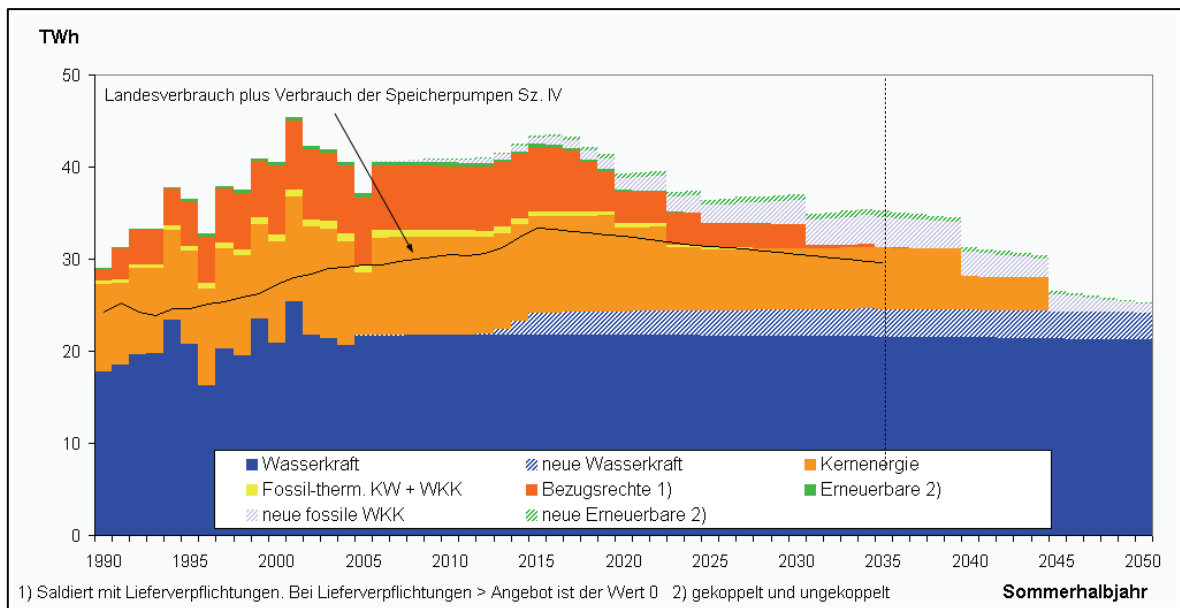
Prognos 2006

Figur 7-24: Szenario IV Trend, Variante D
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Figur 7-25: Szenario IV Trend, Variante D
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Die Ergebnisse dieser Variante sind für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr in den Tabellen 7-26, 7-27 und 7-28 zusammengefasst.

Tabelle 7-26: **Szenario IV Trend, Variante D**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.0	40.9	41.2	41.3	41.4	41.6
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.2	2.8	3.7	5.2	6.8	8.8	11.5
bestehende fossile konv.-thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.9	2.2	4.1	6.3	8.7	11.5
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.3	1.5	1.5	1.5	1.5
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	1.0	1.3	1.5	1.5
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.7	65.3	70.2	69.1	65.4	67.6	70.4
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.2	63.4	63.2	62.2	58.4	60.6	63.4
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.0	16.9	17.0	10.4	7.3	11.1	10.2
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.7	14.7	14.8	8.1	5.0	8.8	8.0
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.1	0.3	0.2	-0.5	0.9	-2.9	-7.6
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.7	63.4	61.6	59.3	57.7	55.8

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 7-27: **Szenario IV Trend, Variante D**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.2	16.8	16.9	16.9	17.0	17.0
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.8	2.4	3.4	4.7	6.2	8.2
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	1.5	2.8	4.4	6.2	8.2
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	0.8	0.8
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.6	0.7	0.8	0.8
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.0	31.5	33.7	33.4	31.6	33.2	35.3
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	30.9	31.2	30.8	29.1	30.6	32.7
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.5	5.8	2.5	1.1	3.5	3.5
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	4.4	4.7	1.4	0.0	2.4	2.4
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	3.6	3.3	2.8	3.3	0.9	-2.1
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.5	34.5	33.6	32.4	31.6	30.6

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 7-28: **Szenario IV Trend, Variante D**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.8	24.2	24.3	24.4	24.5	24.5
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.4	2.6	2.7	2.8	3.0
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	1.0	1.3	1.7	2.1	2.6	3.3
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.7	1.3	1.9	2.5	3.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.6	0.7	0.7
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.7	33.8	36.4	35.8	33.8	34.4	35.2
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	32.4	32.0	31.3	29.4	29.9	30.7
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.4	11.2	7.8	6.2	7.6	6.7
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.7	10.3	10.1	6.7	5.0	6.4	5.6
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.3	-3.1	-3.3	-2.4	-3.8	-5.5
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.1	28.9	28.0	26.9	26.1	25.2

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

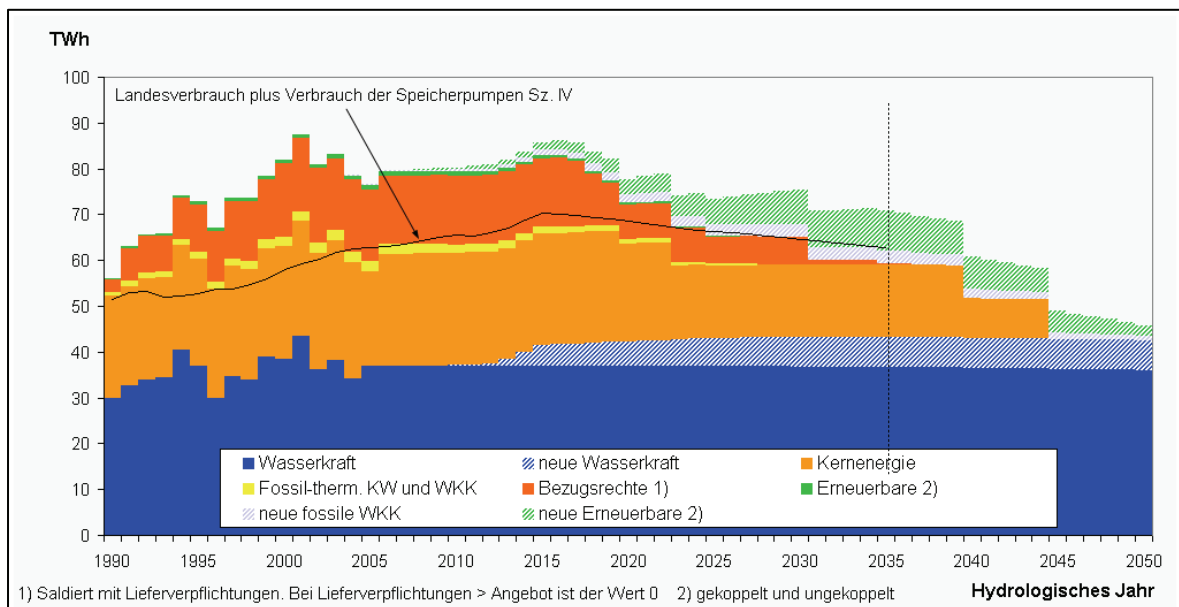
7.7.5 Variante E: Erneuerbare Energien

Die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante Erneuerbare Energien für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr sind in den Figuren 7-26 bis 7-28 grafisch dargestellt.

Der Ausbau der Wasserkraft ist in den Grafiken deutlich ersichtlich. Vom Ausbau der Lauf- und Speicherkraftwerke in Höhe von 2.5 TWh_{el} in 2035 entfallen 1.5 TWh_{el} auf Kleinwasserkraftwerke. Zudem ist in den Figuren in dem Block „neue Wasserkraft“ die Erzeugung der neuen Pumpspeicherwerke enthalten. Die neuen Pumpspeicherwerke führen andererseits zu einer Erhöhung der Stromnachfrage, welche in den Jahren 2013 bis 2015 grafisch sichtbar ist.

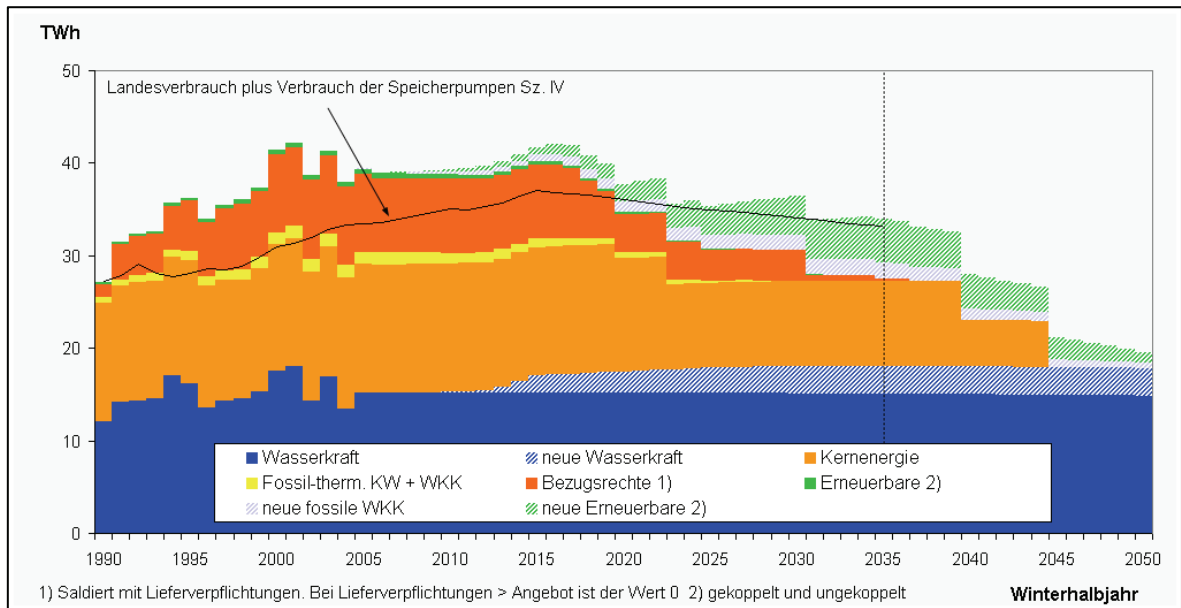
Um das Wegfallen grosser Leistungsblöcke auffangen zu können, müssen bereits in den Jahren 2023 und 2031 grosse Mengen (dezentrale) Anlagen zugebaut sein, um die Stromlücke über den gesamten Perspektivhorizont decken zu können. Inklusive Wasserkraft bis 10 MW_{el} beläuft sich die Erzeugung von neuen Erneuerbaren in 2035 auf 10.3 TWh_{el}.

Figur 7-26: **Szenario IV Trend, Variante E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a



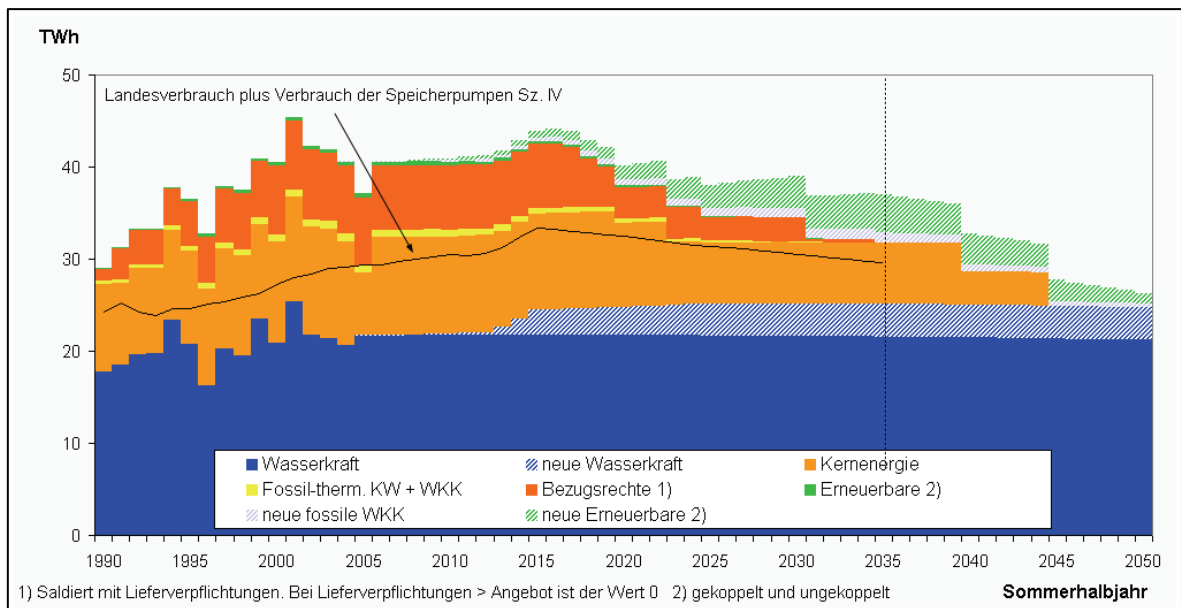
Prognos 2006

Figur 7-27: Szenario IV Trend, Variante E
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Figur 7-28: Szenario IV Trend, Variante E
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

In den Tabellen 7-29, 7-30 und 7-31 sind die Ergebnisse dieser Variante für das hydrologische Jahr, das Winter- und Sommerhalbjahr zusammengefasst. Die Wasserkraft versteht sich inklusive Wasserkraft unter 10 MW_{el} und ist deshalb nicht bei den neuen erneuerbaren Energien untergebracht (Modellkonvention). Zudem sind die Kehrichtverbrennungsanlagen zu 50 Prozent bei den fossilen WKK und zu 50 Prozent bei den erneuerbaren Energien verbucht.

Tabelle 7-29: **Szenario IV Trend, Variante E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.1	41.5	42.2	43.0	43.2	43.2
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4.6	5.3	6.1	6.5	6.6
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.2	2.3	2.6	2.9	2.9	2.8	2.8
bestehende fossile konv.-thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.2	1.8	2.4	2.7	2.8
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.4	2.2	3.7	5.8	7.7	8.8
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.5	3.3	5.6	7.6	8.8
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	65.2	70.6	70.2	67.4	69.5	70.6
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.2	63.3	63.6	63.2	60.4	62.5	63.6
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.0	16.9	17.5	11.4	9.3	13.0	10.4
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	14.6	15.2	9.1	7.0	10.7	8.1
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	0.4	-0.2	-1.6	-1.1	-4.8	-7.8
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.7	63.4	61.6	59.3	57.7	55.8

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 7-30: **Szenario IV Trend, Variante E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.3	17.1	17.4	17.9	18.0	18.1
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.9	2.3	2.7	2.9	3.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.4	1.6	1.8	1.8	1.7	1.7
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.7	1.2	1.5	1.7	1.7
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.7	1.2	2.1	3.2	4.2	4.7
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.9	1.8	3.1	4.2	4.7
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.0	31.3	33.7	33.5	32.0	33.1	33.7
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	30.8	31.2	31.0	29.4	30.5	31.1
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.4	5.8	2.7	1.5	3.4	1.9
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	4.2	4.7	1.5	0.4	2.3	0.8
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	3.8	3.3	2.6	3.0	1.0	-0.5
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.5	34.5	33.6	32.4	31.6	30.6

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 7-31: **Szenario IV Trend, Variante E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.9	24.5	24.8	25.1	25.1	25.1
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	2.7	3.1	3.4	3.5	3.6
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.7	0.9	1.0	1.1
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.6	1.0	1.6	2.6	3.5	4.1
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.7	1.4	2.5	3.5	4.1
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	33.9	36.9	36.7	35.4	36.4	36.9
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	32.5	32.4	32.2	31.0	31.9	32.5
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.5	11.6	8.7	7.8	9.6	8.5
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.4	10.5	7.6	6.6	8.4	7.3
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.4	-3.5	-4.2	-4.0	-5.8	-7.3
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.1	28.9	28.0	26.9	26.1	25.2

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

7.7.6 Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien

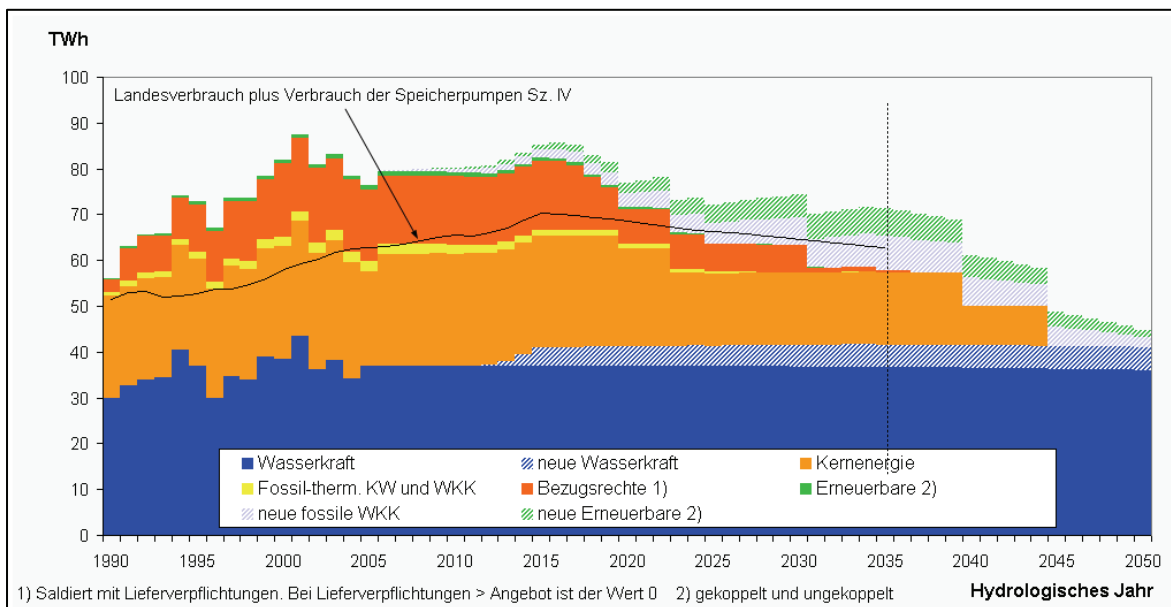
Der Zubau von fossiler Wärme-Kraft-Kopplung einerseits und erneuerbaren Energien andererseits bietet Flexibilität beim Technologieeinsatz zur Schliessung der Stromlücke. Die Ausschöpfung der Potenziale unsicherer Technologien, wie Geothermie, kann reduziert werden.

Das Resultat der Variante D&E zeigt eine Möglichkeit der vielen Optionen dieser Variante zur Schliessung der Stromlücke.

Im Perspektivhorizont bis 2035 erhöht sich die Stromerzeugung aus fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen von ca. 2.3 TWh_{el} in 2003 auf 7.6 TWh_{el}. Die Stromerzeugung von erneuerbaren Energien wächst von 0.9 TWh_{el} in 2003 auf 6.2 TWh_{el} in 2035. Der stärkste Zuwachs des dezentralen Zubaus findet um 2023 statt.

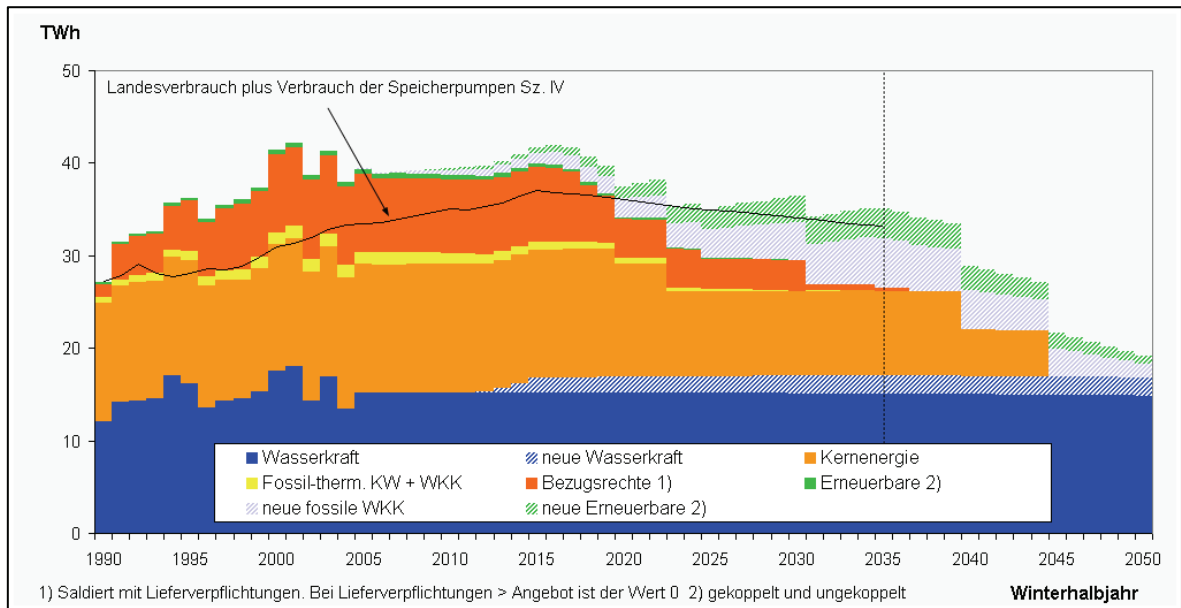
In den Figuren 7-29 bis 7-31 sind die Perspektiven der Elektrizitätsversorgung für die Variante „Fossil-dezentral und erneuerbare Energien“ für das hydrologische Jahr, das Winter- sowie das Sommerhalbjahr grafisch dargestellt.

Figur 7-29: Szenario IV Trend, Variante D&E
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a



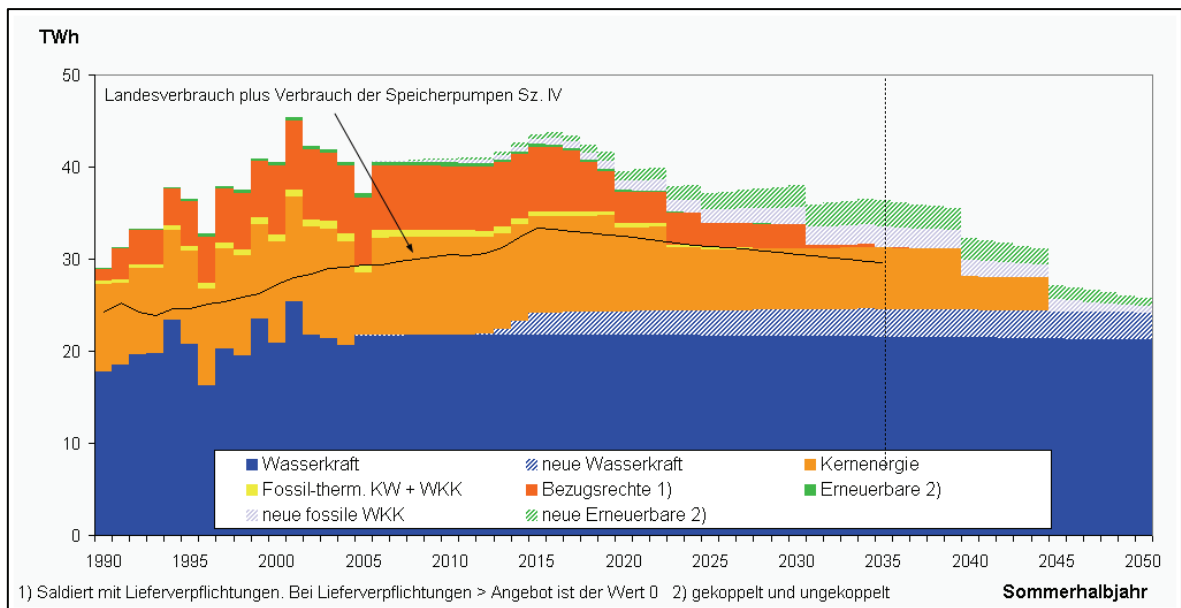
Prognos 2006

Figur 7-30: Szenario IV Trend, Variante D&E
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Figur 7-31: Szenario IV Trend, Variante D&E
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Die Tabellen 7-32 bis 7-34 zeigen zusammengefasst die den Figuren 7-29 bis 7-31 zugrunde liegenden Daten.

Tabelle 7-32: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.0	40.9	41.2	41.3	41.4	41.6
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.2	2.6	3.2	4.1	4.9	6.0	7.6
bestehende fossile konv.-thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.7	1.7	3.0	4.5	5.9	7.6
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.3	1.8	2.8	4.1	5.3	6.1
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.1	2.4	3.9	5.2	6.1
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.7	65.3	70.2	69.4	66.1	68.5	71.1
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.2	63.3	63.2	62.4	59.1	61.5	64.1
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.0	16.9	17.1	10.6	8.0	12.1	10.9
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.7	14.6	14.8	8.4	5.7	9.8	8.6
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.1	0.4	0.2	-0.8	0.2	-3.9	-8.3
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.7	63.4	61.6	59.3	57.7	55.8

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 7-33: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.2	16.8	16.9	16.9	17.0	17.0
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.6	2.0	2.6	3.3	4.1	5.3
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	1.1	2.0	3.0	4.1	5.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.7	1.0	1.6	2.3	2.9	3.3
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	1.3	2.2	2.9	3.3
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.0	31.4	33.6	33.3	31.6	33.1	34.8
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	30.9	31.1	30.8	29.1	30.6	32.2
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.4	5.8	2.5	1.2	3.5	3.0
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	4.3	4.6	1.4	0.0	2.4	1.9
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	3.7	3.4	2.8	3.3	1.0	-1.6
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.5	34.5	33.6	32.4	31.6	30.6

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 7-34: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.8	24.2	24.3	24.4	24.5	24.5
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.4	2.6	2.7	2.8	3.0
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	1.0	1.2	1.5	1.6	1.9	2.3
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	1.0	1.4	1.8	2.3
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.6	0.8	1.2	1.8	2.4	2.8
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.0	1.7	2.4	2.8
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.7	33.9	36.6	36.1	34.5	35.4	36.3
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	32.5	32.1	31.6	30.0	30.9	31.9
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.4	11.3	8.1	6.8	8.6	7.9
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.7	10.3	10.2	7.0	5.7	7.4	6.7
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.3	-3.2	-3.6	-3.1	-4.8	-6.7
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.1	28.9	28.0	26.9	26.1	25.2

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

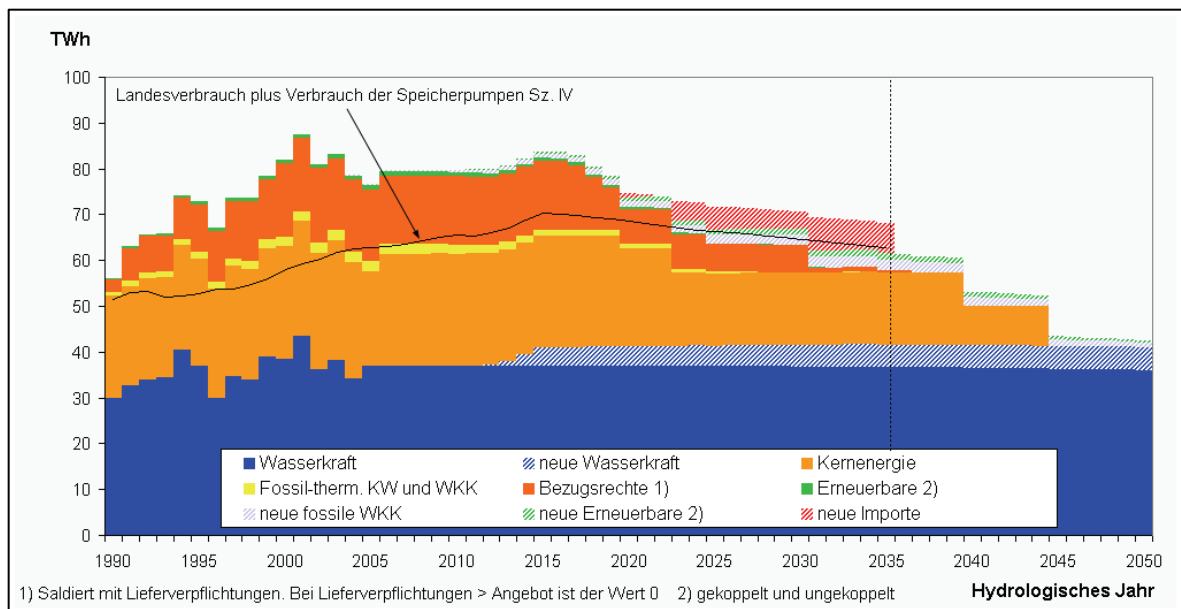
7.7.7 Variante G: Importe

In der Variante G wird die Stromlücke, die durch die Stilllegung der ältesten Kernkraftwerke sowie durch das Auslaufen der Bezugsverträge entsteht und die nicht durch den autonomen Zubau gedeckt werden kann, durch neue Importe geschlossen.

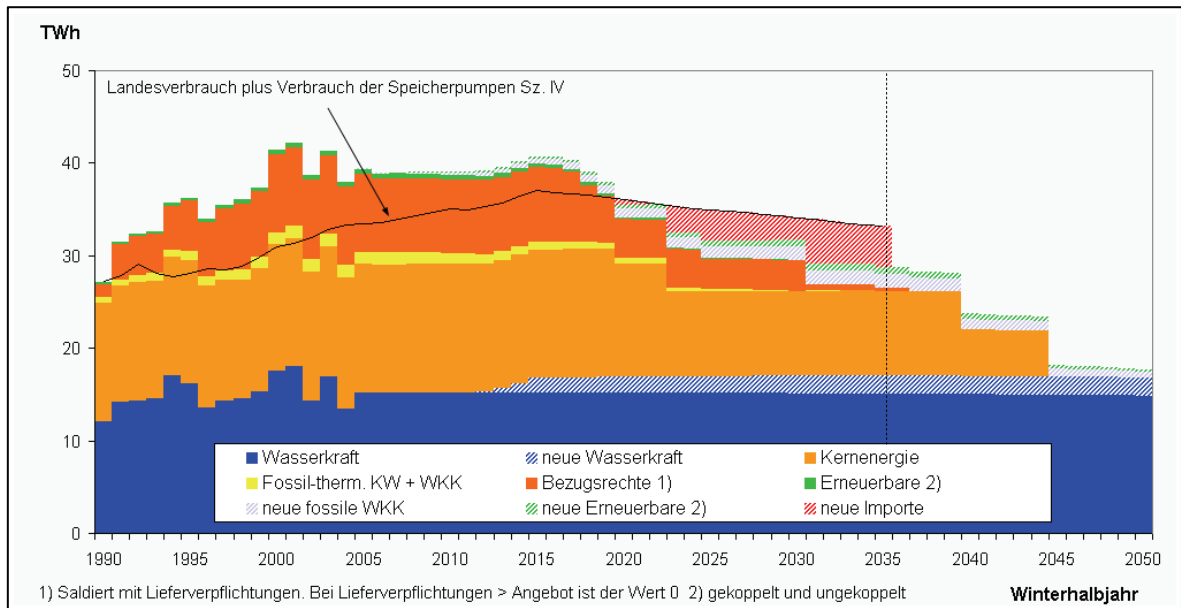
In 2035 werden ca. 6.6 TWh_{el} importiert. Das Maximum liegt bei 7.2 TWh_{el} in 2031. Wegen der geringen Nachfrage und dem autonomen Zubau ist der Beitrag von neuen Importen zur Schliessung der Lücke in einzelnen Jahren relativ gering.

In den folgenden Figuren sind die Ergebnisse der (arbeitsseitigen) Modellrechnungen grafisch dargestellt. Erst ist das hydrologische Jahr dargestellt, dann das „kritische“ Winterhalbjahr – die aussagekräftigste Figur – und zum Schluss das Sommerhalbjahr.

Figur 7-32: **Szenario IV Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr,
in TWh_{el}/a

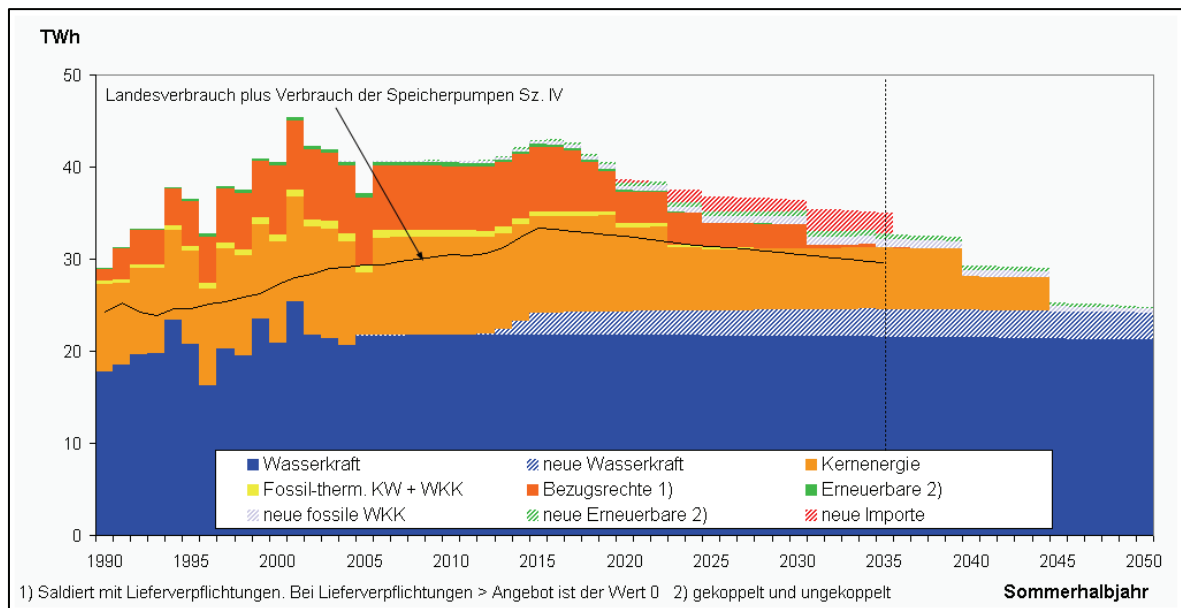


Figur 7-33: Szenario IV, Variante G
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Figur 7-34: Szenario IV, Variante G
 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a



Prognos 2006

Die Tabellen 7-35 bis 7-37 zeigen zusammengefasst die den Figuren zugrunde liegenden Daten.

Tabelle 7-35: **Szenario IV, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.9	37.0	40.9	41.2	41.3	41.4	41.6
bestehende Wasserkraft	29.8	36.9	38.4	38.3	36.8	36.9	36.9	36.9	36.8	36.7	36.6
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	4.1	4.3	4.5	4.7	5.0
Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
bestehende Kernenergie	22.3	23.5	24.7	25.9	20.7	24.4	24.3	21.4	15.8	15.8	15.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	1.2	1.7	2.1	2.3	2.2	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
bestehende fossile konv.-thermische KW & WKK	1.2	1.7	2.1	2.3	2.1	1.9	1.5	1.1	0.5	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.9	1.4	1.9	2.3	2.4
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
bestehende Erneuerbare	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.4	0.2	0.1	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.1	1.3	1.4
Mittlere Bruttoerzeugung	53.7	62.6	65.9	67.4	60.8	64.7	68.7	66.1	60.7	61.0	61.2
Verbrauch Speicherpumpen	1.2	1.4	1.8	2.9	2.5	1.9	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Mittlere Nettoerzeugung	52.5	61.2	64.2	64.6	58.2	62.8	61.7	59.1	53.7	54.0	54.2
Importe:	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	10.8	13.3	11.8	9.2
bestehende Bezugsrechte	5.9	13.5	18.8	18.0	18.0	17.2	17.2	9.8	8.2	8.2	2.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	5.1	3.6	6.6
Exporte:	8.0	23.5	26.6	23.7	16.0	16.4	15.5	8.4	7.7	8.1	7.6
Lieferverpflichtungen	3.2	3.2	2.8	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
übrige Exporte	4.8	20.3	23.8	21.4	13.8	14.1	13.3	6.1	5.4	5.9	5.3
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-2.1	-10.0	-7.8	-5.7	2.0	0.9	1.7	2.5	5.6	3.7	1.6
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	50.4	51.3	56.4	58.9	60.3	63.7	63.4	61.6	59.3	57.7	55.8

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 7-36: **Szenario IV Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.2	15.2	16.8	16.9	16.9	17.0	17.0
bestehende Wasserkraft	12.1	16.2	17.5	16.9	15.1	15.2	15.2	15.2	15.1	15.1	15.1
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.6	1.7	1.8	1.9	2.0
Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
bestehende Kernenergie	12.8	13.3	13.7	14.1	13.9	13.9	13.8	12.3	9.1	9.1	9.1
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.8	1.1	1.3	1.4	1.3	1.2	0.9	0.6	0.3	0.1	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.6	0.9	1.2	1.4	1.5
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
bestehende Erneuerbare	0.2	0.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8
Mittlere Bruttoerzeugung	25.9	30.9	32.9	32.9	31.0	31.1	32.7	31.3	28.2	28.4	28.5
Verbrauch Speicherpumpen	0.4	0.2	0.4	1.1	0.8	0.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Mittlere Nettoerzeugung	25.5	30.7	32.6	31.8	30.2	30.6	30.2	28.7	25.7	25.8	25.9
Importe:	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	6.0	7.8	6.9	5.8
bestehende Bezugsrechte	3.1	7.2	9.9	9.5	9.5	9.1	9.1	5.3	4.5	4.5	1.4
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	3.4	2.4	4.4
Exporte:	1.7	10.1	11.9	9.6	7.1	5.1	4.8	1.1	1.1	1.1	1.1
Lieferverpflichtungen	1.7	1.7	1.5	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	0.0	8.4	10.5	8.5	6.0	4.0	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Mittlerer Saldo (Import - Export)	1.4	-2.9	-2.0	-0.1	2.4	4.0	4.3	4.8	6.7	5.7	4.7
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	26.9	27.8	30.6	31.8	32.6	34.5	34.5	33.6	32.4	31.6	30.6

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

Tabelle 7-37: **Szenario IV Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh_{el}/a

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.8	24.2	24.3	24.4	24.5	24.5
bestehende Wasserkraft	17.7	20.8	20.9	21.4	21.7	21.7	21.7	21.7	21.7	21.6	21.5
neue Wasserkraft	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.4	2.6	2.7	2.8	3.0
Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
bestehende Kernenergie	9.6	10.1	11.0	11.9	6.8	10.5	10.4	9.1	6.7	6.7	6.7
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fossile therm. Produktion	0.4	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
bestehende fossile konv.- thermische KW & WKK	0.4	0.6	0.8	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.2	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.7	0.8	0.9
Erneuerbare Energien ¹⁾	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6
bestehende Erneuerbare	0.2	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0
neue Erneuerbare	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6
Mittlere Bruttoerzeugung	27.8	31.7	33.0	34.5	29.8	33.7	36.0	34.8	32.5	32.6	32.7
Verbrauch Speicherpumpen	1.3	1.2	1.4	1.8	1.7	1.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
Mittlere Nettoerzeugung	26.5	30.6	31.6	32.7	28.0	32.3	31.5	30.4	28.0	28.2	28.3
Importe:	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.9	5.4	5.0	3.4
bestehende Bezugsrechte	2.7	6.3	8.8	8.5	8.5	8.1	8.1	4.5	3.7	3.7	1.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.7	1.2	2.2
Exporte:	6.3	13.5	14.7	14.1	8.9	11.2	10.7	7.2	6.5	7.0	6.5
Lieferverpflichtungen	1.5	1.5	1.4	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
übrige Exporte	4.8	12.0	13.3	13.0	7.8	10.1	9.6	6.1	5.4	5.9	5.3
Mittlerer Saldo (Import - Export)	-3.6	-7.1	-5.8	-5.6	-0.4	-3.1	-2.6	-2.4	-1.1	-2.1	-3.1
Mittlere Beschaffung (Angebot) / Landesverbrauch (Nachfrage) ²⁾	23.0	23.4	25.8	27.1	27.6	29.1	28.9	28.0	26.9	26.1	25.2

1) gekoppelt und ungekoppelt 2) Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Prognos 2006

7.8 Modellergebnisse für Szenario IV: Leistung

7.8.1 Referenzfall

Leistungslücken treten ohne Ausfall einer Kraftwerkseinheit auch ohne Zubau neuer Kraftwerke bis 2035 sowohl im Winter als auch im Sommer nicht auf. Der Zubau nach Varianten wird deshalb nicht untersucht.

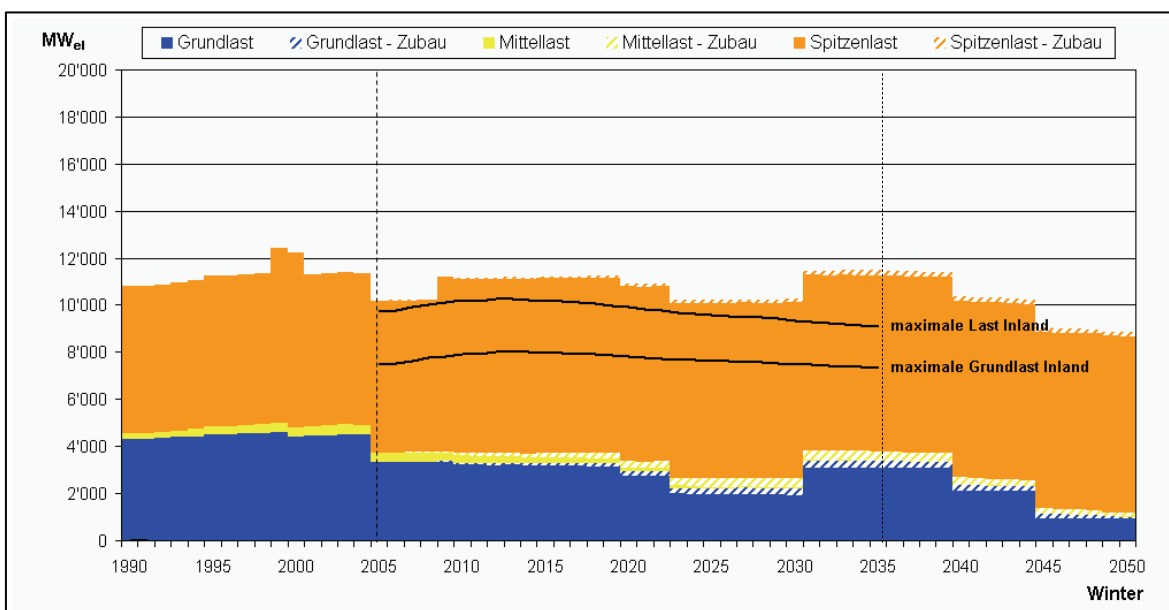
7.8.2 Kältewelle

7.8.2.1 Variante A: Nuklear

Bei einer Kältewelle – dies versteht sich inklusive dem Ausfall einer Kraftwerkseinheit – ergibt sich im Szenario IV ohne Zubau neuer Kraftwerke zwischen 2023 und 2027 ein Leistungsdefizit (Figur 7-13).

In der Variante A erhöht sich die Leistung durch den autonomen Zubau und die Inbetriebnahme eines Kernkraftwerks. Die Importe stellen keine gesicherte Leistung dar. In der kritischen Periode 2023 bis 2027 deckt der autonome Zubau das Leistungsdefizit, der Zubau des Kernkraftwerks erfolgt erst in 2031. Dies zeigt Figur 7-35.

Figur 7-35: **Szenario IV Trend, Variante A**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}

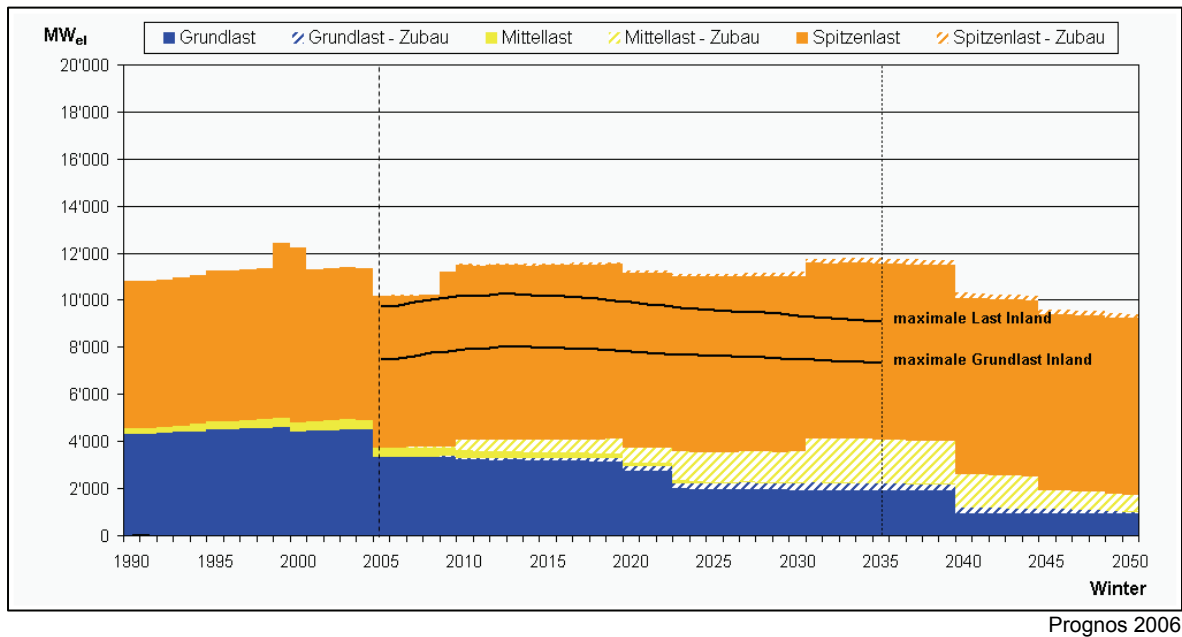


Prognos 2006

7.8.2.2 Variante C: Fossil-zentral

In der Variante C ist die benötigte Leistung bei einer Kältewelle nach Zubau neuer Kraftwerke gesichert. Wie aus der Variante A folgt, reicht für die Gewährleistung der Leistung der autonome Zubau. Die weiterhin etwas kritische Situation (vgl. Figur 7-35 und 7-36) in 2023 wird durch den Zubau von Kombikraftwerken entschärft.

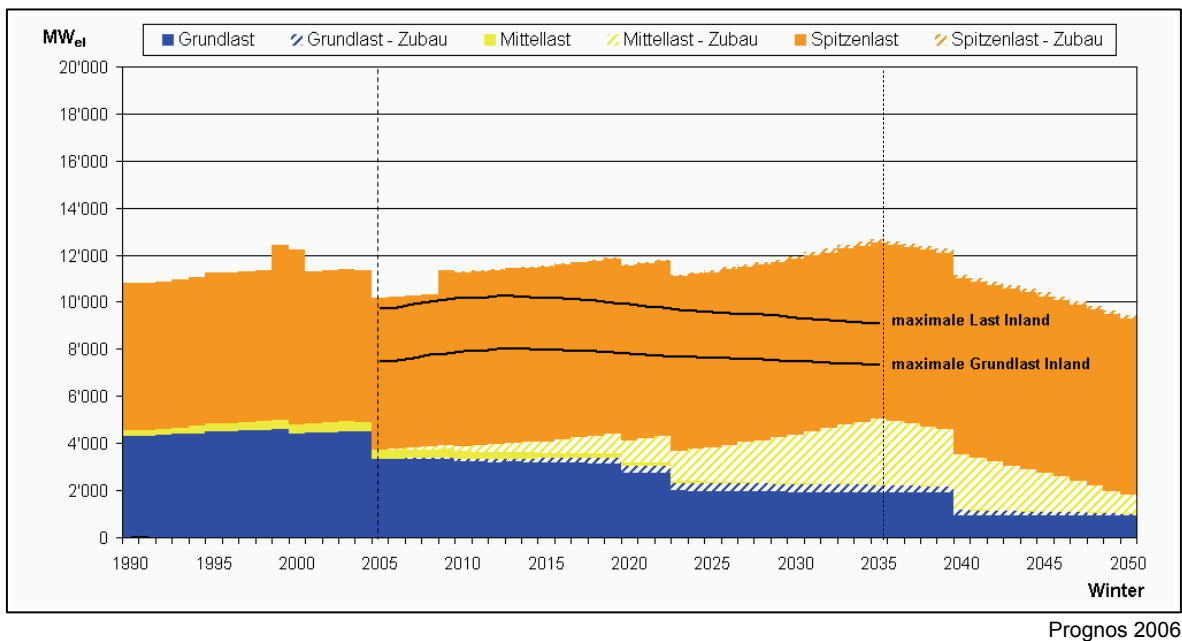
Figur 7-36: Szenario IV Trend, Variante C
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}



7.8.2.3 Variante D: Fossil-dezentral

Das geringe Leistungsdefizit zwischen 2023 und 2027 kann durch den Zubau fossiler Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (v.a. Mittellast) bei weitem geschlossen werden, so dass die benötigte Leistung bei einer Kältewelle gewährleistet ist.

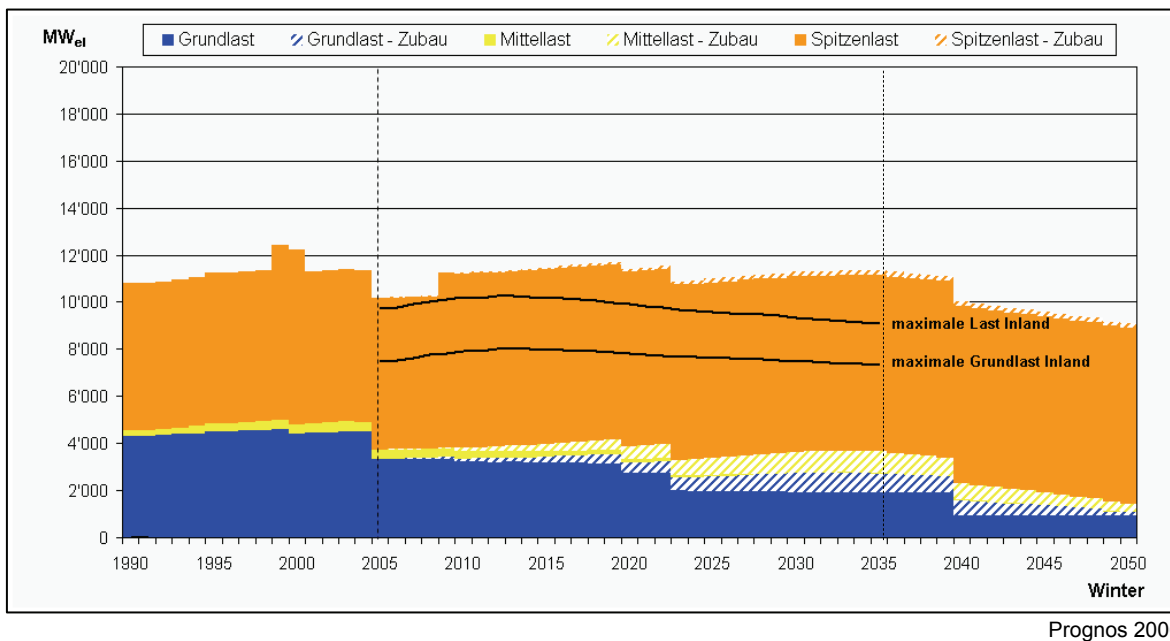
Figur 7-37: Szenario IV Trend, Variante D
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}



7.8.2.4 Variante E: Erneuerbare Energien

In der anderen dezentralen Variante, der Variante E, ist die Leistung bei einer Kältewelle nach Zubau gewährleistet – sogar trotz der Tatsache, dass die gesicherte Leistung nicht die zugebauten Leistungen von Windkraft und Photovoltaik beinhaltet.

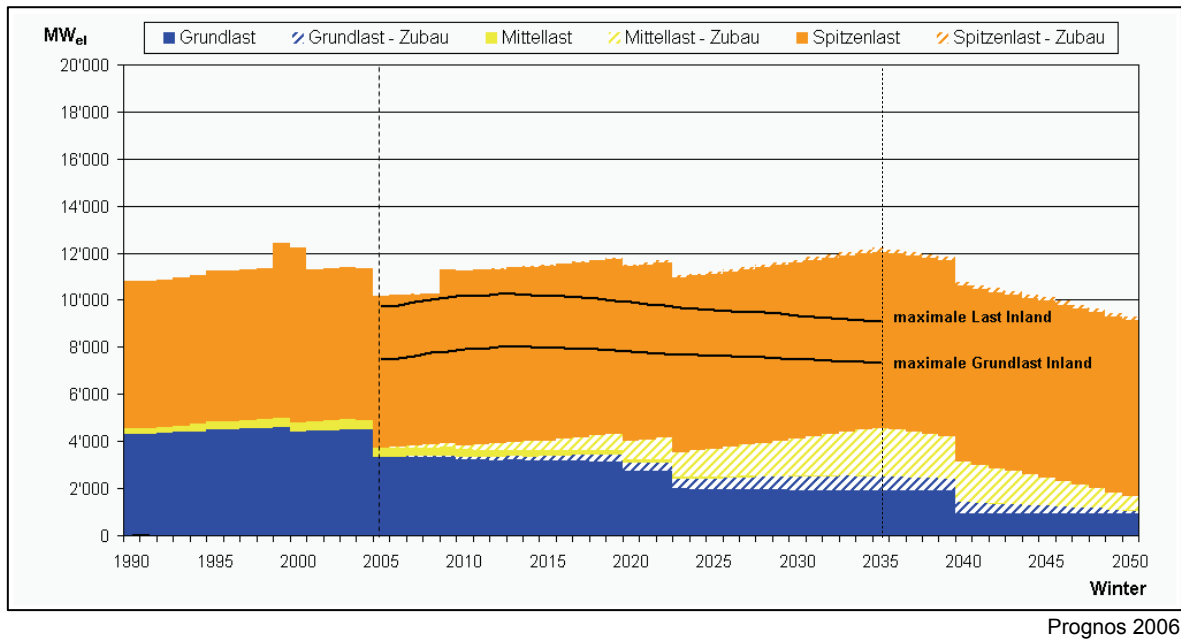
Figur 7-38: **Szenario IV Trend, Variante E**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}



7.8.2.5 Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien

Auch der kombinierte Einsatz von fossilen WKK und erneuerbaren Energien führt bei einer Kältewelle nicht zu Versorgungssicherheitsproblemen. Figur 7-39 illustriert dies.

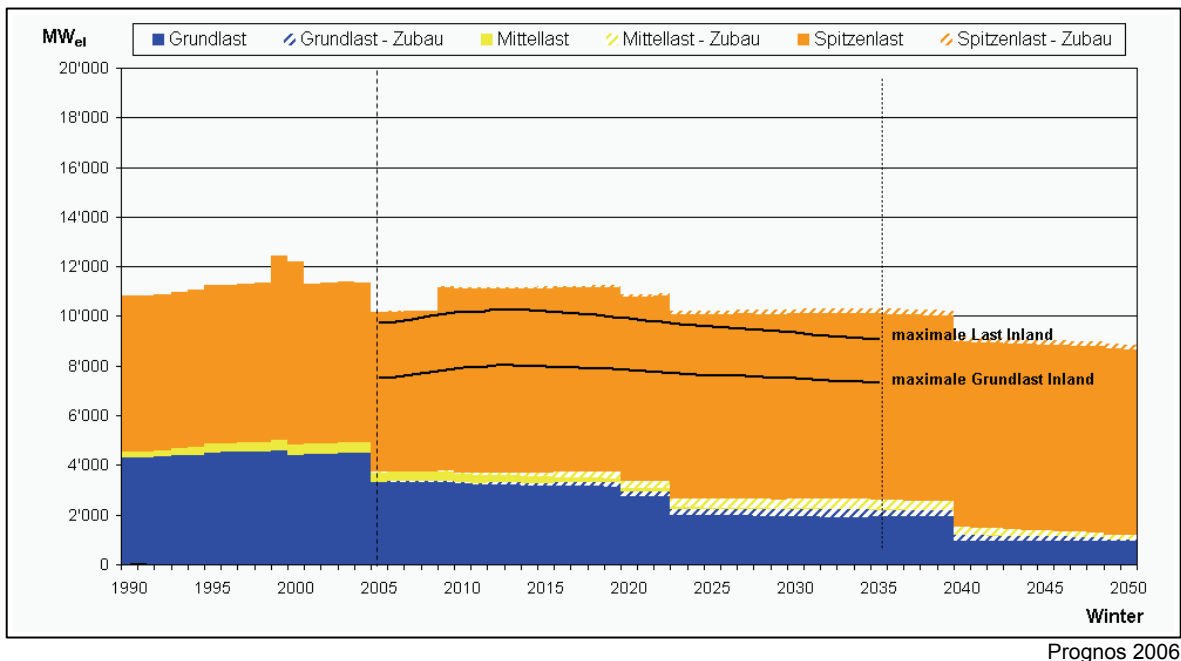
Figur 7-39: Szenario IV Trend, Variante D&E
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}



7.8.2.6 Variante G: Import

Wie in der Variante A, trägt in der Variante G der Zubau neuer Importe nicht zur Erhöhung der gesicherten Leistung bei. Der autonome Zubau reicht jedoch in Szenario IV aus, um die benötigte Leistung bei einer Kältewelle sicherzustellen. Dies zeigt Figur 7-40.

Figur 7-40: Szenario IV Trend, Variante G
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Kältewellen, in MW_{el}



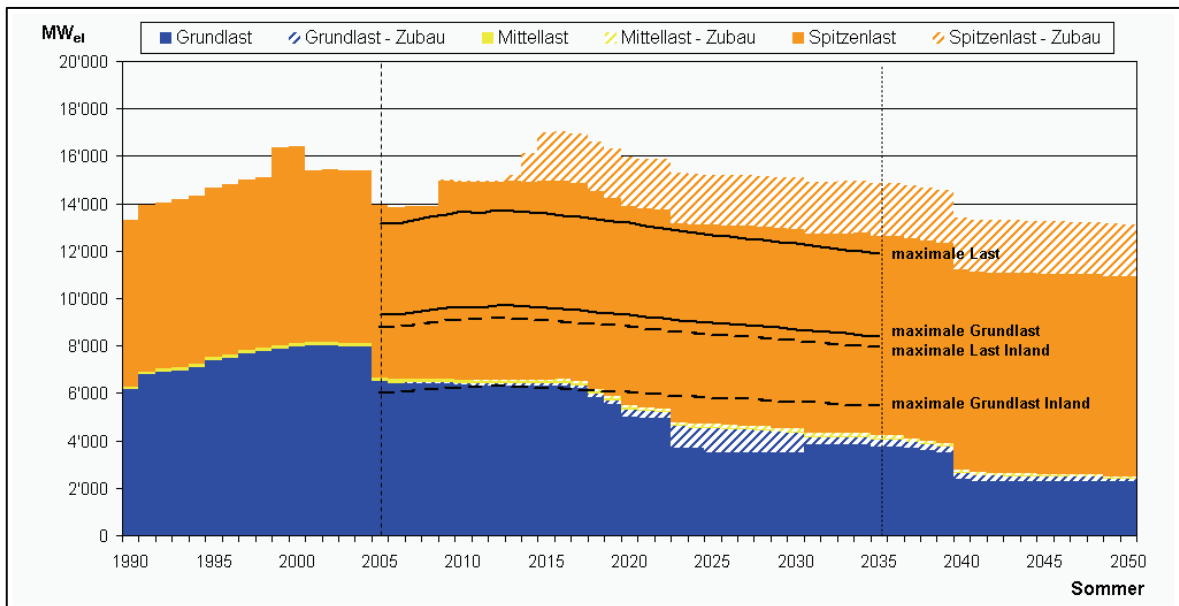
7.8.3 Hitzewelle

7.8.3.1 Variante A: Nuklear

Die inländische Versorgung bei einer Hitzewelle – dies versteht sich in diesem Fall inklusive dem Ausfall zweier Kraftwerkseinheiten – ist auch ohne neue Kraftwerke gewährleistet und wird somit nicht mehr nach Zubauvarianten diskutiert. Bei Sicherstellung von Exporten kann das Angebot ohne neue Kraftwerke die prognostizierte maximale Nachfrage ab 2023 nicht mehr decken (Figur 7-14).

Die maximale Last mit Exporten kann in der Zubauvariante A bis 2035 ohne den Einsatz neuer Pumpspeicherkraftwerke – in Figur 7-41 als Spitzenlastkapazität dargestellt – durch den Park (Bestand plus Zubau) bereitgestellt werden. Ein wesentlicher Teil der Grundlast muss jedoch durch Speicherkraftwerke (Spitzenlastkapazitäten) gedeckt werden.

Figur 7-41: **Szenario IV Trend, Variante A**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

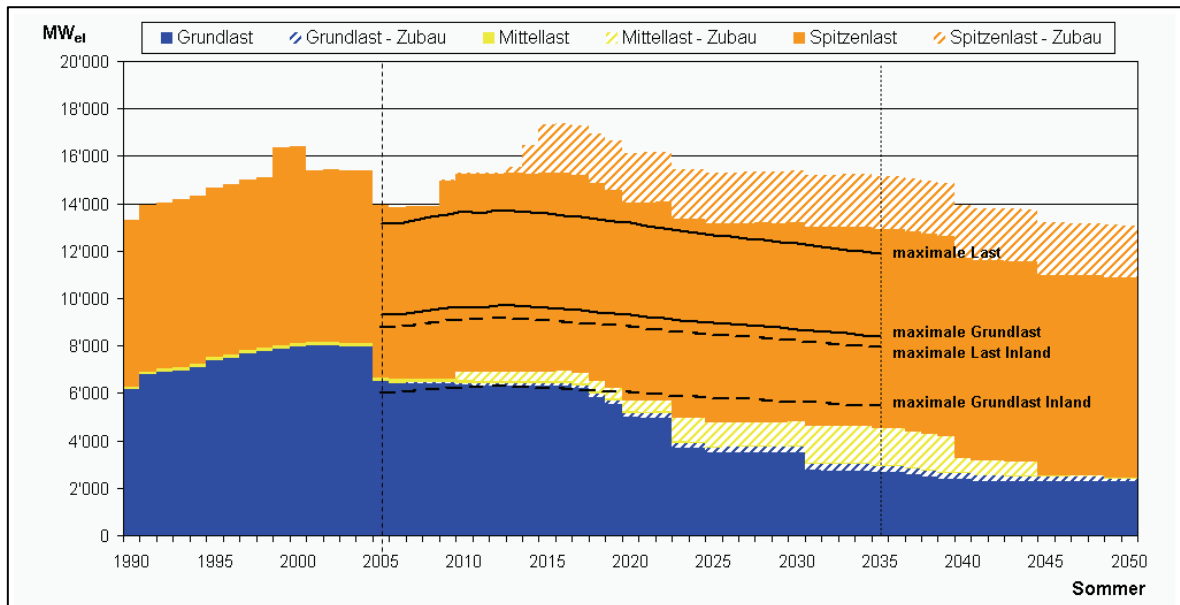


Prognos 2006

7.8.3.2 Variante C: Fossil-zentral

In dieser Variante steht nach Zubau neuer Kombikraftwerke Leistung für den Export von Strom zur Verfügung.

Figur 7-42: Szenario IV Trend, Variante C
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

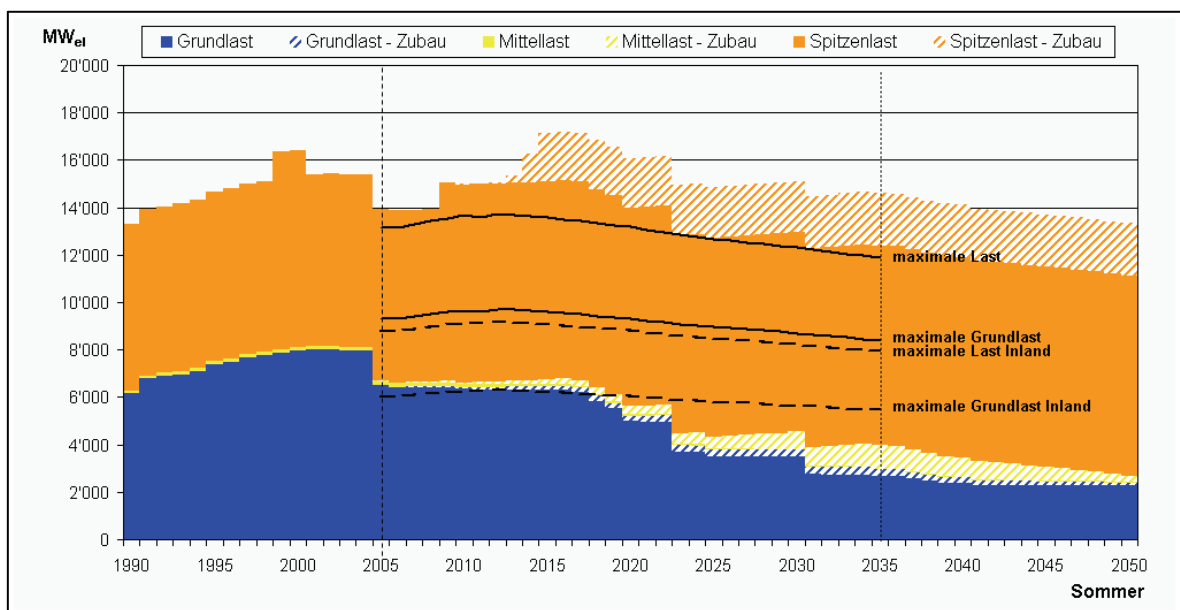


Prognos 2006

7.8.3.3 Variante D: Fossil-dezentral

Die benötigte Leistung zur inländischen Versorgung sowie für Exporte ist in dieser Variante „Fossil Dezentral“ auch bei einer Hitzewelle gewährleistet. Der Beitrag von neuen Pumpspeicherwerken wird in den Jahren 2023 und 2031 gegebenenfalls benötigt.

Figur 7-43: Szenario IV Trend, Variante D
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

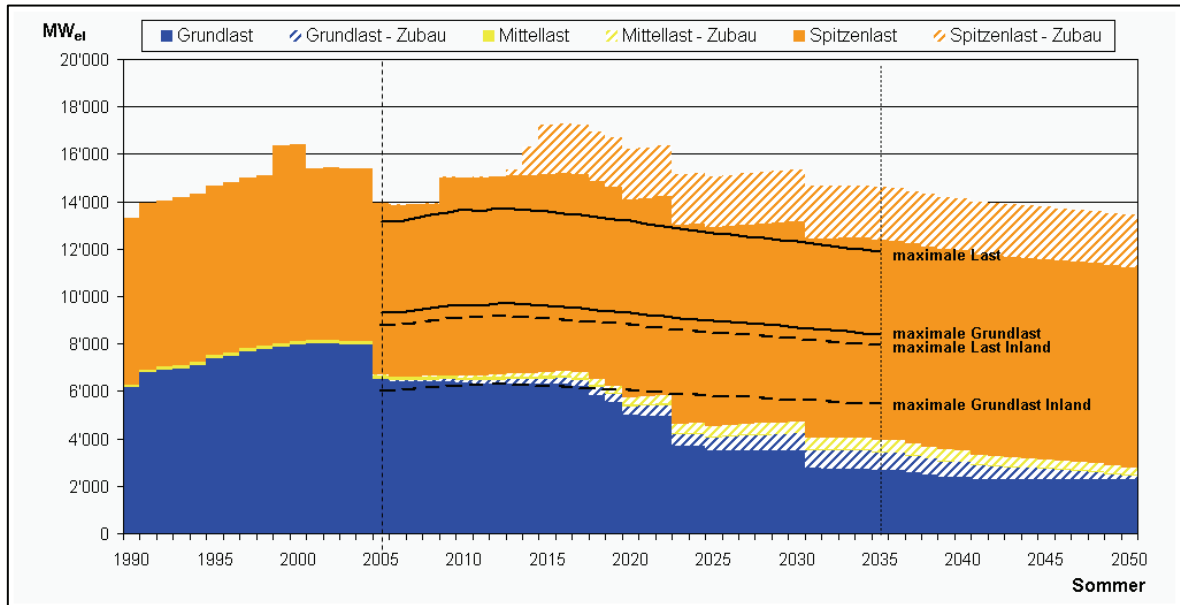


Prognos 2006

7.8.3.4 Variante E: Erneuerbare Energien

Die dezentrale Variante „Erneuerbare Energien“ zeigt ähnliche Resultate wie die Variante „Fossil-dezentral“. In der Variante E wird etwas mehr Grundlast zugebaut (Geothermie, KVA, grosse Biogasanlagen) als in der Variante D, dafür etwas weniger Mittellast.

Figur 7-44: **Szenario IV Trend, Variante E**
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

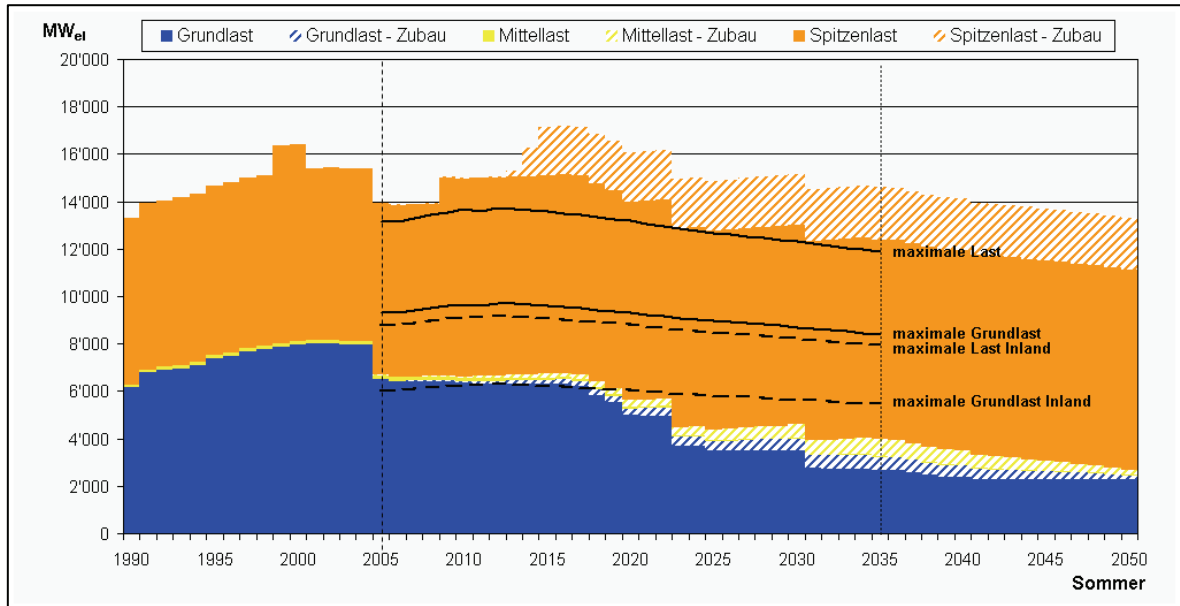


Prognos 2006

7.8.3.5 Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien

Die Leistung ist in der Variante D&E bei einer Hitzewelle gesichert.

Figur 7-45: Szenario IV Trend, Variante D&E
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}

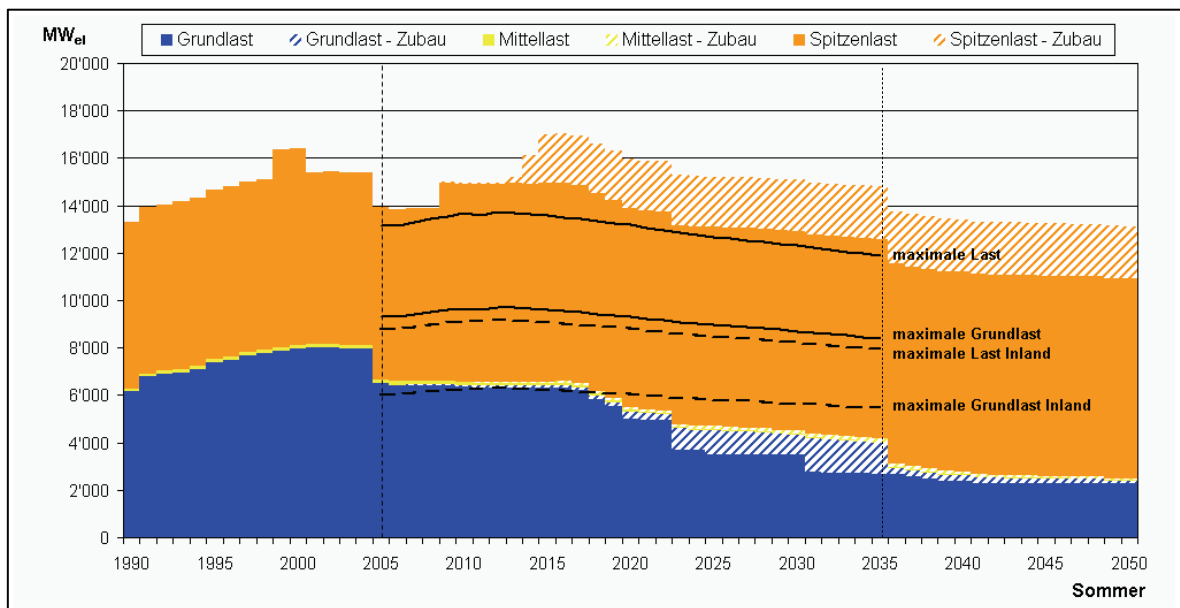


Prognos 2006

7.8.3.6 Variante G: Import

Die Leistung der neuen Importe steht im Sommer zur Verfügung. Der Zubau der neuen Importe ist im Block „Grundlast - Zubau“ unterbracht. Die maximale Last mit Exporten kann hierdurch bis 2035 ohne den Einsatz neuer Pumpspeicherkraftwerke durch den Park bereitgestellt werden (siehe Figur 7-46).

Figur 7-46: Szenario IV Trend, Variante G
Verfügbare Leistung nach Zubau bei Hitzewellen, in MW_{el}



Prognos 2006

7.9 Modellergebnisse für Szenario IV: Energieträger

7.9.1 Variante A: Nuklear

Wasser und Kernenergie tragen in 2035 wie in der heutigen Struktur den Grossteil zur Erzeugung bei. Der Einsatz von Kernenergie nimmt nach 2018 durch die Stilllegung der drei ältesten Kernkraftwerke ab und nach 2031 mit der Inbetriebnahme eines neuen Kernkraftwerks wieder zu. Die Zunahme der erneuerbaren Energieträger ist dem autonomen Zubau zuzuschreiben. Durch die geringere Wärmenachfrage in Szenario IV nimmt der Ausbau von fossiler Wärme-Kraft-Kopplung kaum zu, so dass der Einsatz fossiler Energieträger in dieser Variante relativ konstant bleibt und durch effizientere Nutzung sogar leicht abnimmt.

Der Import (Anteil) sinkt ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 (5%) auf 19 PJ in 2035 (4%). Inklusive Kernbrennstoffe wären dies 281 PJ (67%) in 2000 und 305 PJ in 2035 (68%).

Tabelle 7-38: **Szenario IV Trend, Variante A**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.5	3.3	3.0	3.0	3.0	2.8
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	16.5	16.1	16.3	16.7	15.7	15.6	15.6
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	286.3
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	34.6	34.3	33.9	33.3	32.7	32.2
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	3.3	3.2	3.4	3.5	3.7	3.7
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.2	147.4	148.2	148.6	149.2	149.6
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	410.5	449.3	461.6	431.0	369.6	369.9	491.4
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.2	3.1	6.2	8.9	20.2	13.3	-38.0
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.4	-7.5	-7.7	-7.8	-7.6	-7.9	-8.3
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.4	444.9	460.1	432.1	382.3	375.3	445.2

Prognos 2006

7.9.2 Variante C: Fossil-zentral

In der Variante C nimmt der Erdgaseinsatz zwischen 2000 und 2035 um den Faktor vier zu, mehrheitlich durch den Bau neuer Kombikraftwerke.

Der Import (Anteil) steigt ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 (5%) auf 70 PJ in 2035 (18%). Inklusive Kernbrennstoffe wären dies 281 PJ in 2000 (67%) und 235 PJ in 2035 (61%).

Tabelle 7-39: **Szenario IV Trend, Variante C**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.5	3.3	3.0	3.0	3.0	2.8
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	16.5	29.3	29.5	29.9	48.4	48.3	67.4
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	34.6	34.3	33.9	33.3	32.7	32.2
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	3.3	3.2	3.4	3.5	3.7	3.7
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.2	147.4	148.2	148.6	149.2	149.6
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	410.5	462.6	474.8	444.2	402.3	402.6	421.6
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.2	-4.6	-1.5	1.2	0.6	-6.3	-25.7
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.4	-7.5	-7.7	-7.8	-7.6	-7.9	-8.3
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.4	450.4	465.6	437.6	395.3	388.3	387.6

Prognos 2006

7.9.3 Variante D: Fossil-dezentral

In der Variante D nimmt der Erdgaseinsatz, in geringerer Masse der Mineralöleinsatz, zur Stromerzeugung durch Zubau der fossilen Wärme-Kraft-Kopplung zu (Tabelle 7-40).

Der Import (Anteil) steigt ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 (5%) auf 119 PJ in 2035 (31%). Inklusive Kernbrennstoffe wären dies 281 PJ in 2000 (67%) und 283 PJ in 2035 (75%).

Tabelle 7-40: **Szenario IV Trend, Variante D**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.9	4.2	4.9	6.5	8.1	9.5
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	16.0	20.7	28.3	42.3	60.0	81.6	109.0
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	36.5	41.7	46.0	45.7	40.7	38.0
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	3.3	3.2	3.4	3.5	3.7	3.7
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.2	147.4	148.2	148.6	149.2	149.6
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	410.0	456.3	481.8	470.6	429.7	449.0	475.6
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.4	1.1	0.7	-1.9	3.2	-10.5	-27.4
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.1	-10.6	-15.6	-24.7	-37.0	-51.2	-68.0
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.3	446.8	467.0	444.0	395.9	387.4	380.2

Prognos 2006

7.9.4 Variante E: Erneuerbare Energien

Die erneuerbaren Energieträger verzeichnen gemäss Variantendefinition starke Wachstumsraten. Je nach Umrechnung von Input nach Output (oder umgekehrt) fällt der Zuwachs stärker aus. So wird zum Beispiel bei Windenergie der Input gleich der Output unterstellt und bei Biomassen liegt der Unterschied zwischen Input und Output im Wirkungsgrad.

Der Import (Anteil) sinkt ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 auf 19 PJ in 2035. Der Anteil bleibt bei 5%. Inklusive Kernbrennstoffe wären dies 281 PJ in 2000 (67%) und 183 PJ in 2035 (47%).

Tabelle 7-41: **Szenario IV Trend, Variante E**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.5	3.3	3.0	3.0	3.0	2.8
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	16.5	16.1	16.3	16.7	15.7	15.6	15.6
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.1	36.5	43.1	48.3	48.2	43.3	39.9
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	5.5	10.7	20.1	31.9	38.1	39.8
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.7	149.5	152.0	154.7	155.5	155.4
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8	2.4	4.2	4.8	5.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.3	0.5	0.6	1.2	2.0	3.7
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.8	2.7	6.8	8.1
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	409.7	454.1	481.1	469.2	426.3	433.9	435.3
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.2	1.4	-0.8	-5.6	-3.8	-17.3	-28.0
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.4	-7.8	-9.2	-11.2	-13.2	-14.5	-14.9
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	408.6	447.6	471.1	452.5	409.3	402.2	392.5

Prognos 2006

7.9.5 Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien

Der Import (Anteil) steigt ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ in 2000 (5%) auf 75 PJ in 2035 (19%). Inklusive Kernbrennstoffe sinken die Importe von 281 PJ in 2000 (67%) auf 239 PJ in 2035 (61%).

Tabelle 7-42: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.7	3.7	3.9	4.8	5.8	6.6
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	16.0	18.7	23.0	30.9	39.8	52.1	68.1
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	36.5	41.7	46.0	45.7	40.7	38.0
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	4.9	8.1	14.4	22.1	26.4	27.6
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.2	147.4	148.2	148.6	149.2	149.6
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.6	2.8	3.2	3.6
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.8	1.3	2.5
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.8	4.2	5.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	410.0	455.7	481.7	471.3	431.1	447.6	466.0
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.4	1.3	0.6	-2.8	0.7	-13.9	-29.9
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.1	-9.4	-12.9	-19.1	-26.9	-35.7	-45.6
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.3	447.6	469.4	449.4	404.9	398.0	390.6

Prognos 2006

7.9.6 Variante G: Importe

Beim Import (und Export) ist der Output gleich dem Input. Der Import ist mit dem Export verrechnet worden und in der Tabelle ist der Saldo dargestellt.

Der Import – Mineralöle, Erdgas und positiver Import-Export-Saldo – steigt ohne Kernbrennstoffe von 20 PJ (5%) in 2000 auf 24 PJ (7%) in 2035. Inklusive Kernbrennstoffe sinken die Importe hingegen von 281 PJ in 2000 (67%) auf 189 PJ in 2035 (51%).

Tabelle 7-43: **Szenario IV Trend, Variante G**
Perspektiven der Elektrizitätserzeugung nach Energieträgern, in PJ

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Mineralöle	6.3	5.8	3.8	4.1	4.0	3.5	3.3	3.0	3.0	3.0	2.8
Erdgas	9.8	12.9	15.9	17.0	16.5	16.1	16.3	16.7	15.7	15.6	15.6
Kernenergie	236.4	248.5	261.4	274.7	220.4	258.3	256.7	225.2	164.7	164.7	164.7
Abfall	27.1	28.5	34.4	37.2	33.9	34.6	34.3	33.9	33.3	32.7	32.2
Biomasse	1.2	1.9	2.3	2.9	3.0	3.3	3.2	3.4	3.5	3.7	3.7
Wasserkraft	107.4	133.0	138.2	137.9	132.7	133.2	147.4	148.2	148.6	149.2	149.6
Windenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4
Sonnenenergie	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3
Geothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.4	0.4
Gesamt Inland	388.1	430.6	456.0	473.8	410.5	449.3	461.6	431.0	369.6	369.9	369.8
Import-Export-Saldo	-7.7	-36.0	-28.1	-20.4	7.2	3.1	6.2	8.9	20.2	13.3	5.8
Wärmegutschriften	-5.5	-6.4	-7.9	-8.8	-8.4	-7.5	-7.7	-7.8	-7.6	-7.9	-8.3
Gesamt	375.0	388.2	420.0	444.6	409.4	444.9	460.1	432.1	382.3	375.3	367.3

7.10 Emissionen

Bei der Ermittlung der CO₂-, NO_x- und Staubemissionen werden sowohl die Brutto-Emissionen – ohne Abzug von Wärmegutschriften – als auch die Netto-Emissionen – mit Abzug der Wärmegutschriften – berechnet (siehe auch Kapitel 2.2.3).

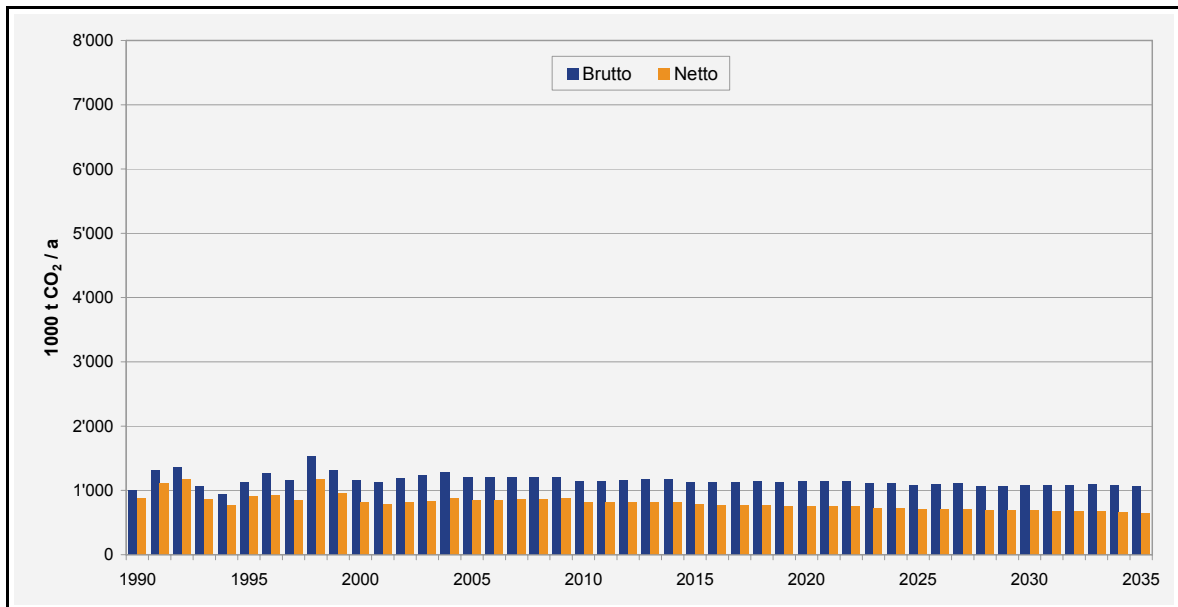
7.10.1 Variante A: Nuklear

7.10.1.1 Kohlendioxid (CO₂)

Der Zubau in der Variante A ist nahezu CO₂-frei. Nur die Stromerzeugung der fossilen Wärme-Kraft-Kopplung führt zum Ausstoss von CO₂-Emissionen. Die etwas höhere Erzeugung in 2035 gegenüber heute einerseits und die effizientere Nutzung der Ressourcen andererseits hat einen fast konstanten Ausstoss der Brutto-CO₂-Emissionen zur Folge.

Zum Vergleich mit den anderen Varianten ist die Skalierung der Y-Achse in allen Varianten gleich.

Figur 7-47: **Szenario IV Trend, Variante A**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 7-44: **Szenario IV Trend, Variante A**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'202	1'144	1'136	1'140	1'085	1'080	1'066
Netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	840	822	780	756	712	684	643

Prognos 2006

7.10.1.2 Stickoxide (NO_x)

Für alle Varianten gilt, dass durch verschärfte Vorschriften (Daten BUWAL) die spezifischen Stickoxid-Emissionen im Laufe der Zeit stetig abnehmen. Auch bei verstärkter Nutzung fossiler Kraftwerke (Variante C, D, D&E) nehmen die gesamten NO_x-Emissionen ab. Nach Abzug der Wärmegutschriften können die Emissionen für den „Elektrizitätssektor“ (modelltechnisch gesehen) sogar negativ ausfallen, was hier in der Variante A bei geringem Zubau von fossilen und erneuerbaren Kraftwerken der Fall ist.

Tabelle 7-45: **Szenario IV Trend, Variante A**
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'509	2'405	1'828	617	157	118	104
Netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'376	2'307	1'725	506	49	3	-18

Prognos 2006

7.10.1.3 Feinstaub (PM10)

Die Ausserbetriebnahme von Vouvry und die strengeren Vorschriften haben den Feinstaubausstoss wesentlich reduziert. Für die Zukunft ist ohne grossen Einsatz von fossilen Energieträgern oder Biomassen zur Stromerzeugung ein durch Vorschriften bedingter Rückgang zu erwarten. Siehe hierfür auch die Annahmen in Anlage G.

Tabelle 7-46: **Szenario IV Trend, Variante A**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'911	4'340	3'540	1'828	1'016	1'006	998
Netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'064	3'585	2'706	927	144	78	5

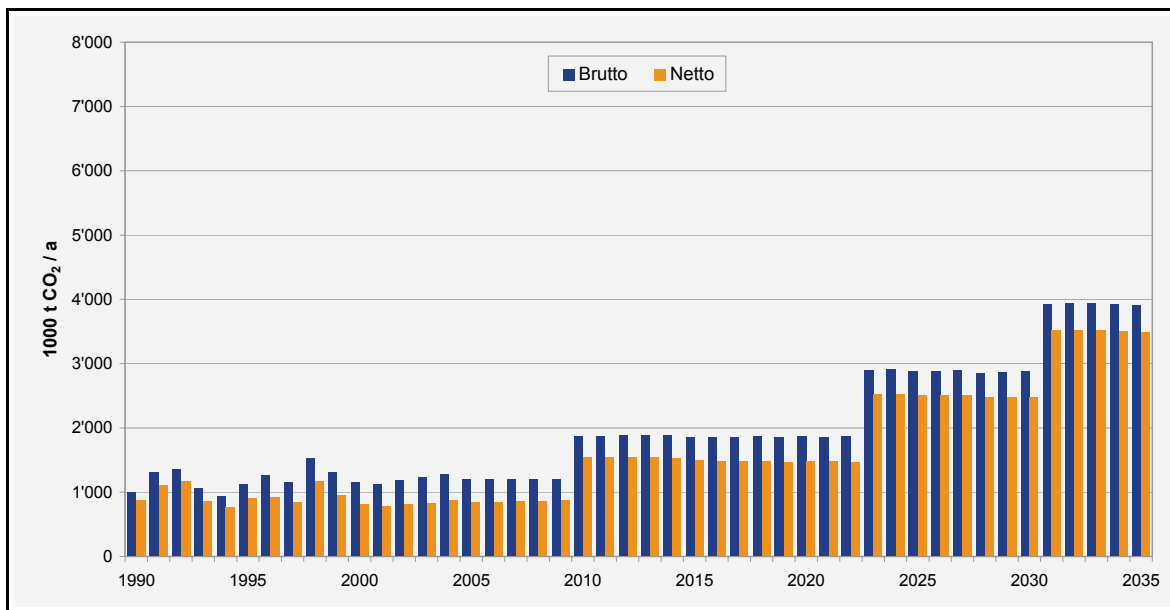
Prognos 2006

7.10.2 Variante C: Fossil-zentral

7.10.2.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die CO₂-Emissionen nehmen durch den Zubau von (ungekoppelten) Kombikraftwerken mit ca. 1 Mio. Tonne pro Jahr pro Anlage (550 MW_{el}, 6000 h/a) zu. In der Variante B werden zwei solche Blöcke zugebaut und ein Block mit einer Leistung von 357 MW_{el} (Chavalon, Ausstoss ca. 0.7 Mio. Tonne pro Jahr). Der zusätzliche Ausstoss wird durch die fossile Wärme-Kraft-Kopplung verursacht.

Figur 7-48: Szenario IV Trend, Variante C
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 7-47: Szenario IV Trend, Variante C
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'202	1'871	1'863	1'867	2'880	2'876	3'916
Netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	840	1'549	1'507	1'483	2'508	2'480	3'493

Prognos 2006

7.10.2.2 Stickoxide (NO_x)

Die NO_x-Emissionen liegen beim Zubau neuer Erdgas-Kombikraftwerke etwas über den Werten von Variante A. Die NO_x-Emissionen von Kombikraftwerken können durch Einsatz einer Rauchgasentstickungsanlage (DeNoX-Installation) weitgehend minimiert werden.

Tabelle 7-48: Szenario IV Trend, Variante C
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'509	2'478	1'900	689	335	296	388
Netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'376	2'379	1'797	578	228	182	265

Prognos 2006

7.10.2.3 Feinstaub (PM10)

Durch den Zubau neuer Kombikraftwerke nehmen die Feinstaubemissionen nach 2005 leicht zu. Im Vergleich zum gesamten Energiesystem (Nachfrage plus Angebot) ist dies jedoch nur ein Bruchteil der totalen Feinstaub-Emissionen (ca. 1 Prozent in 2035).

Tabelle 7-49: **Szenario IV Trend, Variante C**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'911	6'983	6'183	4'471	7'544	7'534	11'361
Netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'064	6'227	5'349	3'570	6'672	6'606	10'368

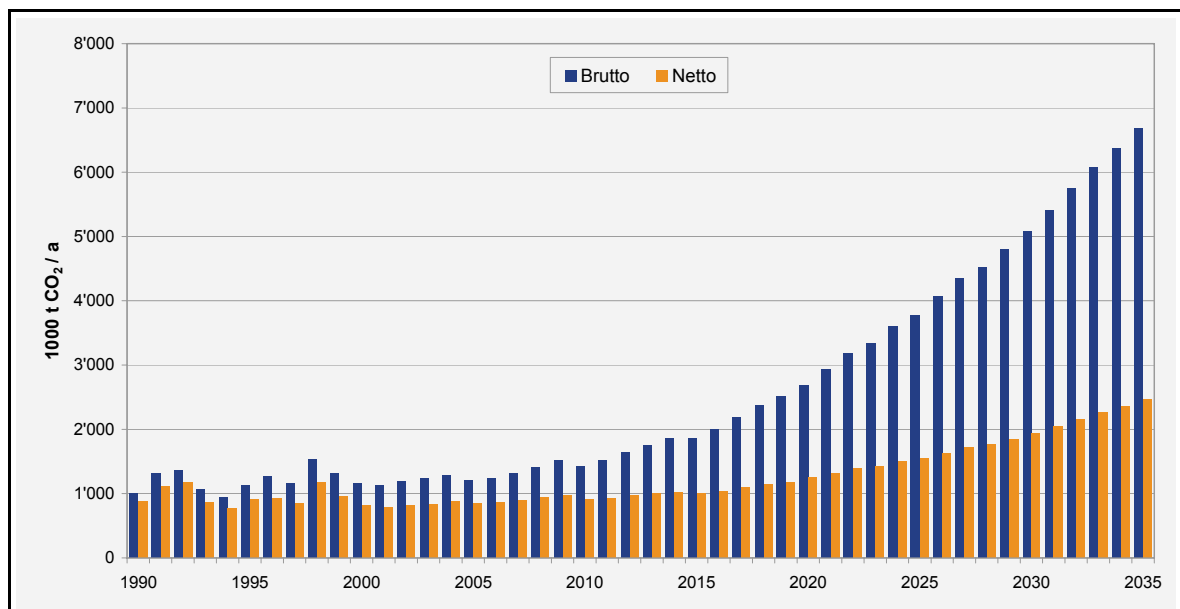
Prognos 2006

7.10.3 Variante D: Fossil-dezentral

7.10.3.1 Kohlendioxid (CO₂)

Durch den Zubau fossiler Kraftwerke wachsen die CO₂-Emissionen von 1.2 Mio. Tonnen in 2005 auf 6.7 Mio. Tonnen pro Jahr in 2035. Durch die Auskopplung von Wärme werden an der Wärmeseite fossile Ressourcen eingespart, so dass sich der CO₂-Austoss nach Abzug der Wärmegutschriften auf 2.5 Mio. Tonnen in 2035 reduziert.

Figur 7-49: **Szenario IV Trend, Variante D**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 7-50: **Szenario IV Trend, Variante D**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'202	1'427	1'862	2'687	3'770	5'079	6'686
Netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	840	907	1'009	1'246	1'544	1'940	2'458

Prognos 2006

7.10.3.2 Stickoxide (NO_x)

Trotz starkem Ausbau der fossilen Wärme-Kraft-Kopplung bis 2035 reduzieren sich bei der Elektrizität die gesamten Netto-NO_x-Emissionen. Dies ist den strengeren Vorschriften und damit der technologischen Entwicklung zuzuschreiben.

Tabelle 7-51: **Szenario IV Trend, Variante D**
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'509	2'708	2'228	1'204	1'024	988	1'117
Netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'376	2'550	1'981	788	381	81	-105

Prognos 2006

7.10.3.3 Feinstaub (PM10)

Wie in der Variante C nehmen in der Variante D die Feinstaub-Emissionen durch den Zubau fossiler Kraftwerke zu. Durch die Wärmeauskopplung wird davon jedoch ein Teil dem Strom gutgeschrieben, deshalb fallen in diesem Fall die Netto-Emissionen in 2035 negativ aus.

Tabelle 7-52: **Szenario IV Trend, Variante D**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'911	5'199	5'043	4'575	5'632	7'234	9'590
Netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'064	3'980	3'042	1'198	415	-123	-318

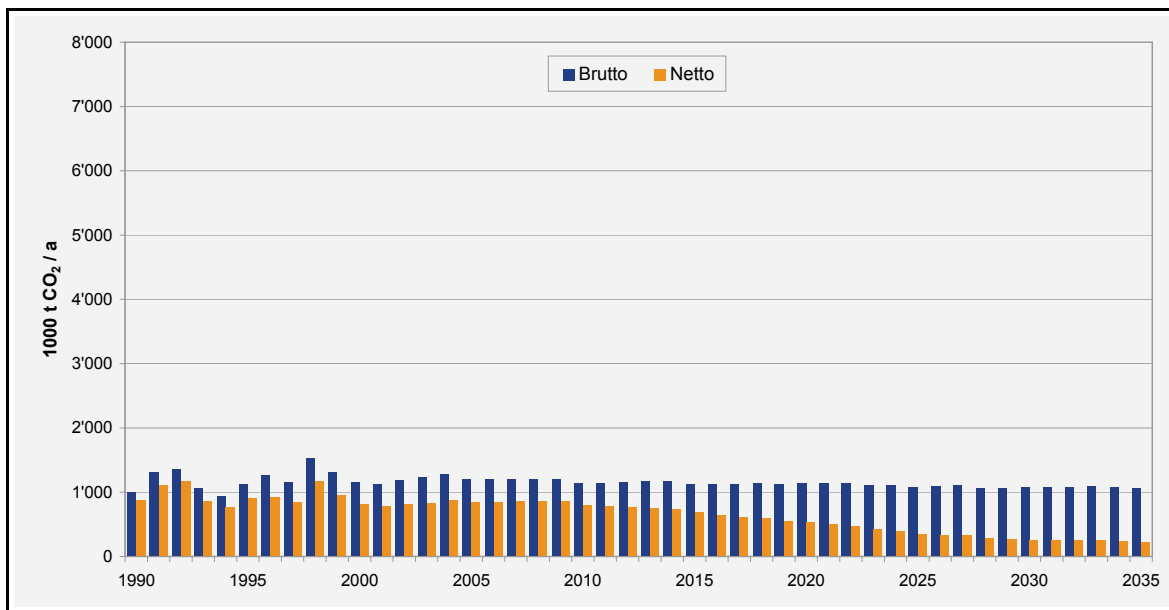
Prognos 2006

7.10.4 Variante E: Erneuerbare Energien

7.10.4.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die Brutto-Emissionen bleiben in der erneuerbaren Strategie durch den autonomen Zubau von fossilen WKK-Anlagen konstant. Ein Teil davon wird bereits durch die Wärmegutschriften von fossilen WKK-Anlagen kompensiert. Da durch die gekoppelten Erneuerbaren auch noch Wärme erzeugt wird und somit auf der Wärmeseite fossile Ressourcen eingespart werden können, nehmen die CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung weiter ab.

Figur 7-50: Szenario IV Trend, Variante E
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 7-53: Szenario IV Trend, Variante E
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'202	1'144	1'136	1'140	1'085	1'080	1'066
Netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	840	800	685	540	354	264	220

Prognos 2006

7.10.4.2 Stickoxide (NO_x)

Die Entwicklung der NO_x-Emissionen verzeichnet einen ähnlichen Verlauf wie die Variante A. Die Emissionen können durch strengere Vorschriften gesenkt werden.

Tabelle 7-54: Szenario IV Trend, Variante E
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'509	2'409	1'839	641	193	160	147
Netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'376	2'304	1'709	467	-18	-76	-98

Prognos 2006

7.10.4.3 Feinstaub (PM10)

In der Variante E nehmen die Staubemission durch strengere Vorschriften bis ca. 2020 ab, danach nehmen sie jedoch durch die verstärkte Nutzung von Biomassen (Holz) wieder zu.

Tabelle 7-55: **Szenario IV Trend, Variante E**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'911	4'636	4'667	4'105	4'713	5'314	5'264
Netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'064	3'829	3'610	2'700	3'000	3'401	3'280

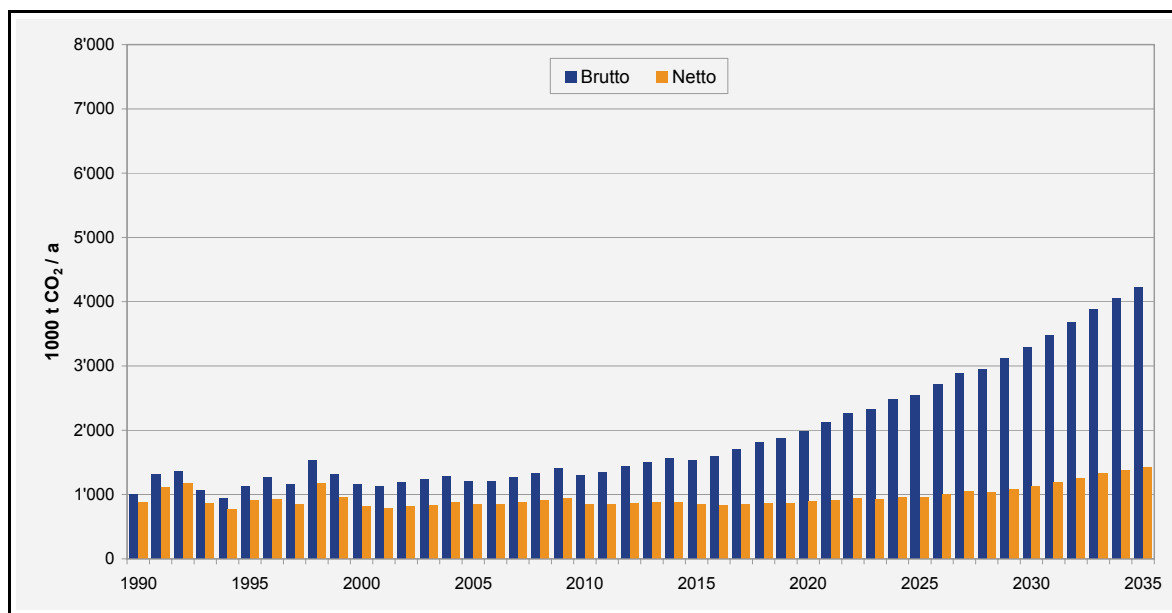
Prognos 2006

7.10.5 Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien

7.10.5.1 Kohlendioxid (CO₂)

Siehe für nähere Erklärungen die Varianten D und E gesondert. Die Werte für D&E bewegen sich innerhalb der durch die beiden Varianten vorgegebenen Ober- und Untergrenzen.

Figur 7-51: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 7-56: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1202	1'299	1'534	1'987	2'542	3'287	4'225
Netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	840	852	845	894	953	1'132	1'428

Prognos 2006

7.10.5.2 Stickoxide (NO_x)

Die Daten bewegen sich zwischen den Werten der Varianten D und E.

Tabelle 7-57: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'509	2'584	2'056	942	634	588	659
Netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'376	2'448	1'857	626	174	-35	-150

Prognos 2006

7.10.5.3 Feinstaub (PM10)

Die Daten bewegen sich zwischen den Werten der Varianten D und E.

Tabelle 7-58: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'911	5'024	5'046	4'680	5'743	6'991	8'289
Netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'064	3'991	3'432	2'090	1'964	1'896	1'701

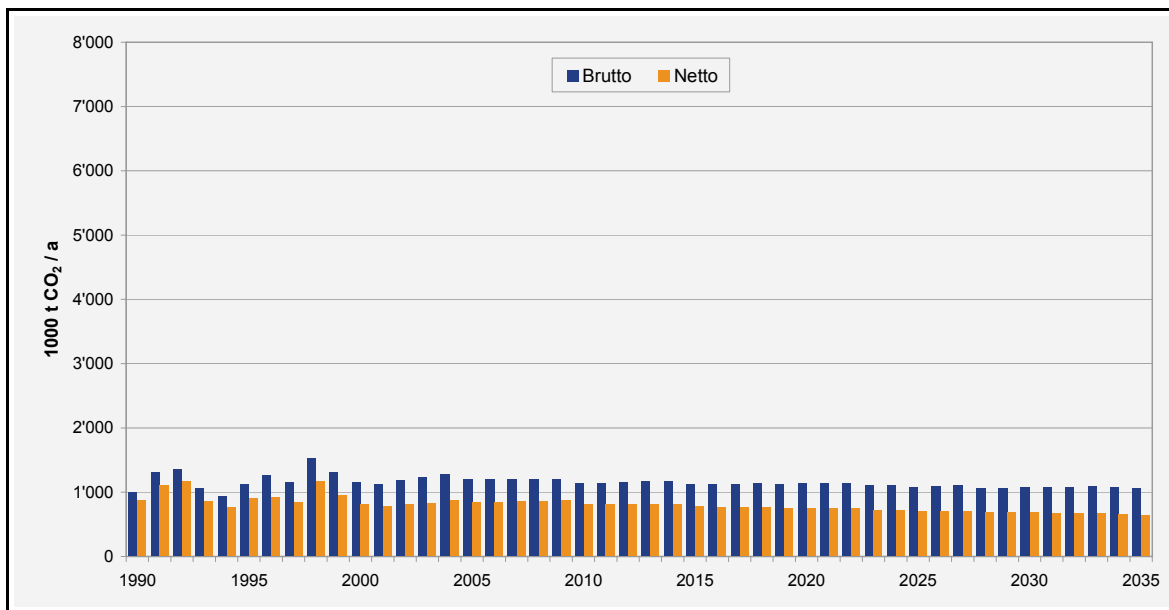
Prognos 2006

7.10.6 Variante G: Importe

7.10.6.1 Kohlendioxid (CO₂)

Der Umfang der CO₂-Emissionen in dieser Variante ist gleich dem der Variante A. Nur der autonome Zubau fossiler WKK-Anlagen sorgt für leichte Veränderungen über den betrachteten Zeitraum.

Figur 7-52: Szenario IV Trend, Variante G
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr



Prognos 2006

Tabelle 7-59: Szenario IV Trend, Variante G
CO₂-Emissionen in 1'000 Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	1'000	1'130	1'154	1'231	1'202	1'144	1'136	1'140	1'085	1'080	1'066
Netto, mit Wärmegutschriften	872	904	822	838	840	822	780	756	712	684	643

Prognos 2006

7.10.6.2 Stickoxide (NO_x)

Für Erläuterungen siehe Variante A.

Tabelle 7-60: Szenario IV Trend, Variante G
NO_x-Emissionen in Tonnen pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	549	1'410	2'235	2'516	2'509	2'405	1'828	617	157	118	104
Netto, mit Wärmegutschriften	459	1'288	2'101	2'365	2'376	2'307	1'725	506	49	3	-18

Prognos 2006

7.10.6.3 Feinstaub (PM10)

Für Erläuterungen siehe Variante A.

Tabelle 7-61: **Szenario IV Trend, Variante G**
Feinstaub-Emissionen in Kilogramm pro Jahr, hydrologisches Jahr

	1990	1995	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Brutto, ohne Wärmegutschriften	41'387	38'557	6'106	6'905	6'911	4'340	3'540	1'828	1'016	1'006	998
Netto, mit Wärmegutschriften	40'885	37'851	5'070	5'860	6'064	3'585	2'706	927	144	78	5

Prognos 2006

7.11 Nuklearabfälle

Die über die gesamte Betriebsdauer anfallenden radioaktiven Abfälle sowie die bei der Ausserbetriebnahme und dem Abbau anfallenden Volumina sind in der Tabelle 7-62 nach Varianten dargestellt.

Die Werte verstehen sich inklusive der Abfälle der bestehenden Kernkraftwerke. Diese fallen unabhängig von der ausgewählten Variante an. In der Variante A wird zusätzlich ein Kernkraftwerk zugebaut, in den anderen Varianten erfolgt kein Zubau von Kernkraftwerken.

Tabelle 7-62: **Szenario IV Trend**
Konditionierte Nuklearabfälle in m³, nach Variante

Sz IV „Weg zur 2'000-Watt-Gesellschaft“		Var. A	Var. C, D, E, D&E, G
SMA	m ³	50'618	39'483
LMA	m ³	874	698
HAA/BE	m ³	2'106	1'448

SMA: schwach- und mittelaktive Abfälle

Prognos 2006

LMA: langlebige mittelaktive Abfälle

HAA/BE: hochaktive Abfälle

7.12 Kosten des Zubaus

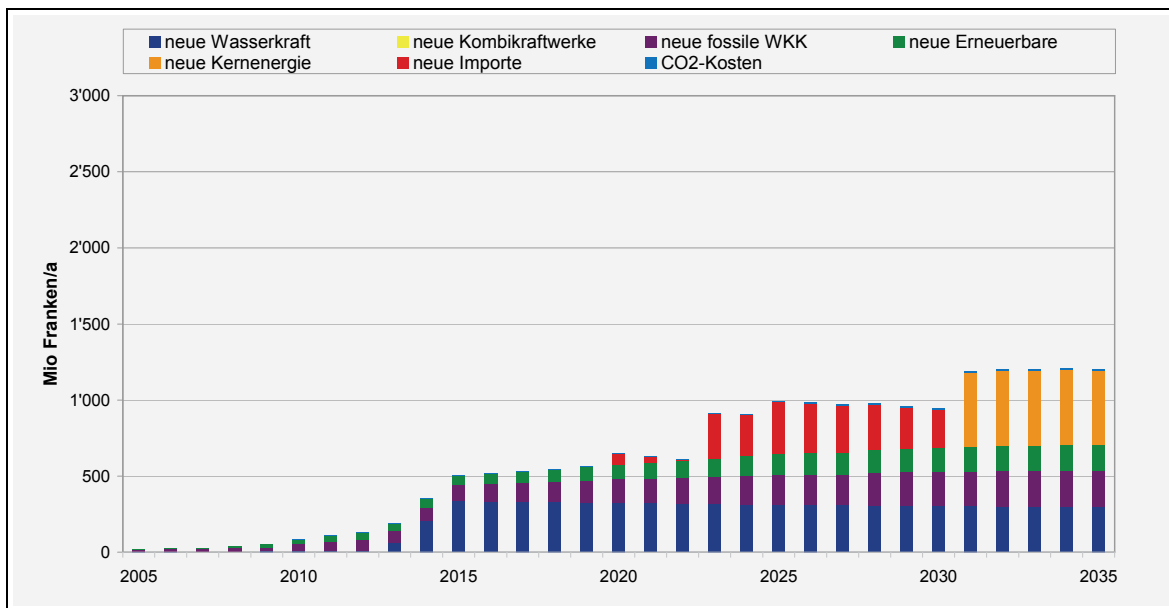
7.12.1 Variante A: Nuklear

7.12.1.1 Jahreskosten

Die in Figur 7-53 dargestellten Jahreskosten bilden die Kosten der reinen Stromerzeugung nach Technologiegruppen ab. Ab 2020, dem Zeitpunkt des Eintretens der Stromlücke im Winterhalbjahr, nehmen die Kosten für neue Importe zu. Ab 2031 fallen die Kosten des dann in Betrieb genommenen Kernkraftwerks an. Die Kosten vor 2020 sind auf dem autonomen Zubau zurückzuführen. Die Kosten für CO₂ sind als gesonderte Blöcke abgebildet, in der Variante A sind sie jedoch gering. Die jährlichen Kosten wachsen bis 2035 bis auf ca. 1 Mrd. Franken an (inkl. Abzug Exporterlös). Netzkosten werden nicht ausgewiesen.

Zum Vergleich aller Varianten ist die Skalierung der Y-Achse in allen Varianten gleich.

Figur 7-53: Szenario IV Trend, Variante A
 Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 7-63: Szenario IV Trend, Variante A
 Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.9	8.7	337.9	324.5	312.3	304.7	297.9
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	492.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	3.7	13.9	48.3	104.5	155.5	196.4	223.6	237.1
neue Erneuerbare	0.0	2.4	24.0	60.4	97.2	137.0	160.3	167.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	67.4	343.6	248.1	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	2.4	3.4	4.8	7.0	9.1	10.4
Gesamt ¹⁾	0.1	6.0	37.0	133.4	649.5	996.3	945.8	1'019.1

1) inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

Prognos 2006

7.12.1.2 Durchschnittskosten

Aus den jährlichen Kosten und dem Zubau in kWh sind die durchschnittlichen Kosten des Zubaus abzuleiten. Die Durchschnittskosten in Rp./kWh_{el} sind in Figur 7-54 und Tabelle 7-64 nach Technologiegruppen grafisch bzw. tabellarisch dargestellt.

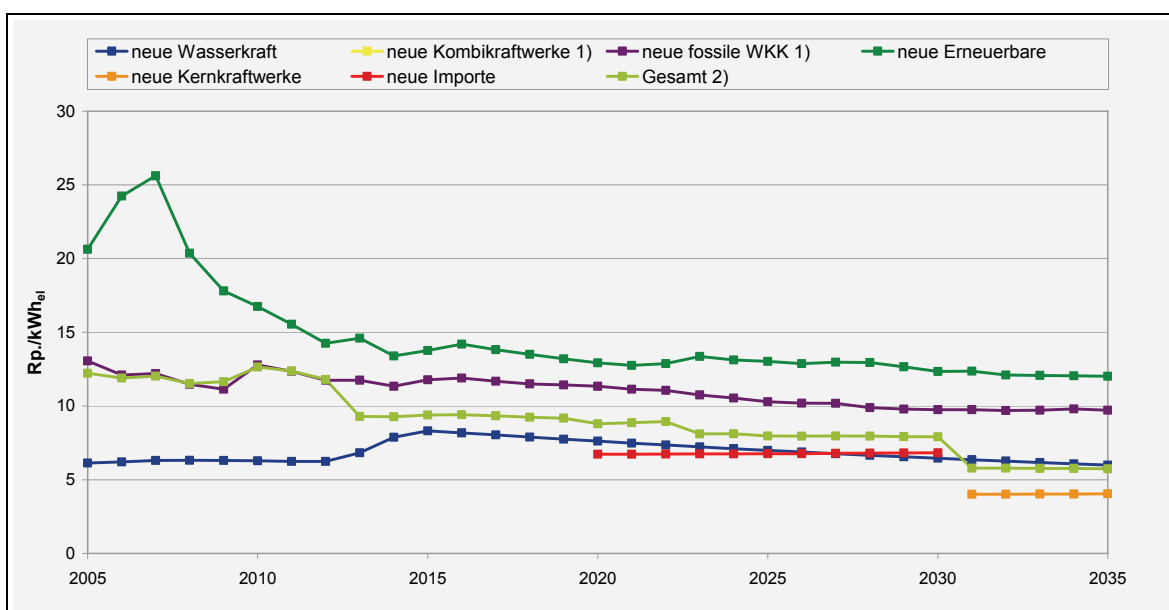
Zur Wiederholung (siehe auch Szenario I): Die Steigerung der Durchschnittskosten von neuen Erneuerbaren in den ersten Jahren hängt damit zusammen, dass der autonome Zubau von Photovoltaikanlagen – die deutlich höhere Kosten als andere Stromerzeugungstechnologien aufweisen – zwischen 2005 - 2007 verhältnismässig stark zu Buche schlägt. Nach 2008 werden z.B. Windenergie und Geothermie (Projekt Basel) stärker zugebaut, wodurch die Durchschnittskosten der Gruppe „neue Erneuerbare“ abnehmen. Durch Kostendegressionen verzeichnet die Gruppe WKK eine leichte Abnahme der

Durchschnittskosten. Der Zunahme der Kosten der Wasserkraft liegt der Zubau der Pumpspeicherwerke zugrunde. Die Kosten neuer Importe und der Kernenergie liegen relativ konstant bei ca. 7 bzw. 4 Rp./kWh_{el}. Die gesamten Durchschnittskosten (inkl. CO₂-Kosten) bewegen sich in Richtung dieser Technologien, da die Gewichtung des Zubaus dieser Technologie(gruppen) im Laufe der Zeit zunimmt.

Die Durchschnittskosten der Gruppen Wasserkraft, erneuerbare Energien und fossile WKK sind in den Varianten A, C und G gleich.

Über den Zeitraum 2004-2035 betragen die (diskontierten) Durchschnittskosten des Zubaus 4.3 Rp./kWh_{el}.

Figur 7-54: Szenario IV Trend, Variante A
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 7-64: Szenario IV Trend, Variante A
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	6.1	6.3	8.3	7.6	7.0	6.5	6.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	13.1	12.8	11.8	11.3	10.3	9.8	9.7
neue Erneuerbare	0.0	20.6	16.8	13.8	12.9	13.0	12.3	12.0
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	6.8	6.8	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	12.2	12.7	9.4	8.8	8.0	7.9	5.7

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

7.12.1.3 Gesamtkosten

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2004 - 2035) ergeben sich die Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke in Höhe von 8.7 Milliarden Franken. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 7-65 dargestellt.

Tabelle 7-65: **Szenario IV Trend, Variante A**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	Gesamtkosten 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	4'158
neue Kernenergie	1'169
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	2'573
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	1'707
neue Importe	1'393
Exporterlös	-2'370
CO ₂ -Kosten	92
Gesamt	8'722

Realzinssatz 2.5%

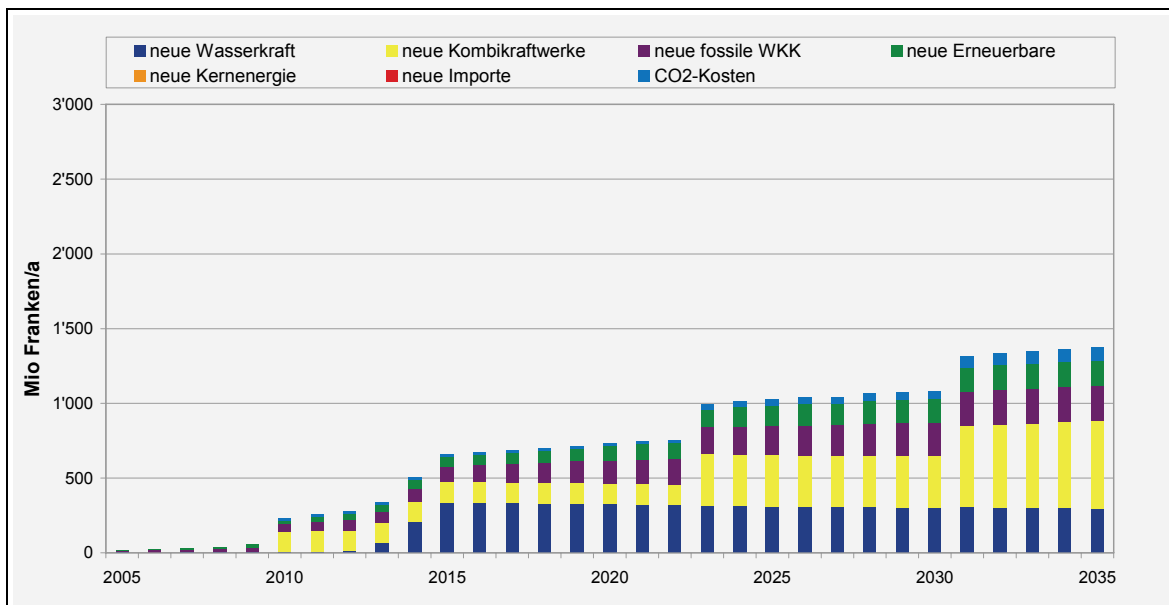
Prognos 2006

7.12.2 Variante C: Fossil-zentral

7.12.2.1 Jahreskosten

Im Vergleich zur Variante A werden keine Kernkraftwerke zugebaut, stattdessen werden drei Erdgas-Kombikraftwerke zugebaut. In der Figur 7-55 ist dies durch den gelben Block gekennzeichnet. Durch die Inbetriebnahme von Chavalon in 2010 entstehen für neue Kombikraftwerke bereits Kosten ab 2010 und nicht ab Beginn der Schliessung der Stromlücke (2020). Auch die Kosten für CO₂ nehmen durch den Zubau der Kombikraftwerke entsprechend zu.

Figur 7-55: Szenario IV Trend, Variante C
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 7-66: Szenario IV Trend, Variante C
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.9	8.7	337.9	324.5	312.3	304.7	297.9
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	135.8	138.1	138.5	342.6	342.6	584.3
neue fossile WKK	3.7	13.9	48.3	104.5	155.5	196.4	223.6	237.1
neue Erneuerbare	0.0	2.4	24.0	60.4	97.2	137.0	160.3	167.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	-3.6	-12.3	-197.2	-521.2	-52.0	-16.8	-83.3	-107.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	14.9	14.3	16.7	40.9	49.5	87.2
Gesamt ¹⁾	0.1	6.0	34.5	134.0	680.4	1'012.4	997.5	1'266.8

1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

Prognos 2006

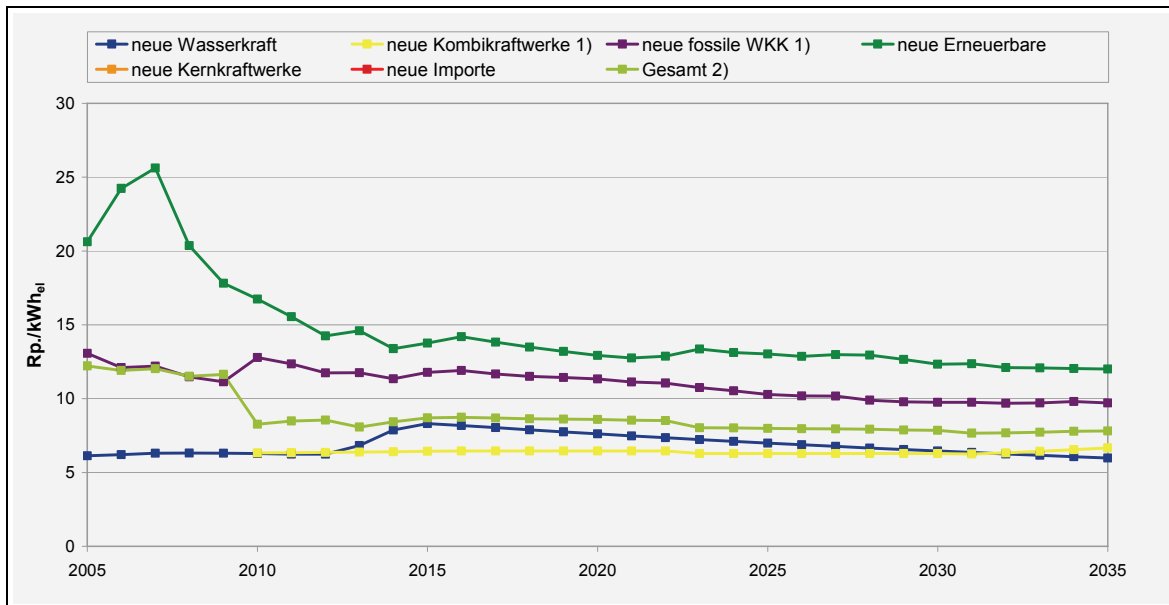
7.12.2.2 Durchschnittskosten

Die durchschnittlichen Kosten des autonomen Zubaus sind gleich wie in der Variante A.

Die Durchschnittskosten der Kombikraftwerke liegen bis 2030 fast konstant bei ca. 7 Rp./kWh_{el}. Die leichte Abnahme der Kapitalkosten bis 2020 (vgl. Abschnitt 2.4.4.1) und der verbesserte Wirkungsgrad kompensieren die Erhöhung der Brennstoffkosten bis 2035. Ab 2030 können die weiter ansteigenden Brennstoffkosten nicht mehr kompensiert werden und die durchschnittlichen Kosten nehmen zu. Die „gesamten“ undiskontierten Durchschnittskosten liegen etwas über denjenigen von Variante A.

Nach Diskontierung betragen die Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 - 2035 4.7 Rp./kWh_{el}.

Figur 7-56: **Szenario IV Trend, Variante C**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 7-67: **Szenario IV Trend, Variante C**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	6.1	6.3	8.3	7.6	7.0	6.5	6.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	6.3	6.4	6.5	6.3	6.3	6.7
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	13.1	12.8	11.8	11.3	10.3	9.8	9.7
neue Erneuerbare	0.0	20.6	16.8	13.8	12.9	13.0	12.3	12.0
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	12.2	8.3	8.7	8.6	8.0	7.9	7.8

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

7.12.2.3 Gesamtkosten

Die (diskontierten) Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke belaufen sich auf 9.5 Milliarden Franken. Die Unterteilung der Gesamtkosten nach Technologiegruppen ist in Tabelle 7-68 dargestellt.

Tabelle 7-68: **Szenario IV Trend, Variante C**
Gesamtkosten in Mio. Franken, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	4'158
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	4'186
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	2'573
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	1'707
neue Importe	0
Export Erlös	-3'677
CO ₂ -Kosten	532
Gesamt	9'480

Realzinssatz 2.5%

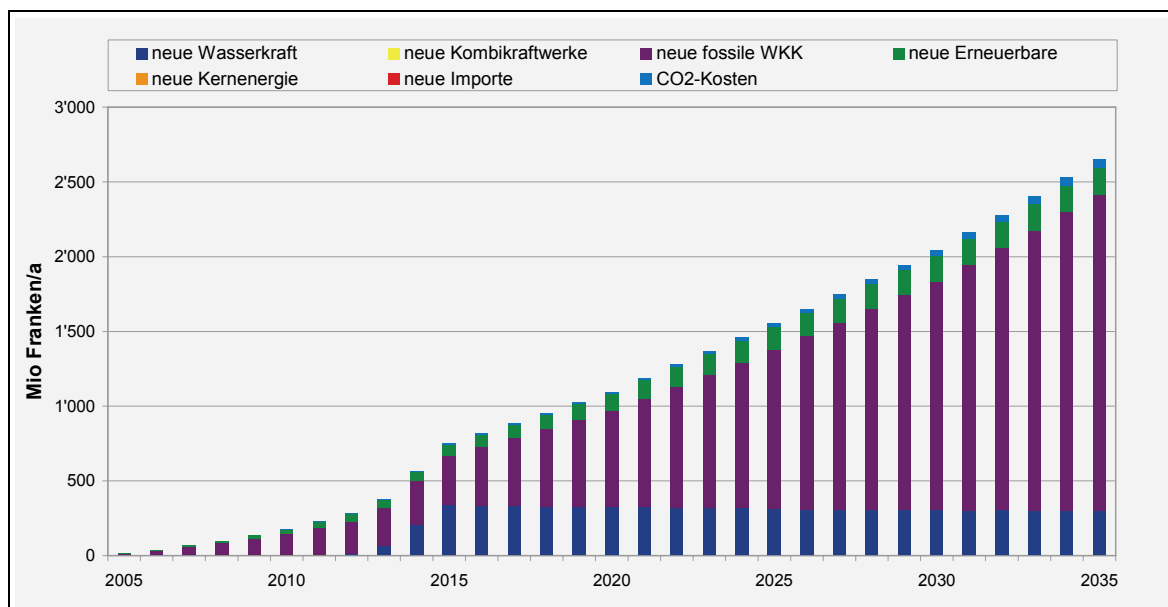
Prognos 2006

7.12.3 Variante D: Fossil-dezentral

7.12.3.1 Jahreskosten

In der Variante D nehmen die Kosten der neuen fossilen Wärme-Kraft-Kopplung kontinuierlich über die Kohorten der Gebäude, Betriebsstätten und Heizanlagen gemäss Erneuerungszyklen zu. Der Sprung der Kosten in 2013 und 2014 ist dem Zubau der neuen Pumpspeicherkraftwerke zuzuschreiben.

Figur 7-57: **Szenario IV Trend, Variante D**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 7-69: **Szenario IV Trend, Variante D**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.9	8.7	337.9	324.5	312.3	304.7	297.9
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	3.7	10.1	135.1	332.0	645.2	1'065.8	1'529.6	2'117.7
neue Erneuerbare	0.0	2.4	26.7	70.7	114.3	154.3	171.3	175.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	3.8	6.7	12.6	22.2	36.8	58.8
Gesamt ¹⁾	0.1	6.5	88.5	270.0	1'000.7	1'555.2	1'877.3	2'472.6

1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

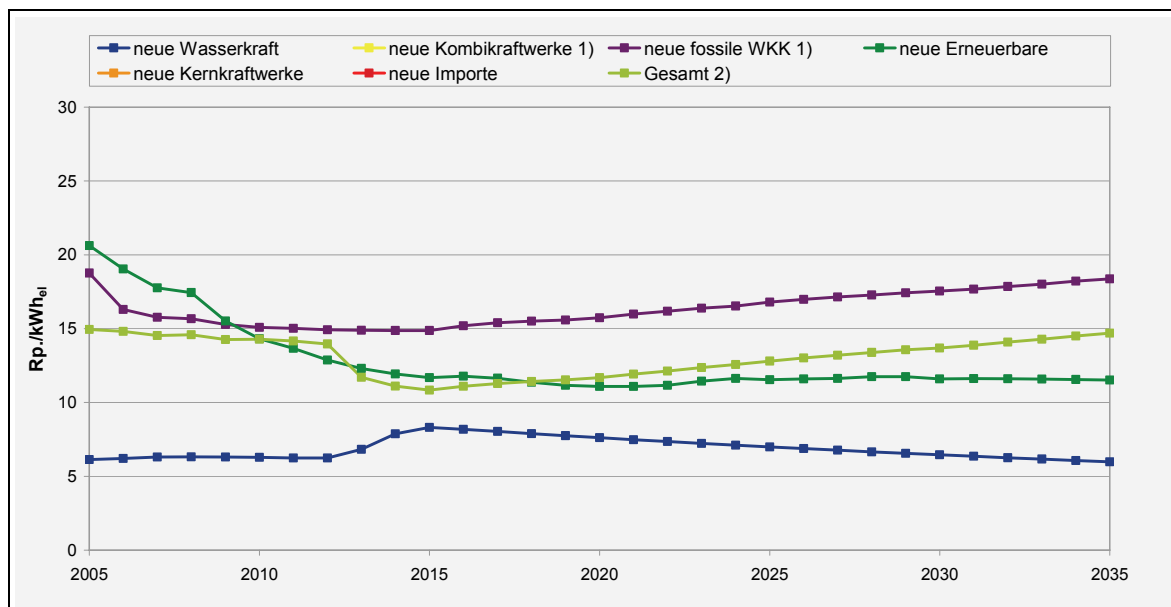
Prognos 2006

7.12.3.2 Durchschnittskosten

Figur 7-58 zeigt für die Variante D die durchschnittlichen Kosten des Zubaus. Die Durchschnittskosten folgen der Kurve des „grössten“ Zubaus, dies ist die Gruppe fossile WKK. Obwohl bei einigen Technologien Lerneffekte zu verzeichnen sind (Kapitel 2.4.5), ist die zunehmende Ausschöpfung teurer Potenziale, d.h. die Verschiebung in kleinere Leistungsklassen, in der Figur 7-58 zu erkennen.

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 7.4 Rp./kWh_{el}.

Figur 7-58: **Szenario IV Trend, Variante D**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 7-70: **Szenario IV Trend, Variante D**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	6.1	6.3	8.3	7.6	7.0	6.5	6.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	18.8	15.1	14.9	15.7	16.8	17.5	18.4
neue Erneuerbare	0.0	20.6	14.3	11.7	11.1	11.5	11.6	11.5
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	14.9	14.3	10.8	11.7	12.8	13.7	14.7

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

7.12.3.3 Gesamtkosten

Aus den diskontierten kumulierten Jahreskosten (2004 - 2035) ergeben sich die Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke in Höhe von 16.7 Milliarden Franken. Die Höhe wird geprägt durch eine wesentliche Ausschöpfung der teuren Klein-WKK-Potenziale um die Lücke „vollständig“ durch fossile WKK zu decken. Auch wird frühzeitig zugebaut und diese Kosten werden beim Diskontieren stärker gewichtet als später anfallende Kosten.

Tabelle 7-71: **Szenario IV Trend, Variante D**
Gesamtkosten in Mio. Franken, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	4'158
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	13'934
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	1'902
neue Importe	0
Exporte Erlös	-3'590
CO ₂ -Kosten	314
Gesamt	16'719

Realzinssatz 2.5%

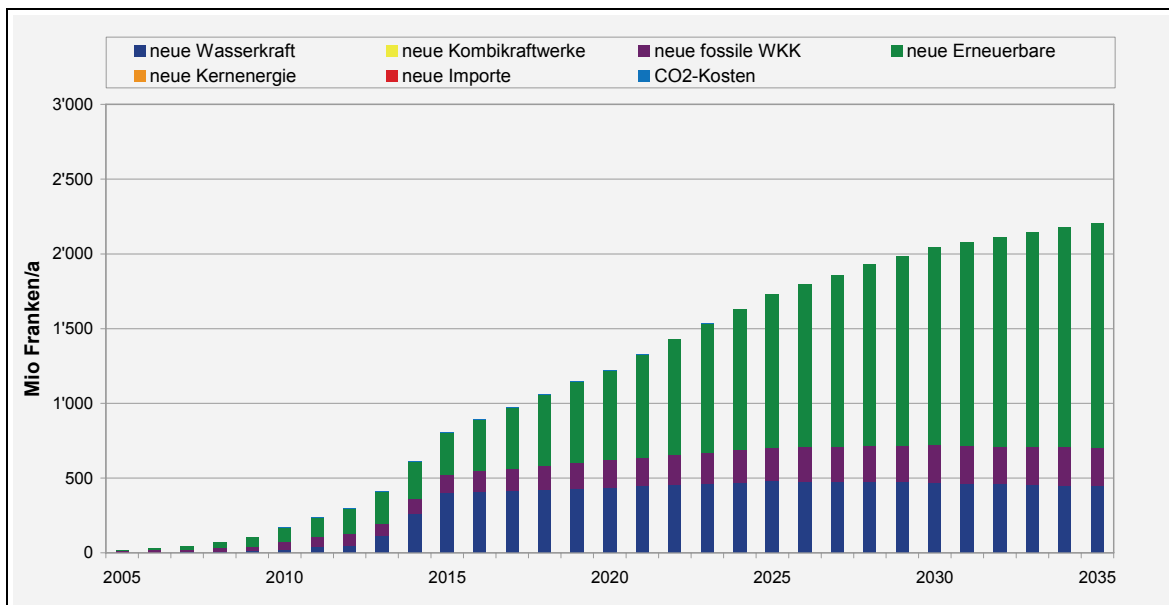
Prognos 2006

7.12.4 Variante E: Erneuerbare Energien

7.12.4.1 Jahreskosten

In der erneuerbaren Variante E zeigen die Kosten (Figur 7-59) einen identischen Verlauf mit dem Zubau. Dies liegt an der Tatsache, dass die durchschnittlichen Kosten der erneuerbaren Energien ab 2015 fast konstant sind (Figur 7-60). Wie in den anderen Varianten ist der Sprung der Kosten in 2013 und 2014 dem Zubau der neuen Pumpspeicherkraftwerke zuzuschreiben.

Figur 7-59: Szenario IV Trend, Variante E
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 7-72: Szenario IV Trend, Variante E
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.7	23.4	401.2	437.0	477.8	469.7	446.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	3.7	13.9	52.5	121.1	183.1	226.6	248.0	258.3
neue Erneuerbare	0.0	2.3	90.6	284.2	600.6	1'026.5	1'325.1	1'505.2
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	2.0	1.9	1.3	0.2	-0.3	-1.0
Gesamt ¹⁾	0.1	5.8	88.4	301.9	1'116.2	1'706.6	1'883.6	2'149.1

1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

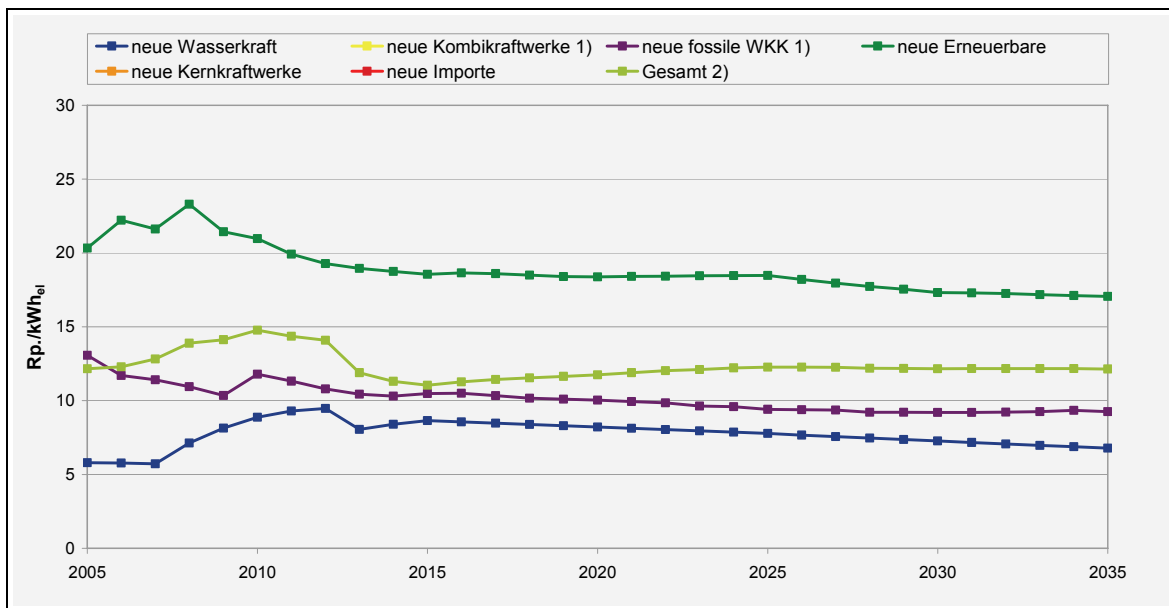
Prognos 2006

7.12.4.2 Durchschnittskosten

Im Gegensatz zur Variante D ist in der Variante E die zunehmende Ausschöpfung teurer Potenziale in der aggregierten Gruppe „Erneuerbare“ nicht zu erkennen. Einerseits sind im Allgemeinen die Lernkurven stärker, andererseits werden günstige Technologien, wie Geothermie-Anlagen und zum Teil Biogasanlagen, erst im Laufe der Zeit stärker zugebaut. Hierdurch werden die Teuerungseffekte (Ausschöpfung teurer Standorte) grösstenteils ausgeglichen.

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004-2035 betragen 7.0 Rp./kWh_{el}.

Figur 7-60: Szenario IV Trend, Variante E
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 7-73: Szenario IV Trend, Variante E
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	5.8	8.9	8.7	8.2	7.8	7.3	6.8
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	13.1	11.8	10.5	10.0	9.4	9.2	9.3
neue Erneuerbare	0.0	20.3	21.0	18.6	18.4	18.5	17.3	17.1
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	12.2	14.8	11.0	11.7	12.3	12.2	12.1

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

7.12.4.3 Gesamtkosten

Die diskontierten Gesamtkosten des Zubaus in der Variante erneuerbare Energien belaufen sich auf 17.1 Milliarden CHF. Dies zeigt die Tabelle 7-74.

Tabelle 7-74: **Szenario IV Trend, Variante E**
Gesamtkosten in Mio. Franken, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	5'937
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	2'924
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	11'902
neue Importe	0
Exporterlös	-3'666
CO ₂ -Kosten	14
Gesamt	17'112

Realzinssatz 2.5%

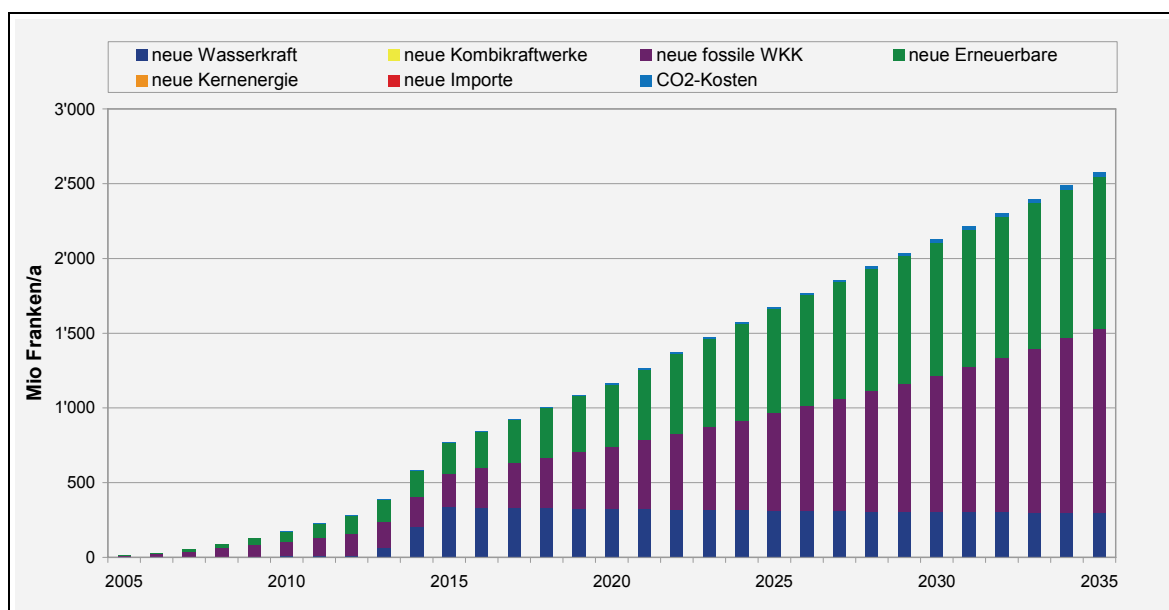
Prognos 2006

7.12.5 Variante D&E: Fossil-dezentral und erneuerbare Energien

7.12.5.1 Jahreskosten

Ein stetiger Zuwachs der Kosten in der Variante D&E ist gemäss Variantedefinition bei der Gruppe fossile WKK und Erneuerbare zu verzeichnen, wobei der Block „fossile WKK“ etwas grösser ist als der Block „Erneuerbare“. Gründe hierfür sind einerseits, dass der Zubau der fossilen Wärme-Kraft-Kopplung grösser ist, andererseits sind die spezifischen Kosten der Technologien in nicht allen Fällen günstiger als die von Erneuerbaren, vor allem weil die Leistungsklassen der fossilen WKK durch die geringere Wärmenachfrage kleiner geworden sind. Die kleineren Leistungsklassen weisen höhere spezifische Kosten auf.

Figur 7-61: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



Ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 7-75: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.9	8.7	337.9	324.5	312.3	304.7	297.9
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	3.7	10.1	94.5	225.7	414.6	651.3	907.6	1'231.3
neue Erneuerbare	0.0	2.3	65.0	200.2	415.4	701.7	893.7	1'018.8
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	2.9	4.4	7.0	11.2	18.8	31.2
Gesamt ¹⁾	0.1	6.4	89.0	289.1	1'069.2	1'674.6	1'962.6	2'437.8

1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

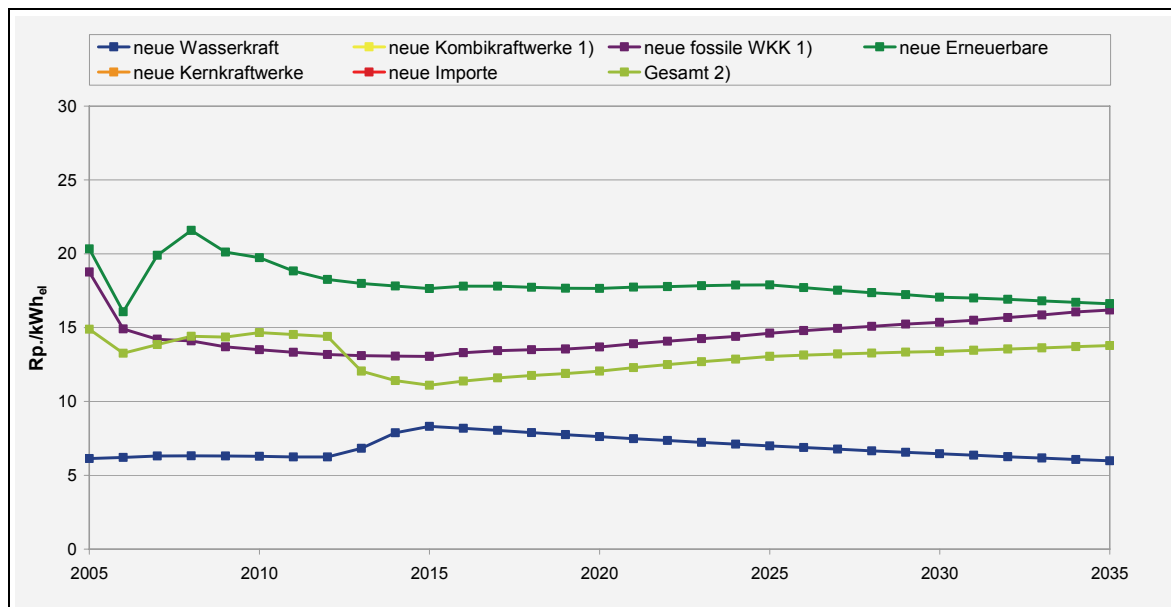
Prognos 2006

7.12.5.2 Durchschnittskosten

Die Gruppe „fossile WKK“ verfolgt den für die Variante D beschriebenen Weg, und die Gruppe „neue Erneuerbare“ verfolgt den in der Variante E beschriebenen Pfad.

Die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen 7.4 Rp./kWh_{el}.

Figur 7-62: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 7-76: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	6.1	6.3	8.3	7.6	7.0	6.5	6.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	18.8	13.5	13.1	13.7	14.6	15.4	16.2
neue Erneuerbare	0.0	20.3	19.7	17.6	17.7	17.9	17.1	16.6
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gesamt ²⁾	7.5	14.9	14.7	11.1	12.1	13.1	13.4	13.8

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

7.12.5.3 Gesamtkosten

Die diskontierten Gesamtkosten des Zubaus zur Deckung der auftretenden Stromlücke belaufen sich auf 17.5 Milliarden CHF (Tabelle 7-77).

Tabelle 7-77: **Szenario IV Trend, Variante D&E**
Gesamtkosten in Mio. Franken, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	4'158
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	8'562
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	8'142
neue Importe	0
Exporte	-3'536
CO ₂ -Kosten	169
Gesamt	17'496

Realzinssatz 2.5%

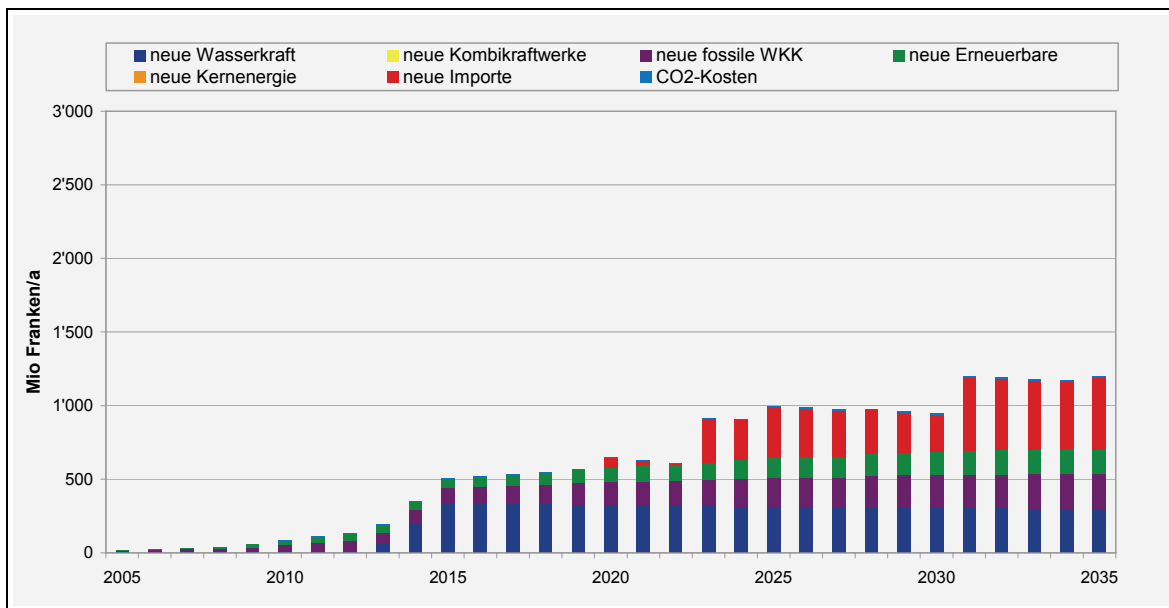
Prognos 2006

7.12.6 Variante G: Import

7.12.6.1 Jahreskosten

Die Jahreskosten zeigen bis 2030 den gleichen Zuwachs wie die Variante A. Nach 2030 wird die Lücke weiterhin durch neue Importe gedeckt. Die grösseren Sprünge in den Jahreskosten sind auf die Stilllegung der Kernkraftwerke und das Auslaufen der Bezugsrechte zurückzuführen, wodurch sich die durch Importe zu deckende Lücke vergrössert.

Figur 7-63: Szenario IV Trend, Variante G
 Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr



ohne Exporterlös und Netzkosten

Prognos 2006

Tabelle 7-78: Szenario IV Trend, Variante G
 Jahreskosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	1.9	8.7	337.9	324.5	312.3	304.7	297.9
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK	3.7	13.9	48.3	104.5	155.5	196.4	223.6	237.1
neue Erneuerbare	0.0	2.4	24.0	60.4	97.2	137.0	160.3	167.3
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	67.4	343.6	248.1	485.5
CO ₂ -Kosten	0.0	0.0	2.4	3.4	4.8	7.0	9.1	10.4
Gesamt ¹⁾	0.1	6.0	37.0	133.4	649.5	996.3	945.8	1'198.3

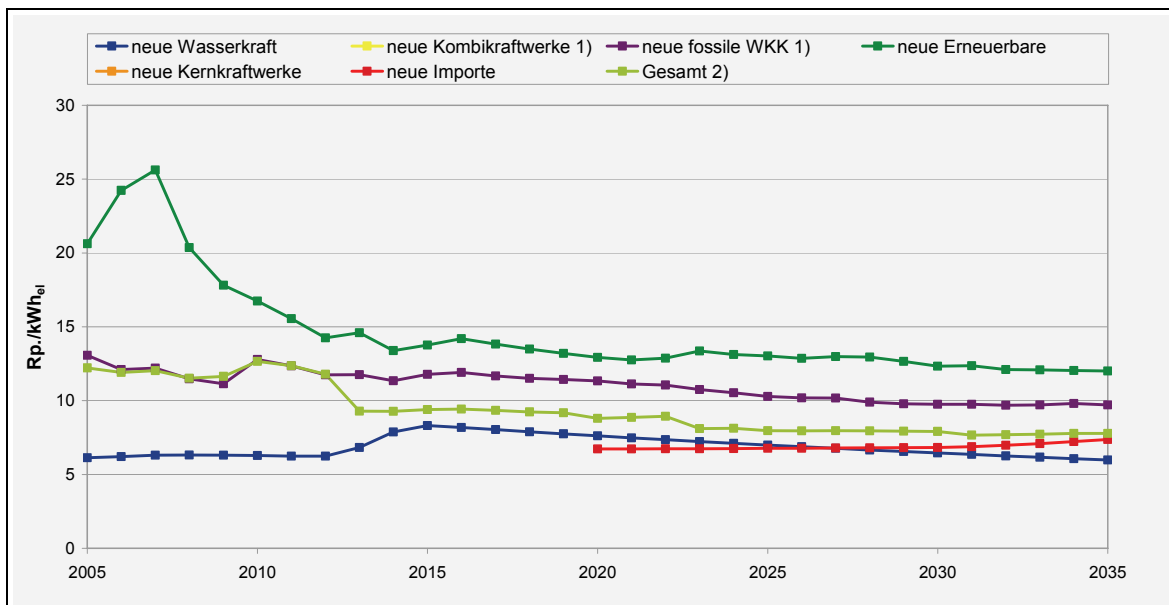
1) Inkl. Exporterlös aber ohne Netzkosten

Prognos 2006

7.12.6.2 Durchschnittskosten

Die Kurven in Figur 7-64 verlaufen ähnlich wie in der Variante A und C. Über den Zeitraum 2004 - 2035 betragen die diskontierten Durchschnittskosten des Zubaus 4.8 Rp./kWh_{el}.

Figur 7-64: Szenario IV Trend, Variante G
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr



1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

Tabelle 7-79: Szenario IV Trend, Variante G
Durchschnittskosten in Rappen pro kWh_{el}, hydrologisches Jahr

	2004	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
neue Wasserkraft	0.0	6.1	6.3	8.3	7.6	7.0	6.5	6.0
neue Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue Kombikraftwerke ¹⁾	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
neue fossile WKK ¹⁾	7.5	13.1	12.8	11.8	11.3	10.3	9.8	9.7
neue Erneuerbare	0.0	20.6	16.8	13.8	12.9	13.0	12.3	12.0
neue Importe	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	6.8	6.8	7.4
Gesamt ²⁾	7.5	12.2	12.7	9.4	8.8	8.0	7.9	7.8

1) ohne CO₂-Kosten 2) inkl. CO₂-Kosten, ohne Exporterlös

Prognos 2006

7.12.6.3 Gesamtkosten

Die diskontierten Gesamtkosten des Zubaus in der Variante G belaufen sich auf 9.1 Milliarden CHF. Dies zeigt Tabelle 7-80.

Tabelle 7-80: **Szenario IV Trend, Variante G**
Gesamtkosten in Mio. CHF, hydrologisches Jahr

	kumuliert 2004-2035 (diskontiert)
neue Wasserkraft	4'158
neue Kernenergie	0
neue Kombikraftwerke	0
neue fossile Wärme-Kraft-Kopplung	2'573
neue Erneuerbare (gekoppelt und ungekoppelt)	1'707
neue Importe	2'533
Exporterlös	-1'958
CO ₂ -Kosten	92
Gesamt	9'105

Realzinssatz 2.5%

Prognos 2006

7.13 Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen

7.13.1 Sensitivitäten der Nachfrage: BIP Hoch, Klima Wärmer

Die Unterschiede in der Stromnachfrage zwischen Szenario IV Trend und den Sensitivitäten BIP Hoch und Klima Wärmer steigen bis 2035 bis auf 1.7 TWh_{el} bzw. 1.1 TWh_{el} im Winterhalbjahr. In der Sensitivität Klima Wärmer verringert sich zudem das Angebot, so dass die Unterschiede der Lücke zwischen dem Referenzfall und den Sensitivitäten in 2035 im Winterhalbjahr 1.7 TWh_{el} bzw. 1.8 TWh_{el} betragen.

Modellrechnungen liegen für diese Sensitivität nicht vor. Aus den Unterschieden der Lücken und dem Exportüberschuss im Referenzfall lässt sich jedoch ableiten, dass in der Variante A die Kernkraft mit einer Leistung von 1'600 MW_{el} genügend Strom erzeugt, um die zunehmende Nachfrage der Sensitivitäten und das geringere Angebot (Sensitivität Klima Wärmer) zu kompensieren. Das resultiert daraus, dass für die Deckung der Lücke im Referenzfall bereits ein Kernkraftwerk mit einer Leistung von 1'000 MW_{el} hinreichend wäre. Im Referenzfall der Variante C erfolgt die Deckung der Stromlücke durch nachfrageangepassten Zubau von 550 MW_{el}-Kombikraftwerksblöcken. Der Exportüberschuss ist deshalb geringer. In den Nachfragesensitivität wird für die Variante C deshalb ein zusätzliches Kombikraftwerk benötigt (insgesamt vier). In der Variante G steigen die neuen Importe im Verhältnis 1 ½ zur Zunahme der Lücke im Winterhalbjahr.¹³ In den anderen Varianten (D, E, D&E) kann davon ausgegangen werden, dass der Zubau zumindest proportional mit der Stromlücke zunimmt. Da der Auslegungszeitpunkt jedoch nicht 2035, sondern 2023 bzw. 2031 ist, kann der Zubau auch überproportional zunehmen.

¹³ Die Kenndaten für 2035 gelten für das hydrologische Jahr. Da die Auslegung auf das Winterhalbjahr erfolgt und die Winterimporte doppelt so hoch sind wie die im Sommer, ist das Verhältnis 3/2.

7.13.2 Sensitivität KKW 40 Jahre

Die Stromlücke im Winterhalbjahr tritt bei der Sensitivität „Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre“ in 2013 auf, im Gegensatz zum Jahr 2020 im Referenzfall. Da die Stromnachfrage erst in 2013 abnimmt, und vorher fast identisch mit derjenigen in den anderen Nachfrageszenarien ist, findet im Gegensatz zum Referenzfall keine Verschiebung der Lücke gegenüber den anderen Szenarien statt. Im Referenzfall des Szenarios IV tritt die Lücke durch die Abnahme der Nachfrage zwei Jahre später ein als im Referenzfall des Szenarios I (2020 statt 2018).

Durch die verkürzte Lebensdauer der Kernkraftwerke vergrössert sich die Stromlücke schnell. Im Jahr 2035 beläuft sie sich auf 20.8 TWh_{el}. Sie liegt hiermit zwischen den Grössen der Lücken von Szenarien I und II im Referenzfall. Die grössten Sprünge in der Lücke treten in den Jahren 2020 und 2025 auf, so dass diese Auslegungszeitpunkte „kritische Jahre“ sind.

An Stelle von drei Erdgas-Kombikraftwerken im Referenzfall (KKW 50/60 Jahre) werden in der Variante C nun sieben Kombikraftwerke benötigt. Es wurde zudem versucht, die Lücke mittels fossiler Wärme-Kraft-Kopplung und erneuerbaren Energien zu decken (Variante D&E). Selbst beim Zubau von erneuerbaren Energien in gleicher Menge wie in der Variante E von Szenario III (eine Art Obergrenze des Zubaus der Erneuerbaren) und Zubau von fossiler Wärme-Kraft-Kopplung ähnlich wie in der Variante D von Szenario IV, bleibt eine Lücke übrig, die (modelltechnisch) am besten mit Blöcken, in diesem Fall zwei Erdgas-Kombikraftwerken, gedeckt werden kann. Somit ist diese Variante eigentlich eine Variante C&D&E. Wird eine Variante G unterstellt, dann steigen die neuen Importe mit der Zunahme der Lücke.

7.13.3 Sensitivität KKW 60 Jahre

Die Grösse der Lücke ist in der zeitlichen Entwicklung teilweise reduziert, die Deckungslücke in 2035 bleibt jedoch gleich gross wie im Referenzfall. Hierdurch werden in der Variante A weiterhin in 2035 ein Kernkraftwerk und in der Variante C drei Kombikraftwerke benötigt. In der untersuchten Variante D&E – aber auch in den Varianten D und E – müssen die Zuwachsraten weniger stark sein als im Referenzfall, da der kritische Zeitpunkt sich von 2023 im Referenzfall in Richtung 2030 in dieser Sensitivität bewegt. Hierdurch muss weniger fossile Wärme-Kraft-Kopplung zugebaut werden. Bei gleich bleibendem Zubau der erneuerbaren Energien erhöht sich der Anteil der Erneuerbaren am Zubau.

Wie in allen anderen Szenarien gilt als Voraussetzung einer Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke Beznau I & II und Mühleberg auf 60 Jahre die Gewährleistung der Sicherheit der Kernkraftwerke. Dies würde zur Erhöhung der Nachrüstungskosten der (bestehenden) Kernkraftwerke führen.

7.14 Zusammenfassung

7.14.1 Szenario IV Trend

Die wichtigsten Ergebnisse der Modellrechnungen sind in den folgenden Tabellen zusammengefasst.

Tabelle 7-81: **Stromlücke in 2035, Szenario IV Trend, in TWh_{el}**

Sz	Sensitivität	Jahr	Wi	So
Sz IV	Trend	5.0	6.6	-1.7

Prognos 2006

Tabelle 7-82: **Leistungsdefizit in 2035, Szenario I Trend, in GW_{el}**

Sz	Sensitivität	Kältewelle	Hitzewelle (mit Export)	Hitzewelle (ohne Export)
Sz IV	Trend	-0.3	0.8	-3.1

Prognos 2006

Fortsetzung auf Seite 443.

7.14.2 Sensitivitäten

Die wichtigsten Resultate der Sensitivitätsrechnungen sind in diesem Abschnitt zusammengefasst. Er zeigt die Grösse der Lücke und die Kenngrössen des Zubaus.

Tabelle 7-83: **Stromlücke in 2035, Sensitivitäten Szenario IV, in TWh_{el}**

Sz	Sensitivität	Jahr	Wi	So
Referenz				
Sz IV	Trend, KKW 50/60	5.0	6.6	-1.7
Sensitivität Nachfrage				
Sz IV	BIP Hoch	8.0	8.3	-0.3
Sensitivität Nachfrage und Angebot				
Sz IV	Klima Wärmer	8.6	8.4	0.2
Sensitivität Angebot				
Sz IV	KKW 40 Jahre	20.8	15.8	5.0
Sz IV	KKW 60 Jahre	6.1	7.2	-1.1

Prognos 2006

Fortsetzung auf Seite 444.

Tabelle 7-84: Wichtigste Kenndaten vom Szenario IV Trend nach Variante

Sz IV „Neue Prioritäten“	Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. D&E	Var. G
Kenngrößen des Zubaus						
Kenngrößen des Zubaus	1 KKW	3 GuD	11.5 TWh fossile WKK	10.3 TWh EE 1.0 TWh GWK	7.6 TWh fossile WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh Importe (1'100 MW _e)
Kosten des Zubaus (diskontiert)						
Gesamtkosten	Mrd. CHF	9.5	16.7	17.1	17.5	9.1
Gestehungskosten	Rp./kWh _{el}	4.7	7.5	7.0	7.4	4.8
(Netto) Emissionen des Parks (Bestand + Zubau)						
CO ₂ -Emissionen	Mio. t	3.5	2.5	0.2	1.4	0.6
NO _x -Emissionen	1'000 t	0.3	-0.1	-0.1	-0.2	0.0
Staub-Emissionen	t	10.4	-0.3	3.3	1.7	0.0
Versorgungssicherheit (Bestand + Zubau)						
Kältewelle: Leistung gesichert?	-	ja	ja	ja	ja	ja
Hitzewelle: Leistung gesichert?	-	ja	ja	ja	ja	ja
Import ohne Kernbrennstoffe (Anteil)	PJ (%)	70 (18%)	119 (31%)	19 (5%)	75 (19%)	24 (7%)
Import mit Kernbrennstoffen (Anteil)	PJ (%)	235 (61%)	283 (75%)	183 (47%)	239 (61%)	189 (51%)
Konditionierte radioaktive Abfälle (Bestand + Zubau)						
Hochaktive	m ³	39'483	39'483	39'483	39'483	39'483
Mittelaktive	m ³	698	698	698	698	698
Schwachaktive	m ³	1'448	1'448	1'448	1'448	1'448

Prognos 2006

Tabelle 7-85: Kenndaten in 2035, nach Variante und Nachfragesensitivität

	Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. D&E	Var. G
Trend	1 KKW	3 GuD	11.5 TWh fossile WKK	10.3 TWh EE 1.0 TWh GWK	7.6 TWh fossile WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh Importe (1'100 MW _{el})
BIP Hoch	1 KKW	4 GuD	n.b.	n.b.	n.b.	ca. 9.1 TWh Importe (~1'500 MW _{el})
Klima Wärmer	1 KKW	4 GuD	n.b.	n.b.	n.b.	ca. 9.2 TWh Importe (~1'500 MW _{el})

Bem. Sensitivitäten: keine Modelldaten, sondern Interpolationen

Prognos 2006

Tabelle 7-86: Kenndaten in 2035, nach Variante und Angebotssensitivität

	Var. A	Var. C	Var. D	Var. E	Var. D&E	Var. G
KKW 50/60 Jahre (Referenz)	1 KKW	3 GuD	11.5 TWh fossile WKK	10.3 TWh EE 1.0 TWh GWK	7.6 TWh fossile WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh Importe (1'100 MW _{el})
KKW 40 Jahre	- ¹⁾	7 GuD	n.b.	n.b.	12.3 TWh WKK 16.5 TWh EE 2 GuD	ca. 6.6 TWh Importe (3'400 MW _{el})
KKW 60 Jahre	1 KKW	3 GuD	n.b.	n.b.	5.9 TWh WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh Importe (1'100 MW _{el})

¹⁾ Ausstieg aus der Kernenergie, keine neue KKW

Prognos 2006

EE: Photovoltaik, Wind, Geothermie, Holz, Biogas, Klärgas, Abfall (50%) und Wasserkraft bis 10 MW_{el}

KKW: Kernkraftwerke zu 1'600 MW_{el}

GuD: Erdgas-Kombikraftwerke (Chavalon zu 357 MW_{el} und weitere Anlagen zu 550 MW_{el})

WKK: v. a. erdgasbefeuerte Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen

GWK: Grosswasserkraftwerke (über 10 MW_{el})

Vergleich der Szenarien und Varianten

8 Vergleich der Szenarien und Varianten

8.1 Ausgangslage

In den Energieperspektiven werden vier Hauptszenarien untersucht. Die Szenarien zeigen unter anderem die mögliche Entwicklung der (sektoralen) Nachfrageseite. Die Elektrizitätsnachfrage fließt als exogene Grösse ins Elektrizitätsmodell ein, wodurch das Angebot auf die Nachfrage abgestimmt wird.

Die Szenarien I und II sind massnahmenorientiert. In Szenario I wird von einer stetigen Weiterentwicklung im Sinne einer Effektivierung bestehender und bekannter Instrumente und der Anpassung an technische Entwicklungen ausgegangen. Es dient als „Baseline“. Zu den bereits bestehenden Instrumenten in Szenario I werden in Szenario II weitere politische Aktionen und Instrumente unterstellt, wie gerichtete Kooperationsanstrengungen zwischen Politik, Energiewirtschaft und weiteren wirtschaftlichen und privaten Akteuren mit dem Ziel der verstärkten Umsetzung von Energieeffizienzmassnahmen und der Förderung erneuerbarer Energien. Beide Szenarien untersuchen die Fragestellung „Was passiert, wenn...“ (hinreichende Bedingung und ihre Folgen).

Die Szenarien III und IV sind zielorientiert und untersuchen die Frage „Was muss geschehen, damit...“ (notwendige Bedingung). Die gestellten Ziele beziehen sich auf Emissions- und (spezifische) Endverbrauchsreduktionen sowie die verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien (siehe Tabelle 8-1). Um die Ziele erreichen zu können, werden Veränderungen der gesellschaftlichen Rahmenbedingungen vorausgesetzt. Ein globales Umfeld mit weltweit verstärkten Prioritäten bei Klimaschutz, Energieeffizienz und der Förderung erneuerbarer Energien wird unterstellt. Energieeffizienz und Umweltqualität haben einen deutlich höheren Stellenwert in der Gesellschaft als heute. Hemmnisse bei der Einführung von bestimmten neuen Technologien haben sich verringert.

Da die Szenarien und die damit zusammenhängenden Angebotsvarianten jeweils ihren eigenen Charakter haben (Tabelle 8-1), ist ein Vergleich der Szenarien immer mit Vorsicht vorzunehmen. Auch die Aussagen, die abgeleitet werden, können nur im Rahmen der unterstellten Annahmen gesehen werden.

Tabelle 8-1: Ausgangslagen in den einzelnen Szenarien

	Szenario I Weiter wie bisher	Szenario II Verstärkte Zusammenarbeit	Szenario III Neue Prioritäten	Szenario IV Weg zur 2000- Watt-Gesellschaft
Charakteristika				
Art Szenario	Massnahmen- szenario	Massnahmen- szenario	Zielszenario	Zielszenario
Paradigmenwechsel	nein	nein	ja	ja
Ziele				
CO ₂ -Emissionen	Kyoto: -10 % bis 2010 gegenüber 1990		-10 % bis 2020 -20 % bis 2035 gegenüber 2000	-35 % bis 2030 gegenüber 2000
Endenergieverbrauch pro Kopf	-		-20 % bis 2035 gegenüber 2000	-35 % bis 2035 gegenüber 2000
Anteil Neue erneuerbare Elektrizität	+1% (500 GWh) in 2010 gegenüber 2000 *		10 % im Jahre 2035	20 % im Jahre 2035
Anteil erneuerbare Wärme	+3% (3'000 GWh) in 2010 gegenüber 2000 *		20 % im Jahre 2035	30 % im Jahre 2035
Anteil erneuerbare Treibstoffe	-		5 % im Jahre 2035	10 % im Jahre 2035

* Ziele EnergieSchweiz, nicht als Bedingung modelliert

Prognos 2007

8.2 Allgemeine Voraussetzungen

8.2.1 Rahmenentwicklungen

Die wichtigsten Rahmenentwicklungen, die den Szenarien zugrunde liegen, sind in Tabelle 8-2 dargestellt.

- Die Bevölkerung wächst demnach in der näheren Zukunft von 7.2 auf 7.6 Millionen und stabilisiert sich anschliessend (BFS, 2001).¹⁴
- Das BIP-Wachstum wurde im langfristigen Durchschnitt auf 0.9 Prozent pro Jahr festgelegt. Der Einfluss eines höheren BIP-Wachstums von 1.4 Prozent pro Jahr wurde in der Sensitivität BIP Hoch untersucht.
- Die Rohölpreise betragen im Referenzfall ca. 30 USD pro Fass (real 2003) und steigen ab 2030 linear an bis auf 50 USD (real 2003) pro Fass in 2050. In der Sensitivität Preise Hoch betragen sie ab 2006 konstant 50 USD pro Fass (real 2003).

¹⁴ In der neuesten Veröffentlichung des BFS von 2006 wurde der leicht positive Einwanderungssaldo nach oben revidiert. Die Daten aus 2006 lagen zu Beginn der Perspektivarbeiten nicht vor, so dass von der Trendvariante des BFS aus 2001 ausgegangen wird. Zusammen mit der Unterstellung einer höheren Lebenserwartung der Hochaltrigen, führen die neuen Erkenntnisse zu einer um rund neun Prozent höheren Bevölkerungszahl als in der Trendvariante aus 2001. Die dadurch erhöhte Nachfrage ist mit der Sensitivität BIP Hoch zu vergleichen (BFE, 2007).

- Für die Entwicklungen der Energiebezugsflächen, der Verkehrsleistungen sowie der sektoralen Produktion wird auf die Sektorberichte Haushalte (Prognos, 2006), Dienstleistungen (CEPE, 2007), Verkehr (Infras, 2007) und Industrie (basics, 2006) verwiesen. In Szenario IV weichen die gesamten Energiebezugsflächen und Verkehrsleistungen von den vorherigen Szenarien ab, da aus den Ergebnissen des Szenarios III festgestellt wurde, dass die Ziele in Szenario IV sonst nicht erreicht werden können. Hier werden Veränderungen in den Lebens-, Arbeits- und Verkehrsstrukturen angenommen.

Tabelle 8-2: **Übersicht über wichtige Rahmenentwicklungen**

	Bev. in Mio.	BIP real in Mrd. CHF	Rohöl- preise USD/Fass	EBF total in Mio. m ²	EBF Wohnen in Mio. m ²	PV _{Vk} in Mrd. Pkm	GV in Mrd. Tkm
1990	6.80	387.90	31.23	544.91*	349.28	•	•
2000	7.21	422.76	29.89	627.23	416.50	106.20	23.31
2035 Szenario I-III							
BIP-Trend	7.57	572.33	33.40	845.53	577.07	134.31	37.04
BIP-Hoch	7.57	692.24	33.40	859.59	583.63	148.14	42.54
Ölpreis-Trend, 30 USD/Fass	7.57	572.33	33.40 ¹⁾	845.53	577.07	134.31	37.04
Ölpreis 50 USD/Fass	7.57	572.33	50.00 ¹⁾	845.53	577.07	133.50	37.04
2035 Szenario IV							
BIP-Trend	7.57	572.33	¹⁾	836.58	577.07	129.5	36.5
BIP-Hoch	7.57	692.24	¹⁾	850.30	583.63	138.8	40.9

* Im Vergleich zu Tabelle 2.1-1 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert. BFE 2007

1) In den Szenarien III und IV Energielenkungsabgabe auf Endenergieträgerpreisen (inkl. Strom) bis zur Zielerreichung

Bev.: Wohnbevölkerung

BIP real: Bruttoinlandsprodukt zu Preisen von 2003

Rohölpreise: Variante 30 USD/Fass geht bis 2030 von einer real konstanten Entwicklung der globalen Rohölpreise aus (in Preisen von 2003). Danach steigen sie auf 50 USD/Fass real in 2050. In jeweiligen Preisen bedeutet dies 59 USD/Fass in 2035.

Variante 50 USD/Fass geht von einer Stabilisierung der Rohölpreise auf 50 USD/Fass aus (in Preisen von 2003). In jeweiligen Preisen bedeutet dies 88 USD/Fass in 2035.

EBF: Energiebezugsflächen sind die Flächen, die beheizt oder klimatisiert werden.

PV_{Vk}: Gesamte Personenverkehrsleistung in Mrd. Personenkilometer

GV: Gesamte Güterverkehrsleistung in Mrd. Tonnenkilometer

8.2.2 Instrumente

Den Szenarien liegend die folgenden Instrumente zugrunde:

- Szenario I

Für die Energiepolitik wurde in diesem Referenzszenario eine Fortsetzung der bisherigen Politik ohne Verstärkung der energiepolitischen Instrumente unterstellt. Energieeffizienz und erneuerbare Energien werden durch das Programm EnergieSchweiz und mit Globalmitteln der Kantone sowie mit Regelungen und Vorschriften gefördert.

▪ Szenario II

Zu den bereits bestehenden Instrumenten in Szenario I werden in Szenario II weitere Instrumente unterstellt. Zu den wesentlichen neuen Instrumenten gehören:

- Eine CO₂-Abgabe in Höhe von 35 CHF/t CO₂ auf Brennstoffe ab 2006. Der Betrag wird nominal konstant bis 2035 (real 23 CHF/t) erhoben. Auf Treibstoffe wird keine Abgabe erhoben.
- Das Instrument „Klimarappen“ mit einem jährlichen Aufkommen von 70 Mio. CHF/a zur Umsetzung von CO₂-reduzierenden Massnahmen im Brenn- und Treibstoffbereich im Inland. Dieses wird auch über 2012 hinaus unterstellt. Darüber hinaus sollen für ca. 30 Mio. CHF/a aus dem Klimarappen CO₂-Zertifikate im Ausland eingekauft werden. Das Mittelaufkommen wird über einen Aufschlag auf die Treibstoffpreise (in Höhe von ca. 1.6 Rp./l) erhoben.
- Im Bereich Elektrizitätseffizienz: Fördermittel („Stromrappen“) in Höhe von 50 Mio. CHF pro Jahr (ebenfalls nominal konstant bis 2035). Das Massnahmepaket ist nach Sektoren gegliedert und beinhaltet unterschiedliche Massnahmen: von Betriebsoptimierungen über Stand-by-Reduzierungen bis zu Querschnittsmassnahmen (Motoren, Druckluft, Pumpen) im Industriesektor. Ergänzt wird dieses Instrument durch kundenbezogene Einsparaktivitäten seitens der EVUs. Die Finanzierung erfolgt mit einer Abgabe auf den Netztarifen.
- Die Debatte aus 2005/2006 über die Förderung der erneuerbaren Energien richtete sich auf einen Fördertopf, aus welchem die Mittel mit einem möglichst effizienten Modell verteilt werden. Die Stromkunden, mit Ausnahme von Bahnen und stromintensiven Unternehmen, bezahlen einen Zuschlag von zwischen 0.2 und maximal 0.6 Rappen pro kWh_{el}. Bei einem Endverbrauch von 55 TWh entspricht dies einer Summe zwischen 110 und 330 Mio. CHF pro Jahr (BFE, 2006f).

▪ Szenario III

Das Hauptinstrument besteht in diesem Szenario in einer annähernd konstanten Energielenkungsabgabe, die ab 2011 die Endenergiepreise der fossilen Energieträger gegenüber dem Preisszenario „Trend“ verdoppelt und die Strompreise um 50 Prozent erhöht. Diese wird im Wesentlichen aufkommensneutral rückverteilt.

Die Lenkungsabgabe wird mit ordnungsrechtlichen Instrumenten und soweit nötig durch den punktuellen Einsatz von Förderinstrumenten ergänzt. Mit schrittweise verschärften Vorschriften über den zulässigen spezifischen Energieverbrauch von Gebäuden, Anlagen etc. soll in Szenario III der Rentabilitätsschwelle nachgefahren werden. Damit werden Rückschritte in der Energieeffizienz vermieden, die als Folge steigender Einkommen eintreten könnten. Für solche Rebound-Effekte sind die in den letzten Jahren immer grösseren Personenwagen ein Beispiel.

▪ Szenario IV

Um die Szenarioziele zu erreichen, wird wie in Szenario III als Instrument eine Energielenkungsabgabe unterstellt, die die Energiepreise der Endverbraucher verteuert (Ver-

dopplung der Endenergieträgerpreise für fossile Brenn- und Treibstoffe sowie Elektrizität gegenüber dem Preisszenario 50 Dollar pro Barrel). Die Abgabe soll im Wesentlichen rückverteilt werden. Auf erneuerbare Brenn- und Treibstoffe wird die Abgabe nicht erhoben. Für Szenario IV wird unterstellt, dass ähnliche Preisstrukturen in jedem Fall in den umliegenden europäischen Ländern vorliegen.

Tabelle 8-3: **Wichtigste (finanzielle) Instrumente in den einzelnen Szenarien**

	Szenario I Weiter wie bisher	Szenario II Verstärkte Zusammenarbeit	Szenario III Neue Prioritäten	Szenario IV Weg zur 2000- Watt-Gesellschaft
Energienachfrage				
Brennstoffe		CO ₂ -Abgabe auf Brennstoffe: nominal 35 CHF/ t CO ₂	Lenkungsabgabe bis Ziele erreicht sind	Lenkungsabgabe bis Ziele erreicht sind
Treibstoffe		Aufschlag auf die Treibstoffpreise (in Höhe von ca. 1.6 Rp./l); Bonus- Malus; Mineralölsteuer- erleichterungen		
Brennstoffe und Treibstoffe		Klimarappen: 70 Mio. CHF / a		
Elektrizität(effizienz)	Programm EnergieSchweiz und Globalmittel der Kantone	Stromrappen: 50 Mio. CHF / a		
Elektrizitätsangebot				
Erneuerbare Energien	Globalmittel der Kantone; Vergütung 15 Rp./kWh _{el} und sonstige finanzielle Anreize	Fördertopf: nominal 330 Mio. CHF / a (aus Stromrappen)	-	-

Prognos 2007

8.3 Kosten der Stromerzeuger

In Kapitel 2 sind die Kostenkomponenten der Stromerzeugungstechnologien aufgelistet. Zum Vergleich der Angebotsvarianten sind die Stromgestehungskosten der Technologien in diesem Abschnitt nochmals detailliert dargestellt.

8.3.1 Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken

Die unterstellten Kostenannahmen für ein neues Kernkraftwerk der Generation III/III+ (Druckwasserreakorttechnologie, Typ EPR) mit einer elektrischen Leistung von 1'600 MW sind in Kapitel 2 in der Tabelle 2-11 zusammengefasst.

Da derzeit relativ wenig neue Kernkraftwerke gebaut werden – vom Typ EPR ist derzeit ein Kraftwerk im Bau und für ein anderes wurde der Bau genehmigt –, bestehen in fast allen Parametern Unsicherheiten. Die Investitions- und Nachrüstungskosten sind in der Literatur mit Bandbreiten behaftet und marktbedingt unsicher; bei den Nachrüstungskosten wird diese Unsicherheit verschärft durch eine Unklarheit über die künftigen Sicherheits- und sonstigen Anforderungen. Eine Sensitivitätsanalyse wurde in Exkurs 10 Band 4 durchgeführt.

Bei den Brennstoffkosten ist zu beachten, dass diese nicht nur die reinen Urankosten (welche stark schwanken können, vgl. Exkurs 1 und Anhang H) beinhalten. Die Urankosten an den Brennstoffkosten machen lediglich einen geringen Anteil an den Brennstoffkosten aus. Figuren 8-1 und 8-2 illustrieren dies. In den Brennstoffkosten sind die Verarbeitung bis zum reaktorfähigen Brennstoff sowie die Entsorgung enthalten. Dies wird weiter unten genauer erläutert.

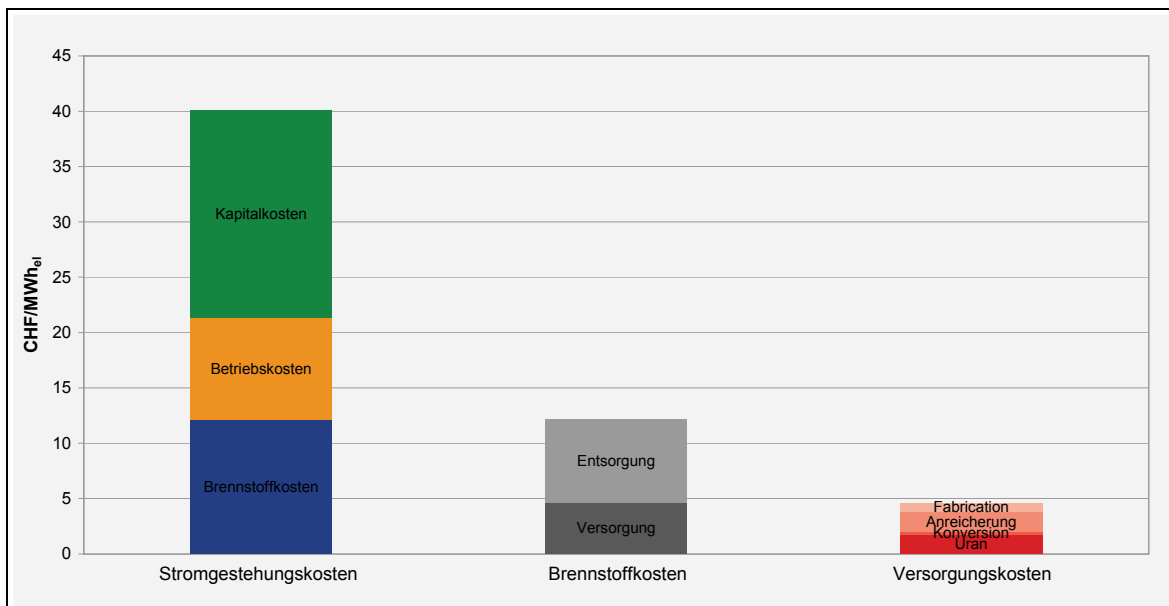
Aufgrund der hohen spezifischen Investitionskosten werden Kernkraftwerke in der Grundlastproduktion mit hohen Volllaststunden eingesetzt. In den Perspektiven werden 7'600 Volllaststunden unterstellt.

Die erste Säule der Figur 8-1 zeigt die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten nach Kostenbestandteilen. Die Stromgestehungskosten wurden mit einem gesamtwirtschaftlichen Ansatz ermittelt, d.h., dass über die technische Lebensdauer (hier 60 Jahre) abgeschrieben wird mit einem realen volkswirtschaftlichen Zinssatz in Höhe von 2.5 Prozent.

Durch den gesamtwirtschaftlichen Ansatz und die damit zusammenhängende Höhe des Zinssatzes sind die Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen Studien geringer (z.B. PSI, 2005 und Axpo, 2005 unterstellen in ihren Berichten höhere Zinssätze).

In der 2. bzw. 3. Säule der Figur 8-1 wurde der Anteil „Brennstoffkosten“ bzw. „Versorgungskosten“ nochmals gesondert nach Einzelbestandteilen aufgeschlüsselt.

Figur 8-1: Zusammenstellung der Stromgestehungskosten von neuen Kernkraftwerken

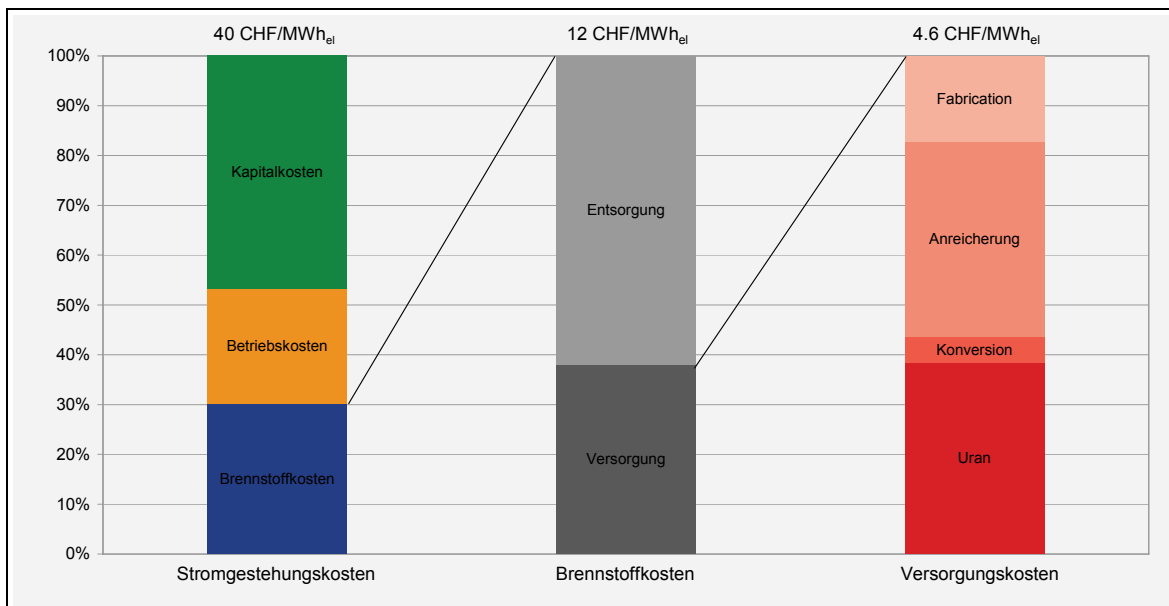


Realer Zinssatz: 2.5%

Prognos 2006

Die linke Säule der Figur 8-2 illustriert den hohen Anteil der Kapitalkosten (ca. 47 Prozent) an den Stromgestehungskosten. Die gesamten Brennstoffkosten machen einen Anteil von ca. 30 Prozent an den Stromgestehungskosten aus; bei den Brennstoffkosten selbst bilden die Entsorgungskosten den grössten Kostenanteil. Diese sind nicht uranpreisabhängig. An den Versorgungskosten mit Brennstoff selbst beträgt der Uranpreis derzeit lediglich ein gutes Drittel. Hauptsächlich fallen die Arbeitsschritte bis zum transport-, lager- und reaktorfähigen Brennstoff ins Gewicht. So beträgt der Anteil des Uranpreises an den Stromgestehungskosten 4 Prozent. Eine Verzehnfachung des Uranpreises würde den resultierenden Strompreis um 36 Prozent ansteigen lassen. Die in jüngsten Zeit gestiegenen Preisen von Uran führen somit nicht zu grossen Änderungen. Zudem wird (gem. Neff, 2004, Combs, 2004) unterstellt, dass die Preisspitze vor 2020 erreicht sein wird und ab 2030 (bei unterstellter Inbetriebnahme des Kernkraftwerks in den Varianten A und B) wieder relativ stabil ist, in Höhe der tatsächlichen Gewinnungskosten, wenn sich das Uranerzeugungsangebot wieder mit der Urannachfrage deckt.

Figur 8-2: **Relative Zusammenstellung der Stromgestehungskosten von neuen Kernkraftwerken**



Realer Zinssatz: 2.5%

Prognos 2006

8.3.2 Stromgestehungskosten von Erdgas-Kombikraftwerken

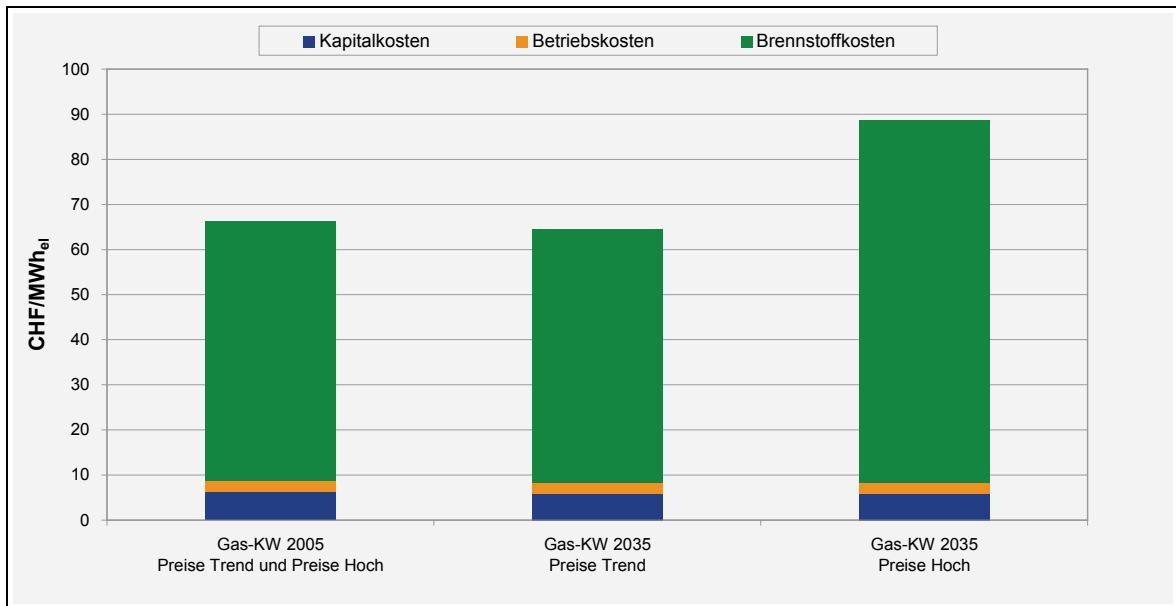
Für die fossil-zentralen Varianten B und C des Elektrizitätsangebots werden bei den Modellierungsarbeiten Erdgas-Kombikraftwerke (Gas- und Dampfturbinentechnologie) der Leistungsgrösse 550 MW_{el} eingesetzt. Es wird damit gerechnet, dass diese Grössenklasse ab etwa 2020, d.h. beim Eintreten der Deckungslücke, verfügbar und dann spezifisch (je kW_{el}) die kostengünstigste ist. Die wesentlichen Annahmen für die Kostenbestandteile sind in Kapitel 2 in der Tabelle 2-12 aufgeführt.

Erdgas-Kombikraftwerke werden aufgrund ihrer Kostenstrukturen und ihres Anfahrverhaltens zumeist als Mittellastkraftwerke eingesetzt, es wird hier daher von einer geringeren Zahl an Volllaststunden als bei Kernkraftwerken ausgegangen; der Bereich, innerhalb derer die Laststunden variieren, kann daher grösser sein als bei den KKW. Für die Perspektiven wurden 6'000 Stunden pro Jahr unterstellt. Die stärksten Unsicherheiten bestehen beim Gaspreis, der sich in jüngster Zeit recht volatil gezeigt hat.

Die zusammenfassende Darstellung der Stromgestehungskosten und ihrer Hauptanteile bei Erdgas-Kombikraftwerken ist in Figur 8-3 abgebildet. Hier werden die Kosten bei den unterschiedlichen Preisszenarien „Trend“ und „Hoch“ abgebildet, wodurch der hohe Einfluss der Gaspreise sichtbar wird. Die Investitionskosten pro kW_{el} sind vergleichsweise gering, die Bauzeit mit zwei Jahren kurz, weshalb die Kapitalkosten gering sind.

Die Kosten durch CO₂ sind in den in Figur 8-3 dargestellten Stromgestehungskosten nicht eingerechnet. Bei einem prognostizierten Zertifikatspreis von 27 CHF pro Tonne CO₂ in 2035 würde dies die Gestehungskosten um 8.5 CHF/MWh_{el} erhöhen.

Figur 8-3: **Zusammenstellung der Stromgestehungskosten von neuen Erdgas-Kombikraftwerken**

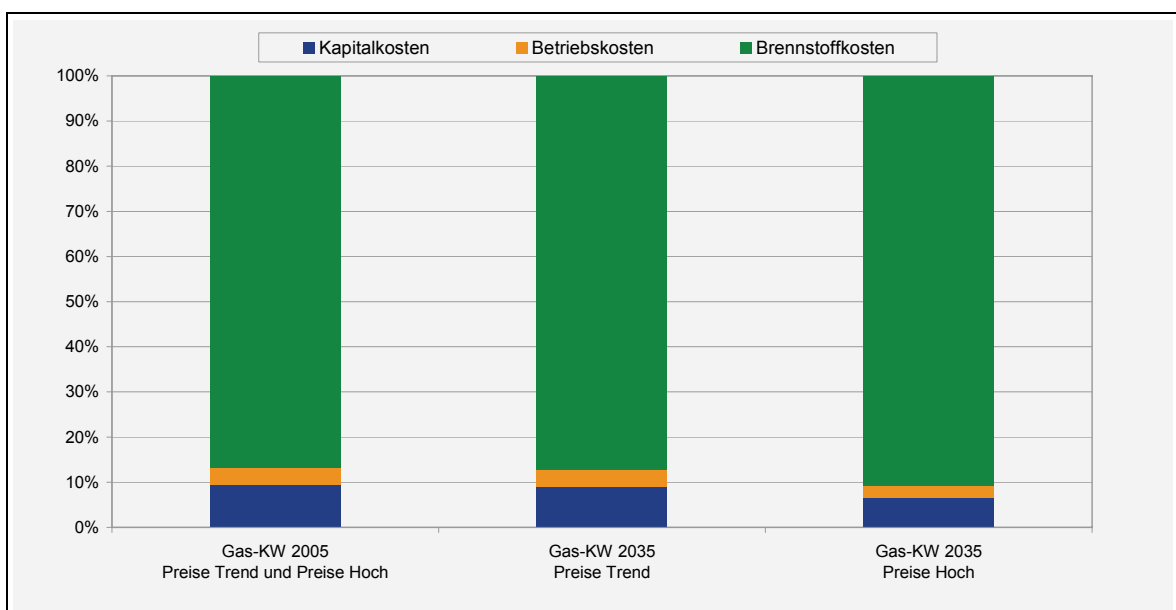


Realer Zinssatz: 2.5%

Prognos 2006

Die Brennstoffkosten machen den weitaus grössten Anteil (86 Prozent) an den Stromgestehungskosten aus; dies selbst bei den in der Referenz (1. Säule der Figur 8-4) unterstellten, aus heutiger Sicht moderaten Gaspreisen von ca. 35 CHF/MWh_{input} (Kraftwerkseinsatz). Demgegenüber fallen die Kapital- und Betriebskosten kaum ins Gewicht. Im Gegensatz zu anderen Studien fallen die Kapitalkosten bei einem Zinssatz von 2.5 Prozent und einer Abschreibungsdauer von 30 Jahren niedriger aus, wodurch die anderen Kostenkomponenten stärker ins Gewicht fallen.

Figur 8-4: **Zusammenstellung der Anteile der Stromgestehungskosten von neuen Erdgas-Kombikraftwerken**



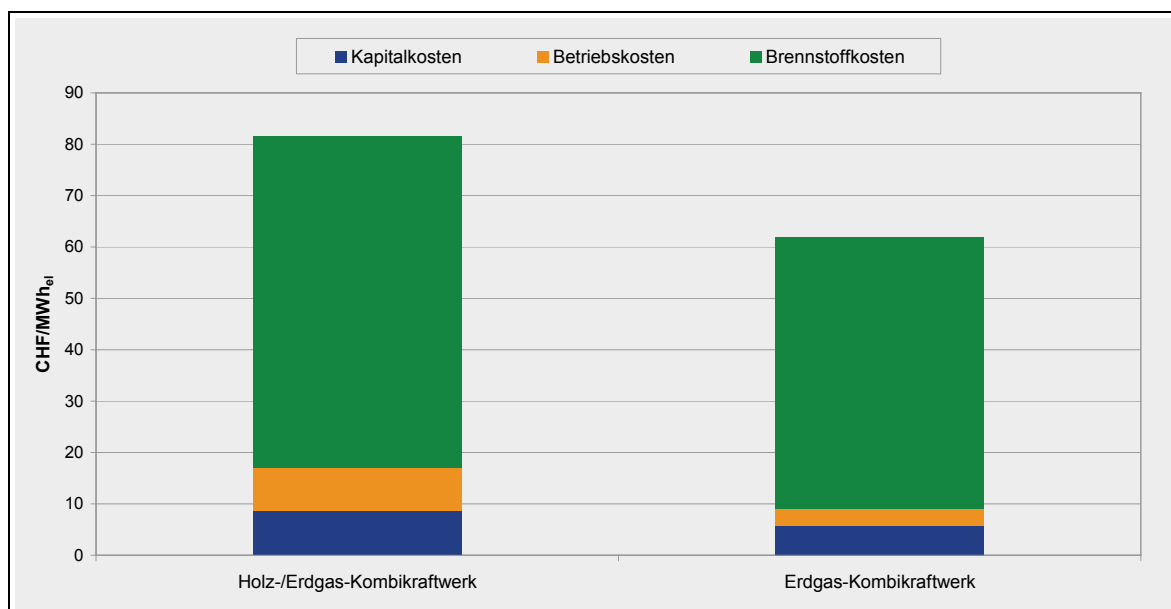
Realer Zinssatz: 2.5%

Prognos 2006

In zentralen Grossanlagen besteht durchaus die Möglichkeit, erneuerbare Energien einzusetzen. Das neue Konzept Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerk nutzt Holz und Erdgas in einem Kombikraftwerk, wie in Abschnitt 2.4.4.2 auf Seite 29 beschrieben. Zwanzig Prozent der Gesamtleistung des Kombikraftwerks wird durch Holz erbracht.

Im Vergleich zu zwei unabhängigen Kraftwerken werden für den Teil Holz ein höherer Wirkungsgrad und tiefere spezifische Investitionskosten sowie tiefere Stromgestehungskosten erzielt. In Figur 8-5 sind die Stromgestehungskosten einer solchen Anlage abgebildet (hier ab 2020 in Betrieb) und mit einem reinen Erdgas-Kombikraftwerk verglichen. In allen Bereichen sind die spezifischen Kosten höher, aber hierfür wird bei einer gesamten Anlage von 550 MW_{el} und 6'000 Volllaststunden 0.7 TWh erneuerbarer Strom erzeugt. Die auf den erneuerbaren Teil umgerechneten Mehrkosten betragen pro erzeugter kWh_{el} 16 Rp.

Figur 8-5: **Stromgestehungskosten von Holz-/Erdgas-Kombikraftwerken in 2020**



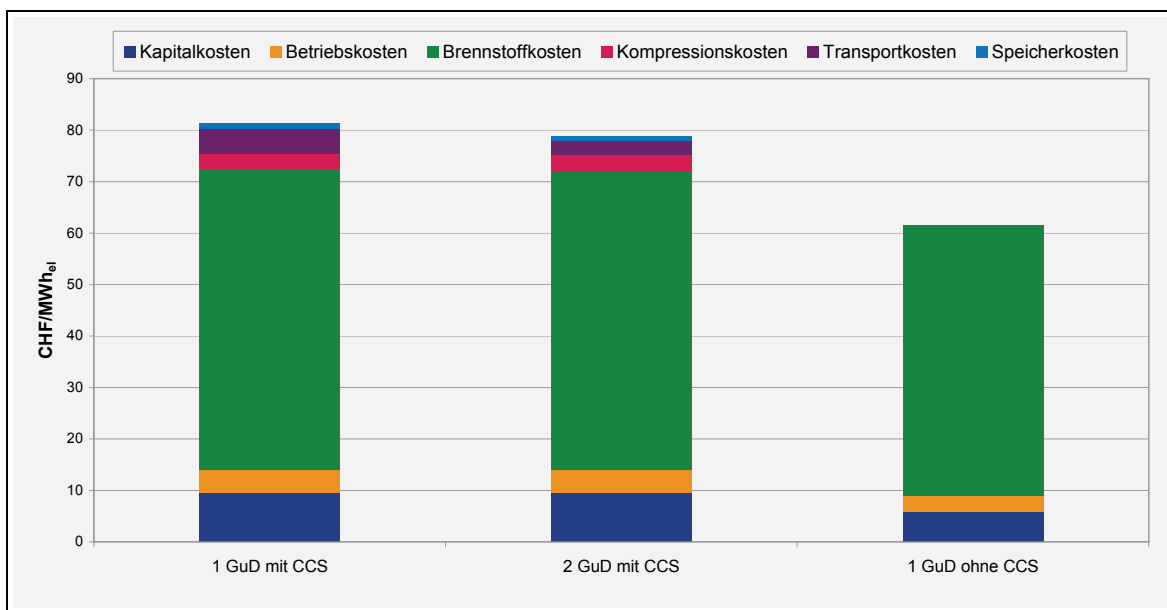
Prognos 2006

Die Anwendung von CO₂-Sequestrierung, -Transport und -Lagerung (Carbon Capture and Sequestration CCS) an Erdgas-Kombikraftwerken erhöht die Kapital- und Betriebskosten sowie durch den geringeren Wirkungsgrad die Brennstoffkosten. Hinzu kommen die Kosten für das Komprimieren des CO₂ für Pipelinetransport, die Kosten für den Transport und die Lagerung des CO₂.

Die Stromgestehungskosten von Erdgas-Kombikraftwerken mit CCS nach Kostenkomponenten für das Jahr 2025 sind in Figur 8-6 dargestellt. Zum Vergleich sind die Kosten eines Kraftwerks ohne CCS und die Kostenvorteile von einer Pipeline und einem Speicher bei Nutzung durch zwei Kraftwerke mit CCS, um die Pipeline und den Speicher verbessert auszunutzen, abgebildet.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass für ein Erdgas-Kombikraftwerk mit CO₂-Abscheidung, -Komprimierung, -Transport und -Speicherung noch keine Erfahrungswerte vorliegen, so dass die Kostendaten mit grösseren Unsicherheiten behaftet sind.

Figur 8-6: **Stromgestehungskosten von Erdgas-Kombikraftwerken mit CSS in 2025**



Realer Zinssatz: 2.5%

Prognos 2006

Umgerechnet würde dies 65 CHF pro vermiedener Tonne CO₂ bedeuten. Obwohl dies noch innerhalb der Bandbreite der Angaben in der wissenschaftlichen Literatur liegt, ist nochmals zu bemerken, dass die Kosten hier mit einem gesamtwirtschaftlichen Ansatz berechnet wurden und deshalb im Allgemeinen niedriger sind als in anderen Studien.

8.3.3 Stromgestehungskosten von fossil-thermischen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen

Methodisch werden die Gestehungskosten aus den Investitionskosten (Modulkosten plus Anschlusskosten an die Elektrizitäts- und die Wärmeinfrastruktur), den festen und variablen Betriebskosten sowie den Brennstoffkosten inklusive Wärmegutschriften berechnet. Die Berechnungsmethode verwendet die gleichen gesamtwirtschaftlichen Grundsätze (Abschreibung über Lebensdauer, langfristiger volkswirtschaftlicher Zinssatz) wie bei den konventionellen Kraftwerken. Die Wärmegutschriften beinhalten zumeist die vermiedenen Brennstoffkosten bei konventioneller Wärmeherzeugung, da im Allgemeinen aufgrund der Auslegung auf die Wärmegrundlast auf (konventionelle) Spitzenkessel nicht verzichtet werden kann. In den Investitionskosten sind die Kosten der Wärmeverteilung nicht enthalten, da diese zu den Wärmesystemkosten gehören, die auch bei ungekoppelten Systemen anfallen.

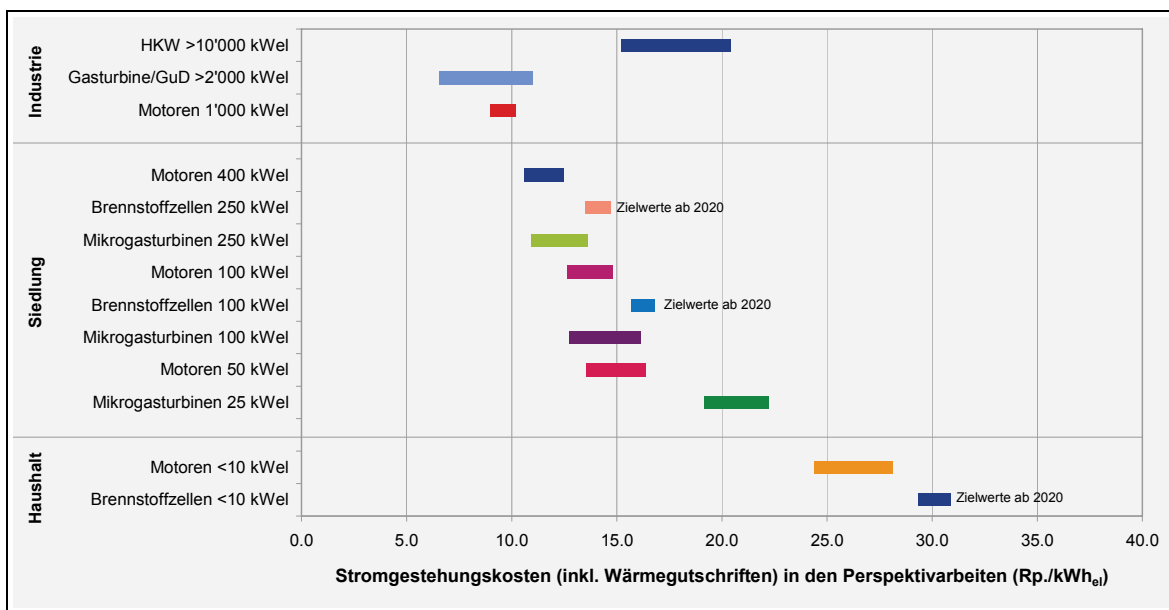
Auf die Stromgestehungskosten wirken zahlreiche verschiedene Einflussgrößen:

- Innerhalb einer Technikklasse (Motoren, Gasturbinen, Brennstoffzellen) sind die spezifischen Investitionskosten (je Leistungseinheit) im Allgemeinen in den kleineren Leistungsklassen (z.T. deutlich) höher als in den grösseren Leistungsklassen. Bei allen Technologien sind noch Kostenreduktionen erreichbar. Diese sind von der jeweiligen Technologie abhängig und können sich stark unterscheiden. Relativ neue Technologien wie Mikrogasturbinen verzeichnen unter Annahme eines steigenden Absatzes deutlich stärkere Lernkurven als konventionelle Technologien wie Gasmotoren.

- Im Industriesektor können WKK-Anlagen besonders dann attraktiv werden, wenn ganzjährig Wärme abgesetzt werden kann: Dann sind einerseits die Wärmegutschriften aufgrund eines gewissen Leistungsanteils nicht vernachlässigbar, andererseits können (teure) Spitzenlastbezüge aus dem Elektrizitätsnetz reduziert werden.
- In den Einsatzbereichen in der Industrie, in grösseren Dienstleistungsobjekten und bei der Nahwärmeproduktion kann davon ausgegangen werden, dass die niedrigeren Brennstoffpreise für industrielle Anwender zur Anwendung kommen. Bei den kleinen Leistungsklassen, die in Haushalten sowie kleineren Einzelobjekten eingesetzt werden, muss damit gerechnet werden, dass die Gaspreise nach Haushaltstarifen abgerechnet werden. Durch die erhöhten Brennstoffpreise erhöhen sich auch die Stromgestehungskosten. Neben den spezifisch höheren Investitions- und Betriebskosten kommen somit die höheren Brennstoffpreise in den Stromgestehungskosten zum Tragen.
- Es ist zu beachten, dass je nach Anwendungsfall die Gestehungskosten mit unterschiedlichen Systemen und Kostenstrukturen konkurrieren: Wenn die Anlagen im Haushalts- und Dienstleistungssektor prioritär auf Eigennutzung des produzierten Stroms ausgelegt sind und damit der Bezug aus dem Netz zu Endverbraucherpreisen vermieden wird, sind für den Investor höhere Gestehungskosten akzeptabel als im Falle einer Einspeisung ins Netz zu nicht geregelten Tarifen oder bei der Verteilung über ein Binnennetz.
- Insgesamt werden sowohl bei der Ermittlung der Kosten als auch bei der im Kraftwerksmodell unterstellten Auslegung die jeweils höchsten am Markt vorhandenen Wirkungsgrade unterstellt.
- Bei den Brennstoffzellen werden in denjenigen Szenarien und Varianten, in denen sie vorkommen, die bei günstiger Technologieentwicklung erwarteten Zielwerte für die Investitionskosten unterstellt. Es wird unterstellt, dass die Brennstoffzellen vorübergehend mit Erdgas betrieben werden. Zudem werden keine hocheffizienten Brennstoffzellen mit einem elektrischen Wirkungsgrad von über 70 Prozent angenommen.

Aufgrund der oben genannten Gründe streuen die Stromgestehungskosten der WKK-Anwendungen stark. Die verwendeten Kostenbandbreiten für die wichtigsten Technologie- und Grössenklassen sind in Figur 8-7 abgebildet.

Figur 8-7: **Stromgestehungskosten von fossil-thermischer Wärme-Kraft-Kopplung**



Prognos 2006

Allgemeine Anmerkungen: Kosten ab Klemme, Realzinssatz 2.5%, Abschreibung über Lebensdauer, Jahre 2005 bis 2035

Motoren: Betrieben mit Erdgas

Brennstoffzellen: Zielwerte, betrieben mit Erdgas

Mikrogasturbinen: niedrigere elektrische und Gesamtwirkungsgrade als Motoren, deshalb höhere Kosten, obwohl spezifische Investitionskosten zukünftig niedriger sind als diejenigen von Motoren (in der gleichen Leistungsklasse). Erst ab 2010-2015 grössere Marktdurchdringung

Gasturbinen: betrieben mit Mineralöl oder Erdgas, unterschiedliche Zahl der Vollaststunden

8.3.4 Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien

Auch die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien zeigen je nach Technologie grosse Bandbreiten.

Derzeit betragen bei gesamtwirtschaftlicher Ermittlung die Stromgestehungskosten der Photovoltaik mehr als 60 Rp. pro kWh. Bei weiterer Verfolgung der Lernkurven, die in den letzten 20 Jahren zu verzeichnen waren (ECN, 2004), werden die Investitionskosten und damit die Stromgestehungskosten zukünftig weiter sinken.

Bei Windenergie bestimmen vor allem die Windverhältnisse die Stromgestehungskosten. Dies hat zum Beispiel Einfluss auf die Anlagegrösse und die Vollaststunden. In der Schweiz sind zudem die spezifischen Investitionskosten etwas höher als im Ausland, obwohl sie weiterhin sinken. In den Perspektiven wird mit Stromgestehungskosten von ca. 15 bis ca. 20 Rp. pro kWh gerechnet.

Bei der Geothermienutzung werden hohe Potenziale, verbunden mit niedrigen Kosten, erhofft. Zudem erzeugen Geothermieanlagen Grundlast-Strom. Falls Geothermie technisch ausreift, können Kostendegressionen vor allem durch den Bau grösserer Anlagen erreicht werden. Obwohl in den Perspektiven Geothermieanlagen hauptsächlich zur Stromerzeugung eingesetzt werden, ist die Wärmenutzung bei geeigneten Standorten durchaus möglich, da der elektrische Wirkungsgrad nur 10 bis 13 Prozent beträgt.

Zu den Kleinwasserkraftwerken werden in dieser Studie Hoch- und Niederdruckkraftwerke mit einer Leistung bis 10 MW_{el}, jedoch keine Trink- und Abwasserkraftwerke unterstellt. Die Kleinwasserkraftwerke weisen je nach Standort grosse Bandbreiten der Stromgestehungskosten aus. Es werden gesamtwirtschaftliche Kosten von 8 bis 15 Rp./kWh unterstellt. Kostendegressionen sind geringfügig.

Die spezifischen Investitionskosten für Biomasse-Anlagen (Holz, Biogas, Klärgas) sind wie bei den fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen von der Anlagengrösse abhängig.

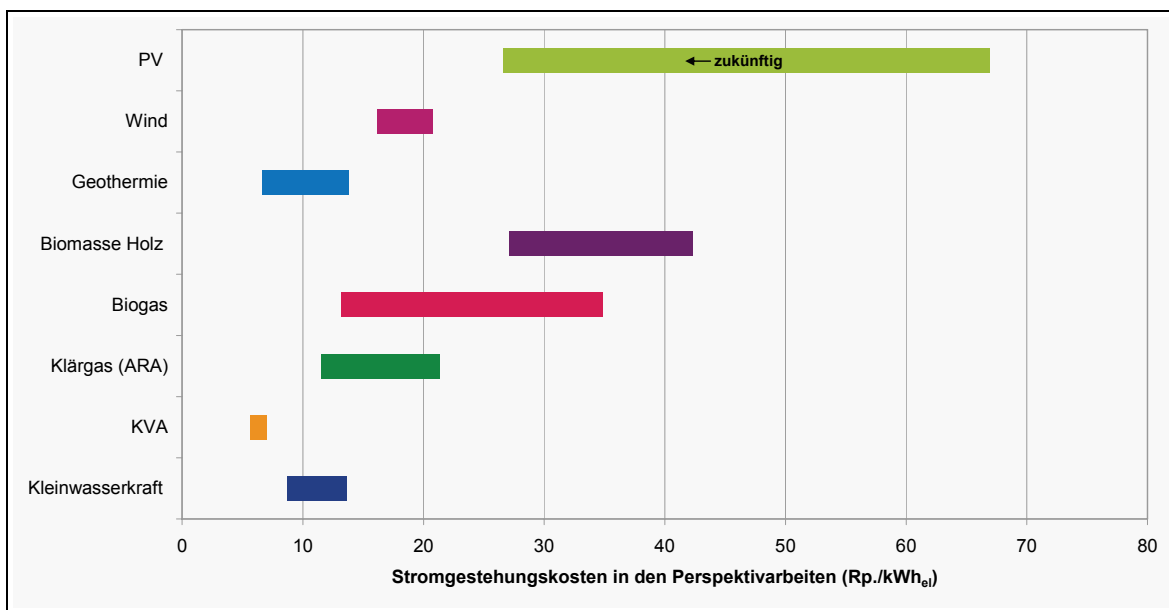
Im Gegensatz zu den festen Biomassen (Anlagen bis 2 MW_{el}) sind bei den Biogas-Anlagen noch wesentliche Kostenreduktionen zu erwarten. Zudem wurden die nassen Biomassen (Ausgangsstoff für die Produktion von Biogas) in der Vergangenheit nicht oder nur gering durch die Brennstoffpreise geprägt. Dies kann sich wie in jüngster Zeit durch die hohen Ölpreise und den steigenden Absatz (Nachfrage) in der Zukunft ändern.

Es wurde davon ausgegangen, dass bei den Biomasse-Anlagen neben der Stromerzeugung auch Wärmenutzung für den eigenen Verbrauch tendenziell ausgenutzt wird, der Wärmeabsatz jedoch, wegen mangelnder Abnahmemöglichkeiten nur gering ist (Biomasse-Anlagen stehen meistens nicht in unmittelbarer Nähe von Wärmeabnehmern; Einspeisung von Wärme in vorhandene Netze kann nicht als Standard unterstellt werden).

Die Stromgestehungskosten für Kehrlichtverbrennungsanlagen weisen bei den erneuerbaren Energien die geringsten Kosten aus. Kostenreduktionen sind bei der ausgereiften Technologie nicht zu erwarten. Die Stromgestehungskosten hängen vor allem von der Wärmeausnutzung sowie vom Erlös aus dem Stromverkauf ab (BFE, 2006c).

Es wird mit den in Figur 8-8 abgebildeten Bandbreiten für die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien gearbeitet. Diese Gestehungskosten können andere Werte annehmen als die nach betriebswirtschaftlichen (höhere Zinssätze und kürzere Abschreibungsdauer) Kriterien ermittelten.

Figur 8-8: **Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien**



Prognos 2006

Allgemeine Anmerkungen: Kosten ab Klemme, Realzinssatz 2.5%, Abschreibung über Lebensdauer, Jahre 2005 bis 2035

Kleinwasserkraft: Hoch- und Niederdruckkraftwerke < 10 MW_{el}, ohne Trink- und Abwasserkraftwerke

Biomasse Holz: nur Kosten für Anlagen bis 2 MW_{el} abgebildet

Geothermie: falls technisch umsetzbar

Wind: mittlerer Kostenbereich, Kosten abhängig von Standort (Windverhältnisse) und Anlagengrösse

PV: Derzeit über 60 Rp./kWh_{el}, zukünftig geringere Kosten (Lernkurven, falls stärkere Umsetzung Skaleneffekte ermöglicht)

8.3.5 Stromgestehungskosten von Importen

In den Modellrechnungen wurde für die Stromgestehungskosten von neuen Importen gemäss Kapitel 2.4.8 auf Seite 45 von den Kosten von GuD-Strom ausgegangen. In 2005 betragen sie 6.9 Rp./kWh_{el}. Zu dem Erzeugungspreis kommen ab 2010 die CO₂-Zertifikatskosten. Somit betragen die Stromgestehungskosten in 2035 7.4 CHF/MWh_{el}. Die Entgelte für grenzüberschreitende Lieferungen und die entsprechende Netznutzung sind nicht in den Kosten enthalten.

8.4 Lücken

Eine Gegenüberstellung der Elektrizitätsnachfrage bis 2035 und der zukünftigen Stromerzeugung des bestehenden Kraftwerksparks unter Berücksichtigung der Kapazitätsabgänge durch das Erreichen der durchschnittlichen Lebensdauer der Kraftwerksanlagen sowie das Auslaufen der Bezugsrechte zeigt die (modelltechnischen) Lücken der Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis 2035.

8.4.1 Stromlücke

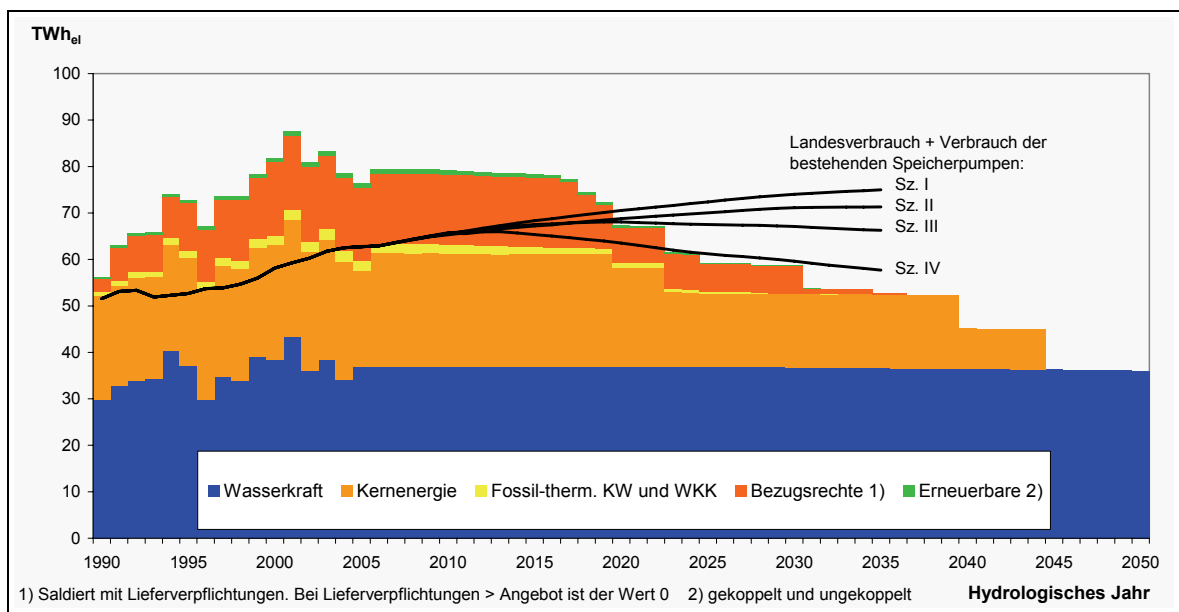
In den Figuren 8-9, 8-10 und 8-11 sind die Stromlücken für die vier Hauptszenarien im hydrologischen Jahr sowie im Winter- und Sommerhalbjahr grafisch dargestellt. Es ist darauf hinzuweisen, dass von einer durchschnittlichen Erzeugung der Wasserkraft aus-

gegangen wird. Die Bandbreite liegt zwischen -5 und +5 TWh_{el}, welche auch in den Zahlen bis 2005 zu finden ist.

Die kontinuierliche Steigerung der Elektrizitätsnachfrage bis 2020 in den Szenarien I bis III und der stufenweise Rückgang des Angebots führen zu einer Lücke im hydrologischen Jahr ab 2019. In Szenario IV nimmt die Nachfrage nach 2012 - 2013 ab, so dass die Stromlücke erst in 2023 eintritt.

Die Stromlücken in den Szenarien I und II nehmen dauerhaft zu und betragen in 2035 22.3 TWh_{el} bzw. 18.6 TWh_{el}. In Szenario III bleibt die Stromlücke in einzelnen Perioden nahezu konstant und nimmt nur stufenweise durch die Stilllegung von Beznau II und Mühleberg als auch durch das Auslaufen von bestimmten Bezugsrechten in 2025 und 2031 zu. In 2035 beträgt die Stromlücke 13.5 TWh_{el}. In Szenario IV nimmt die Stromlücke in einigen Jahren ab, z.B. zwischen 2025 und 2030, dann wieder durch die blockweise Kapazitätsabgänge zu. In 2035 beläuft sich die Stromlücke auf 5.0 TWh_{el}. Siehe Tabelle 8-4.

Figur 8-9: **Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}**



Prognos 2006

Tabelle 8-4: **Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im hydrologischen Jahr, in TWh_{el}**

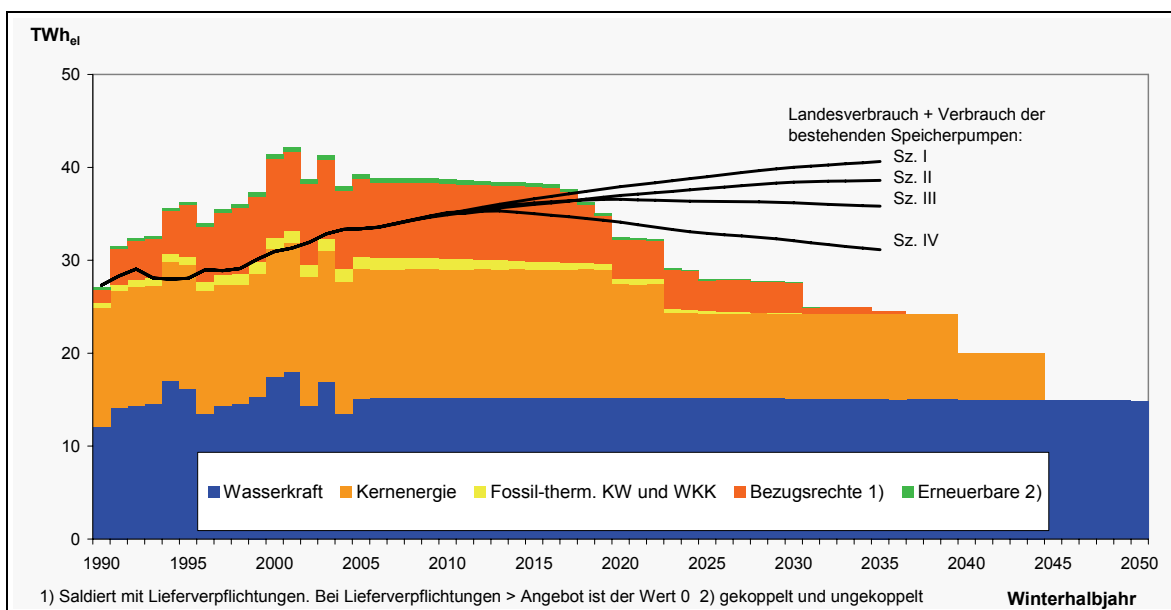
	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	81.9	83.2	76.4	79.1	78.3	67.3	59.2	58.6	52.8	43.5	34.0	33.8
Nachfrage												
Sz I Trend	58.1	61.8	62.8	65.5	68.3	70.6	72.4	74.1	75.0	-	-	-
Sz II Trend	58.1	61.8	62.8	65.3	67.2	68.8	70.0	71.1	71.3	-	-	-
Sz III Trend	58.1	61.8	62.8	65.8	67.5	68.1	67.5	67.1	66.3	-	-	-
Sz IV Trend	58.1	61.8	62.8	65.6	65.4	63.5	61.2	59.6	57.7	-	-	-
Stromlücke												
Sz I Trend	-23.8	-21.4	-13.7	-13.5	-9.9	3.2	13.2	15.5	22.3	-	-	-
Sz II Trend	-23.8	-21.4	-13.7	-13.8	-11.0	1.5	10.8	12.5	18.6	-	-	-
Sz III Trend	-23.8	-21.4	-13.7	-13.3	-10.8	0.7	8.3	8.5	13.5	-	-	-
Sz IV Trend	-23.8	-21.4	-13.7	-13.4	-12.9	-3.8	2.0	1.0	5.0	-	-	-

Prognos 2006

Die Entwicklung der Stromnachfrage und des -angebots im Winterhalbjahr bildet die oben beschriebene Entwicklung im hydrologischen Jahr ab und zeigt somit einen ähnlichen Verlauf. Nur Szenario IV zeigt einen stetigen Rückgang der Elektrizitätsnachfrage ab 2012.

Die Stromlücken belaufen sich in 2035 auf 16.1 TWh_{el} in Szenario I, 14.1 TWh_{el} in Szenario II, 11.3 TWh_{el} in Szenario III und 6.6 TWh_{el} in Szenario IV.

Figur 8-10: **Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}**



Prognos 2006

Tabelle 8-5: **Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}**

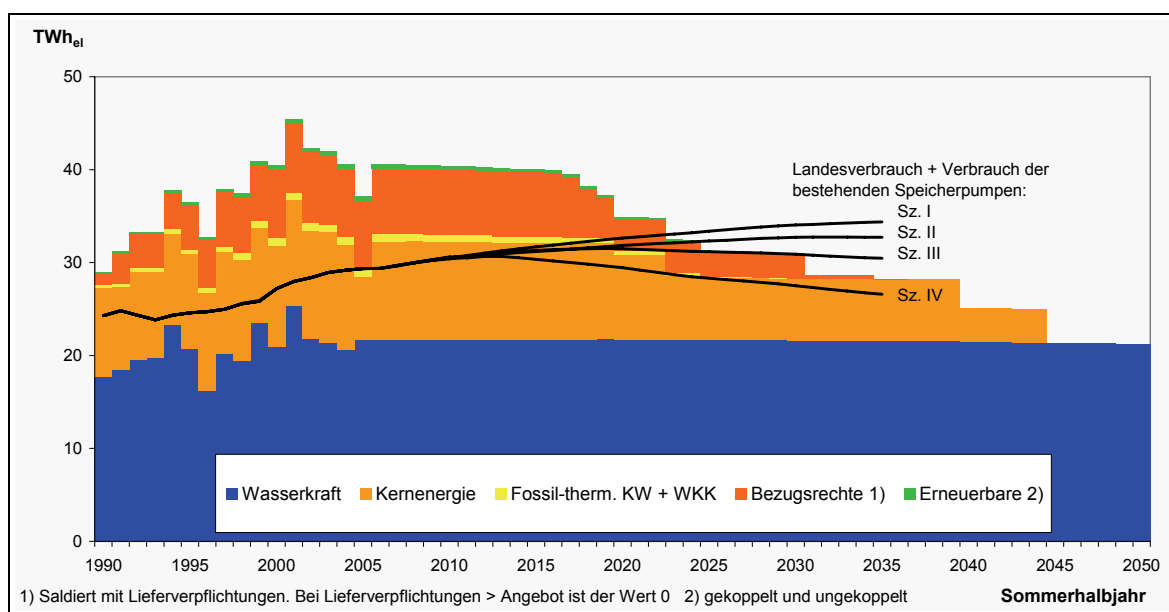
	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	41.4	41.3	39.3	38.7	38.2	32.4	28.0	27.7	24.5	19.2	13.8	13.7
Nachfrage												
Sz I Trend	31.0	32.8	33.4	35.0	36.6	37.9	39.0	40.0	40.6	-	-	-
Sz II Trend	31.0	32.8	33.4	34.9	36.0	37.0	37.7	38.4	38.6	-	-	-
Sz III Trend	31.0	32.8	33.4	35.1	36.2	36.6	36.3	36.2	35.8	-	-	-
Sz IV Trend	31.0	32.8	33.4	35.1	35.0	34.1	32.9	32.1	31.1	-	-	-
Stromlücke												
Sz I Trend	-10.5	-8.5	-5.9	-3.6	-1.6	5.5	11.0	12.4	16.1	-	-	-
Sz II Trend	-10.5	-8.5	-5.9	-3.8	-2.2	4.5	9.7	10.8	14.1	-	-	-
Sz III Trend	-10.5	-8.5	-5.9	-3.5	-2.1	4.1	8.4	8.5	11.3	-	-	-
Sz IV Trend	-10.5	-8.5	-5.9	-3.6	-3.2	1.7	4.9	4.4	6.6	-	-	-

Prognos 2006

Durch das verringerte Angebot der Wasserkraft und die erhöhte Nachfrage im Winter im Vergleich zum Sommer, ist die Situation im Winterhalbjahr deutlich kritischer als im Sommerhalbjahr. Die Figuren 8-10 und 8-11 illustrieren das deutlich.

Im Sommerhalbjahr tritt die Stromlücke in Szenario I ab 2023 ein, im Winterhalbjahr in 2018. Für Szenario II gelten die Jahre 2025 bzw. 2018 und in Szenario III 2031 bzw. 2018. In Szenario IV tritt im Sommerhalbjahr unter den gegebenen Annahmen keine Stromlücke auf, im Winterhalbjahr ab 2020. Die Auslegung der Stromangebotsvarianten erfolgt auf das kritischere Winterhalbjahr.

Figur 8-11: **Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}**



1) Saldiert mit Lieferverpflichtungen. Bei Lieferverpflichtungen > Angebot ist der Wert 0 2) gekoppelt und ungekoppelt

Prognos 2006

In Szenario I beträgt die Stromlücke im Jahre 2035 im Sommerhalbjahr 6.1 TWh_{el} und ist somit kleiner als die Stromlücke von Szenario IV im Winterhalbjahr. In Szenario II reduziert sich die Stromlücke und beläuft sich auf 4.5 TWh_{el} in 2035. In den Zielszenarien III und IV beläuft sich der Unterschied zwischen den Stromlücken gegenüber Szenario I auf -3.9 TWh_{el} bzw. -6.9 TWh_{el}. Im Szenario IV ist im Sommerhalbjahr keine Stromlücke zu verzeichnen.

Tabelle 8-6: **Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Sommerhalbjahr, in TWh_{el}**

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gesamtangebot	40.5	41.9	37.1	40.4	40.0	34.9	31.2	30.9	28.2	24.3	20.2	20.1
Nachfrage												
Sz I Trend	27.2	28.9	29.4	30.5	31.7	32.6	33.4	34.1	34.4	-	-	-
Sz II Trend	27.2	28.9	29.4	30.4	31.2	31.8	32.3	32.7	32.7	-	-	-
Sz III Trend	27.2	28.9	29.4	30.6	31.3	31.5	31.2	30.9	30.5	-	-	-
Sz IV Trend	27.2	28.9	29.4	30.6	30.3	29.4	28.3	27.5	26.6	-	-	-
Stromlücke												
Sz I Trend	-13.3	-13.0	-7.7	-9.9	-8.3	-2.3	2.2	3.1	6.1	-	-	-
Sz II Trend	-13.3	-13.0	-7.7	-10.0	-8.8	-3.1	1.1	1.8	4.5	-	-	-
Sz III Trend	-13.3	-13.0	-7.7	-9.8	-8.7	-3.4	-0.1	0.0	2.2	-	-	-
Sz IV Trend	-13.3	-13.0	-7.7	-9.8	-9.7	-5.4	-2.9	-3.4	-1.7	-	-	-

Prognos 2006

Zusammengefasst zeigen die Szenarien folgende Tendenzen: Kontinuierliche Steigerung (Sz I), Abschwächung des Anstiegs (Sz II), Stabilisierung (Sz III) und Rückgang (Sz IV) der Elektrizitätsnachfrage.

Durch die stufenweisen Abgänge auf der Angebotsseite sind die Stromlücken geprägt durch Sprünge. Die Stromlücken treten ab 2018 ein (Szenario I bis III). Wesentliche Sprünge sind in 2019, 2020 (Eintreten der Stromlücke in Szenario IV), 2023, 2025 und 2031 zu verzeichnen.

8.4.2 Leistungsdefizit

Bei der Analyse des Leistungsdefizits wurden je Szenario drei Fälle analysiert:

- Referenzfall: die Engpassleistung des bestehenden Parks wurde der prognostizierten Lastnachfrage im Referenzfall, also unter „normalen“ klimatologischen Bedingungen, gegenübergestellt.
- Kältewelle: die Engpassleistung des bestehenden Parks wurde der prognostizierten Lastnachfrage bei zwei Wochen sehr kalter Luft über ganz Europa, als Kältewelle definiert, gegenübergestellt. Zudem fällt eine grosse Kraftwerkseinheit ausserplanmässig aus.
- Hitzewelle: die Engpassleistung des bestehenden Parks wurde der prognostizierten Lastnachfrage bei fünf Wochen sehr warmer Luft, als Hitzewelle definiert, gegenüber-

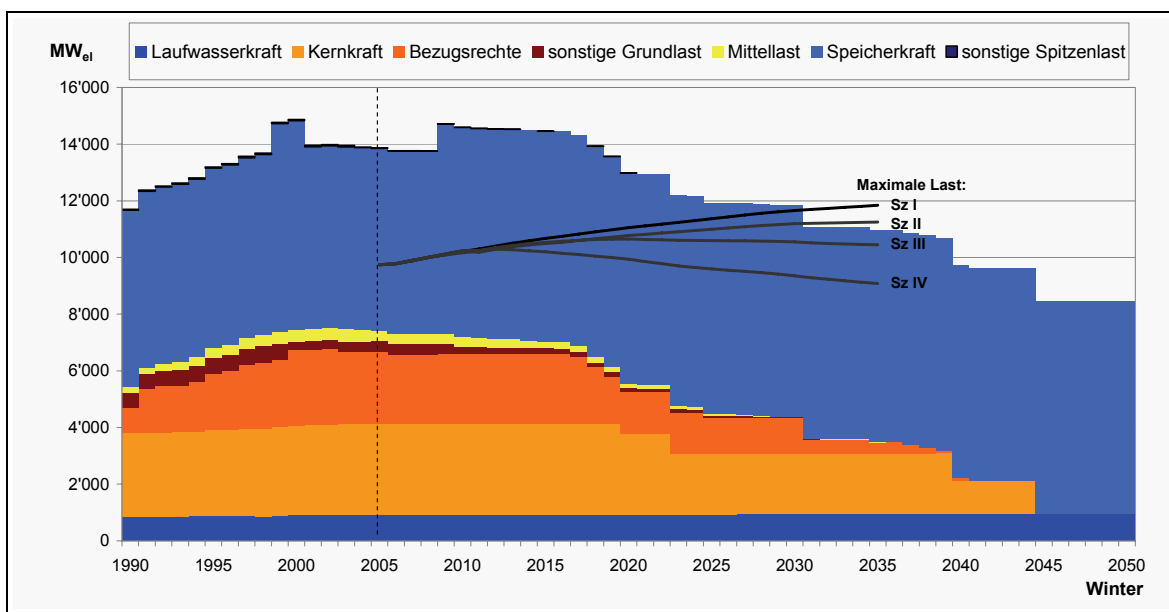
gestellt. Ein grosses KKW ist während der Hitzewelle planmässig in Revision, zusätzlich fällt eine weitere Kraftwerkseinheit ausserplanmässig aus.

8.4.2.1 Referenzfall

Wird leistungsseitig das bestehende Angebot (Engpassleistung) der Nachfrage gegenübergestellt, tritt ohne Zubau neuer Kraftwerke ab 2031 in den Szenarien I und II im Winterhalbjahr (Spitzenlast) leistungsseitig ein Versorgungsdefizit auf. Im Sommer ist die inländische Versorgungssicherheit leistungsseitig auch ohne Zubau neuer Kraftwerke gewährleistet. In den Szenarien III und IV treten im Referenzfall sowohl im Winter als auch im Sommer keine Leistungsdefizite auf.

Figur 8-12 zeigt die Situation des Referenzfalls für die vier Szenarien im Winterhalbjahr.

Figur 8-12: **Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage, im Referenzfall Winterhalbjahr, in MW_{el}**



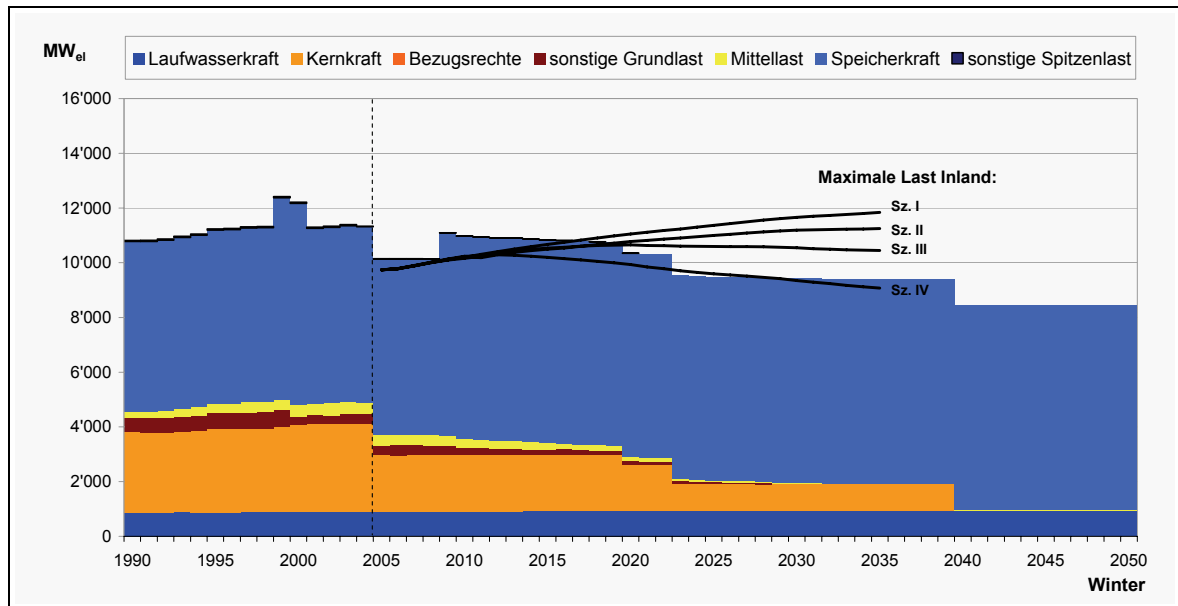
Prognos 2006

8.4.2.2 Kältewelle

Extremsituationen wie eine Kältewelle mit Ausfall eines Kraftwerks führen bereits heute in Peakzeiten zu Problemen. Ohne Zubau neuer Kraftwerke kann die verfügbare Leistung des bestehenden Parks ab 2017 die prognostizierte Nachfrage vom Szenario I nicht mehr decken. In 2035 beträgt das Leistungsdefizit circa 2.5 GW_{el}. In den Szenarien II und III treten die Leistungsdefizite ab circa 2020 ein, und die Grösse des Defizits reduziert sich bis 2035 auf 1.8 bzw. 1.0 GW_{el}. In Szenario IV tritt nur zwischen 2023 und 2027 ein minimales Leistungsdefizit auf. Figur 8-12 zeigt die Situation bis 2035.

In Szenario I ist die Grundlast um 2033 - 2034 nicht mehr gedeckt (vgl. Figur 4-14, Seite 98). Das Leistungsdefizit beträgt in 2035 fast 0.2 GW_{el}. In den anderen Szenarien tritt bis 2035 kein Defizit bei der Grundlast auf.

Figur 8-13: Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}



Prognos 2006

Tabelle 8-7: Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Kältewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz I bis IV	12'217	11'395	10'148	10'979	10'838	10'351	9'486	9'411	9'401	8'453	8'453	8'453
Nachfrage (Max.)												
Sz I Trend	9'000	9'500	9'740	10'207	10'672	11'054	11'368	11'660	11'839	-	-	-
Sz II Trend	9'000	9'500	9'740	10'165	10'494	10'776	10'995	11'192	11'250	-	-	-
Sz III Trend	9'000	9'500	9'740	10'240	10'537	10'653	10'595	10'547	10'447	-	-	-
Sz IV Trend	9'000	9'500	9'740	10'220	10'195	9'938	9'595	9'353	9'077	-	-	-
Leistungsdefizit												
Sz I Trend	-3'217	-1'895	-408	-772	-166	703	1'882	2'249	2'438	-	-	-
Sz II Trend	-3'217	-1'895	-408	-814	-344	425	1'509	1'781	1'849	-	-	-
Sz III Trend	-3'217	-1'895	-408	-739	-301	302	1'109	1'136	1'046	-	-	-
Sz IV Trend	-3'217	-1'895	-408	-759	-643	-413	109	-58	-324	-	-	-

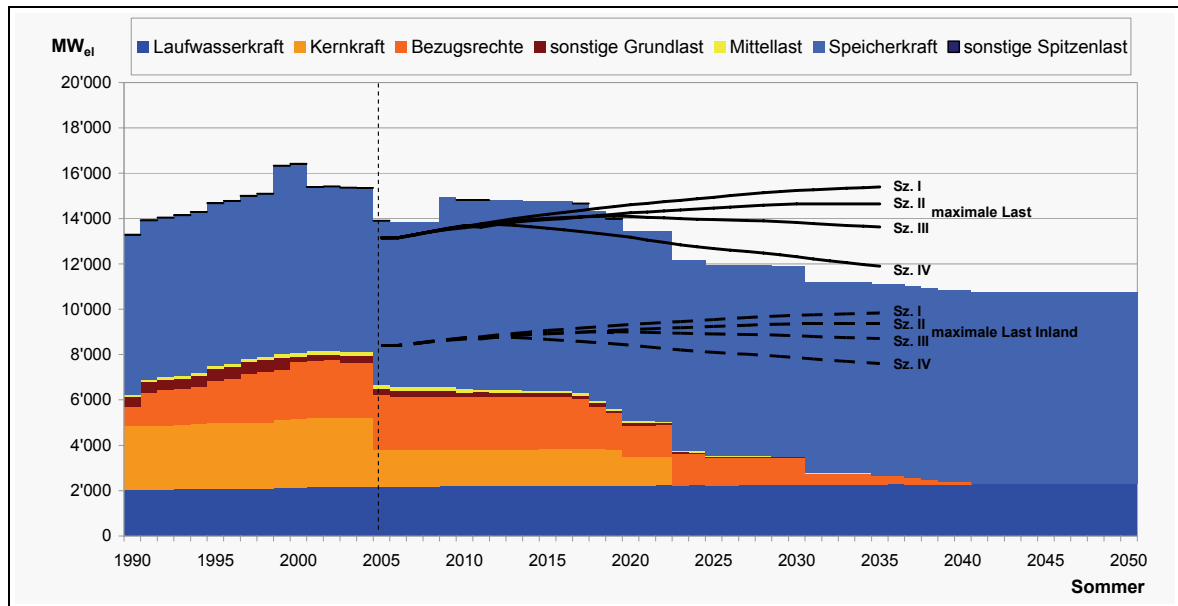
2003 ist ein Stützjahr

Prognos 2006

8.4.2.3 Hitzewelle

Bei einer Hitzewelle ist die inländische Leistung auch ohne Zubau neuer Kraftwerke bis 2035 gewährleistet. Die prognostizierte maximale Last für die Tätigkeit von Exporten kann in Szenario I ab 2018, in Szenario II und III ab 2020 und in Szenario IV ab 2023 leistungsseitig nicht mehr gedeckt werden (Figur 8-14). Das Leistungsdefizit in 2035 beläuft sich von 4.3 GW_{el} in Szenario I bis 0.8 GW_{el} in Szenario IV.

Figur 8-14: Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}



Prognos 2006

Tabelle 8-8: Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Lastnachfrage bei einer Hitzewelle, in MW_{el}

	2000	2003	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Angebot												
Sz I bis IV	16'427	15'382	13'917	14'831	14'779	13'447	11'938	11'915	11'106	10'853	10'758	10'758
Nachfrage (Max.)												
Sz I Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'655	14'189	14'611	14'942	15'241	15'394	-	-	-
Sz II Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'600	13'959	14'255	14'467	14'647	14'650	-	-	-
Sz III Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'697	14'016	14'097	13'955	13'829	13'635	-	-	-
Sz IV Trend (mit Exporten)	12'500	11'750	13'150	13'672	13'574	13'180	12'680	12'312	11'904	-	-	-
Leistungsdefizit												
Sz I Trend (mit Exporten)	-3'927	-3'632	-767	-1'176	-590	1'164	3'004	3'326	4'288	-	-	-
Sz II Trend (mit Exporten)	-3'927	-3'632	-767	-1'231	-820	808	2'529	2'732	3'544	-	-	-
Sz III Trend (mit Exporten)	-3'927	-3'632	-767	-1'134	-763	650	2'017	1'914	2'529	-	-	-
Sz IV Trend (mit Exporten)	-3'927	-3'632	-767	-1'159	-1'205	-267	742	397	798	-	-	-

2003 ist ein Stützjahr

Prognos 2006

8.5 Optionen zur Deckung der Stromnachfrage

In Szenario I ist eine (reine) dezentrale oder eine vorrangig auf erneuerbare Energien ausgerichtete Strategie, um die Stromlücke zu decken, definitionsgemäss nicht zu erwarten. Grosskraftwerke oder Importe bleiben als Strategie übrig.

In Szenario II wird aufgrund des Fördertopfes in erster Instanz von einem Zubau der erneuerbaren Energien ausgegangen. Die restliche Stromlücke wird, da es keine Anreize für den Bau fossiler WKK-Anlagen gibt, durch zentrale Anlagen oder Importe gedeckt.

Durch die geringere Nachfrage und durch die Tatsache, dass in den Zielszenarien erst geschaut wird, wie weit gegangen werden muss, um die Ziele zu erreichen, sind in Szenario III theoretisch alle Kombinationen möglich. Aufgrund der zeitlichen Entwicklung der Nachfrage und der Lücke schliessen der bedarfsgerechte Zubau von Gaskombikraftwerken und der Zubau des nur mehr einen benötigten KWK-Blocks einander gegenseitig aus. Daher brauchte die Kombination der beiden zentralen Varianten, Variante B, nicht untersucht zu werden.

Neben den reinen fossil-(de)zentralen und erneuerbaren Strategien sind auch Kombinationen hiervon möglich. Zwei davon werden in Szenario III zusätzlich ausgearbeitet: Fossil-zentral und erneuerbare Energien (C&E) und fossil-dezentral und erneuerbare Energien (D&E).

Szenario IV kennt eine ähnliche Ausgangslage wie Szenario III. Die niedrigere Nachfrage als in Szenario III macht die Kombination von fossil-zentralen und erneuerbaren Energien überflüssig. Durch den Zubau von grossen zentralen Blöcken wird die Durchdringung von Erneuerbaren verringert.

Tabelle 8-9 zeigt die untersuchten Szenarien und Varianten im Überblick.

Tabelle 8-9: **Kombinationen von Politik- und Angebotsvarianten**

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	■	■	■					■
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	■	■	■					■
Sz III	„Neue Prioritäten“	■		■	■	■	■	■	■
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	■		■	■	■		■	■

8.6 Erwartete Potenziale der Technologien in 2035

8.6.1 Wasserkraft

In der Studie von Electrowatt-Ekono (2004) wurde das Ausbaupotenzial von Wasserkraft-Anlagen mit einer Leistung über 300 kW_{el} – auf 7.6 TWh_{el} geschätzt. Wird hierzu das Ausbaupotenzial von Kleinstwasserkraft addiert, sind insgesamt ca. 7.8 TWh_{el} an Ausbaupotenzial vorhanden. Ein Teil des Ausbaupotenzials kommt durch Erneuerungen und Umbauten zustande, ein anderer Teil durch Neubauten. Der Ausbau wird durch verschiedene Treiber und Hemmnisse beeinflusst, wie Liberalisierung der Energiemärkte, Förderbeiträge, Angebot/Nachfrage, Baukosten und Elektrizitätspreise.

In den Perspektiven ist Wasserkraft keine eigenständige Variante, spielt jedoch in allen Szenarien und Varianten eine bedeutende Rolle. In Szenario I sind vor allem kostengünstige Umbauten zu erwarten. Das Ausbaupotenzial der Umbauten beträgt ca. 1.2 TWh_{el}. In Szenario II werden die Wasserkraftwerke mit einer Leistung bis 10 MW_{el} sowie die übrigen erneuerbaren Energien finanziell gefördert. Der Ausbau der Wasserkraft beträgt insgesamt 2.5 TWh_{el}, davon 1.5 TWh_{el} Kleinwasserkraft. In Szenario III werden bei den zentralen Angebotsvarianten A und C vorwiegend Grosswasserkraftwerke und bei den dezentralen Varianten D und E Kleinwasserkraftwerke unterstellt. Bei der Angebotsvariante E werden für die Lückenschliessung sowohl Gross- als auch Kleinwasserkraftwerke benötigt.

In der Tabelle 8-10 sind die Erneuerungen von bestehenden Kraftwerken nicht enthalten. Dies ist bei der Ermittlung des bestehenden Angebots berücksichtigt. Der Produktionszuwachs der Erneuerungen gleicht die künftigen Produktionseinbussen bei der Umsetzung der minimalen Restwasserbestimmungen etwa aus.

Tabelle 8-10: **Erwartete Ausbaupotenziale Wasserkraft in 2035, in TWh_{el}/a**

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	1.2	1.2	1.2	-	-	-	-	1.2
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	2.5	2.5	2.5	-	-	-	-	2.5
Sz III	„Neue Prioritäten“	2.5	-	2.5	2.5	4.1	2.5	2.5	2.5
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	1.2	-	1.2	1.2	2.5	-	1.2	1.2

Prognos 2006

Zum Ausbau der Lauf- und Speicherkraftwerke kommen die geplanten Neubauten der Pumpspeicherwerke Grimsel, Linth-Limmern und Emosson hinzu. Dies führt einerseits zu einer kurzfristig abrufbaren Leistungs- sowie Erzeugungserhöhung (Spitzenlast), andererseits zu einem zusätzlichen Elektrizitätsverbrauch in off-peak-Zeiten als Folge der Wirkungsgradverluste beim Pumpen. Die arbeitsseitigen Verluste betragen ca. 25 bis 30 Prozent. Diese geplanten Neubauten werden für alle Szenarien und Varianten unterstellt.

8.6.2 Fossil-thermische Wärme-Kraft-Kopplung

Die absetzbare Wärme ist – neben Wirtschaftlichkeitsfragen – der wesentlich zu berücksichtigende Faktor beim Einsatz von WKK-Anlagen. Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen werden insbesondere kleinere Anlagen auf hohe Volllaststunden hin ausgelegt. Damit ist das begrenzende Kriterium die nachgefragte Wärme-Grundlast.

Zur Ermittlung des technischen Potenzials für die Szenarien wurde der durch fossile Wärmeerzeuger sowie Fernwärme gedeckte Wärmebedarf in den jeweiligen Szenarien herangezogen. Da die Wärmenachfrage in allen Szenarien im Laufe der Zeit zurückgeht, stellt die Wärmenachfrage in 2035 den maximalen Auslegungspunkt für den Einsatz von WKK-Anlagen in den Szenarien dar.

In Szenario I werden keine gegenüber heute veränderten Politikinstrumente unterstellt, somit auch keine für WKK veränderten oder stärker förderlichen Rahmenbedingungen als derzeit. In den vergangenen Jahren liess sich ein Zubau an dezentralen WKK-Anlagen, sowohl im industriellen als auch im Dienstleistungssektor, verzeichnen. Ein moderater weiterer Zubau in geeigneten Anwendungsfällen wird auch ohne zusätzliche Förderung in Szenario I unterstellt. Die Stromausbeute aus KVA bleibt konstant. Dies führt insgesamt zu einer Stromproduktion von 3.3 TWh (inkl. fossiler Anteil von Kehrlichtverbrennungsanlagen) im Jahr 2035 und ist in allen Varianten von Szenario I gleich.

In Szenario II werden ebenfalls keine grundlegend neuen Instrumente und Strategien zur Förderung von WKK-Anlagen unterstellt. Jedoch wird davon ausgegangen, dass im Rahmen der verstärkten Zusammenarbeit vor allem zwischen Elektrizitätswirtschaft und Wirtschaft die vorhandenen wirtschaftlichen Potenziale stärker ausgeschöpft werden als in Szenario I. In allen Varianten kommt es hier zu einem verstärkten Zubau von bis zu 3.7 TWh in 2035.

In Szenario III wird der WKK-Zubau in den verschiedenen Varianten unterschiedlich behandelt. In den Varianten A, C und G wird, wie in den Szenarien I und II, ein autonomer Zubau angenommen. Aufgrund des in diesem Szenario insgesamt verringerten Wärmebedarfs der Gebäude wird eine Elektrizitätsproduktion aus WKK von bis zu 2.9 TWh in 2035 erreicht. In der Variante D wird untersucht, ob sich die Stromlücke ausschliesslich auf der Basis von dezentraler fossiler WKK-Produktion decken lässt. Es zeigt sich, dass die technischen Potenziale hinreichend sind, um die Stromlücke sowohl im Winter als auch im Sommer zu decken. Sie müssen auch nicht vollständig ausgeschöpft werden, um dieses Ziel zu erreichen. Der Zubau muss allerdings bereits frühzeitig in ausreichendem Masse erfolgen, um die erstmals in 2018 auftretenden „Stufe“ in der Stromlücke kompensieren zu können. In Szenario III wurde zusätzlich zu den „Eckvarianten“ eine Mischvariante „D&E“ gerechnet, die die dezentrale fossile WKK-Erzeugung mit der erneuerbaren Erzeugung kombiniert. Bei dieser Strategie wurden in beiden Erzeugungsbereichen die jeweils kostengünstigsten Potenziale erschlossen, so dass sich der Anteil der WKK-Anlagen in den kleinen Leistungsklassen verringert.

In Szenario IV wurden analog zu Szenario III in den Varianten A, C und G WKK-Anlagen im Rahmen eines autonomen Zubaus eingesetzt. Aufgrund der in Szenario IV weiter gegenüber Szenario III sinkenden spezifischen Wärmebedarfe beträgt die gekoppelte Stromerzeugung in 2035 in diesem Fall 2.4 TWh. In Szenario IV wurden ebenfalls für eine Variante D die aus dem Wärmebedarf abgeleiteten technischen Potenziale ermittelt.

Figuren 8-11 und 8-12 zeigen die Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraft-Kopplung, ohne Kehrlichtverbrennungsanlagen, nach Klein- und Gross-WKK.

Tabelle 8-11: **Erwartete Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraftkopplung (Anlagen < 1 MW_{el}) in 2035, in TWh_{el}/a**

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	1.0	1.0	1.0	-	-	-	-	1.0
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	1.1	1.1	1.1	-	-	-	-	1.1
Sz III	„Neue Prioritäten“	0.8	-	0.8	14.5	0.8	0.8	8.9	0.8
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	0.6	-	0.6	8.7	0.6	-	3.0	0.6

Prognos 2006

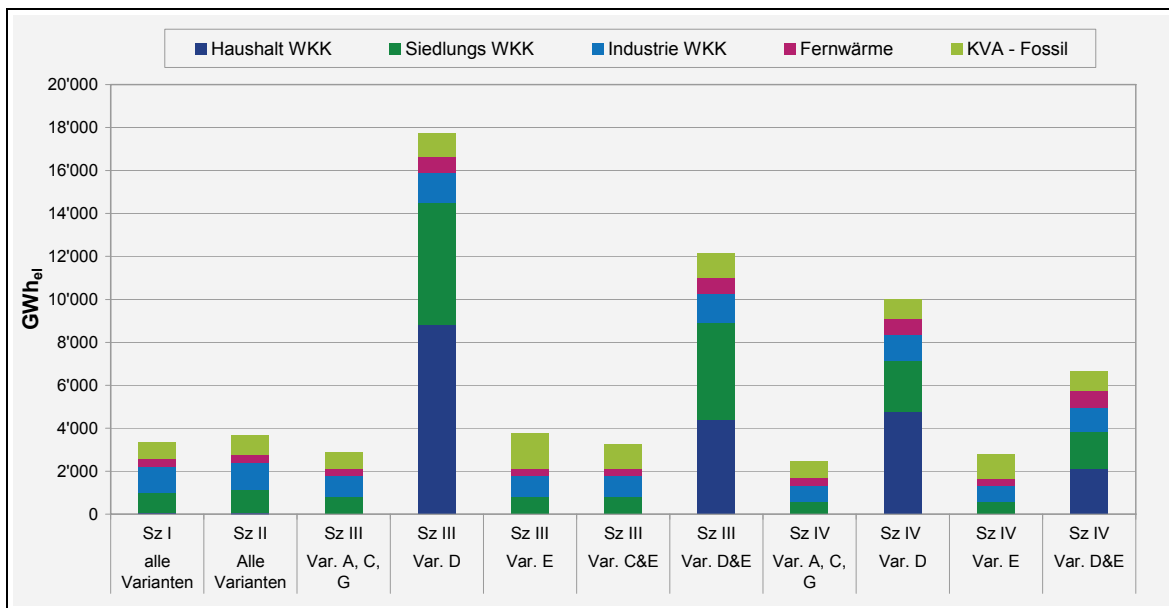
Tabelle 8-12: **Erwartete Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraftkopplung (Anlagen > 1 MW_{el}) in 2035, in TWh_{el}/a**

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	1.6	1.6	1.6	-	-	-	-	1.6
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	1.6	1.6	1.6	-	-	-	-	1.6
Sz III	„Neue Prioritäten“	1.3	-	1.3	2.1	1.3	1.3	2.1	1.3
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	1.1	-	1.1	2.0	1.1	-	1.9	1.1

Prognos 2006

In Figur 8-15 sind die oben erläuterten und dargestellten erwarteten Potenziale nach Einsatzbereich grafisch nach Szenario und Variante dargestellt. Sichtbar sind die vorhandenen Potenziale im Haushaltsbereich (z.B. Szenario III, Variante D) und der Siedlungs-WKK (Bereich 50 - 500 kW_{el}), die erst bei einer WKK-Strategie ausgeschöpft werden. Die Potenziale im Industriesektor (Anlagen > 1 MW_{el}) sind begrenzt und bereits heute zum Teil ausgeschöpft, so dass es hier keine gravierenden Unterschiede in den Varianten und Szenarien gibt. In der Figur ist der fossile Anteil an der Stromerzeugung (50 Prozent) der Kehrlichtverbrennungsanlagen einbezogen. Erläuterungen zu den erwarteten Potenzialen sind im nächsten Abschnitt wiedergegeben.

Figur 8-15: Erwartete Potenziale der fossil-thermischen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen in 2035 in GWh_{el}



Prognos 2006

8.6.3 Kehrichtverbrennungsanlagen

Bei den Kehrichtverbrennungsanlagen steht die Abfallverarbeitung im Vordergrund. Die Potenziale werden durch die Abfallmengen bestimmt. Die Wärme- und damit auch die Stromerzeugung sind abhängig von den Wärmeabsatzmöglichkeiten. Stromsteigerungspotenziale sind vor allem durch die Erhöhung der elektrischen Wirkungsgrade der Anlagen zu erreichen. Ohne zusätzliche Massnahmen, wie in Szenario I, bleibt die Stromerzeugung bis 2035 bei ca. 1.5 TWh_{el} pro Jahr.

In Szenario II werden kostengünstige Massnahmen in Höhe von 0.3 TWh_{el} durch die Förderung der erneuerbaren Energien ausgeschöpft. Hierdurch erhöht sich die Stromerzeugung bis auf 1.8 TWh_{el} pro Jahr.

In der Variante E des Szenarios III wurden die technischen Potenziale ausgeschöpft, um die entstehende Stromlücke vollständig durch Erneuerbare zu decken. Der Beitrag der Kehrichtverbrennungsanlagen beträgt maximal 3.3 TWh_{el} pro Jahr (davon werden 50 Prozent als erneuerbar angerechnet), wenn die elektrischen Wirkungsgrade bis über 30 Prozent angehoben werden. Dies hat eine niedrigere Wärmeauskopplung zur Folge. In den Varianten D, C&E, D&E werden die Potenziale infolge der Differenzierung der Möglichkeiten weniger stark ausgeschöpft. In den zentralen Varianten A und C sowie in der Variante G wird kein Ausbau zur Deckung der Stromlücke unterstellt.

Szenario IV zeigt ein ähnliches Bild wie Szenario III. Durch die geringere Stromlücke müssen die Potenziale in den Varianten D, E und D&E weniger stark ausgeschöpft werden. In den anderen Varianten bleibt die Situation, wie sie bisher ist.

Die erwarteten Potenziale in den Szenarien und Varianten sind in Tabelle 8-13 zusammengefasst dargestellt. 50 Prozent des Betrages ist als erneuerbarer Anteil anzurechnen.

Tabelle 8-13: Erwartete Potenziale Kehrlichtverbrennungsanlagen in 2035, in TWh_{el}/a

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	1.5	1.5	1.5	-	-	-	-	1.5
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	1.8	1.8	1.8	-	-	-	-	1.8
Sz III	„Neue Prioritäten“	1.5	-	1.5	2.2	3.3	2.2	2.2	1.5
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	1.5	-	1.5	1.8	2.2	-	1.8	1.5

Prognos 2006

8.6.4 Erneuerbare Energien

8.6.4.1 Gekoppelte Erneuerbare

Kleine Anlagen bis 2 MW_{el} und befeuert mit festen Biomassen weisen hohe Stromgestehungskosten aus. Erst bei grösseren Anlagen, z.B. bei Zufeuerung von Holzgas in Kombikraftwerken, bewegen sich die Stromgestehungskosten in Richtung konventioneller Kraftwerke. Hierdurch bleibt der Einsatz der festen Biomassen in Szenario I gering. Hier wird nur von einem geringfügigen autonomen Ausbau ausgegangen. In Szenario II werden durch die finanziellen Anreize weitere Standorte erschöpft.

In den Varianten E, C&E und D&E des Szenarios III tragen die festen Biomassen zur erneuerbaren Strategie bei. Auch in der Variante C wird Holzgas in einem (ungekoppelten) Kombikraftwerk zugefeuert. In den sonstigen zentralen Varianten wird Biomasse nicht gefördert.

Tabelle 8-14: Erwartete Potenziale der festen Biomasse-Anlagen in 2035, in TWh_{el}/a

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	0.1	0.1	0.1	-	-	-	-	0.1
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	0.4	0.4	0.4	-	-	-	-	0.4
Sz III	„Neue Prioritäten“	0.1	-	2.0 *	0.1	1.7	2.1 *	1.1	0.1
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	0.1	-	0.1	0.1	1.1	-	0.7	0.1

* inkl. Zufeuerung von Holzgas in Kombikraftwerken

Prognos 2006

Ein ähnlicher Aufbau der Potenziale nach Szenarien und Varianten ist für die nassen Biomassen, die anaerob zu Biogas vergoren werden, zu verzeichnen. Jedoch sind vor allem die grösseren Biogasanlagen zukünftig günstiger. Deshalb wird mit einer schnelleren Ausschöpfung der Potenziale gerechnet. In der Variante E des Szenarios III beträgt die Ausschöpfung 2.3 TWh_{el}, was eine Realisierung des maximalen technisch-ökologischen Potenzials bedeutet.

Tabelle 8-15: Erwartete Potenziale der Biogasanlagen in 2035, in TWh_{el}/a

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	0.1	0.1	0.1	-	-	-	-	0.1
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	1.2	1.2	1.2	-	-	-	-	1.2
Sz III	„Neue Prioritäten“	0.1	-	0.1	0.1	2.3	1.2	1.6	0.1
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	0.1	-	0.1	0.1	1.6	-	1.0	0.1

Prognos 2006

Bei Klärgasanlagen sind die Potenziale zurzeit schon zum wesentlichen Teil ausgeschöpft. Erhöhte Stromproduktion wird vor allem durch erhöhte Stromwirkungsgrade erreicht oder durch die Umstellung auf Brennstoffzellen. Letzteres würde jedoch voraussetzen, dass es neue Zellentechnologien gibt, die die Gasqualitäten verarbeiten können, oder aufwendige Gasreinigungsstufen bedingen. Daher wird dies in den Perspektiven nicht unterstellt. So beläuft sich das maximale Stromerzeugungspotenzial auf ca. 0.3 TWh_{el}, welches bereits in Szenario II durch die finanzielle Förderung erreicht wird.

Tabelle 8-16: Erwartete Potenziale der Klärgasanlagen in 2035, in TWh_{el}/a

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	0.2	0.2	0.2	-	-	-	-	0.2
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	0.3	0.3	0.3	-	-	-	-	0.3
Sz III	„Neue Prioritäten“	0.2	-	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.2
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	0.2	-	0.2	0.2	0.3	-	0.3	0.2

Prognos 2006

8.6.4.2 Geothermie

Falls (tiefe) Geothermie sich technisch durchsetzt, sind die Potenziale sowohl zur Stromerzeugung als auch zur Wärmegewinnung erheblich. Allerdings ist bis 2020 nicht mit einem wesentlichen Beitrag zur Landesversorgung zu rechnen. Ohne substanzielle Änderung der Energiepolitik wie in Szenario I wird der Beitrag von Geothermie bis 2035 konservativ eingeschätzt. In Szenario II profitiert die Geothermie von der finanziellen Förderung. Aus den Modellrechnungen zur Verteilung der Gelder über die erneuerbaren Technologien folgte ein Beitrag der Geothermie von 0.6 TWh_{el} in 2035. Die Stromerzeugung durch Geothermieanlagen wird in Szenario III durch die gewählte Angebotsvariante bestimmt. Um den Beitrag dieser noch nicht im grossen Massstab erprobten Technologie nicht zu überschätzen, ist der Beitrag zur notwendigen Deckung der Stromlücke begrenzt. Dieser Beitrag beträgt in der Variante E des Szenarios III 5.0 TWh_{el} in 2035 (ca. 30 Anlagen je 25 MW_{el}), und hiermit ist Geothermie zusammen mit Biomassen der grösste neue erneuerbare Energieträger. In den Varianten C&E und D&E ist der Beitrag durch die Differenzierung wesentlich geringer. In den Varianten A, C und G steht Geothermie zur Deckung der Stromlücke definitionsgemäss nicht im Vordergrund. Das gleiche Prinzip wie

in Szenario III gilt auch für Szenario IV. Hier ist die Ausschöpfung in den Varianten E und D&E durch die verringerte Elektrizitätsnachfrage weniger stark als in Szenario III.

Tabelle 8-17 zeigt die unterschiedlichen Beiträge zur Deckung der Stromlücke in den einzelnen Szenarien und Varianten.

Tabelle 8-17: Erwartete Potenziale Geothermie in 2035, in TWh_{el}/a

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	0.1	0.1	0.1	-	-	-	-	0.1
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	0.6	0.6	0.6	-	-	-	-	0.6
Sz III	„Neue Prioritäten“	0.1	-	0.1	0.1	5.0	1.5	2.0	0.1
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	0.1	-	0.1	0.1	2.2	-	1.5	0.1

Prognos 2006

8.6.4.3 Windenergie

Windenergie spielt in der Schweiz, im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern wie Deutschland, Dänemark, Spanien, aber auch Österreich, bisher eine vernachlässigbare Rolle. Dies hat nicht nur mit den in der Schweiz herrschenden Windverhältnissen oder Kostenstrukturen zu tun, sondern auch mit der bisherigen Energiepolitik. Eine Fortführung der bisherigen Politik, wie in Szenario I, impliziert einen geringfügigen Ausbau, welcher hier auf 0.1 TWh_{el} in 2035 geschätzt wird. In Szenario II wird der Ausbau durch die Verteilung der Fördermittel bestimmt. Mit den 0.8 TWh_{el} in 2035 liegt der Wert noch unter dem unterstellten erschliessbaren Pfad des BFE (0.6 TWh_{el} in 2025 und 4.0 TWh_{el} in 2050). Mit 2.3 TWh_{el} in 2035 in der Variante E in Szenario III liegt die Ausschöpfung der Potenziale etwa auf diesem Pfad. In den Varianten C&E sowie D&E werden die Potenziale durch die kombinierte Nutzung der Strategien und in der Variante E des Szenarios IV durch die geringere Nachfrage geringfügiger ausgeschöpft. Wie bei der Geothermie steht der Ausbau von Windenergie in den Varianten A, C, D, und G in den Szenarien III und IV nicht im Vordergrund.

Tabelle 8-18: Erwartete Potenziale Windenergie in 2035, in TWh_{el}/a

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	0.1	0.1	0.1	-	-	-	-	0.1
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	0.8	0.8	0.8	-	-	-	-	0.8
Sz III	„Neue Prioritäten“	0.1	-	0.1	0.1	2.3	1.0	1.3	0.1
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	0.1	-	0.1	0.1	1.5	-	1.0	0.1

Prognos 2006

8.6.4.4 Photovoltaik

Wie bei der Windenergie verzeichnet der Absatz von PV-Anlagen Wachstumsraten, die Stromerzeugung ist mit ca. 17 GWh_{el} pro Jahr in der Relation zur gesamten Landeserzeugung (65 - 70 TWh_{el}) gering. Auch hier wird für das Szenario I „Weiter wie bisher“ nur ein geringfügiger Ausbau unterstellt. In Szenario II spielt Photovoltaik wegen zwar absinkenden, aber trotzdem hohen Kosten in einem weitgehend kostenoptimierten Fördermodell weiterhin eine geringe Rolle. Ein gewisser Zubau wird dennoch unterstellt, damit kein technologischer Bruch entsteht. Die Variante E des Szenarios III unterstellt mit 1.9 TWh_{el} in 2035 den stärksten Zubau der Photovoltaik. Dies wird mit einem Wachstum der installierten Leistung von 18 Prozent pro Jahr erreicht und entspricht dem durchschnittlichen jährlichen Wachstum der letzten 15 Jahre (PSI, 2005a). Die anderen teilweise erneuerbaren Varianten (C&E und D&E) verzeichnen ein weniger starkes Wachstum. In den zentralen Varianten sowie der Variante G wird nur ein geringfügiger autonomer Zubau unterstellt. Für Szenario IV wird in der Variante E ein moderates Wachstum der installierten Leistung von 12 Prozent (wie in den letzten 5 Jahren; PSI, 2005a) angenommen. Die Stromerzeugung von PV-Systemen würde in 2035 dann ca. 1.0 TWh_{el} betragen. Dieses Wachstum ist, bedingt durch die geringere Nachfrage, weniger anspruchsvoll als in Szenario III. Für die anderen Varianten gilt das gleiche wie in Szenario III.

Zu den genannten Zahlen, welche in Tabelle 8-19 dargestellt sind, ist zu bemerken, dass sie unter folgenden Annahmen zu Stande gekommen sind:

- Die Stromgestehungskosten sind vor allem in den nächsten 10 bis 15 Jahren noch deutlich höher als diejenigen von konkurrierenden erneuerbaren Technologien;
- Obwohl in Szenario II ein Strommix aus Erneuerbaren angestrebt wird, ist das Fördermodell durchaus kostenoptimiert;
- PV liefert vor allem einen Erzeugungsbeitrag im unkritischen Sommer. Dies kann jedoch durch Speichermanagement zum Teil behoben werden.

Tabelle 8-19: **Erwartete Potenziale Photovoltaik in 2035, in TWh_{el}/a**

		Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G
Sz I	„Weiter wie bisher“	0.1	0.1	0.1	-	-	-	-	0.1
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	0.2	0.2	0.2	-	-	-	-	0.2
Sz III	„Neue Prioritäten“	0.1	-	0.1	0.1	1.9	0.4	0.7	0.1
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	0.1	-	0.1	0.1	1.0	-	0.7	0.1

Prognos 2006

8.6.4.5 Erwartete Potenziale der erneuerbaren Energien – Übersicht

Figur 8-16 zeigt eine Übersicht der erwarteten, anders gesagt unter den jeweiligen Rahmenbedingungen als realisierbar eingeschätzten, Potenziale der erneuerbaren Energien im Jahr 2035 nach Szenarien und Varianten. In der Figur sind deutlich die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der Szenarien und Varianten zu erkennen.

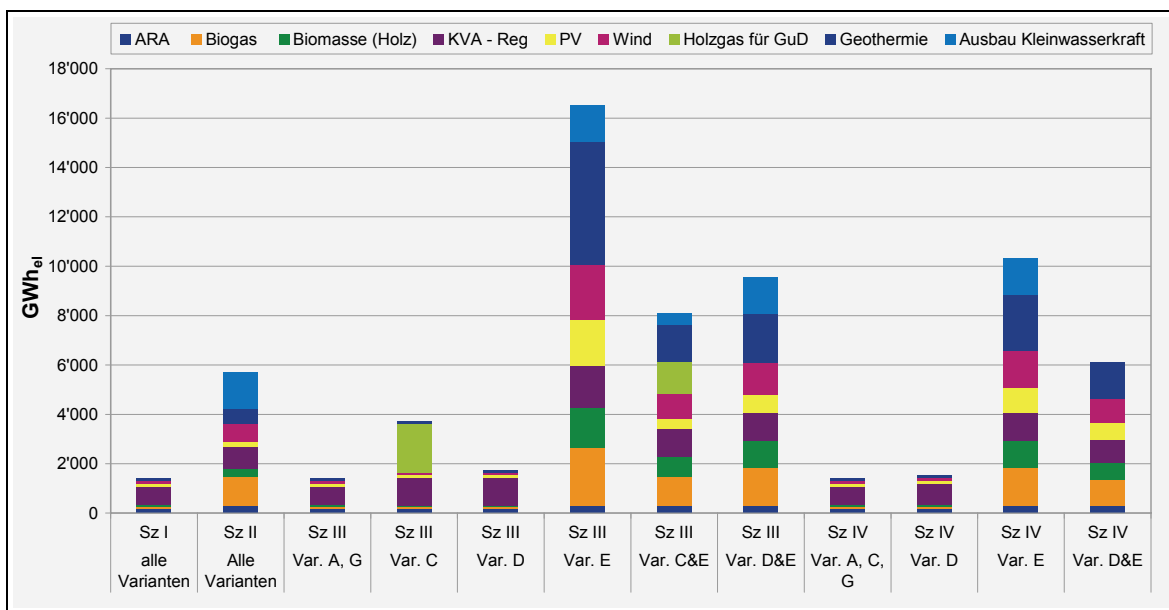
In Szenario I liefert –aufgrund der unveränderten Energiepolitik – die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einen geringfügigen Beitrag, ca. zwei Prozent, an der Landeserzeugung. Etwa die Hälfte der Stromerzeugung stammt aus dem erneuerbaren Anteil des Kehrlichts.

In Szenario II wird die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien durch die Höhe der Fördermittel bestimmt. Die resultierenden Lösungen für den Strommix aus erneuerbaren Energien durch die finanzielle Förderung sind nicht eindeutig. Der gesamte Beitrag von Kleinwasserkraft, Geothermie, Wind, Photovoltaik, Holzkraftwerken sowie Biogas-, Klärgas- und Kehrlichtverbrennungsanlagen beläuft sich in der in den Perspektiven unterstellten Variante im Jahr 2035 auf 5.7 TWh_{el}. Photovoltaik spielt hierin aus Kostengründen eine geringe Rolle. Wird hierzu die Erzeugung der bestehenden Kleinwasserkraft addiert, beträgt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Grosswasserkraft) ca. 8.9 TWh_{el} in 2035.

In Szenario III werden in der Variante E, zuzüglich zum autonomen Zubau der fossilen WKK und Grosswasserkraft, ca. 16 TWh_{el} an neuer erneuerbarer Stromerzeugung benötigt, um die Stromlücke in 2035 schliessen zu können. Vorausgesetzt wird der Durchbruch der Geothermie. In den Mixvarianten C&E und D&E des Szenarios III werden in 2035 noch 8.0 bzw. 9.5 TWh Strom aus erneuerbaren Energien ohne Grosswasserkraft benötigt. Wie in der zentralen Variante C, wird in der Variante C&E den Erdgas-Kombikraftwerken Holzgas beigemischt. In den Varianten A, D und G spielen erneuerbare Energien zur Stromerzeugung definitionsgemäss eine untergeordnete Rolle.

Die Stromversorgungslücke von 5.0 TWh (6.6 TWh im Winterhalbjahr) in Szenario IV wird in der Variante E fast vollständig durch erneuerbare Energien, und in der Variante D&E durch einen Mix von Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und erneuerbaren Energien gedeckt. In der Variante E werden bedingt durch die verringerte Stromlücke ca. 10 TWh erneuerbare Energien gebraucht, gegenüber 16 TWh in Szenario III. In den Varianten A, C, D und G spielen erneuerbare Energien zur Stromerzeugung definitionsgemäss keine prioritäre Rolle. Durch den Ausbau der Kehrlichtverbrennungsanlagen erhöht sich auch der fossile Anteil an Kehrlichtverbrennungsanlagen, so dass sich das Potenzial der Variante D von den Varianten A, C und G unterscheidet (siehe auch Figur 8-16).

Figur 8-16: Erwartete Potenziale der erneuerbaren Energien in 2035 in GWh_{el}



Prognos 2006

8.7 Modellergebnisse: Arbeit

Die Kenngrössen des Zubaus für das hydrologische Jahr 2035 sind in Tabelle 8-20 nach Szenarien und Varianten dargestellt. Da der Zubau unmittelbar mit der Grösse der Lücke zusammen hängt, ist diese in der Tabelle mit aufgeführt. In der Tabelle ist der autonome Zubau der in der Variante nicht im Vordergrund stehenden Technologien nicht dargestellt, so dass der aufgelistete Zubau in TWh_{el}, in einigen Fällen kleiner ist als die Stromlücke. In anderen Fällen ist der Zubau deutlich grösser als die Stromlücke, was Exportmöglichkeiten aufzeigt. Dies liegt an der Anlagengrösse der Kraftwerksblöcke und am Sommer-/Winterverhältnis. Der Zubau ist auf das Winterhalbjahr ausgerichtet.

In Szenario I nimmt die Elektrizitätsnachfrage stetig zu, wodurch dieses Szenario die grösste Stromlücke der Szenarien aufweist. Neben dem autonomen Zubau werden in 2035 in Szenario I in der Variante A zwei Kernkraftwerke mit je 1'600 MW_{el}, in der Variante B ein Kernkraftwerk und fünf Kombikraftwerke mit je 550 MW_{el}, in der Variante C sieben Kombikraftwerke oder in der Variante G 20 TWh_{el} Importe benötigt, um die Stromlücke decken zu können.

Obwohl in Szenario II die Stromlücke geringer ist als in Szenario I, 5.7 TWh_{el} an erneuerbaren Energien zugebaut werden und der sonstige autonome Zubau (WKK) stärker ist als in Szenario I, müssen in der Variante A trotzdem zwei Kernkraftwerke, wovon mindestens eins eine Grösse von 1'600 MW_{el} hat, zugebaut werden. In der Variante B werden neben einem Kernkraftwerk statt fünf noch drei Kombikraftwerke gebraucht. In der Variante C werden im Vergleich zum Szenario I ebenfalls zwei Kombikraftwerke eingespart; die gesamte Zahl der Kombikraftwerke beträgt hiermit fünf. In der Variante G werden noch 13 TWh_{el} Importe benötigt.

Szenario III bietet durch die geringere Nachfrage die Option, die Varianten fossil-dezentral (D) und erneuerbare Energien (E) zu analysieren und zu prüfen, ob die technischen Po

tenziale ausreichen, um die Stromlücke decken zu können.

Die Ergebnisse der Modellrechnung zeigen, dass dies technisch für die fossile Wärme-Kraft-Kopplung möglich ist, wenn die technischen Potenziale zu ca. 70 Prozent ausgeschöpft werden (17.8 TWh_{el}). Vor allem die kleineren Leistungsklassen, bis 100 kW_{el}, tragen sehr stark zur Deckung der Stromlücke bei.

Auch mit erneuerbaren Energien kann die Stromlücke in Szenario III gedeckt werden. In einzelnen Fällen müssen hierfür die technischen Potenziale der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien vollständig ausgeschöpft werden, wie z.B. Wasserkraft mit 4.1 TWh_{el} in 2035, wovon 2.6 TWh_{el} in Grosswasserkraftwerken anfallen. Zudem muss die technisch noch nicht ausgereifte, aber vielversprechende Geothermie mit 5.0 TWh_{el} einen wesentlichen Beitrag zur Stromerzeugung beitragen. Die Erzeugung von neuen Erneuerbaren, inkl. Wasserkraft < 10 MW_{el}, beläuft sich in 2035 auf 16.5 TWh_{el}.

In der Variante A des Szenarios III wird in 2030 ein Kernkraftwerk zugebaut. Hiermit wird die Stromlücke im Winterhalbjahr (Figur 6-20) bis 2035 fast gedeckt. Ein zusätzlicher Kraftwerksblock von 1'600 MW_{el}, wie z.B. in Szenario II, würde zur Deckung der restlichen minimalen Stromlücke wenig Sinn machen, so dass diese mit Importen gedeckt wird.

Durch den Zubau der Holz-/Erdgas-Kombikraftwerke erhöht sich der erneuerbare Anteil in der Variante C. Zur Schliessung der Stromlücke werden in dieser Variante neben dem reinen Erdgas-Kombikraftwerk Chavalon drei solcher Holz-/Erdgas-Kombikraftwerke zugebaut. In der Variante G werden in 2035 ca. 11.5 TWh_{el} importiert. Dies ist nicht wesentlich geringer als in Szenario II, da in Szenario II zusätzlich noch 5.7 TWh_{el} durch erneuerbare Energien erzeugt werden, was in Szenario III nicht der Fall ist.

Die Variante C&E in Szenario III ist gekennzeichnet durch den Zubau von zwei Holz-/Erdgas-Kombikraftwerken – zusätzlich zum in der Planung bereits fortgeschrittenen Erdgas-Kombikraftwerk Chavalon – mit einem erneuerbaren Anteil von 20 Prozent und dem Bau von sonstigen erneuerbaren Energien. Insgesamt werden 8.1 TWh_{el} Strom in 2035 aus neuen erneuerbaren Energien (inkl. Wasserkraft < 10 MW_{el}) erzeugt.

Der Einsatz von fossilen WKK-Anlagen steigert sich in der Variante D&E auf 12.1 TWh_{el} in 2035, und die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien wächst auf 9.6 TWh_{el} in 2035.

In Szenario IV fällt der Zubau durch die niedrige Nachfrage in allen Varianten geringer aus.

In der Variante A wird wie in Szenario I ein Kernkraftwerk benötigt. In den Perspektiven wird eine Grösse von 1'600 MW_{el} unterstellt, in Szenario IV würde ein Block von 1'000 MW_{el} jedoch ausreichen.

Zur Schliessung der Stromlücke in der Variante C werden drei Erdgas-Kombikraftwerke (inkl. Chavalon) zugebaut. Hier könnten gegebenenfalls Kombikraftwerke mit Carbon Capture and Storage (CCS) in Frage kommen. Hiermit wird in der Perspektiven jedoch nicht gerechnet.

Obwohl sich die technischen Potenziale der fossilen WKK-Anlagen in Szenario IV durch die geringere Wärmenachfrage verringern und sie sich in Richtung kleinere Leistungsklassen verschieben (siehe Kap. 7.6.2), reichen die Potenziale einerseits aus, um die

Stromlücke decken zu können, andererseits müssen die Potenziale der kleineren Leistungsklassen (bis 100 kW_{el}) im Vergleich zum Szenario III weniger stark ausgeschöpft werden. In 2035 beträgt der Zubau von fossilen WKK-Anlagen 11.5 TWh_{el}.

Vom Ausbau der Lauf- und Speicherkraftwerke in der Variante E in Höhe von 2.5 TWh_{el} in 2035 entfallen 1.0 TWh_{el} auf Grosswasserkraftwerke. Dies ist um 1.6 TWh_{el} geringer als in der gleichen Variante des Szenarios III. Zudem muss Geothermie nicht mit 5.0 TWh_{el} zur Deckung der Stromlücke beitragen, sondern es genügen 2.0 TWh_{el}. Die technischen bzw. ökologischen Stromerzeugungspotenziale einzelner erneuerbarer Energien müssen in Szenario IV nicht vollständig ausgeschöpft werden, wie z.B. die Biogaspotenziale. Inklusive Wasserkraft bis 10 MW_{el} beläuft sich die Erzeugung von neuen erneuerbaren Energien in 2035 auf 10.3 TWh_{el}.

In der Variante D&E erhöht sich die Stromerzeugung aus fossilen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen von ca. 2.3 TWh_{el} in 2003 auf 7.6 TWh_{el} bis 2035 und die von erneuerbaren Energien von 0.9 TWh_{el} in 2003 auf 6.2 TWh_{el} in 2035.

In der Variante G werden in 2035 ca. 6.6 TWh_{el} importiert. Das Maximum der Importe liegt jedoch bei 7.2 TWh_{el} im Jahr 2031.

Tabelle 8-20: **Kenndaten des Zubaus in 2035, hydrologisches Jahr**

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
	Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil- dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil- dezentral + EE	Import	Jahr	Wi
Sz I „Weiter wie bisher“	2 KKW	5 GuD 1 KKW	7 GuD	-	-	-	-	20.0 TWh Importe (3'329 MW)	22.3	16.1
Sz II „Verstärkte Zusammenarbeit“ 330 Mio. CHF/a für neue Erneuerbare	2 KKW 5.7 TWh EE	3 GuD 1 KKW 5.7 TWh EE	5 GuD 5.7 TWh EE	-	-	-	-	12.7 TWh Importe (2'114 MW) 5.7 TWh EE	18.6	14.1
Sz III „Neue Prioritäten“	1 KKW 1.1 TWh Importe	-	4 GuD *	17.8** TWh WKK	16.5 TWh EE 2.6 TWh GWK	3 GuD * 8.1 TWh EE	12.1 TWh WKK 9.6 TWh EE	11.5 TWh Importe (1'913 MW)	13.5	11.3
Sz IV „Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	1 KKW	-	3 GuD	11.5 TWh WKK	10.3 TWh EE 1.0 TWh GWK	-	7.6 TWh WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh Importe (1'100 MW)	5.0	6.6

* mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, mit Ausnahme von Chavalon

** Im Vergleich zu den Tabellen Z-5 und 3.4-2 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

Prognos 2006

8.8 Modellergebnisse: Leistung

8.8.1 Referenzfall

Die Leistungsdefizite sind ohne Ausfall einer Kraftwerkseinheit auch ohne Zubau neuer Kraftwerke bis 2035 im Winter sehr gering und treten im Sommer gar nicht auf. Nach dem Zubau ist die Versorgungssicherheit gewährleistet.

8.8.2 Kältewelle

Die Leistung des Parks ist bei einer Kältewelle nach Zubau von inländischen Kraftwerken in allen Fällen gewährleistet. Nur in den Varianten, in denen importiert wird (Varianten A und G), ist die benötigte Leistung nicht immer gesichert, da Importe als nicht gesicherte Leistung gelten. In der Variante A ist die Leistung jedoch ab dem Zubau eines oder mehrerer Kernkraftwerke wieder gewährleistet.

Siehe Tabelle 8-21 für einen Überblick.

8.8.3 Hitzewelle

Wie aus der Figur 8-14 folgt, ist die inländische Versorgung bei einer Hitzewelle – dies versteht sich in diesem Fall inklusive dem Ausfall zweier Kraftwerkseinheiten – auch ohne neue Kraftwerke, und somit unabhängig von den Varianten, gewährleistet.

Die maximale Last mit Exporten kann nach Zubau neuer Kraftwerke oder durch neue Importe in allen Szenarien und Varianten bereitgestellt werden (Tabelle 8-22). Bei einer Hitzewelle treten also keine Versorgungsprobleme auf.

In einzelnen Szenarien und Varianten (Sz I, Var. A, B, G; Sz II, Var. A, B, G) müsste ein Teil der neuen Pumpspeicherwerke zur Leistungsdeckung beitragen. Aus den Simulationsergebnissen von Piot (2006c) folgt, dass die Pumpen heute bei einer Hitzewelle kaum eingesetzt werden können, ohne die Speicher noch stärker zu belasten. Die Belastung der Speicher hätte für die nächsten Jahren negative Folgen auf den Füllungsgrad. Siehe auch Exkurs 8 Band 4.

Tabelle 8-21: Versorgungssicherheit bei einer Kältewelle: Leistung nach Zubau gesichert?

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Leistungsdefizit in 2035 in GW _{el} **
	Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil-dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil-dezentral + EE	Import	
Sz I	„Weiter wie bisher“ nein/ja *	ja	ja	-	-	-	-	nein	2.4
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“ nein/ja *	ja	ja	-	-	-	-	nein	1.8
Sz III	„Neue Prioritäten“ nein/ja *	-	ja	ja	ja	ja	ja	nein	1.0
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“ ja	-	ja	ja	ja	-	ja	ja	-0.3

Prognos 2006

* Zwischenperiode mit Importen nein, Periode mit Kernkraftwerken ja ** Vor Zubau neuer Kraftwerke

Tabelle 8-22: Versorgungssicherheit bei einer Hitzewelle: Leistung nach Zubau gesichert?

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Leistungsdefizit in 2035 in GW _{el} *
	Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil-dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil-dezentral + EE	Import	
Sz I	„Weiter wie bisher“ ja	ja	ja	-	-	-	-	ja	4.3
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“ ja	ja	ja	-	-	-	-	ja	3.5
Sz III	„Neue Prioritäten“ ja	-	ja	ja	ja	ja	ja	ja	2.5
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“ ja	-	ja	ja	ja	-	ja	ja	0.8

Prognos 2006

** Vor Zubau neuer Kraftwerke

8.9 Modellergebnisse: Energieträger

In der Tabelle 8-23 ist für das hydrologische Jahr der gesamte Energieträgereinsatz für die Stromerzeugung ausgewiesen (Input).

Die Ergebnisse hängen von der Umrechnung des Outputs (Stromerzeugung) in Input, also von den (unterstellten) Wirkungsgraden, ab. Diese sind bei einzelnen Energieträgern/-Technologien nicht ganz eindeutig.

Bei den Energieträgern Wasser, Wind, Sonne sowie dem Im- und Export ist der Input gleich Output (Wirkungsgrad von 100 Prozent). Der Wirkungsgrad von Kernkraftwerken liegt bei ca. 35 Prozent, der von Erdgas-Kombikraftwerken bei ca. 60 Prozent. Die durchschnittlichen Wirkungsgrade der Technologien steigen im Zeitverlauf leicht an.

Bei den WKK-Anlagen wird der Energieträgereinsatz zunächst vollständig der Elektrizitätserzeugung zugerechnet. Der Energieeinsatz, welcher nötig wäre, um ungekoppelt die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme bereitzustellen, wird davon abgezogen (Wärmegutschrift). Die entsprechenden Gutschriften für WKK wurden aus dem Industriesektor rückbilanziert, um keine Doppelzählungen zu erzeugen.

Grob gesagt nimmt der gesamte Energieträgereinsatz bei einem geringeren Zubau, also einer geringeren Stromnachfrage, ab.

In dieser Studie wird die Importabhängigkeit der Elektrizitätsproduktion (inkl. direkte Netto-Stromimporte) durch die absolute Zahl der Energieträgerimporte in Petajoule (PJ) sowie den Anteil am Primärenergieverbrauch bewertet. Bei Kernkraftbrennstoffen ist umstritten, ob sie zu den Importen gezählt werden sollen, da sie lange im Voraus eingekauft werden können und gut lagerbar sind. Die Ergebnisse (Tabellen 8-24 und 8-25) werden einmal mit Kernbrennstoffen und einmal ohne Kernbrennstoffe dargestellt.

Der absolute Import (in PJ) und die relative Importabhängigkeit (in Prozent) unterscheiden sich stark in ihren Entwicklungen sowie zwischen den Szenarien.

Die Importabhängigkeiten ohne Kernbrennstoffe belaufen sich in 2035 auf zwischen 4 Prozent (Sz IV, Var. A) und 43 Prozent (Sz III, Var. D). Bei Einbezug der Kernbrennstoffe zu den Importen ist die Abhängigkeit in allen Varianten durch den Energieeinsatz der bestehenden Kernkraftwerke wesentlich grösser. Die Importanteile belaufen sich inklusive Kernbrennstoffe in 2035 auf zwischen 43 Prozent (Sz III, Var. E) und 85 Prozent (Sz III, Var. D). In 2000, zum Vergleich, betrug die Importabhängigkeit ohne Kernbrennstoffe 5 Prozent (20 PJ), inklusive Kernbrennstoffe waren dies 67 Prozent (281 PJ).

Tabelle 8-23: Gesamter Energieträgereinsatz in 2035, in PJ und Prozent

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
									Jahr	Wi
	Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil-dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil-dezentral + EE	Import	22.3	16.1
Sz I	„Weiter wie bisher“	545.1	481.8	-	-	-	-	431.4		
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	589.6	532.4	469.1	-	-	-	433.9	18.6	14.1
Sz III	„Neue Prioritäten“	477.5	-	429.8	412.5	438.1	427.8	399.7	13.5	11.3
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	445.2	-	387.6	380.2	-	390.6	367.3	5.0	6.6

Prognos 2006

Tabelle 8-24: Import(anteil) in 2035, ohne Kernbrennstoffe, in PJ und Prozent

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
									Jahr	Wi
	Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil-dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil-dezentral + EE	Import	22.3	16.1
Sz I	„Weiter wie bisher“	118 (22%)	156 (32%)	-	-	-	-	92 (21%)		
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	29 (5%)	81 (15%)	119 (25%)	-	-	-	63 (15%)	18.6	14.1
Sz III	„Neue Prioritäten“	23 (5%)	-	85 (20%)	182 (45%)	74 (17%)	124 (29%)	52 (13%)	13.5	11.3
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	19 (4%)	-	70 (18%)	119 (31%)	-	75 (19%)	24 (7%)	5.0	6.6

Prognos 2006

Tabelle 8-25: Import(anteil) in 2035, mit Kernbrennstoffen, in PJ und Prozent

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G		Lücke in 2035 in TWh	
								Import		Jahr	Wi
	Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil-dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil-dezentral + EE	Import		22.3	16.1
Sz I	„Weiter wie bisher“ 435 (74%)	404 (74%)	321 (67%)	-	-	-	-	256 (59%)			
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“ 437 (74%)	367 (68%)	284 (61%)	-	-	-	-	228 (53%)		18.6	14.1
Sz III	„Neue Prioritäten“ 309 (65%)	-	249 (58%)	347 (85%)	187 (43%)	239 (54%)	289 (67%)	217 (54%)		13.5	11.3
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“ 305 (68%)	-	235 (61%)	283 (75%)	183 (47%)	-	239 (61%)	189 (51%)		5.0	6.6

Prognos 2006

8.10 Emissionen

8.10.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die in Tabelle 8-26 dargestellten CO₂-Emissionen stellen die Netto-Emissionen der Stromerzeugung des gesamten Stromerzeugungsparks in 2035 dar. Dies versteht sich inklusive Abzug von Wärmegutschriften. Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme wird Wärme, die ansonsten getrennt in konventionellen hausinternen Anlagen erzeugt werden müsste, ersetzt. Die Emissionen, die durch den Brennstoffverbrauch bei getrennter Wärmeerzeugung entstehen würden, können somit vermieden und den Emissionen der WKK-Anlagen gutgeschrieben werden. Unter Berücksichtigung der Gutschriften ergeben sich die inländischen Netto-Emissionen.

Die Stromerzeugung des gegenwärtig bestehenden Parks in 2035 (Wasserkraft, KKW Gösgen und KKW Leibstadt) ist (nahezu) CO₂-frei.

Auch der Zubau in den Varianten A und G ist nahezu CO₂-frei. Nur der autonome Zubau fossiler WKK-Anlagen sorgt für die Veränderungen über den betrachteten Zeitraum. Die CO₂-Emissionen betragen 0.9 Mio. Tonnen pro Jahr in Szenario I und gehen zurück bis 0.6 Mio. Tonnen pro Jahr in Szenario IV.

In der Variante C nehmen die CO₂-Emissionen durch den Zubau von (ungekoppelten) Kombikraftwerken mit ca. 1 Mio. Tonnen pro Jahr pro Anlage (550 MW_{el}, 6'000 h/a) zu. In Szenario I betragen sie 8.1 Mio. Tonnen in 2035, in Szenario IV noch 3.5 Mio. Tonnen. In Szenario III wird der Ausstoss durch die Zufeuerung von Holzgas verringert. Wie in den anderen Varianten/Szenarien wird ein Teil der CO₂-Emissionen durch den (autonomen) Zubau von fossilen WKK-Anlagen bestimmt.

Bei den fossilen WKK-Anlagen in der Variante D werden durch die Auskopplung von Wärme an der Wärmeseite fossile Ressourcen eingespart, so dass sich nach Abzug der Wärmegutschriften der Netto-CO₂-Ausstoss reduziert. In der Variante D werden in Szenario III in 2035 3.3 Mio. Tonnen CO₂ und in Szenario IV 2.5 Mio. Tonnen ausgestossen.

Die CO₂-Emissionen der Variante E weisen die geringsten Werte aus. Die Emissionen werden durch den autonomen Zubau von fossilen WKK-Anlagen verursacht. Ein Teil davon wird bereits durch die Wärmegutschriften von fossilen WKK-Anlagen kompensiert. Da durch die gekoppelten Erneuerbaren auch noch Wärme erzeugt wird und somit auf der Wärmeseite fossile Ressourcen eingespart werden können, nehmen die CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung weiter ab. Der Ausstoss beträgt in diesen Varianten 0.2 Mio. Tonnen in 2035.

Die CO₂-Emissionen der Varianten C&E sowie D&E bewegen sich jeweils zwischen den Emissionen der beiden „reinen“ Varianten.

Tabelle 8-26: CO₂-Emissionen in 2035 in Mio. Tonnen

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
									Jahr	Wi
Sz I	Nuklear 0.9	Nuklear und fossil-zentral 5.9	Fossil-zentral 8.1	Fossil- dezentral -	Erneuerbare Energien -	Fossil-zentral + EE -	Fossil- dezentral + EE -	Import 0.9	22.3	16.1
Sz II	0.8	3.7	5.8	-	-	-	-	0.8	18.6	14.1
Sz III	0.8	-	4.3	3.3*	0.2	3.0*	2.0	0.8	13.5	11.3
Sz IV	0.6	-	3.5	2.5	0.2	-	1.4	0.6	5.0	6.6

* Im Vergleich zu Tabelle 3.6-2 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

Prognos 2006

8.10.2 Stickoxide (NO_x)

Wie bei den CO₂-Emissionen sind in der Tabelle 8-27 die Netto-NO_x-Emissionen dargestellt.

Durch verschärfte Vorschriften (Daten BUWAL 2006) nehmen die Stickoxid-Emissionen im Laufe der Zeit stetig ab. Nach Abzug der Wärmegutschriften können die NO_x-Emissionen für den „Elektrizitätssektor“ sogar null sein oder negativ ausfallen. Dies ist der Fall in den Varianten A, G und in den dezentralen Varianten von Szenario III.

In Szenario IV sind die NO_x-Emissionen der dezentralen Varianten leicht positiv.

In den Varianten B, C, sowie C&E ¹⁵ liegen die Netto-NO_x-Emissionen zwischen 300 und 700 Tonnen in 2035. Durch den Einsatz einer Rauchgasentstickungsanlage (DeNoX-Installation) in Kombikraftwerken werden die NO_x-Emissionen weitgehend gesenkt.

Die Werte sind, wie bei der Nachfrage in 1'000 Tonnen (kt) ausgedrückt. Zu beachten ist, dass der Ausstoss in der Nachfrage zwischen 25 und 37 kt und somit mindestens um einen Faktor 50 höher als auf der Elektrizitätserzeugungsseite liegt.

¹⁵ Bei Zufeuerung von Holzgas in Erdgas-Kombikraftwerke (Szenario III, Varianten C und C&E) wäre es vorstellbar, dass die NO_x-Emissionen des Mischbrennstoffs deutlich tiefer als diejenigen der Summe der beiden Abgasströme sind. Das N-haltige Holzgas hat auf das Erdgas eine DeNoX-Wirkung, auch Reburning genannt. Die in den Perspektiven unterstellte Annahme der Mischemissionen von 0.8 x Erdgas plus 0.2 x Holzgas ist somit eine Worst-case-Abschätzung nach oben (Verenum, 2006).

Tabelle 8-27: NO_x-Emissionen in 2035 in 1'000 Tonnen

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
	Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil- dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil- dezentral + EE	Import	Jahr	Wi
Sz I	0.0	0.5	0.7	-	-	-	-	0.0	22.3	16.1
Sz II	0.0	0.3	0.5	-	-	-	-	0.0	18.6	14.1
Sz III	0.0	-	0.5	-0.1	-0.1	0.3	-0.2	0.0	13.5	11.3
Sz IV	0.0	-	0.3	-0.1	-0.1	-	-0.2	0.0	5.0	6.6

Prognos 2006

8.10.3 Feinstaub (PM10)

Die Ausserbetriebnahme von Vouvry und die strengeren Vorschriften haben den Feinstaubausstoss wesentlich reduziert. Für die Zukunft ist ohne grossen Einsatz von fossilen Energieträgern zur Stromerzeugung, wie in den Varianten A und G, ein durch Vorschriften bedingter Rückgang zu erwarten. Die Netto-Staubemissionen in diesen Varianten betragen 0.0 Tonnen in den Szenarien I und IV, 0.1 Tonnen in Szenario III und 1.0 Tonnen in Szenario II.

Beim Einsatz neuer Kombikraftwerke nehmen die gesamten Feinstaubemissionen des Elektrizitätsangebots zu und betragen in der Variante C des Szenarios I 26 Tonnen. In Szenario III wird Holzgas in Erdgas-Kombikraftwerken zugefeuert. Die unterstellten spezifischen Emissionen für das Holz-/Erdgaskraftwerk sind durch die Holzvergasung bei einem Verhältnis von 80 Prozent Erdgas und 20 Prozent Holzgas ca. 35 Prozent höher als im Referenzfall.

Bei den erneuerbaren Energien wird bei der Stromerzeugung der Biomasse-Anlagen und Kehrlichtverbrennungsanlagen Feinstaub ausgestossen. Ob sich hier die Vorschriften (auch aus Kostengründen) verschärfen, ist derzeit unklar. Die Feinstaubbildung ist unmittelbar mit der Verbrennung der Energieträger verbunden. In 2035 beläuft sich der Ausstoss auf 5.1 Tonnen (Sz. III, Var. E) bzw. 3.3 Tonnen (Sz. IV, Var. E).

In der Variante D werden die Staubemissionen zum einen durch die strengeren Vorschriften gesenkt, zum anderen sind die Netto-Emissionen der Stromerzeugung durch die Wärmeauskopplung, welche durch Wärmegutschriften berücksichtigt wird, gering. In Szenario III sind sie mit -0.4 Tonnen negativ, in Szenario IV mit -0.3 Tonnen ebenfalls leicht negativ.

Im Vergleich zum gesamten Energiesystem (Nachfrage plus Angebot) betragen die Staubemissionen der Stromerzeugung einen Bruchteil der totalen Feinstaub-Emissionen (max. 1.5 Prozent in 2035).

Tabelle 8-28: Feinstaub-Emissionen in 2035 in Tonnen

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
									Jahr	Wi
Sz I	Nuklear 0.0	Nuklear und fossil-zentral 18.2	Fossil-zentral 25.9	Fossil- dezentral -	Erneuerbare Energien -	Fossil-zentral + EE -	Fossil- dezentral + EE -	Import 0.0	22.3	16.1
Sz II	1.0	11.5	19.1	-	-	-	-	1.0	18.6	14.1
Sz III	0.1	-	19.2	-0.4	5.1	16.2	2.9	0.1	13.5	11.3
Sz IV	0.0	-	10.4	-0.3	3.3	-	1.7	0.0	5.0	6.6

Prognos 2006

8.11 Nuklearabfälle

Die über die gesamte Betriebsdauer anfallenden radioaktiven Abfälle sowie die bei der Ausserbetriebnahme und dem Abriss anfallenden Volumina sind in der Tabelle 8-29 nach Varianten dargestellt.

Die Werte verstehen sich inklusive der Abfälle der bestehenden Kernkraftwerke. Diese fallen unabhängig von der ausgewählten Variante an. In der Variante A werden in den Szenarien I und II zusätzlich zwei Kernkraftwerke zugebaut, in den Szenarien III und IV, sowie der Variante B in den Szenarien I und II ein zusätzliches Kernkraftwerk. In den sonstigen Varianten werden keine neuen Kernkraftwerke zugebaut.

Die schwach- und mittelaktiven Abfälle (SMA) fallen im Betrieb der Kernkraftwerke, bei der Stilllegung, bei der Zwischenlagerung in Würenlingen (Zwilag) und bei der Wiederaufbereitung an, darüber hinaus in der Medizin, der Industrie und der Forschung. Die hochaktiven Abfälle (HAA) bilden die abgebrannten Brennstoffelemente (BE) und die verglasten Spaltproduktlösungen aus der Wiederaufbereitung von abgebrannten Brennelementen. Bei der Wiederaufbereitung verbrauchter Brennelemente entstehen auch langlebige mittelaktive Abfälle (LMA), diese werden durch die Nagra, dem geologischen Tiefenlager für hochaktive Abfälle, zugeordnet (Nagra, 2006).

Die Rohabfälle werden in den Kernkraftwerken oder am Zwilag konditioniert, d.h. in eine stabile Form gebracht (Nagra, 2006), wobei das Volumen reduziert wird. Zur Endlagerung müssen die Abfälle verpackt werden und benötigen damit grössere Volumina.

Tabelle 8-29: **Verpackte Nuklearabfälle nach Szenarien und Varianten, in m³**

			Var. A	Var. B	Var. C, D, E, C&E, D&E, G
Sz I	„Weiter wie bisher“	SMA	61'753	50'618	39'483
		LMA	1'050	874	698
		HAA/BE	2'764	2'106	1'448
Sz II	„Verstärkte Zusammenarbeit“	SMA	61'753	50'618	39'483
		LMA	1'050	874	698
		HAA/BE	2'764	2'106	1'448
Sz III	„Neue Prioritäten“	SMA	50'618		39'483
		LMA	1'050		698
		HAA/BE	2'106		1'448
Sz IV	„Weg zur 2000-Watt-Gesellschaft“	SMA	50'618		39'483
		LMA	1'050		698
		HAA/BE	2'106		1'448

SMA: schwach- und mittelaktive Abfälle

Prognos 2006

LMA: langlebige mittelaktive Abfälle

HAA/BE: hochaktive Abfälle

8.12 Kosten des Zubaus

8.12.1 Gesamtkosten

Die gesamten Kosten des Zubaus zur Lückenschliessung nach Szenarien und Varianten sind in Tabelle 8-30 zusammengefasst. Die Kosten wurden gesamtwirtschaftlich ermittelt. Der reale Zinssatz beträgt für alle Anlagentypen 2.5 Prozent, und die Abschreibungsdauer ist gleich der technischen Lebensdauer. Die Jahreskosten über die Periode 2004 - 2035 sind diskontiert und kumuliert. Diskontiert heisst hier, dass die künftigen Kosten nach ihrem gegenwärtigen Wert bewertet werden. In der Zukunft entstehende Kosten, z.B. für Investitionen, erhalten ein geringeres Gewicht als heute anfallende Kosten.

Zu bemerken ist, dass sich die einzelwirtschaftlichen Entscheidungen über Kraftwerksinvestitionen nicht an den jeweiligen gesamtwirtschaftlichen Kosten orientieren. Die Betrachtung der Kosten auf einzelwirtschaftlicher Ebene führt zu anderen Ergebnissen als die gesamtwirtschaftliche Perspektive. Sie lässt aber keine Schlüsse darüber zu, was bestimmte Investitionen für die Schweiz als Ganzes bedeuten.

Bei den Kernkraftwerken sind Nachrüstungs-, Stilllegungs-, Haftpflicht- und Entsorgungskosten inbegriffen, subjektive Risikozuschläge wurden nicht berücksichtigt. Die Angemessenheit der Haftpflichtkosten sowie die abgedeckten Schadensfälle werden nicht beurteilt. Bei den Gaskraftwerken sind CO₂-Vermeidungskosten mittels Zertifikatspreisen sowohl bei der inländischen Produktion als auch beim Stromimport berücksichtigt. Das bestehende Angebot sowie die Netzkosten werden nicht bewertet.

Die diskontierten Gesamtkosten sind abhängig von der zeitlichen Entwicklung der Grösse der Stromlücke, sowie der Art des Zubaus. In Szenario I belaufen sich die Gesamtkosten zwischen 15.1 Mrd. CHF (Var. A) und 16.8 Mrd. CHF (Var. C). Die Kosten verstehen sich inklusive CO₂-Kosten, aber ohne sonstige externe Kosten und ohne Netzkosten.

In Szenario II liegen die Gesamtkosten zwischen 16.7 Mrd. CHF (Var. A) und 18.0 Mrd. CHF (Var. C). Die Stromlücke ist im Vergleich zum Szenario I geringer, aber es werden erneuerbare Energien zur Stromerzeugung, welche höhere Stromgestehungskosten ausweisen als traditionelle Kraftwerkstypen, mit 5.7 TWh_{el} zugebaut.

In Szenario III weisen die zentralen Varianten die geringeren Gesamtkosten im Vergleich zu den dezentralen Varianten aus. Zur Lückenschliessung in Szenario III muss in der Variante D als auch E auf relativ teure Technologien zurückgegriffen werden.

Die deutlich geringere Elektrizitätsnachfrage und die damit zusammenhängende Reduzierung des Zubaus gegenüber den anderen Szenarien führt zu durchaus geringeren Gesamtkosten in Szenario IV (8.7 Mrd. CHF in der Variante A). Die Gesamtkosten der dezentralen Varianten (ca. 17 Mrd. CHF) von Szenario IV liegen in der gleichen Grössenordnung wie die zentralen Varianten von Szenario II und sind geringfügig höher als in Szenario I.

Tabelle 8-30: Diskontierte Gesamtkosten der Lückenschliessung (ohne Netzkosten), in Mrd. CHF

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
	Nuklear *	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil- dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil- dezentral + EE	Import *	Jahr	Wi
Sz I	15.1	16.4***	16.8	-	-	-	-	16.3	22.3	16.1
Sz II	16.7	17.6	18.0	-	-	-	-	17.5	18.6	14.1
Sz III	13.2	-	15.2 **/***	27.9***	26.9	19.9 **/****	28.1	13.9	13.5	11.3
Sz IV	8.7	-	9.5	16.7	17.1	-	17.5	9.1	5.0	6.6

Allg.: Exporterlöse sind abgezogen, Zuschlag für CO₂-Kosten (inländische Kraftwerke). Alle Kosten ab Klemme Kraftwerke

* Importe in Varianten A und G ohne zusätzliche Kosten für Netze im Ausland, mit Zuschlag für CO₂-Kosten (ausländische Kraftwerke)

** mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

*** Im Vergleich zu Tabelle 3.4-4 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

Prognos 2006

8.12.2 Durchschnittskosten

Aus den jährlichen Gesamtkosten und dem Zubau ergeben sich die durchschnittlichen Kosten pro kWh_{el}. Nach Diskontierung können die über den Zeitraum betrachteten Durchschnittskosten ermittelt werden. Tabelle 8-31 gibt eine Übersicht nach Szenarien und Varianten. Diese Gestehungskosten verstehen sich inklusive CO₂-Kosten, aber ohne sonstige externe Kosten und ohne Netzkosten.

Variante A fällt in allen Szenarien am kostengünstigsten aus. Dabei sind die möglichen finanziellen und physikalischen Importrisiken (in den Varianten G sowie A von ca. 2020 - 2030) nicht berücksichtigt.

Ohne Betrachtung der externen Kosten sind die zentralen Angebotsvarianten A, B, C und G im Durchschnitt spezifisch günstiger als die dezentralen Varianten D, E und D & E. Dies heisst nicht, dass alle dezentralen Technologien teurer oder weitaus teurer als die konventionellen zentralen Stromerzeugungstypen sind.

In Szenario II schlägt im Vergleich zu Szenario I der erhöhte Zubau der Erneuerbaren, und in geringerer Masse der verstärkte Zubau von fossilen WKK-Anlagen, in den Durchschnittskosten durch.

In der Variante C des Szenarios III bewirkt die Zufeuerung von Holzgas in Erdgas-Kombikraftwerken höhere spezifische Kosten im Vergleich zur gleichen Variante in den anderen Szenarien.

Die Höhe der Durchschnittskosten der Variante D wird durch die Ausschöpfung der spezifisch teuren kleinen Leistungsklassen geprägt. Im weiteren sind die spezifischen Investitionskosten und die Brennstoffpreise im Bereich Haushalte wesentlich höher. Darüber hinaus schlägt der frühe starke Zubau wegen der Diskontierung zu Buche.

In der Angebotsvariante E trägt unter anderem die Geothermie wesentlich zur Deckung der Stromlücke bei, und in dieser Variante wurde die Kommerzialisierung der Geothermie vorausgesetzt.

Bei den dezentralen Varianten wurde die Ausschöpfung der Erzeugungspotenziale in gewissem Ausmass kostenoptimiert vorgenommen. In Szenario IV konnten durch die geringere Nachfrage die kostengünstigeren Potenziale genutzt werden.

Die (durchschnittlichen) Kosten der Importe sind im Wesentlichen ähnlich verglichen mit denen in der Variante C, da von der gleichen Technologie ausgegangen wird (ausser im Szenario III wegen der Zufeuerung von Holzgas in Erdgas-Kombikraftwerken). Die durchschnittlichen Beschaffungskosten der Importe in der Variante G sowie in der Variante A verstehen sich inklusive Zuschlag für CO₂-Kosten, aber ohne zusätzliche Kosten für Netze im Ausland.

Tabelle 8-31: Diskontierte Gestehungskosten der Lückenschliessung (ohne Netzkosten), in Rp. pro kWh_e

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
									Jahr	Wi
Sz I	Nuklear *	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil-dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil-dezentral + EE	Import *	22.3	16.1
	3.9	4.2	4.4	-	-	-	-	4.4		
Sz II	4.4	4.7	5.0	-	-	-	-	5.1	18.6	14.1
Sz III	4.4	-	5.1 **/***	8.1	7.2	6.1 **	7.9	4.8	13.5	11.3
Sz IV	4.3	-	4.7	7.5	7.0	-	7.4	4.8	5.0	6.6

Allg.: Exporterlöse sind abgezogen, Zuschlag für CO₂-Kosten (inländische Kraftwerke). Alle Kosten ab Klemme Kraftwerke

* Importe in Varianten A und G ohne zusätzliche Kosten für Netze im Ausland, mit Zuschlag für CO₂-Kosten (ausländische Kraftwerke)

** mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

*** Im Vergleich zu Tabelle 3.4-3 in Band 1 aufgrund der Schlussrevision geringfügig verändert.

Prognos 2006

8.13 Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen

8.13.1 Sensitivitäten der Nachfrage: Ib Trend, Preise Hoch, BIP Hoch, Klima Wärmer

Der Unterschied der Lücke zwischen Szenario I Trend (Referenz, ohne CO₂-Abgabe), und Szenario Ib (mit CO₂-Abgabe) steigt im Winterhalbjahr bis 2035 bis auf 0.3 TWh_{el} pro Jahr (1.6%). Bei den Sensitivitäten der Nachfrage „Preise Hoch“ und „BIP Hoch“ steigen die Unterschiede bis 2035 im Vergleich zum Szenario Ia Trend bis 0.6 TWh_{el} pro Jahr (4.8%) bzw. 2.1 TWh_{el} pro Jahr (13.1%). In der Sensitivität Klima Wärmer beträgt die Lücke insgesamt 18.5 TWh_{el} im Winterhalbjahr (27.0 TWh_{el} im hydrologischen Jahr), der Unterschied zum Szenario Ia Trend beläuft sich auf 2.3 TWh_{el} (14.8%). Zum Vergleich: Ein Erdgas-Kombikraftwerk erzeugt im Winterhalbjahr 2.2 TWh_{el}.

In der Sensitivität „Preise Hoch“ des Szenarios II wächst der Unterschied der Stromlücke im Winterhalbjahr gegenüber Szenario II Trend auf 0.7 TWh_{el} (4.8%) an. Bei den Sensitivitäten der Nachfrage „BIP Hoch“ und „Klima Wärmer“ in Szenario II steigen die Unterschiede der Stromlücke bis 2035 im Vergleich zur Nachfrage in Szenario II Trend im Winterhalbjahr bis 2.0 TWh_{el} (14.0%) bzw. 2.3 TWh_{el} (15.7%) pro Jahr.

Der Unterschied in der Stromlücke zwischen Szenario III Trend und den Sensitivitäten „BIP Hoch“ und „Klima Wärmer“ im Winterhalbjahr steigt bis 2035 bis auf 1.1 TWh_{el} pro Jahr (9.4%) bzw. 1.8 TWh_{el} pro Jahr (18.2%).

Der Elektrizitätsverbrauch ist, wie in den anderen Szenarien auch, in Szenario IV beim höheren BIP-Wachstum höher als im Trendszenario, und der Unterschied zwischen den Stromlücken beläuft sich im Winterhalbjahr auf 1.7 TWh_{el} (25.3%). In der Sensitivität Klima Wärmer beträgt die Stromlücke in 2035 im Winterhalbjahr 8.4 TWh_{el}, 1.8 TWh_{el} (26.5%) mehr als in Szenario IV Trend (3.6 TWh_{el} im hydrologischen Jahr).

Die Sensitivitäten zeigen in Szenario I die grössten Unterschiede in den Lücken (hydrologisches Jahr) zum zugehörigen Szenario Trend und in Szenario IV die geringsten Unterschiede. Im Winterhalbjahr sind die geringsten Unterschiede in den Lücken der Sensitivitäten im Vergleich zum Szenario Trend in Szenario III zu verzeichnen. Die Lücke in der Sensitivität Klima Wärmer weist in 2035 in dem jeweiligen Szenario die höchsten Werte auf, da sich das Angebot im Gegensatz zu den anderen Sensitivitäten verringert und gleichzeitig die Nachfrage zunimmt.

Aus den Unterschieden der Lücken und dem Exportüberschuss im Referenzfall lassen sich die ggf. zusätzlich benötigten Kraftwerke bzw. Arbeit, zumindest für die zentralen Varianten A und C sowie die Variante G Import, einfach ableiten.

In der Variante A werden in den Szenarien I und II in den Sensitivitäten BIP Hoch und Klima Wärmer statt zwei drei Kernkraftwerke benötigt. In den anderen Sensitivitäten von Szenario I sowie in den Sensitivitäten von Szenario II wird kein zusätzliches Kernkraftwerk benötigt. In der Variante A des Szenarios III wird im Referenzfall in 2035 noch eine kleine Menge (1.1 TWh_{el}) importiert, bei erhöhter Nachfrage, wie bei den Sensitivitäten BIP Hoch und Klima Wärmer, werden die Importe durch ein zusätzliches Kernkraftwerk ersetzt, so dass die Anzahl der Kernkraftwerke in dieser Variante von eins auf zwei steigt. In der Variante A des Szenarios IV erzeugt die Kernkraft mit einer Leistung von 1'600 MW_{el} genü-

gend Strom, um die zunehmende Nachfrage der Sensitivitäten und das geringere Angebot (Sensitivität Klima Wärmer) zu kompensieren.

In der Variante B braucht es in den Szenarien I und II zur Deckung der Lücke gegenüber dem Referenzfall in allen Sensitivitäten ein Kombikraftwerk mehr.

In den Sensitivitäten Ib und Preise Hoch des Szenarios I kann die erhöhte Nachfrage noch durch den für Szenario I Trend, Variante C berechneten Zubau gedeckt werden. In den anderen Sensitivitäten sowie in den Sensitivitäten der Szenarien II, III und IV wird ein zusätzliches Kombikraftwerk benötigt.

In der Variante G steigen die neuen Importe im Verhältnis 1.5 zur Zunahme der Lücke im Winterhalbjahr.¹⁶

In den anderen Varianten (D, E, C&E und D&E) kann davon ausgegangen werden, dass der Zubau zumindest proportional mit der Stromlücke zunimmt. Da der Auslegungszeitpunkt jedoch nicht 2035 sondern 2023 bzw. 2031 ist, kann der Zubau auch überproportional zunehmen.

Der zusätzliche Zubau hängt einerseits mit der erhöhten Nachfrage bzw. Reduzierung des bestehenden Angebots zusammen, andererseits hängt der zusätzliche Zubau, zumindest bei den zentralen Varianten, stark von der Anlagengrösse der Technologie ab, m.a.W. ob aus dem Zubau im Referenzfall genügend freie Leistung bzw. Arbeit übrig bleibt (dies heisst im Referenzfall Exportüberschuss), um die erhöhte Nachfrage decken zu können.

¹⁶ Die Kenndaten für 2035 gelten für das hydrologische Jahr. Da die Auslegung auf das Winterhalbjahr erfolgt und die Winterimporte doppelt so hoch sind wie die im Sommer, ist das Verhältnis 3/2.

Tabelle 8-32: **Kenngrossen des Zubaues in 2035**
Sensitivitäten der Nachfrage: Ib Trend, Preise Hoch, BIP Hoch, Klima Hoch, Klima Wärmer

Szenario	Sensitivität	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
		Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil- dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil- dezentral + EE	Import	Jahr	Wi
Sz I „Weiter wie bisher“	Ib	2 KKW	6 GuD + 1 KKW	7 GuD	-	-	-	-	ca. 20.5 TWh	22.7	16.4
	Preise Hoch	2 KKW	6 GuD + 1 KKW	7 GuD	-	-	-	-	21.1 TWh	23.6	16.9
	BIP Hoch	3 KKW	6 GuD + 1 KKW	8 GuD	-	-	-	-	23.1 TWh	26.3	18.2
	Klima Wärmer	3 KKW	6 GuD + 1 KKW	8 GuD	-	-	-	-	23.6 TWh	27.0	18.5
Sz II „Verstärkte Zusammenarbeit“	Preise Hoch	2 KKW	4 GuD + 1 KKW	6 GuD	-	-	-	-	ca. 13.8 TWh	19.8	14.8
	BIP Hoch	2 KKW	4 GuD + 1 KKW	6 GuD	-	-	-	-	ca. 15.7 TWh	22.2	16.1
	Klima Wärmer	2 KKW	4 GuD + 1 KKW	6 GuD	-	-	-	-	ca. 16.0 TWh	23.0	16.3
Sz III „Neue Prioritäten“	BIP Hoch	2 KKW	-	5 GuD *	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	ca. 13.2 TWh	15.5	12.4
	Klima Wärmer	2 KKW	-	5 GuD *	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	ca. 14.2 TWh	17.2	13.1
Sz IV „Weg zur 2000- Watt-Gesellschaft“	BIP Hoch	1 KKW	-	4 GuD	n.b.	n.b.	-	n.b.	ca. 9.1 TWh	8.0	8.3
	Klima Wärmer	1 KKW	-	4 GuD	n.b.	n.b.	-	n.b.	ca. 9.2 TWh	8.6	8.4

Bem. Sensitivitäten: z. T. keine Modelldaten, sondern Interpolationen * mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

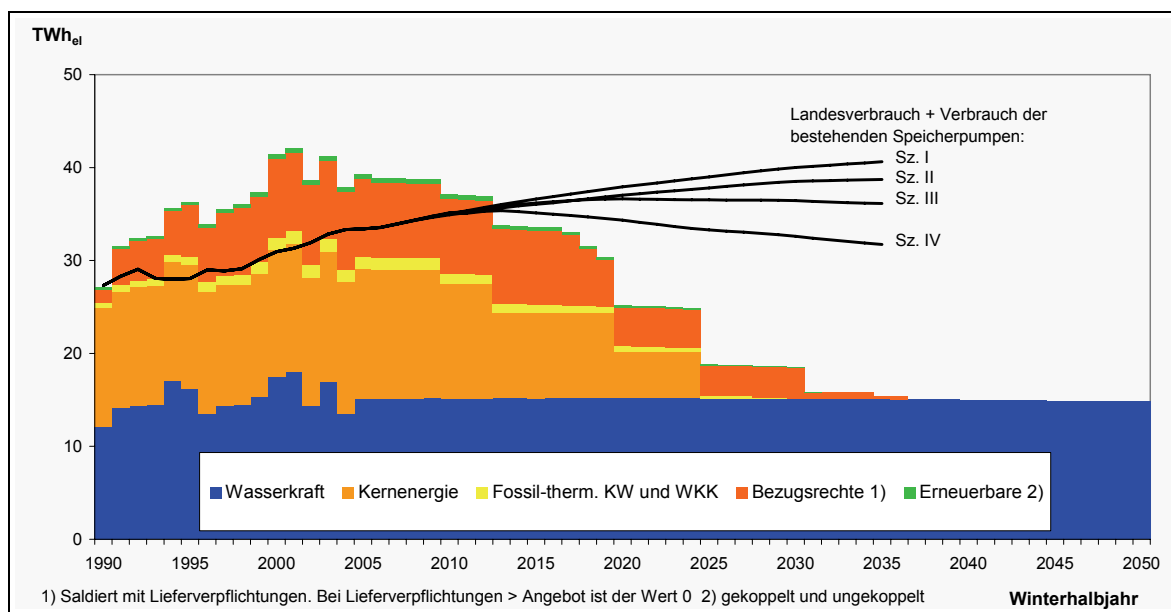
Prognos 2006

8.13.2 Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre

Bei einer Lebensdauer der Kernkraftwerke von 40 Jahren, wie es bei deren Bau vorgesehen war, tritt die Stromlücke im Winterhalbjahr nicht erst 2018 bzw. 2020 auf, sondern bereits im Jahr 2013. Die Stilllegung der Kernkraftwerke erfolgt in dieser Sensitivität innerhalb des Zeitraumes, in dem auch die Bezugsrechte auslaufen. Dadurch tritt die Lücke nicht nur eher auf, sie vergrössert sich auch sehr schnell. Im Jahr 2035 steht aus dem heute bestehenden Kraftwerkspark fast nur noch Wasserkraft für die Stromerzeugung zur Verfügung, falls kein Zubau betrachtet wird.

In Figur 8-17 ist die Stromlücke für die Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre im Winterhalbjahr grafisch dargestellt. Die Lücke beträgt in Szenario I im Winterhalbjahr 2035 25.3 TWh_{el} (38.0 TWh_{el} im hydrologischen Jahr) und in Szenario IV noch 15.8 TWh_{el} (20.8 TWh_{el} im hydrologischen Jahr). Die grössten Sprünge in der Lücke treten in den Jahren 2020 und 2025 auf, so dass diese Auslegungszeitpunkte „kritische Jahre“ für den Zubau sind.

Figur 8-17: **Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el} Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre**



Prognos 2006

Beim Ausstieg aus der Kernenergie werden keine neuen Kernkraftwerke zugebaut und somit entfallen die Varianten A und B aus der Angebotspalette.

Nur neue Kombikraftwerke oder neue Importe kommen in dieser Sensitivität in Szenario I und II als Angebotsvariante in Frage. In der Variante C der beiden Szenarien werden jeweils 3 zusätzliche Kombikraftwerke gebraucht: in Szenario I werden statt acht Kombikraftwerke im Referenzfall (KKW 50/60 Jahre) nun 11 Kombikraftwerke gebraucht und in Szenario II statt fünf Kombikraftwerken acht Kombikraftwerke. Je zusätzlichem Kombikraftwerk führt dies zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen um ca. 1 Mio. Tonnen pro Jahr. Die neuen Importe steigen in den beiden Szenarien mit der Zunahme der Lücke (Variante G). Die Zunahme der Lücke beträgt in 2035 gegenüber der Referenz ca. 15.5 TWh_{el}, was ca. 2'600 MW_{el} an zusätzlicher Leistungskapazität bedeuten würde.

Eine vollständige Schliessung der Lücke durch erneuerbare Energien (Var. E) oder fossilthermische Kraftwerke (Var. D) ist in Szenario III durch das verfrühte Eintreten der Lücke nicht möglich.

Berechnungen zu dieser Sensitivität wurden mit den Angebotsvarianten C und C&E durchgeführt. Die Berechnungen zeigen, dass in der Variante C an Stelle von vier Kombikraftwerken im Referenzfall nun acht Kombikraftwerke benötigt werden. In der Variante C&E werden im Vergleich zum Referenzfall ein Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerk mehr zugebaut, und es wurde angestrebt, die restliche Lücke mit erneuerbaren Energien zu decken. Der Beitrag der erneuerbaren Energien mit 19.1 TWh_{el} in 2035 ist in diesem Fall grösser als der Beitrag im Referenzfall der Variante E.

Für die anderen Varianten D&E und G in Szenario III wurden keine Berechnungen durchgeführt. In der Variante G ist eine Schätzung der Höhe der neuen Importe jedoch direkt aus der Zunahme der Lücke abzuleiten.

In Szenario IV werden an Stelle von drei Erdgas-Kombikraftwerken im Referenzfall in der Variante C nun sieben Kombikraftwerke benötigt. Es wurde zudem versucht, die Lücke mittels fossiler Wärme-Kraft-Kopplung und erneuerbarer Energien zu decken (Variante D&E). Selbst beim Zubau von erneuerbaren Energien in gleicher Menge (16.5 TWh_{el}), wie in der Variante E von Szenario III (eine Art Obergrenze des Zubaus der Erneuerbaren), und dem Zubau von fossiler Wärme-Kraft-Kopplung mit 12.3 TWh_{el}, ähnlich wie in der Variante D von Szenario IV, bleibt eine Lücke übrig, die (modelltechnisch) am Besten mit Blöcken, in diesem Fall zwei Erdgas-Kombikraftwerken, gedeckt werden kann. Somit ist diese Variante eigentlich eine Variante C&D&E. Würde eine Variante G unterstellt, dann steigen die neuen Importe mit der Zunahme der Lücke.

Tabelle 8-34 zeigt die Kenngrössen des Zubaus in 2035 für die Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre.

Ein Ausstieg aus der Kernenergie führt einerseits zu einem erhöhten Zubau, und somit zu höheren Kosten des Zubaus, andererseits bewirkt der Ausstieg eine Kostenminderung beim Betrieb der bestehenden Kraftwerke.

Obwohl das bestehende Angebot in den Perspektiven an sich nicht monetär bewertet wird, ist eine Abschätzung der Minderkosten bei einer verkürzten Laufzeit der Kernkraftwerke vorzunehmen, um die Mehrkosten, die bei dem Zubau anfallen, nicht zu überschätzen. In Rahmen der Perspektiven wurden keine neuen Kostenrecherchen und -rechnungen vorgenommen. Trotzdem konnte anhand der vorhandenen Daten und Berechnungen in der Prognos-Studie „Strom ohne Atom“ (2001), in der die Minderkosten der KKW-Stilllegung im Detail analysiert und aufgeführt sind, mittels einer Umrechnung der Daten auf die neuen Voraussetzungen in den vorliegenden Perspektiven, eine Abschätzung der Kosten vorgenommen werden.

Eine Verkürzung oder Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke (siehe auch Abschnitt 8.13.3) hat unmittelbar Einfluss auf die folgenden Kostenkomponenten (Prognos, 2001):

- Kapitalkosten für Nachrüstungskosten der Anlage zur Verlängerung der Betriebsdauer über 40 Jahre hinaus. Die Nachrüstungskosten betragen für einen 10 Jahre längeren Betrieb 500 CHF/kW_{el} (siehe auch Abschnitt 2.4.3). Die Kosten werden finanzmathe-

matisch, mit einem Realzinssatz von 2.5 Prozent auf die betroffene Dekade verteilt. Kapitalkosten für die Erstinvestition sind unabhängig von der Betriebsdauer.

- Die Betriebskosten sind mit dem Betrieb der Anlage verbunden und somit variabel.
- Die Brennstoffkosten sind ebenso mit dem Betrieb der Anlage verbunden. Sowohl die Betriebskosten als auch die Brennstoffkosten werden über die Laufzeit real konstant gehalten.
- Die Entsorgungskosten sind zum einen von der Betriebsdauer unabhängig, zum anderen (Transporte, zentrale Abfallbehandlung, Zwischenlagerung, Brennelemente bis zur Endlagerung) abhängig von der Betriebsdauer. Die Rückstellungen für die Entsorgung werden wie bei den Stilllegungskosten in einen Fond einbezahlt. Spätestens nach einer 40-jährigen Laufzeit sollte der vorgesehene Betrag zur Deckung der gesamten Entsorgungskosten geleistet sein. Mehrkosten über eine Betriebsdauer von 40 Jahren hinaus betragen nach Schätzung des BFE (in Prognos, 2001) 1.75 Mrd. CHF pro 10 Jahre zusätzlicher Betriebsdauer.

Zudem wurde unterstellt, dass die Erstinvestition des Kraftwerks nach 30 Jahren abgeschrieben ist, so dass für die Perspektivenperiode ab 2004 keine Kapitalkosten, und somit keine Mehr- und Minderkosten, anfallen.

Die Stilllegungskosten sind unabhängig von der Betriebsdauer, da die Beiträge unter Annahme einer 40-jährigen Betriebsdauer bis zum Zeitpunkt der Stilllegung der Anlage geleistet werden.

Nach Umrechnung der Daten auf die neuen Voraussetzungen (anderer Zinssatz, andere Zeitperiode) in den vorliegenden Perspektiven betragen die diskontierten kumulierten Minderkosten der Kernkraftwerke bei einer Laufzeit von 40 Jahren über den Zeitraum 2004 - 2035 -6.8 Mrd. CHF. Für Erläuterungen wird auf Anhang J und die Studie „Strom ohne Atom“ verwiesen (Prognos, 2001).

Beispielhaft sind jeweils für die Variante C der Szenarien I und IV die Mehr- und Minderkosten einer verkürzten Betriebsdauer in Tabelle 8-33 aufgelistet.

Tabelle 8-33: **Beispiel der Mehr- und Minderkosten einer verkürzten Betriebsdauer anhand der Angebotsvariante C in den Szenarien I und IV, in Mrd. CHF**

		Mehrkosten des Zubaus gegenüber der Referenz	Minderkosten der Stilllegung gegenüber der Referenz	Summe Differenzkosten gegenüber der Referenz
Szenario I	Variante C Fossil-zentral	10.7	-6.8	3.9
Szenario IV	Variante C Fossil-zentral	9.2	-6.8	2.4

Prognos 2007

Tabelle 8-34: **Kenngößen des Zubaus in 2035**
Sensitivität Verkürzung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 40 Jahre

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 n TWh	
	Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil- dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil- dezentral + EE	Import	Jahr	Wi
Sz I	- 1)	- 1)	11 GuD	-	-	-	-	ca. 33.8 TWh (5'633 MW _e)	38.0	25.3
Sz II	- 1)	- 1)	8 GuD 5.7 TWh EE	-	-	-	-	ca. 26.4 TWh (4'400 MW _e)	34.4	23.2
Sz III	- 1)	-	8 GuD *	- 2)	- 2)	4 GuD * 19.1 TWh EE	n.b.	ca. 25.0 TWh (4'166 MW _e)	29.3	20.5
Sz IV	- 1)	-	7 GuD	n.b.	n.b.	-	12.3 TWh WKK 16.5 TWh EE 2 GuD **	ca. 20.4 TWh (3'400 MW _e)	20.8	15.8

1) Ausstieg aus der Kernenergie, keine neuen KKW

2) Nicht machbar

* mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

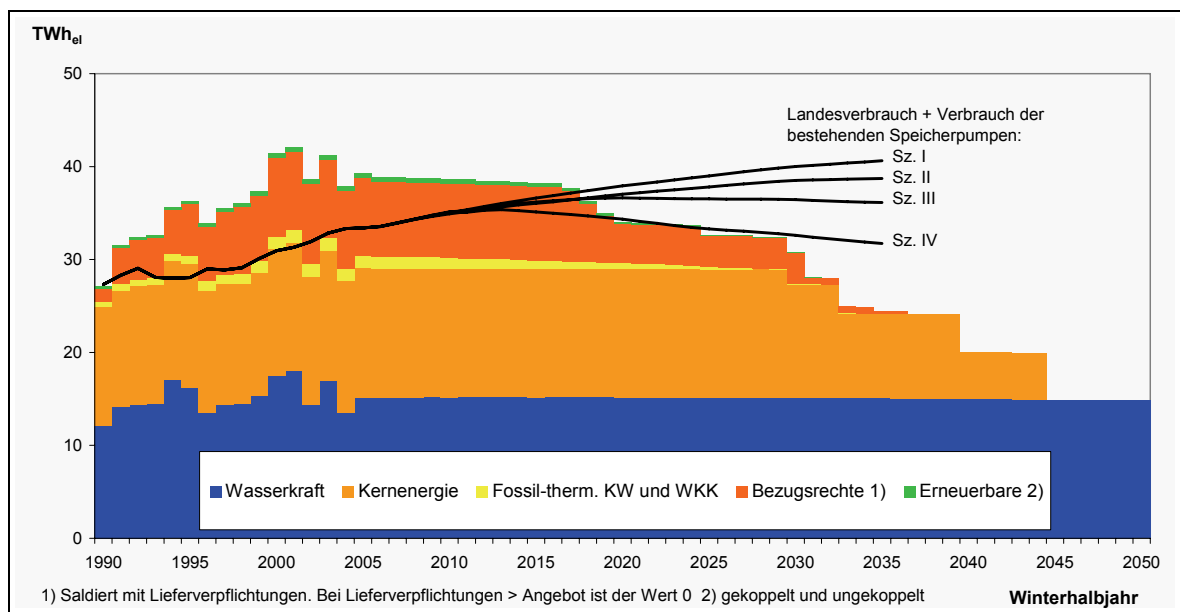
** Es braucht in dieser Variante neben dem dezentralen Ausbau weiterhin zwei Kombikraftwerke. Die Bezeichnung der Variante ist hiermit eigentlich mit C&D&E vorzusehen.

Prognos 2006

8.13.3 Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre

In der Sensitivität Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke auf 60 Jahre werden die Kernkraftwerke Beznau I und II sowie Mühleberg 10 Jahre länger betrieben, allerdings weiterhin vor 2035 stillgelegt. Hierdurch tritt keine Verschiebung des Eintretens der Lücke auf. Die Lücke ist eine Folge des Auslaufens der Bezugsrechte. Die Stromlücke ist in 2035 ebenso gross wie im Referenzfall, so dass sich nur die zwischenzeitliche Lücke (2018 - 2035) verändert. Figur 8-18 zeigt die zeitliche Entwicklung des bestehenden Angebots in der Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre und die Nachfrage in den einzelnen Szenarien.

Figur 8-18: **Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und der Elektrizitätsnachfrage im Winterhalbjahr, in TWh_{el}**
Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre



Prognos 2006

Da die Deckungslücke in 2035 ebenso gross ist wie im Referenzfall, führen die Ergebnisse der Modellrechnungen zu fast den gleichen Zubauergebnissen in 2035 wie im Referenzfall (KKW 50/60 Jahre) (Tabelle 8-36). Die Unterschiede der betrachteten Angebotsvarianten¹⁷ sind folgende:

- In der Variante B der Szenarien I und II kann durch die geringere „zwischenzeitliche“ Lücke modelltechnisch ein Kombikraftwerk gespart werden. Der Zubau beträgt, neben dem autonomen Zubau, somit vier Kombikraftwerke und ein Kernkraftwerk in Szenario I sowie zwei Kombikraftwerke und ein Kernkraftwerk in Szenario II.
- In der untersuchten Variante D&E des Szenario IV – aber auch in den Varianten D und E – müssen die Zuwachsraten weniger stark sein als im Referenzfall, da der kritische Zeitpunkt sich von 2023 im Referenzfall in dieser Sensitivität Richtung 2030 be-

¹⁷ Nicht alle der 21 Varianten wurden für die Sensitivität neu durchgerechnet, da dieser Mehraufwand in keinem Verhältnis zu den neuen Erkenntnissen steht.

wegt. Hierdurch muss weniger fossile Wärme-Kraft-Kopplung zugebaut werden. Beim gleich bleibenden Zubau der erneuerbaren Energien erhöht sich der Anteil Erneuerbare am Zubau.

Als notwendige Voraussetzung für diese Sensitivität gilt die Gewährleistung der Sicherheit der Kernkraftwerke bei einer verlängerten Laufzeit.

Dies würde gegenüber dem Referenzfall (KKW 50/60 Jahre) zu erhöhten Kosten führen. Sowohl die Nachrüstungskosten der Kernkraftwerke Beznau I&II sowie Mühleberg als auch die Betriebskosten, Brennstoffkosten und Entsorgungskosten erhöhen sich für die drei kleinen Kernkraftwerke. Kapitalkosten der Erstinvestition und die Stilllegungskosten sind unabhängig von der Betriebsdauer.

Nach Umrechnung der Daten von Prognos 2001 betragen die diskontierten kumulierten Mehrkosten der Kernkraftwerke bei einer Laufzeit von 60 Jahren über den Zeitraum 2004 - 2035 2.1 Mrd. CHF. Für Erläuterungen wird wiederum auf Anhang J und die Studie „Strom ohne Atom“ verwiesen (Prognos, 2001).

Beispielhaft sind jeweils für die Variante C der Szenarien I und IV die Mehr- und Minderkosten einer verlängerten Betriebsdauer in Tabelle 8-35 aufgelistet.

Tabelle 8-35: Beispiel der Mehr- und Minderkosten einer verlängerten Betriebsdauer anhand der Angebotsvariante C in den Szenarien I und IV, in Mrd. CHF

		Minderkosten des Zubaus gegenüber der Referenz	Mehrkosten der Verlängerung gegenüber der Referenz	Summe Differenzkosten gegenüber der Referenz
Szenario I	Variante C Fossil-zentral	-2.7	2.1	-0.6
Szenario IV	Variante C Fossil-zentral	-3.5	2.1	-1.4

Prognos 2007

Tabelle 8-36: **Kenngrossen des Zubaus in 2035**
Sensitivität Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke auf 60 Jahre

	Var. A	Var. B	Var. C	Var. D	Var. E	Var. C&E	Var. D&E	Var. G	Lücke in 2035 in TWh	
	Nuklear	Nuklear und fossil-zentral	Fossil-zentral	Fossil- dezentral	Erneuerbare Energien	Fossil-zentral + EE	Fossil- dezentral + EE	Import	Jahr	Wi
Sz I	2 KKW	4 GuD + 1 KKW	7 GuD	-	-	-	-	20.0 TWh	22.3	16.1
Sz II	2 KKW 5.7 TWh EE	2 GuD + 1 KKW 5.7 TWh EE	5 GuD 5.7 TWh EE	-	-	-	-	12.7 TWh 5.7 TWh EE	18.6	14.1
Sz III	1 KKW	-	4 GuD *	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	11.5 TWh	13.5	11.3
Sz IV	1 KKW	-	3 GuD	n.b.	n.b.	-	5.9 TWh WKK 6.2 TWh EE	6.6 TWh	5.0	6.6

* mit Holzgaszuführung in Erdgaskraftwerken, ausser Chavalon

Prognos 2006

8.14 Sonstige Themen

8.14.1 Elektrizitätsnetze

Wesentlicheren Einfluss auf die Netze, insbesondere auf die überregionale Höchstspannungsebene und deren Zubaunotwendigkeiten wird das Nachfragewachstum haben. An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass Zubaunotwendigkeiten nicht nur vom Nachfragewachstum, sondern auch von jeder (regionalen) Veränderung der Nachfrage und insbesondere der „letzten Meile“ bestimmt wird.

Wenn auch die Nachfrage in den Szenarien III und IV gegenüber den Szenarien I und II langfristig deutlich zurückgeht, so setzt diese Nachfrage doch auf den gleichen infrastrukturellen und mengenmässigen Voraussetzungen (Neubauten, Wachstum im Dienstleistungs- und Industriesektor, Verkehrswachstum Strasse und Schiene) auf. Lediglich in Szenario IV wird von leicht verdichteten und urbaneren Baustrukturen ausgegangen. Allerdings steigen hier auch die Infrastrukturanforderungen an den öffentlichen Verkehr und den Stromverbrauch dieses Sektors. Zu berücksichtigen ist, dass selbst in Szenario IV bis gegen 2015 die Stromnachfrage noch zunimmt, und schon heute im Netz der Allgemeinversorgung und der Bahnen Engpässe bestehen.

Umstritten und klärungsbedürftig ist, ob und in welchem Umfang mit den dezentralen Strategien D und E, und im Zusammenwirken mit tieferer Stromnachfrage, die Kosten der übergeordneten Netzebenen gesenkt und die Netzsicherheit erhöht werden könnten. Mit Sicherheit ist bei weitgehend dezentraler Stromproduktion mit veränderten Stromflüssen zu rechnen. Die Einflüsse auf das Netz sind gegenläufig.

Bei dezentraler Produktion mit direktem Eigenverbrauch wird die Netzlast verringert; wenn dies bei Spitzenverbrauchern zu Spitzenlastzeiten erfolgt, kann es zur Netzentlastung (geringere Leistung, geringerer Regelbedarf) auf allen Ebenen beitragen. Besonders interessant können in solchen Fällen Vertragsgestaltungen sein, die es dem EVU erlauben, in Bedarfszeiten (als Teil eines virtuellen Kraftwerkskonzepts) auf diese Kapazitäten zuzugreifen.

Bei verstärkter wärmegeführter Produktion und hohem Eigenverbrauchsanteil des erzeugten Stroms wird hauptsächlich die Winter-Grundlastlinie abgesenkt; da dadurch auch die Spitzenlast im Netz etwas verringert wird, kann dies zur Engpassminderung beitragen. Vor allem erfolgt die Entlastung bei den Grundlastkapazitäten und verringert ggf. die Importnotwendigkeiten. Die Auswirkungen im Netz sind in diesem Falle eher gering, da die Spitzenkapazitäten und insbesondere die Übertragungskapazitäten für den regionalen Ausgleich zwischen den Wasser-Spitzenlastkapazitäten und den Verbrauchszentren weiter vorgehalten werden müssen.

Bei verstärkter dezentraler Produktion mit Einspeisung ins Netz verändern sich die Flüsse gegenüber der bisherigen (vergleichsweise „zentral organisierten“) Netz- und Lastflusssystematik:

- Falls die Produktion regional verbrauchsnah und in etwa konform mit den regionalen Lastprofilen erfolgt, so kann der Lastausgleich innerhalb der tiefen Spannungsebene und regionalen Netzeinheiten erfolgen; in diesem Fall wären ggf. Infrastrukturinvestitionen zur Aufnahme und Verteilung der Flüsse auf diesen Ebenen vorzunehmen.

Eine Bezifferung kann nur anhand konkreter regionaler Beispiele erfolgen, die nicht vorliegen.

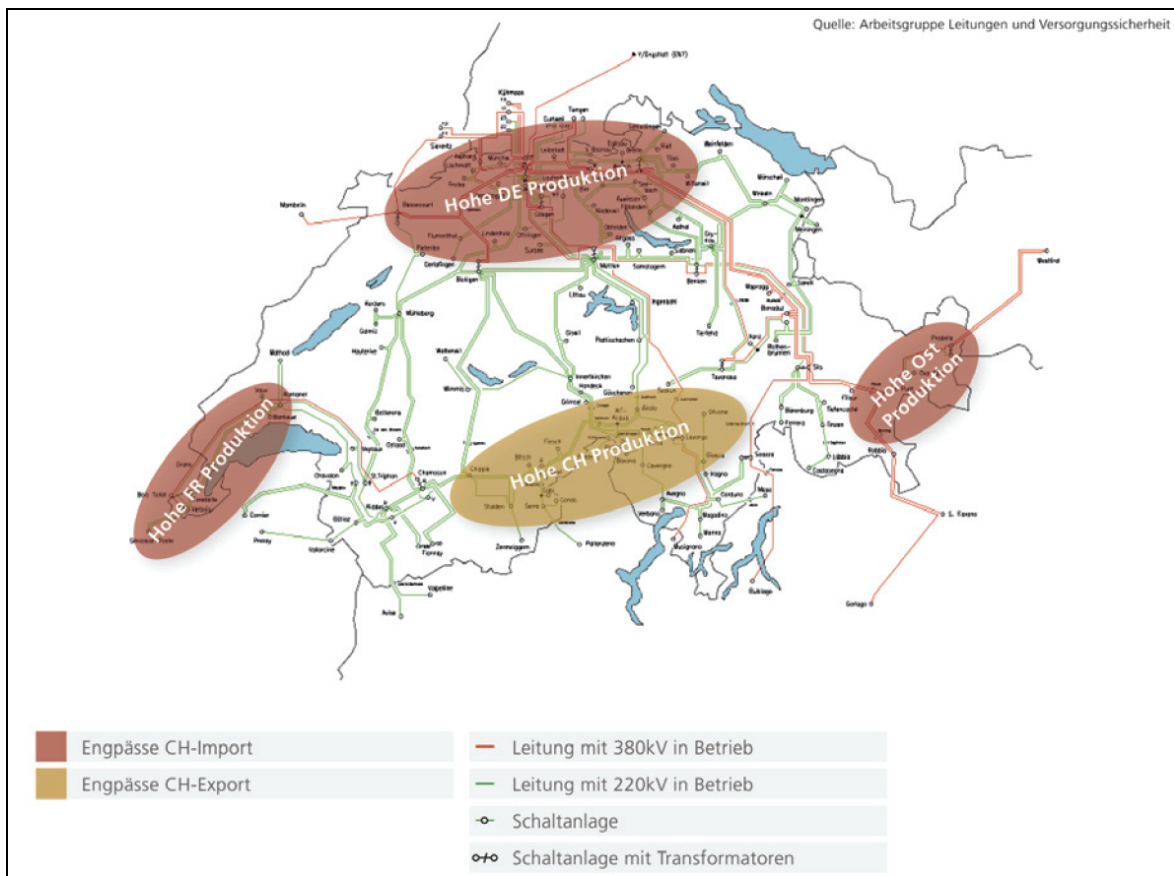
- Falls die Produktion die regionale Nachfrage übersteigt, ist den veränderten Lastflüssen von den niedrigen auf die höheren Spannungsebenen zum Ausgleich zwischen Produktion und Nachfrage Rechnung zu tragen: Die gegenüber dem bisherigen System umgekehrte Richtung erfordert technische Infrastruktur-Investitionen, um das „Einsammeln“ und die Konzentration der über weitere Flächen verteilten Leistungsdichten und ihre Hochtransformation zu leisten. In diesem Fall ist auch auf der Höchstspannungsebene keine oder nur geringe Entlastung anzunehmen. Solche Fälle können insbesondere bei ungekoppelter siedlungsferner regenerativer Produktion (Windparks, ggf. ungekoppelte Geothermie, grosse Biomassekraftwerke) auftreten. Grundsätzlich sind solche Systeme insbesondere als dezentrale „virtuelle Kraftwerke“ interessant. Ihre Vorteile liegen bei vorhandener Netzinfrastruktur eher in der Fehlertoleranz, der Lastkurvenglättung und im Vermeiden des Zubaus von Grosskraftwerkskapazitäten oder von Lieferantenabhängigkeiten als in der direkten wirtschaftlichen Entlastung.
- Falls die gesamte dezentrale Produktion die Landes-Grundlast übersteigt, müssen neben der Organisation überregionaler Lastflussverschiebungen die Kapazitäten in das Gesamtsystemmanagement mit Import-Export-Ausgleich und Speicherung einbezogen werden. In solchen Fällen werden auch dezentrale (virtuelle) Speicherkonzepte über Laststeuerung interessant; solche Konzepte werden unter Energiesystemeffizienzgesichtspunkten verstärkt diskutiert, erfordern aber differenziertere Betrachtungen als sie im Rahmen der Energieperspektiven angestellt werden konnten. Dieser Fall erscheint nach den Ergebnissen der Szenarien und Angebotsvarianten auch eher hypothetisch, da die dezentrale Produktion bis zum Jahr 2035 noch unter der Hälfte der Grundlast bleibt. Für den Fall, dass eine dezentrale Strategie über 2035 hinaus konsequent verfolgt wird und die restlichen vom Netz gehenden Kernkraftwerke wie in den Varianten D, E, D&E ebenfalls durch dezentrale Erzeugung ersetzt werden sollen, sind solche Fragen sehr detailliert zu untersuchen.

Wie erwähnt, bestehen derzeit Engpässe im Übertragungsnetz. Während Importsituationen (Winternacht) kommen diese in der Westschweiz, im Mittelland und im Unterengadin vor sowie während Exportsituationen im Sommer im Alpenraum (BFE, 2007). In Figur 8-19 sind die Engpässe grafisch dargestellt (vgl. auch Figur 2 im Exkurs 7).

Zur Beseitigung der bestehenden Engpässe sieht die „Arbeitsgruppe Leitungen und Versorgungssicherheit“ des BFE unter anderem den Ausbau und die Verstärkung der Übertragungsnetze im Rahmen eines „Schweizerischen Strategischen Übertragungsnetzes 2015“ vor. Eine Schätzung des Investitionsbedarfs für den gezielten Aus- und Umbau im Übertragungsnetz belief sich bis 2015 auf rund 1 Mrd. CHF. Hiermit überschreitet dies nicht die bisherigen Grössenordnungen der Investitionstätigkeit (BFE, 2007).

Eine gesamtschweizerisch abgestimmte, rollende Planung der Netzgestaltung drängt sich auf. Diese muss die Perspektiven des Angebotes und der Nachfrage nach Arbeit (kWh) und Leistung (kW) berücksichtigen und deren Lokalisierung in der Schweiz und im benachbarten Ausland Rechnung tragen. (BFE, 2007)

Figur 8-19: Engpässe im schweizerischen Übertragungsnetz



Quelle: Arbeitsgruppe Leitungen und Versorgungssicherheit

8.14.2 Importe

Im Zusammenhang mit dem Elektrizitätsnetz stellte sich bezüglich der Variante G Import die Frage, ob die Netzkapazitäten beim verstärkten Import ausreichen. Ausgangslage bildet die Variante G des Szenarios I, da in dieser Variante zur Lückenschliessung im Vergleich zu den anderen Szenarien leistungsmässig am stärksten importiert werden muss. In 2025 werden in der Variante G des Szenarios I circa 3'370 MW_{el} importiert. Dies entspricht ca. 1'250 MW_{el} mehr gegenüber der heutigen Leistung der Bezugsrechte (ca. 2'500 MW_{el}). Siehe Figur 8-20.

Nach Einschätzung von Vertretern der Swissgrid ist aus heutiger Sicht ein Netto-Grundlastimport von 3'750 MW_{el} mit dem Schweizer Übertragungsnetz physisch möglich. Wird ein Ausbau und eine Verstärkung des schweizerischen Übertragungsnetzes, wie im „Schweizerischen Strategischen Übertragungsnetz 2015“ empfohlen, und auch für das europäische Übertragungsnetz unterstellt, dann belaufen sich die netzseitigen Netto-Importmöglichkeiten der Schweiz im Idealfall auf maximal bis 6'000 bis 7'000 MW_{el} (BFE, 2007).

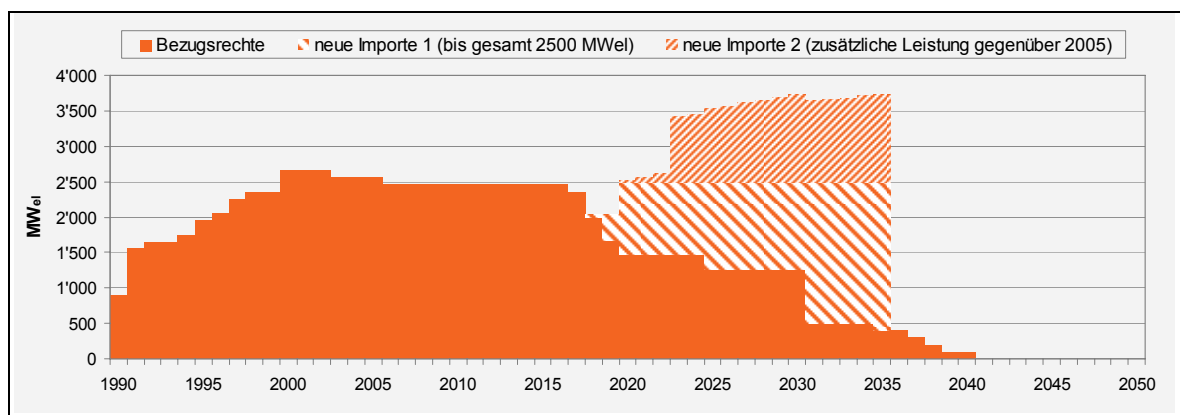
Jedoch wird seitens der Stromwirtschaft darauf hingewiesen, dass derzeit niemand prognostizieren kann, wie die Lastflüsse im Jahr 2035 aussehen werden. So sind bis 2035 signifikante Veränderungen des Kraftwerksparks in Europa und insbesondere in den Nachbarstaaten zu erwarten (Ausbau der Windkraft und der Erdgas-Kombikraftwerke sowie Stilllegung der KKW in Deutschland) (BFE, 2007). Ein veränderter Kraftwerkspark in

Europa kann grosse Veränderungen der Lastflüsse auch über das schweizerische Übertragungsnetz zur Folge haben. Die Importmöglichkeiten sind somit von den verfügbaren Transportkapazitäten der Nachbarstaaten und von den dort existierenden Produktionsmöglichkeiten abhängig (BFE, 2007).

In Rahmen solcher Überlegungen muss nach Ansicht des BFE auch die Exportsituation berücksichtigt werden. Schon zum heutigen Zeitpunkt können gleichzeitig 5'000 MW von Norden importiert und 3'500 MW nach Süden exportiert werden. Diese Situation gilt nur für die Winternacht, illustriert aber ebenfalls die erheblichen Importmöglichkeiten – bei einem Ausbau von Kraftwerkskapazitäten in Italien allenfalls auch aus dem Süden. Auf der anderen Seite kommt es seit der Jahrhundertwende vermehrt zu kritischen Netzzuständen, welche auf mehrere Faktoren zurückzuführen sind: zunehmender Stromhandel, wachsende Entfernung zwischen Erzeugung (Wind) und Last, steigender Verbrauch, ungenügende Investitionen in Netze und Kraftwerke, unzureichende Abstimmung im gesamteuropäischen Netzbetrieb und als Folge Engpässe im Netz. Diese für die Netzsicherheit in der Schweiz relevanten Aspekte, können von der heimischen Stromwirtschaft nicht direkt beeinflusst werden (BFE, 2007).

Hinsichtlich der Entgelte für grenzüberschreitende Lieferungen und die entsprechende Netznutzung bestehen Unsicherheiten. Diese bestehen neben den physischen und organisatorischen Netzzrisiken. Die EU schreibt ihren Mitgliedsländern diskriminierungsfreie Zuteilungsverfahren vor; bei Engpässen erfolgen Auktionen. Der Umfang und der Zeitraum der zu versteigernden Netznutzungskapazitäten sind jedoch noch umstritten. Ebenso umstritten ist die erlaubte Dauer der Reservierung von Netzkapazitäten vorrangig für langfristige Lieferverträge, da der EU-Gerichtshof entschieden hat, dass Langfristverträge nicht diskriminierungsfrei sind. Diese Fragen können voraussichtlich erst in den kommenden Jahren abschliessend geklärt werden (BFE, 2007).

Figur 8-20: **Notwendige Importleistungen für die Angebotsvariante G des Szenarios I, in MW_{el}**



Prognos 2006

8.14.2.1 Erneuerbare Stromimporte

In Bezug auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Europa in den nächsten Dekaden ein Ausbau zu erwarten, welcher hauptsächlich durch die festgelegten Ziele und Förderinstrumente bewirkt wird.

Die durchschnittlichen Mehrkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber konventionellen Strom werden in den nächsten 10 - 15 Jahren weiter sinken. Jedoch werden die Preise für den Import von Grünstrom voraussichtlich noch lange über dem europäischen Marktpreis liegen.

Bezüglich erneuerbarer Stromimporte ist darauf hinzuweisen, dass ggf. der von den einzelnen Ländern finanziell geförderte Grünstrom zuerst zur Erfüllung der eigenen Ziele beansprucht wird. Zudem werden mehrere Länder bzw. ausländische Firmen Grünstrom importieren und somit wird die Schweiz mit diesen in Konkurrenz stehen.

Erneuerbare Stromimporte können wie folgt beschafft werden:

- Abschliessen von Bezugsverträgen
- Beteiligungen an Kraftwerken
- Kauf von Grünstrom-Zertifikaten

In allgemeinem erfolgt der Import, genauer gesagt die Lieferung, über einen bestimmten Zeitraum nach einem bestimmten Leistungsfahrplan. Wie beim Graustrom ist auch bei Grünstrom zu beachten, dass es bei Bezugsverträgen umstritten ist, ob die Reservierung von Netzkapazitäten vorrangig für langfristige Lieferverträge erlaubt ist.

Auch im Falle von intermittierenden Einspeisungen (Windenergie, Solarenergie) muss die Lieferung die Form eines handelbaren Lastbandes haben. Die dazu erforderliche Ausregulierung kann durch Kraftwerke im Ursprungsland oder durch schweizerische Speicherkraftwerke erfolgen. In beiden Fällen sind die Kosten dafür einzukalkulieren.

Bei den Grünstrom-Zertifikaten erfolgt die Bilanzierung der Eigenschaften der gehandelten Strommengen auf Basis von Zertifikaten in einem separaten System. Diese werden unabhängig vom Stromhandel transferiert und eingelöst. Bei Grünstrom-Zertifikaten wird physisch nicht importiert (bzw. exportiert). Der Strom muss noch auf anderen Wegen, durchaus Graustrom, beschafft werden. Hierfür fallen Kosten an. Siehe auch Exkurs 7 in Band 4.

In allen Fällen fallen Zahlungen für die Nutzung der Übertragungsnetze an. Wie oben erwähnt, gibt es derzeit an verschiedenen Stellen in Europa Engpässe im Übertragungsnetz. Verstärkungen und Ausbau der Netze sind beim wachsenden internationalen Stromhandel erforderlich. Eventuelle Stromimporte aus Nordafrika und die intermittierende Produktion stellt hohe Anforderungen an den Netzbetrieb.

Finanzielle und physikalische Risiken im Zusammenhang mit den Netzengpässen sind bei Import von Grünstrom zu beachten.

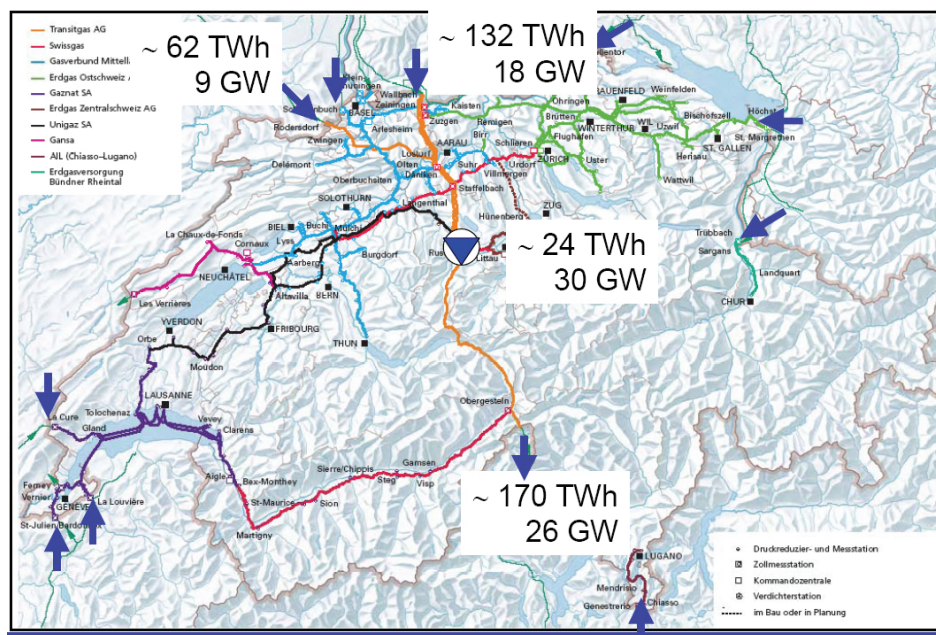
Für detaillierte Informationen wird auf Exkurs 7 in Band 4 verwiesen.

8.14.3 Erdgasnetz

Erdgas wird über mehrere Einspeisepunkte in die Schweiz importiert (siehe Figur 8-21). Die wichtigsten Gaslieferländer der Schweiz sind Norwegen, Holland und Russland via Deutschland. Hauptleitung ist die Transitleitung Niederlande-Italien mit ca. 20 Mrd. m³/a (rund 200 TWh). Die Kapazitäten der Transitleitung werden zu ca. 20 Prozent für das Inland und zu 80 Prozent für den Transit verwendet. Die Transitleitung ist im Besitz einer Gesellschaft, an welcher die Swissgas mit 51 Prozent beteiligt ist (BFE, 2006f). Grundsätzlich hat die Swissgas die Option, zusätzliche Kapazitäten zuzukaufen. Die Transportrechte bis zur Grenze werden ausgeschrieben (EU Recht) und sind eine Frage des Preises. Zudem sind in Zukunft Süd-Nord-Transporte (Italien-Schweiz) vorstellbar. Dies gilt insbesondere auch im Hinblick auf zunehmende Versorgung mit verflüssigtem Erdgas aus Nord-Afrika.

Entlang dem Transitgassystem gibt es insgesamt sechs Zollmessstationen (ZMS). Über diese ZMS wird das Erdgas, welches über das Transitgassystem importiert wird, in die regionalen Hochdrucknetze eingespeisen. Das Erdgasnetz in der Schweiz versorgt rund 800 der insgesamt gegen 2'800 Gemeinden mit Erdgas. Damit ergibt sich ein Zugang zu Erdgas für rund 70 Prozent der Schweizer Bevölkerung (BFE, 2006f).

Figur 8-21: **Übersicht über das schweizerische Gasnetz**



Quelle: Swissgas

Die Speicherung von Erdgas in nennenswertem Umfang ist in der Schweiz nicht möglich (Swissgas, 2005). Es wurden entsprechende Bohrungen und Klärungsstudien durchgeführt; geologisch und wirtschaftlich geeignete potenzielle Speicherstandorte konnten jedoch bislang nicht identifiziert werden. Die Netz- und Speicherdienstleistungen erfolgen nun im Ausland (Deutschland und Frankreich) und sind vertraglich geregelt.

Die Schweiz hat lediglich Tagesspeicher in Röhrensystemen. So verfügen zahlreiche Versorgungsunternehmen über Anlagen zur Deckung von Verbrauchsspitzen im Winter, die primär dem Ausgleich von Tages- und Wochenspitzen dienen.

Auch die regionalen Hochdrucknetze werden für den Tagesausgleich verwendet, allerdings nur so lange ihre Transportkapazität nicht vollständig ausgelastet ist.

Bezüglich der Netzsicherheit ist eine „N-1“ Sicherheit gewährleistet. Die wichtigsten Röhren werden doppelt geführt, wie z.B. der nördliche Teil der Transitleitung von der Grenze zu Deutschland bis zur Kompressorenstelle in Ruswil im Raum Luzern. Falls es zu einem Leitungsausfall kommen sollte, rechnet die Swissgas mit maximal 4 bis 5 Tagen. Der Transit erfolgt dann über andere Wege und die schweizerische Versorgung erfolgt über die anderen Einspeisepunkte. Bei verstärkter Gasnachfrage müssten die Vorkehrungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ggf. überprüft werden.

In 2005 betrug der Gasimport ca. 32.4 TWh (BFE Gesamtenergiestatistik 2005). Dies ist somit nur ein Teil dessen, was durch die Transitleitung Niederlande-Italien durch die Schweiz fliesst. Der derzeitige Gasimport der Schweiz entspricht etwa dem Jahresverbrauch von 6 bis 8 Erdgas-Kombikraftwerken. Ein Zubau von 6 bis 8 Erdgas-Kombikraftwerken, was grössenordnungsmässig mit der Variante C des Szenarios I übereinstimmt, würde den derzeitigen Gasverbrauch der Schweiz demnach verdoppeln, was angesichts der bestehenden Gasimportkapazitäten darstellbar wäre. Der zusätzliche Gasimport würde ca. 1.5 Prozent des heutigen europäischen Verbrauchs entsprechen. Gemäss Swissgas (2005) wird die Beschaffung somit allein durch wirtschaftliche und versorgungssicherheitsbezogene Faktoren bestimmt.

Technisch-wirtschaftlich gesehen sind Standorte besonders geeignet, die in der Nähe eines bestehenden Hochdrucknetzes liegen. Vom Hochdrucknetz bis zu den Standorten sind dann Stichleitungen von 1 bis max. 20 km Länge zu bauen. Bei grossen Kraftwerken (mehrere Blöcke) könnten Ausbauten oder Verstärkungen von Leitungen nötig sein (Swissgas, 2005). Der Druck sollte mehr als 40 bar betragen, da andernfalls Kompressoren benötigt würden. Grundsätzlich bewegt sich der Druck an den Entnahmepunkten, je nach Lage und Nutzung des Netzes, zwischen 63 und 25 bar (Swissgas, 2005) und würde in den meisten Fällen für den Betrieb eines GuD ausreichen.

Ausschlaggebend für den Standort von GuD-Anlagen sind auch die Nähe zum Hochspannungsnetz der Schweiz und die Möglichkeiten der Kühlung. Zudem sind die Möglichkeiten der Abwärmenutzung sowie zonenplanerische Aspekte sind zu überprüfen.

8.14.4 Bewilligungsverfahren und Zeitrahmen für den Bau eines Grosskraftwerks

8.14.4.1 Bewilligungs- und Bauzeit eines Kernkraftwerks

Das Bewilligungsverfahren umfasst nach dem neuen Kernenergiegesetz (KEG) auf Bundesebene die folgenden drei Schritte:

- Rahmenbewilligung
- Baubewilligung
- Betriebsbewilligung

Bei der Rahmenbewilligung muss der Gesuchsteller unter anderem nachweisen, dass er die radioaktiven Abfälle entsorgt. Die Erteilung der Rahmenbewilligung durch den Bundesrat ist von der Bundesversammlung zu genehmigen. Das Referendum kann gegen

diese Bewilligung ergriffen werden, womit die Stimmberechtigten für Genehmigung der Rahmenbewilligung das letzte Wort haben (BFE, 2007).

Bei der durch das UVEK zu erteilenden Baubewilligung werden auch alle anderen Bewilligungen zusammengefasst. Die Betroffenen und der Standortkanton können gegen die Baubewilligung bis vor das Bundesgericht Beschwerde erheben. Nach Erhalt der Baubewilligung dauert der Bau des Kraftwerks ca. 5 Jahre. Nach dem Bau des Kernkraftwerks erfolgt das Betriebsbewilligungsverfahren. Auch hier können nach Kernenergiegesetz die Betroffenen und der Standortkanton bis vor Bundesgericht Beschwerde erheben (BFE, 2007).

Unterstellt wird, dass sich die Planungs-, Bewilligungs- und Bauzeit auf ca. 20 Jahre beläuft, so dass, beim Gesuch der Rahmenbewilligung in 2010, das Kernkraftwerk voraussichtlich erst in 2030 ans Netz gehen kann. Diese Ausgangslage ist in den Perspektiven zugrunde gelegt (siehe Figur 8-21).

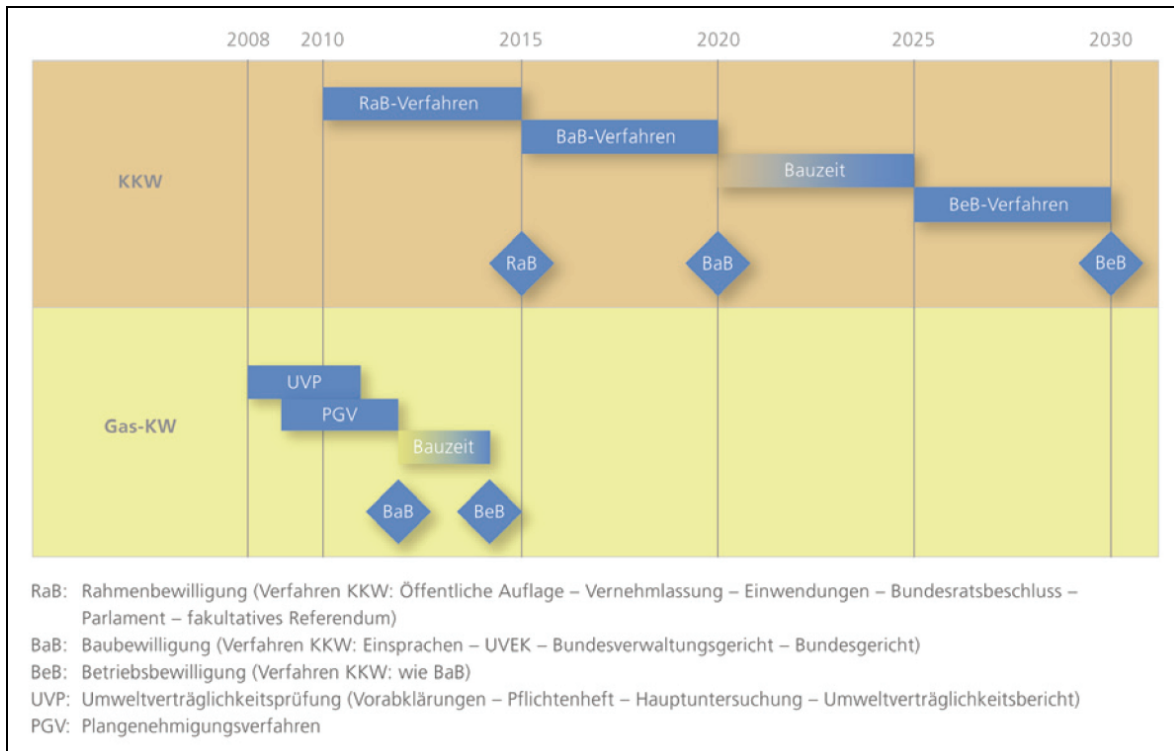
8.14.4.2 Bewilligungs- und Bauzeit eines Erdgas-Kombikraftwerks

Eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ist für eine Anlage von mehr als 100 MW_{th} obligatorisch, wobei das kantonale Recht gilt. Die Abklärung der Einflüsse auf die Umwelt geht zum grössten Teil dem eigentlichen Baubewilligungsverfahren voran. Dann folgt ein kantonales Baubewilligungsverfahren mit öffentlicher Mitwirkung. Parallel zum Baubewilligungsverfahren erfolgt das Plangenehmigungsverfahren für die Gaszuleitung sowie für die Hochspannungsleitung (BFE, 2006a). Im Fall einer Kühlung des Dampfes des Kraftwerks mittels Flusswasser ist zusätzlich ein kantonales Konzessionsverfahren vorzunehmen (BFE, 2007).

Zudem muss in der Zeit der Verfahren zwischen der Betreibergesellschaft und dem Bund ein Vertrag verhandelt werden, welcher die CO₂-Kompensationsmassnahmen der Betreiberin festlegt (BFE, 2006e).

Nach Erhalt der Baubewilligung dauert der Bau des Kraftwerks ca. 24 Monate. Insgesamt beträgt die Planungs-, Bewilligungs- und Bauzeit bis zur Erteilung der Betriebsbewilligung ca. 6 Jahre.

Figur 8-22: Für die Perspektiven unterstellter Zeitbedarf zur Inbetriebnahme von Kernkraftwerken und Gaskraftwerken



Quelle: BFE, 2007

9 Schlussfolgerungen

Der derzeit bestehende Kraftwerkspark der Schweiz wird geprägt durch Wasserkraft mit ca. 55 Prozent der inländischen Erzeugung und Kernenergie mit ca. 40 Prozent der inländischen Erzeugung. Zudem bestehen langfristige Bezugsverträge zum Import von Strom. Vor allem die Stromimporte haben während der letzten Jahre zugenommen.

Ausserdem wurde die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken durch die Leistungserhöhungen zwischen 1990 und 2000 gesteigert. Weiteres Wachstum war bei der Wärme-Kraft-Kopplung und der Stromerzeugung aus Kehrlichtverbrennungsanlagen zu verzeichnen. Die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien hat zwar in den letzten Dekaden absolut zugenommen und verzeichnet hohe relative Zuwachsraten (knappe Verdreifachung zwischen 1990 und 2005). Der Beitrag zur Landesversorgung ist mit ca. 1 bis 1.5 Prozent gering.

Den arbeitsseitigen und leistungsseitigen Zuwächsen zwischen 1990 und 2005 steht die steigende Elektrizitätsnachfrage gegenüber.

In dem Zeitraum bis 2035 laufen nahezu alle Bezugsverträge aus. Die Kernkraftwerke Beznau I&II sowie Mühleberg, mit einer gesamten Leistung von 1'085 MW_{el.}, gehen voraussichtlich bis 2023 vom Netz. Wird kein Zubau neuer Kraftwerke betrachtet, besteht der Kraftwerkspark in 2035 fast ausschliesslich aus Wasserkraft und den Kernkraftwerken Gösgen (970 MW_{el.}) und Leibstadt (1'165 MW_{el.}). Die durchschnittliche Erzeugung liegt dann unter dem derzeitigen Stromverbrauch.

Im Betrachtungszeitraum bis 2050 gehen die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt in 2039 bzw. 2044 voraussichtlich vom Netz, so dass die durchschnittliche inländische Erzeugung weiter abnimmt.

Zur Deckung künftiger elektrischer Leistungs- und Arbeitsnachfrage sind grundsätzlich die folgenden Optionen denkbar:

- Massive Erhöhung der Effizienz (Stromsparen, Leistung und Arbeit) auf der Nachfrageseite, um die verringerte Nachfrage mit dem bestehenden Kraftwerkspark decken zu können;
- Zubau neuer Kraftwerke; hier existieren zahlreiche unterschiedliche technologische Optionen, die in den Varianten untersucht wurden;
- Verstärkte Importe aus dem Ausland;
- Kombinationen aus allen Optionen.

Die Entwicklung der künftigen Stromerzeugung hängt von politischen, wirtschaftlichen und internationalen (Umwelt-)Strategien und Rahmenbedingungen ab; je nach Ausgestaltung dieser Rahmenbedingungen kann die Entwicklung sehr unterschiedlich verlaufen.

Bei unveränderter Energiepolitik steigt die Elektrizitätsnachfrage bis 2035 kontinuierlich und deutlich um knapp 30 Prozent gegenüber dem Wert von 2000 an (Szenario I). Bei verstärkter Zusammenarbeit zwischen Wirtschaft und Politik, ergänzt mit finanziellen Mitteln zur Steigerung der Energieeffizienz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien,

kann die Zunahme der Elektrizitätsnachfrage auf knapp 23 Prozent abgeschwächt werden (Szenario II). Erst bei festgelegten Zielen für die absolute CO₂-Minderung, den Energieverbrauch pro Kopf und Anteile der Erneuerbaren an den Brennstoffen, Treibstoffen und der Elektrizitätsproduktion, wie in Szenario III, ist eine Stabilisierung der Elektrizitätsnachfrage ab etwa 2015 zu erwarten, was gegenüber 2000 immer noch eine Steigerung um 13 Prozent bedeutet. Hierfür ist ein verstärktes Eingreifen der nationalen Energiepolitik, beispielsweise mittels einer spürbaren und aufkommensneutralen Energielenkungsabgabe erforderlich, die auch auf die Elektrizität erhoben wird. Ein globales Umfeld mit weltweit verstärkten Prioritäten bei Klimaschutz, Energieeffizienz und der Förderung erneuerbarer Energien wird unterstellt. Im Szenario IV sind die Ziele anspruchsvoller als im Szenario III und werden wie in Szenario III u.a. über eine (gegenüber Szenario III nochmals erhöhte) Energielenkungsabgabe erreicht. Notwendige Rahmenbedingung im Szenario IV ist ein energiepolitischer Paradigmenwechsel. Ein Alleingang der Schweiz würde nicht zum Erreichen der gewünschten Ziele führen, da in diesem Fall komparative Nachteile und Strukturverwerfungen in manchen Branchen zu befürchten wären und ausserdem die benötigte Technologie vermutlich nicht schnell und weit genug entwickelt würde. Für Szenario IV wird unterstellt, dass ähnliche Preisstrukturen zumindest in den umliegenden europäischen Ländern vorliegen. In Szenario IV zeigt die Elektrizitätsnachfrage ab 2012 einen Rückgang bis knapp unter das Niveau von 2000.

In allen Szenarien übersteigt bis 2035 im hydrologischen Jahr die Elektrizitätsnachfrage das bestehende Angebot, falls keine neuen Kraftwerke zugebaut werden, m.a.W. es entsteht eine Stromlücke. Durch die stufenweisen Abgänge auf der Angebotsseite sind die Lücken durch Sprünge geprägt. Die Lücken treten ab 2018 auf (Szenario I bis III) und wesentliche Sprünge sind durch das Auslaufen der an Kraftwerke gekoppelten Bezugsrechte und das Ende der Betriebsdauer der Kraftwerksblöcke in 2019, 2020 (Eintreten der Lücke in Szenario IV), 2023, 2025 und 2031 zu verzeichnen.

Ohne Zubau neuer Kraftwerke tritt bis 2035 im hydrologischen Jahr mindestens eine Stromlücke von 5.0 TWh_{el} (Szenario IV) auf. Bei unveränderter Energiepolitik beläuft sich die Lücke bis auf 27.0 TWh_{el} (Nachfrage- und Angebotssensitivität Klima Wärmer des Szenarios I).

Zur Deckung der Stromlücke sind mehrere Optionen oder Kombinationen von Optionen vorhanden. Je nach Nachfrageszenario kann dies zentral oder dezentral, inländisch oder ausländisch (Importe), mit fossilen Energieträgern, Kernenergie, mit erneuerbaren Energien oder mit einer Kombination der genannten Optionen erfolgen. Hierbei hat jede Technologie bzw. jeder Energieträger ihre bzw. seine eigenen Charakteristika. Diese sind in Tabelle 9-1 dargestellt.

Aus den Modellergebnissen folgt in nahezu allen Varianten, dass die kommende Stromlücke nicht ohne grundsätzliche politische Entscheidungen und Klärung bzw. Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen zu schliessen ist. In der Variante A ist anzunehmen, dass Kernkraftwerke aufgrund der Planungs-, Bewilligungs- und Bauzeiten nicht vor dem Eintreten der Lücke ans Netz gehen können, wodurch eine Zwischenperiode überbrückt werden muss. Bei den fossil-dezentralen und erneuerbaren Strategien müssen die technischen, aber unter derzeitigen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlichen, Potenziale schnell ausgeschöpft werden, was ohne Änderung der Energiepolitik nicht vorsehbar ist. Z.T. müssten dafür relativ schnell (bis etwa 2020) Technologien (vor allem Geothermie) die Markt- und Umsetzungsreife erreichen, wobei derzeit offen ist, ob das gelingen kann. Auch bei einer veränderten Politik, die mittelfristig zu einer Stabilisierung der Elektrizitätsnachfrage (Szenario III) führt, sind die Potenziale weitgehend auszuschöpfen. In der

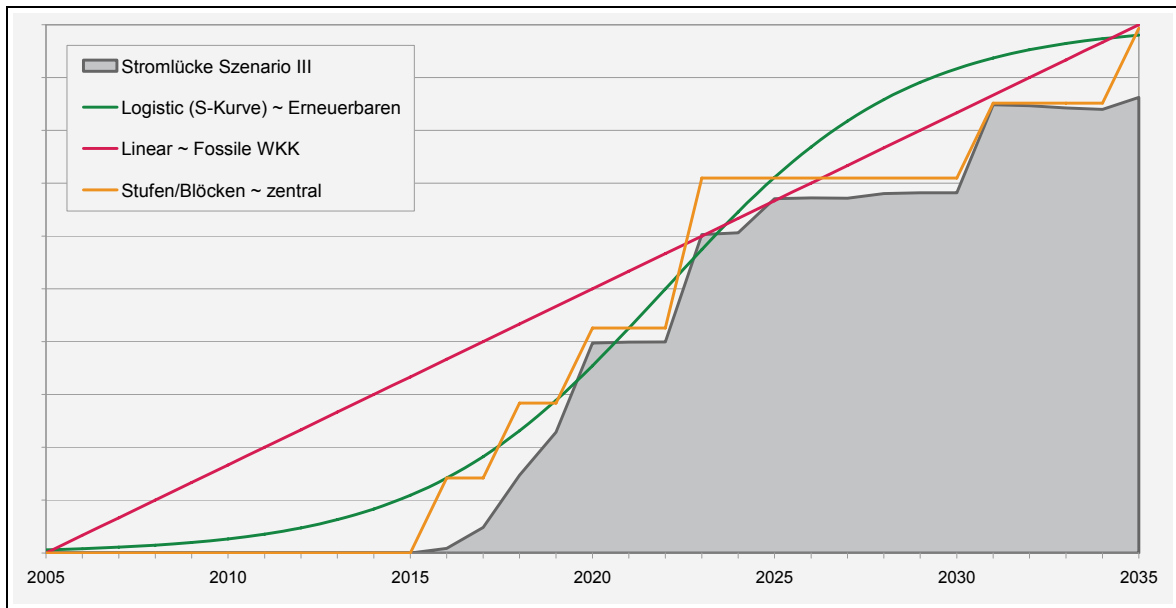
Variante G Import ist die Situation bezüglich Netzkapazitäten (Engpässe im In- und Ausland) und künftigen Handels- und Vertragsbedingungen umstritten und ungeklärt. Bei den Erdgas-Kombikraftwerken würde die Planungs-, Bewilligungs- und Bauzeit ausreichen, um die Stromlücke frühzeitig zu schliessen. Hier ist zu klären, wie die Kompensation der dadurch entstehenden CO₂-Emissionen erfolgen soll.

Ungeachtet der Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage und der ausgewählten Strategie zur Schliessung der Lücke (zentral oder dezentral) ist schnelles Handeln für die Schweiz notwendig, um Versorgungsengpässe zu vermeiden. Strom sparen kann das Problem in allen Varianten grundsätzlich und zum Teil sogar erheblich (vgl. Szenarien III und IV), entschärfen, jedoch nicht lösen. Die Figuren 9-1 und 9-2 zeigen die Situation.

Figur 9-1 zeigt beispielhaft die Stromlücke in Szenario III. In der Grafik zeigen sich kritische Zeitpunkte bei 2023 bzw. 2025. Wird zum Beispiel eine lineare Ausschöpfung der Potenziale unterstellt (dies entspricht etwa den Ausschöpfungsraten der fossil-dezentralen Variante), dann muss bereits ab heute zugebaut werden. Auch bei einer logistischen Ausschöpfung der Potenziale (mittels einer idealisierten „S-Kurve“, die ein klassisches Sättigungsverhalten abbildet, das häufig bei der Durchdringung neuer Technologien auftritt und auch bei einigen erneuerbaren Energieformen zu beobachten ist) müssen die Zuwachsraten ab ca. 2020-2022 am stärksten sein. Die zentralen Blöcke können die Sprünge in der Stromlücke, die durch das Abschalten Blöcke, welche in der Vergangenheit in Betrieb gingen verursacht werden, relativ zeitnah nachfragegerecht decken. Aus der Figur ist zudem die zu überbrückende Periode bei einer Inbetriebnahme eines neuen Kernkraftwerks in 2030 ableitbar.

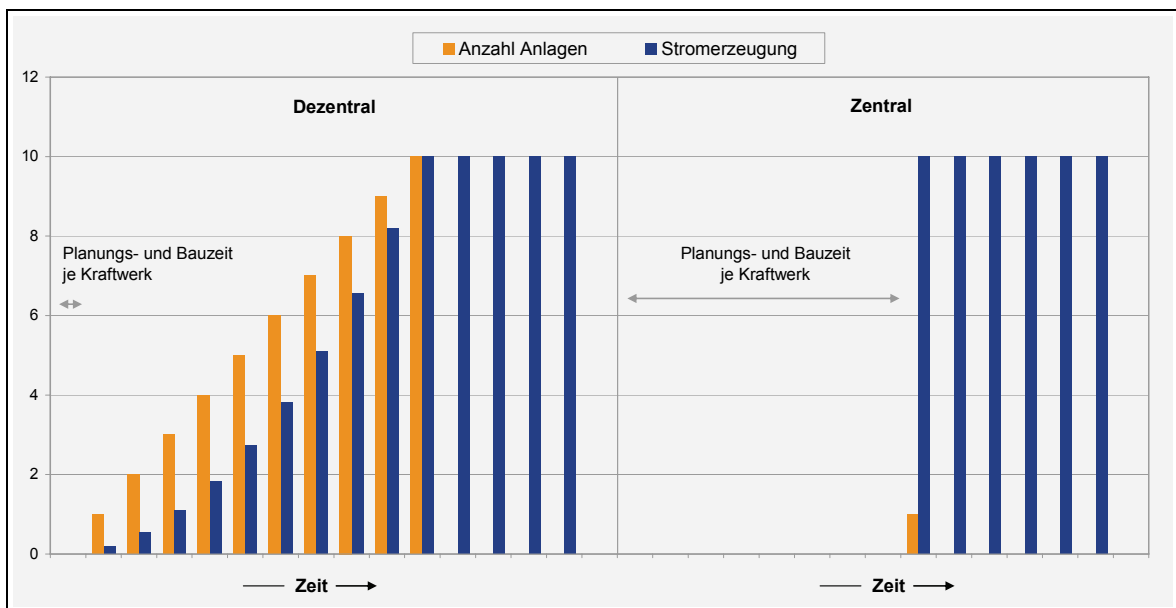
Die Figur 9-2 zeigt schematisch das Verhältnis zwischen Anlagenanzahl und produzierter Energie für dezentrale und zentrale Varianten in schematischen Einheiten für Stromproduktion und Anlagenanzahl. Hieran wird deutlich, dass sowohl bei zentralen als auch bei dezentralen Optionen eine wesentliche „Vorlaufzeit“ notwendig ist, um eine bestimmte Menge an Erzeugung zu einem definierten Zeitpunkt bereitzustellen.

Figur 9-1: **Lückenschliessung bei dezentralen und zentralen Varianten, Auslegungszeitpunkte**



Prognos 2007

Figur 9-2: **Lückenschliessung bei dezentralen und zentralen Varianten, zeitliche Entwicklung (schematisch, in normierten Einheiten)**



Prognos 2007

Bezüglich der Versorgungssicherheit zeigt sich, dass die Schweiz dank ihrer Vielzahl an Speicherkraftwerken über gute Möglichkeiten verfügt, Arbeit und Leistung kurzzeitig bereitzustellen und mögliche Ausfälle von Kraftwerkseinheiten auch in klimatischen Extremsituationen zu kompensieren. In solchen Fällen tragen Speicherkraftwerke immer mehr zur Bandenergie bei. Dies führt zu einer höheren Belastung der Speicher, die zeitlich nachwirkt und sich auf das künftige Speichermanagement auswirken kann. Im Extremfall kann nicht von einer ständigen Verfügbarkeit der Spitzenkapazitäten zur Deckung von dauerhafter Bandlastnachfrage ausgegangen werden. Nach Zubau inländischer Kraft-

werke ist die Versorgungssicherheit auf der Leistungsseite auch bei klimatischen Extremsituationen und Ausfall von Kraftwerken (mit begrenzter Dauer) in allen Varianten und Szenarien gewährleistet. Hier zeigen sich bei den Varianten A und B jedoch grössere Belastungen aufgrund des „Klumpenrisikos“ der grossen KKW-Blöcke. Importe (Variante G, Variante A bis 2030) führen bereits heute sowie auch in der Zukunft bei einer Importstrategie zu erhöhten Versorgungsrisiken. Hier besteht Handlungsbedarf zur Sicherung der Importe (Vertragsqualitäten, Sicherung von Übertragungs- und inländischen Netzkapazitäten).

Die Belastung der Speicher in einer Extremsituation wird sich abhängig von meteorologischen Entwicklungen in den Folgejahren auswirken und dann z.B. zu erhöhtem Importbedarf bzw. Versorgungsrisiken führen (vgl. Exkurs 12 in Band 4).

Bezüglich der Versorgungssicherheit im Sinne der Abhängigkeit vom Ausland ist zukünftig auf der Stromangebotsseite mit einer Abhängigkeit von über 50 Prozent zu rechnen. Nur bei einer (inländischen) erneuerbaren Strategie kann diese unter 50 Prozent gesenkt werden, wenn die Kernbrennstoffe als Importe gerechnet werden. Obwohl die Kernbrennstäbe importiert werden, sind diese lagerbar und es ist umstritten, ob sie hinsichtlich der Versorgungssicherheit zu den Importen gezählt werden müssen. Falls die Kernbrennstoffe nicht zu den Importen gerechnet werden, beträgt die Importabhängigkeit in den Varianten A und E lediglich 5 Prozent. Diese Aussagen gelten nur für die Elektrizitätserzeugung. Für das Gesamtenergiesystem werden entsprechende Betrachtungen in Band 2 angestellt.

Unter Kostenaspekten sind die zentralen Optionen bei der Betrachtung der direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten, ohne Internalisierung externer Kosten (mit Ausnahme von CO₂-Zertifikaten), günstiger als dezentrale Optionen. Hier muss jedoch bemerkt werden, dass die Investitionsentscheidungen der Betreiber bzw. Investoren unter betriebswirtschaftlichen Kriterien erfolgen, die Reaktionen auf Marktregeln und Marktorganisation beinhalten. Diese können zu betriebswirtschaftlich optimierten Ergebnissen führen, die sich von der Optimierung unter gesamtwirtschaftlichem Blickwinkel z.T. deutlich unterscheiden.

Die Stromerzeugung in der Schweiz ist derzeit nahezu frei von CO₂-Emissionen. Die Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen, dass es zumindest kurzfristig durchaus, und in jedem Fall in den fossilen Angebotsvarianten, zu erhöhtem CO₂-Ausstoss auf der Angebotsseite kommen kann. Bei der fossilen WKK kann der Ausstoss durch Einsparung von fossilen Energieträgern gegenüber der ungekoppelten Wärmerzeugung teilweise kompensiert werden.

Sowohl die mit der Stromerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen als auch die sonstigen Emissionen sollten in Bezug auf die gesamten Emissionen der Schweiz, d.h. inklusive Emissionen der Brenn- und Treibstoffseite, betrachtet werden. So betragen die Staubemissionen der Stromerzeugung im worst-case 1.5 Prozent des gesamten Energiesystems (vgl. Band 2).

Abschliessend ist festzustellen, dass ungeachtet der Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage und der ausgewählten Strategie zur Schliessung der Lücke (zentral oder dezentral) schnelles Handeln für die Schweiz notwendig ist, um Versorgungsengpässe vermeiden zu können. Strom sparen kann das Problem in allen Varianten zum Teil entschärfen, jedoch nicht vollständig lösen. Auch eine verstärkte Effizienzstrategie benötigt ein z.T. deutlich verändertes Umfeld. Dieses zu schaffen erfordert Zeit und Anstrengungen. Die Politik ist

hier gefordert, Prioritäten zu setzen, Randbedingungen vorzugeben und die notwendigen Diskussionsprozesse einzuleiten.

Dies gilt auch im Hinblick auf die Situation nach 2035. In den meisten der gerechneten Szenarien und Varianten zeigt sich bald nach 2035 durch das Ende der Betriebsdauer der Kernkraftwerke Gösgen (2039) und Leibstadt (2044) das Auftreten weiterer Lücken im Stromangebot. Aufgrund der Blockgrößen (Gösgen 970 MW_{el}, Leibstadt 1'165 MW_{el}) sind die dann entstehenden zusätzlichen Lücken sogar grösser als der kritische Fall mit der Ausserbetriebnahme von Beznau II und Mühleberg (insgesamt 720 MW_{el}) im Jahr 2022.

Bei einer Entscheidung für eine fossil-zentrale Strategie wären Planungs-, Bewilligungs- und Bauzeiten sowie ggf. eine Klärung der Brennstoffbeschaffung und CO₂-Kompensationsmechanismen vorzusehen, bei einer dezentralen Strategie ein entsprechender Vorlauf im Zubau, damit die Sprünge kompensiert werden können, bei einer (teilweisen) Importstrategie die entsprechenden Netz- und Importkapazitäten.

Am Beispiel der Elektrizitätserzeugung zeigt sich deutlich, wie vergangene Strukturentscheidungen (für eine zentrale Strategie mit wenigen grossen Blöcken) langfristig Einfluss auf künftige Strategien für Ersatzkapazitäten haben und analog, wie weit in die Zukunft sich heutige Struktur- und Strategieentscheidungen aufgrund der langen Lebensdauer der Anlagen auswirken.

Tabelle 9-1: Charakteristika der Technologien

Var.	Technologiegruppe	Technologie	Last	CO ₂ -Emissionen ¹	NO _x -Emissionen ¹	Staub-Emissionen ¹	Neue Nukleare Abfälle	dir. gesamtwirtschaftliche Kosten ²	Versorgungssicherheit	Importabhängigkeit	Brennstoff: Endlicher Ressource?
A	Nuklear	Kernkraftwerk	Grundlast	-	-	-	ja	4-5 Rp./kWh, falls langfristig gesicherte RB	Klumpenrisiko	ja, aber lagerbar	ja
C	Fossil-zentral	Erdgas-Kombikraftwerke	Mittellast (ggf. Grundlast)	ja (ca. 0.34 kg/kWh ³)	ja, beherrschbar	gering	-	6-9 Rp./kWh, sensitiv auf Volatilität Gaspreis	ja	ja	ja, Beimischung Erneuerbarer möglich
D	Fossil-dezentral	Motoren (Mikro)Gasturbine Kombikraftwerke	Mittellast Mittellast/ Spitzenlast Mittellast	ja ja ja	ja ja ja	gering gering gering	- - -	9-28 Rp./kWh 7-22 Rp./kWh 7-11 Rp./kWh	ja, insbes. Winter ja, insbes. Winter ja, insbes. Winter	ja ja ja	ja ja ja
E	Erneuerbare Energien	Brennstoffzellen ⁴ KVA Biogas Klärgas Biomasse (Holz) Windkraft Photovoltaik Geothermie	Mittellast Grundlast Grundlast/ Mittellast Grundlast/ Mittellast Grundlast/ Mittellast Grundlast/ Mittellast	ja ⁴ / - ⁵ ja neutral neutral neutral - - -	sehr gering ja ja ja ja - - -	sehr gering gering gering gering ja - - -	- - - - - - ?	14-31 Rp./kWh (Zielwert ab 2020) ca. 7 Rp./kWh 13-35 Rp./kWh 12-21 Rp./kWh 27-42 Rp./kWh 16-21 Rp./kWh 27-67 Rp./kWh 7-14 Rp./kWh	ja, insbes. Winter ja ja ja ja Stochast. Stochast. ja	ja ⁴ / Nein ⁵ nein nein nein nein nein nein nein ja	nein nein nein nein nein nein nein nein -
G	Import	-	Grundlast	kompensiert	-	-	-	6-9 Rp./kWh	?	ja	-
-	Wasserkraft	Laufwasserkraft Speicherwasserkraft	Grundlast Spitzenlast	- -	- -	- -	- -	7-16 Rp./kWh 12-16 Rp./kWh	ja ja	nein nein	nein nein

¹ Spezifische Emissionen bei der Stromerzeugung ² Ohne externe Kosten, inkl. Wärmegutschriften ³ Bei 58% Wirkungsgrad ⁴ Mit Erdgas betrieben ⁵ Bei erneuerbaren Brennstoffen Prognos 2007

Literaturverzeichnis

- Alstom (2005). *KA24/KA26 Fleet; Operation Regime in 2004*.
- Argote, L. & Epple D. (1990). *Learning Curves in Manufacturing*. Science 247, 920-924.
- Axpo (2005). Medienorientierung «Stromperspektiven 2020»; 24. Mai 2005. Axpo, Baden. http://www.axpo.ch/infocenter/stromperspektiven/_pdf/Referate-MK_Karrer-Zepf.pdf
- Barreto, L. & Kypreos, S. (2004). *Endogenizing R&D and Market Experience in the "Bottom-Up" Energy-Systems ERIS Model*. Technovation 24(8), 615-629.
- Basics (2007). *Der Energieverbrauch der Industrie, 1990-2035*. Baumgartner, W. et al., Basics, Zürich. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Baumgartner, W. (2006). *Daten zu Arbeitsstätten und Beschäftigten, Industrie-Wärme-potenziale zu Szenario III und Szenario IV; Auswertungen für die Prognos AG*. Basics, Zürich.
- BFE Gesamtstatistiken / Elektrizitätsstatistiken. Ausgaben 1995 bis 2005. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (1995-2005). *Leistungswerte Schweiz vom 3. Mittwoch des Monats, Jahre 1995-2005*. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2004). *Daten fürs Elektrizitätsmodell*. E-mail-Kommunikation mit Herrn Piot, Bundesamt für Energie, Bern, 24. Dezember 2004.
- BFE (2005a). *Abschätzungen zu den Kosten der Erneuerbaren Energien*. Bundesamt für Energie, Bern (internes Dokument)
- BFE (2005b). *Angebotsvarianten Energieperspektiven Schweiz 2035*. Piot, M., Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2005c). *Kosten der Regenerative WKK*. Persönliche Kommunikation mit Herrn Binggeli, Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2005d). *Sitzung „Gaskraftwerke in der Schweiz“ vom 24. August 2005*. Protokoll zur Sitzung, Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2006a). *Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues fossil-thermisches Kraftwerk*. Volken, T. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2006b). *Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk*. Volken, T. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2006c). *Mehrkosten Strom aus KVA*. Internes Dokument.
- BFE (2006d). *Potenziale erneuerbare Energien*. Gutzwiller, L. Bundesamt für Energie, Bern. Präsentation Forum Energieperspektiven.

- BFE (2006e). *Infrastruktur Erdgas*. Volken, T. Internes Dokument, Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE (2006f). *Fördermittel zu Szenario II*. Bundesamt für Energie, Bern (internes Dokument).
- BFE (2007). *Die Energieperspektiven 2035 – Band 1 – Synthese*. Bundesamt für Energie, Bern.
- BFE/BUWAL/ARE (2004). *Konzept Windenergie Schweiz - Grundlagen für die Standortwahl von Windparks*. BFE/BUWAL/ARE, Bern.
- BFE/Prognos (2005). *Besprechung Prognos-BFE betreffend Klimaänderung und Wasserabfluss im Alpenraum*. Piot, M. (BFE), Kirchner, A. & Rits, V. (Prognos). Protokoll Sitzung BFE/Prognos, 21.06.2005, Basel (internes Dokument).
- BFE/VSE (2005/2006). *Engpassleistung der schweizerischen Kernkraftwerke*. Internes Arbeitspapier. Bundesamt für Energie und Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Bern/Aarau,.
- BFS (2001). *Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2000-2060*. Bundesamt für Statistik BFS, Neuchâtel 2001, ISBN: 3-303-01133-8.
- BFS (2006). *Szenarien zur Bevölkerungsentwicklung der Schweiz 2005–2050*. Bundesamt für Statistik BFS, Neuchâtel 2001, ISBN: 3-303-01221-0.
- Bundesamt für Strahlenschutz (2005). *Ermittlung von Art und Menge chemotoxischer Stoffe in allen Arten radioaktiver Abfälle, Anhang D*. Bundesamt für Strahlenschutz, Salzgitter, Deutschland, 2005.
- Bremer Energieinstitut (2004). *Investitionen im liberalisierten Energiemarkt – Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen*. Pfaffenberger, W.; Hille, M., Bremer Energieinstitut. Im Auftrag des VDEW. David, J. & Herzog, H. (2001). *The cost of Carbon Capture*. Massachusetts Institute of Technology. Workshop on Carbon Sequestration Science, May 2001.
- BUWAL (BAFU) (2006). *Emissionsfaktoren, neue Werte CO₂*. Bundesamt für Umwelt BAFU, Bern. (internes Dokument)
- BWE (2002). *Betriebskosten Windkraftanlagen*. Bundesverband WindEnergie, Osnabrück.
- BWG (2006). *Wasserkraftnutzung; Fakten und Zahlen*. Bundesamt für Wasser und Geologie BWG, Biel/Ittigen.
- CEPE (2007). *Der Energieverbrauch der Dienstleistungen und der Landwirtschaft, 1990 – 2035*. Aebischer, B., Catenazzi, G., Centre for Energy Policy and Economics, Swiss Federal Institute of Technology, Zürich. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Combs, J. (2004). *Fueling the Future: A New Paradigm Assuring Uranium Supplies in an Abnormal Market*. Presentation to "The World Nuclear Association", Annual Symposium, London, September 2004.

- David & Herzog (2001). *The Costs of Carbon Capture*. Massachusetts Institute of Technology. Workshop on Carbon Sequestration Science, May, 2001.
- DEWI (2002). *Studie zur aktuellen Kostensituation der Windenergienutzung in Deutschland 2002*. T. Neumann, C. Ender, J. P. Molly, DEWI-Magazin Nr. 21 (August 2002), Seite 6-9.
- Dr. Eicher+Pauli AG (2001). *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkoppelung (WKK) in der Schweiz 1990 bis 2000*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Dr. Eicher+Pauli AG (2003a). *Technologie-Monitoring*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Dr. Eicher+Pauli AG (2003b). *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkoppelung (WKK) in der Schweiz 1990 bis 2002*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Dr. Eicher+Pauli AG (2003c). *Zukünftige Marktbedeutung von WKK-Anlagen mit 1-1.000 kW elektrischer Leistung*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Dr. Eicher+Pauli AG (2004a). *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2003*. Kaufmann, U., Dr. Eicher+Pauli AG, Liestal. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Dr. Eicher+Pauli AG (2004b). *Wärme-Kraftkopplung*. Eicher, H.P., Präsentation zum Thema Energieperspektiven Schweiz 2035/2050: Elektrizitätsangebot, 2. Juli 2004, Bern.
- Dr. Eicher+Pauli AG (2004c). *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkoppelung (WKK) in der Schweiz 1990 bis 2003*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Dr. Eicher+Pauli AG (2006). *Personliche Kommunikation mit R. Rigassi am 09.06.2006*. Dr. Eicher+Pauli AG, Liestal.
- EC-Group (2005). *Auslastung der konventionellen thermischen Grosskraftwerke*. Persönliche E-Mail-Kommunikation mit Hernn Bachmann (10.05.05), The Energy Consulting Group Ltd., Zürich.
- ECN (2003). *Kosten Duurzame Elektriziteit*. Energy Research Centre of the Netherlands, Petten. ECN-C--03-074/A-H.
- ECN (2004). *Learning from the Sun; Analysis of the use of experience curves for energy policy purposes: The case of photovoltaic power. Final report of the Photex project*. Schaeffer, G.J. et al., Energy Research Centre of the Netherlands, Petten. ECN-C--04-035.
- Econcept (2004). *Kosten und Entschädigung von Strom aus Kehrichtverbrennungsanlagen*. Dettli, R. et al., econcept, Zürich. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Ecoplan (2007). *Höchstpreisszenario*. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.

- Electrowatt-Ekono (2004). *Ausbaupotenzial der Wasserkraft*. Laufer, F.; Grötzinger, S. & Schmutz, A., Electrowatt-Ekono, Zürich. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern & des Bundesamt für Wasser und Geologie BWG, Biel.
- Elforsk AB (2005). *Vindkraftverk december 2004*. Driftuppföljning av [Http://www.elforsk.se/varme/varm-vind.html](http://www.elforsk.se/varme/varm-vind.html)
- Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke (2005). *Kurzinformation*. http://www.entsorgungsfonds.ch/de/kurzinfo_entsorgung.html
- European Commission (2004). *EUR 21241 - European Hydrogen and Fuel Cell projects*. Luxembourg. ISBN 92-894-8003-3.
- EWI/Prognos (2005). *Energierreport IV; Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030; Energiewirtschaftliche Referenzprognose*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln & Prognos AG Basel. Für das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin.
- Feron, P.H.M. & Hendriks, C.A. (2005). *CO₂ Capture Process Principles and Costs*. TNO Science and Industry, Apeldoorn; Ecofys, Utrecht. In: Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 60, No. 3, pp. 451-459.
- Geismann, M. (2005). *Bauprojekte Windenergie*. E-mail-Kommunikation mit Herrn Geismann, Bundesamt für Energie, Bern, 2. März 2005.
- Glizie (2006). *Mikrogasturbinen-BHKW*. GLIZIE GmbH, Ingenieurbüro für Umwelttechnik.
- Gubser, H.R. (1997). *Grobanalyse der Grenzen und Möglichkeiten einer dezentralen Stromversorgung in der Schweiz*. Gubser, H.R., Nordostschweizerische Kraftwerke, Direktion Technik. Ein Auftrag des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätskraftwerke VSE im Rahmen des Projektes „Dezentral“.
- Haker, K. (1999). *Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebots; Modelldokumentation*. Prognos AG, Basel. Zu Handen des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Heddle, G.; Herzog, H. & Klett, M. (2003). *The Economics of CO₂ Storage*. Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Energy and the Environment. MIT LFEE 2003-003 RP, August 2003.
- Hendriks, C.; Graus, W. & Bergen, F. van (2004). *Global carbon dioxide storage potential and costs*. By Ecofys in cooperation with TNO; Utrecht (NL). EEP-02001. By order of the Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu.
- Herzog, H. (2001). *Workshop Overview*. Massachusetts Institute of Technology. Workshop on Carbon Sequestration Science, May, 2001.
- Hofer, P. (2004). *Preisszenarien Energieperspektiven Schweiz 2035/2050*. Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Hofer, P. (2006a). *Einfluss des CO₂-Zertifikatspreis auf den Brennstoffkosten*. Persönliche Kommunikation mit Herrn Hofer, Prognos AG, Basel.

- Hofer, P. (2006b). *WKK-Potenziale Szenario III: Inputdaten Haushalte*. Persönliche Kommunikation mit P. Hofer, Prognos AG Basel, 30.01.2006.
- Horton, P. et al., (2005). *Prediction of climate change impacts on Alpine discharge regimes under A2 and B2 SRES emission scenarios for two future time periods*. EPFL, Laboratoire Hydrologie et Aménagements (HYDRAM), Lausanne. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- IEA (2003). *World Energy Investments Outlook 2003*. International Energy Agency, Paris. ISBN 92-64-01906-5.
- IEA (2004). *Prospects for CO₂ Capture and Storage; Energy Technology Analysis*. International Energy Agency, Paris. ISBN 92-64-108-831 2004
- IEA (2005). *Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency, Paris.
- Infras (2003). *Strategien für die Stärkung von erneuerbarer Stromerzeugung und effizientem Stromeinsatz. Inputpapier 2*. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern, Juni 2003. Interner Bericht.
- Infras (2004). *Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz*. Schlussbericht, 05 November 2004. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Infras (2007). *Der Energieverbrauch im Verkehr, 1990-2035*. Keller, M., Infras, Bern. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Institut für angewandte Ökologie e.V. (2005). *GEMIS: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (Version 4.3)*. Institut für angewandte Ökologie e.V., Freiburg.
- IPCC (2005). *IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage*. Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge 2005.
- IWR (2005). *IWR-WindErtragsindex Binnenland*.
http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index04_10jahre.html
- Jochem & Jakob (2004). *Energieperspektiven und CO₂-Reduktionspotenziale in der Schweiz bis 2010; Energieeffizienz sowie Substitution durch Erdgas und erneuerbare Energien*. Centre for energy Policy and Economics ETHZ, Paul Scherrer Institut, Institut für Wirtschaft und Ökologie (Universität St. Gallen). VDF Hochschulverlag AG, ISBN 3-7281-2916-X
- Jochem, E., et al. (2002). *Steps towards a 2000 Watt-Society, Developing a White Paper on Research & Development of Energy-Efficient Technologies*. Pre-study, www.novatlantis.ch
- Jochem, E., et al. (2004). *Steps towards Sustainable Development, A White Book for R&D of energyefficienttechnologies*, www.novatlantis.ch
- Kaiser, T (2005). *Gas-Kombikraftwerke in Schweizer Strom-Mix; Zukünftige Alternative und Ergänzung*. In: GWA 9/2005, Gas Wasser Abwasser, S. 703-709.

- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (2001). *28. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2000*.
- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (2002). *29. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2001*.
- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (2003). *30. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2002*.
- Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG (2004). *31. Geschäftsbericht über das Geschäftsjahr 2003*.
- Kirchner, A., Piot, M & Rits, V. (2006). *Energieperspektiven Schweiz 2035 (Band 4): Exkurs 12: Kälte und Hitzewelle*. Prognos AG/BFE, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- KKL (2005). *Porträt – Fakten – Zahlen zu „20 Jahre Kernkraftwerk Leibstadt“*. Medienkonferenz 20 Jahre KKL, 10. Januar 2005.
- Kouvaritakis, N.; Soria, A. & Isoard, S. (2000). *Modeling Energy Technology Dynamics: Methodology for Adaptive Expectations Models with Learning by Doing and Learning by Searching*. Int. J. of Global Energy Issues 14 (1/2/3/4), 104-115.
- Lako, P. (2006). *Transport en opslag van CO₂*. Energy Research Centre of the Netherlands, Petten.
- McCollum & Ogden (2006). *Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression, Transport, and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity*. Institute of Transportation Studies, University of California, Davis.
- MIT (2003). *The Future of Nuclear Power; An interdisciplinary MIT Study*. Massachusetts Institute of Technology. ISBN 0-615-12420-8. <http://web.mit.edu/nuclearpower/>
- MIT (2005). *MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change: An Analysis of the European Emissions Trading Scheme*. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge MA.
- Nagra (2006). *Mengen radioaktiver Abfälle*. Harald Maxeiner, Urs Frick, Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle, Wettingen. <http://www.nagra.ch/downloads/faktenblatt.pdf>
- Nakićenović, N. (1997). *Technological Change as a Learning Process*. Paper presented to the IIASA Induced Technology Workshop, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria
- Neff, T.L. (2004). *Insights into the future: Uranium prices and price formation 1947 – 2004*. Massachusetts Institute of Technology, Center for International Studies. Presentation to “The World Nuclear Association”, September 2004. <http://www.hornbybay.com/WNA-2004-09-Neff.pdf>
- Nielsen, P (2004). *New Danish Wind energy index calculation*. EMD Aalborg, Denmark. http://www.vindstat.dk/PDF_sider/Windindex_DK_new_short.pdf

- Novatlantis (2004). *Leichter Leben – die 2000-Watt-Gesellschaft*, Novatlantis, Zürich, www.novatlantis.ch
- Nowak, S. & Wolfer, U. (2005). *PV: Kostendeckende Vergütung*. Bundesamt für Energie, Bern. Internes Dokument.
- Nussbaumer, Th.; Neuenschwander, P.; Hasler, Ph.; Jenni, A.; Bühler, R. (1997). *Energie aus Holz; Vergleich der Verfahren zur Produktion von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz*. Verenum, Zürich; Ardens, Liestal und Umwelt & Energie, Maschwanden. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie.
- OcCC (2004). *Klimaentwicklung in der Schweiz bis 2050; Ein kurzer Überblick*. Hohmann, R. & Neu, U., OcCC, Organe consultatif pour le Changement Climatique, Bern. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Piot, M. (2005). *Auswirkungen der Klimaerwärmung auf die Wasserkraftproduktion in der Schweiz*. Wasser Energie Luft, Heft 11/12, pp. 365-367. Baden, 2005.
- Piot, M. (2006a). *Auswirkungen einer Klimaerwärmung auf die Energienachfrage und das Stromangebot*. Bundesamt für Energie, Sektion Energieversorgung. (to be published)
- Piot, M. (2006b). Grundsatzüberlegungen zum Begriff Potenzial. Bundesamt für Energie, Bern.
- Piot, M. (2006c). *Simulationsergebnisse für Speichereinsatz bei Extremsituationen*. Internes Arbeitspapier, Bern.
- Prognos AG (1996). *Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes für die Szenarien I–III 1990-2030*. Im Auftrag des Bundesamtes für Energiewirtschaft, Bern.
- Prognos AG (2001). *Szenarien zu den Initiativen "Strom ohne Atom" sowie "Moratorium plus"*. Eckerle, K., Haker, K. & Hofer, P., Prognos AG, Basel. Zu Handen des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos AG (2002). *Ersatz der Kernenergie durch importierten Windstrom?; Diskussionspapier*. Haker, K., Prognos AG, Basel. Für das Bundesamt für Energie, Bern.
- Prognos AG (2005a). *Technologie-Assessment: Brennstoffzellen und Aasserstoffinfrastruktur*. Kirchner, A. & Rits, V., Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Prognos AG (2005b). *Technologie-Assessment: Konventionelle Thermische Kraftwerke*. Kirchner, A. & Rits, V., Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Prognos AG (2005c). *Techno-Economic Assessment: Kehrichtverbrennungs-, Deponiegas- und Klärgasanlagen*. Kirchner, A. & Rits, V., Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

- Prognos AG (2005d). *Techno-Economic Assessment: Konventionelle Thermische Kraftwerke*. Kirchner, A. & Rits, V., Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Prognos AG (2005e). *Techno-Economic Assessment: Wärme-Kraft-Kopplung*. Kirchner, A. & Rits, V., Prognos AG, Basel. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- Prognos AG (2006a). *Auswertung des Kompakt-Delphi-Prozesses: Thesen zur langfristigen Technologieentwicklung für das Szenario IV "Wege zur 2000-Watt-Gesellschaft"*. Kirchner, A., Ley, A. und Rits, V., Prognos AG Basel. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos AG (2006b). *Der Energieverbrauch der Privaten Haushalte, 1990-2035*. Hofer, P., Prognos, Basel. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Prognos AG (2006c). *Neue Berechnungen des CO₂-Preises nach dem Energiereport IV von EWI/Prognos*. Schlesinger, M. & Kirchner, A. Prognos AG, Basel. Internes Dokument.
- PSI (2001). *Perspektiven der zukünftigen Strom & Wärmeversorgung für die Schweiz; Ökologische und ökonomische Betrachtungen*. Projekt GaBE: Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen. Gantner, U.; Jakob, M. & Hirschberg, S., Paul Scherrer Institut, Villigen PSI. PSI Bericht Nr. 01-12, ISSN 1019-0643
- PSI (2005a). *Erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen*. Hirschberg, S et al., Paul Scherrer Institut, Villigen PSI. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.
- PSI (2005b). *Daten zu Kleinwasserkraft (<300 kWel), Geothermie und neuen Nuklearen*. Paul Scherrer Institut, Villigen PSI. Internes Dokument für das Bundesamt für Energie, Bern.
- Rits, V. (2003). *Exploring the diffusion of fuel-cell cars in China; A scenario approach*. Technische Universität Eindhoven und Paul Scherrer Institut, Villigen PSI.
- Rogers, E.M. (1962). *Diffusion of Innovations*. The Free Press. New York
- Schneider (1999). *Energiewirtschaftsgesetz Erläuterungen 1998*. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke mbH, VWEW Frankfurt am Main, 1999
- Schweizerischer Bundesrat (2003). *Luftreinhalteverordnung vom 16. Dezember 1985 (Stand am 23. August 2003)*. Schweizer Bundesrat, Bern.
- Seebregts, A., Bos S., Kram T. & Schaeffer G.J. (2000). *Endogenous Learning and Technology Clustering: Analysis with MARKAL Model of the Western European Energy System*. Int. J of Global Energy Issues 14(1/2/3/4), 289-319
- SFV (2005). *Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen*. Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V., Aachen Stand: 10.03.2005, http://www.pv-ertraege.de/cgi-bin/pvdaten/src/bundes_uebersichten.pl

- Shell & Statoil (2006). *Ground-breaking industry and environment project; An industrial model for a CO₂ value chain in Norway*. Royal Dutch Shell, The Hague & Statoil, Stavanger (No).
- Sijm, J.; Bakker, J. O. S.; Chen, Y.; Harmsen, H. W.; Lise, H. (2005). *CO₂ price dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity*. Energy Research Centre of the Netherlands, Amsterdam.
- Smekens, K.E.L., Lako, P., Seebregts, A.J. (2003). *Technologies and technology learning, contributions to IEA's Energy Technology Perspectives*. Energy Research Centre of the Netherlands, Petten, the Netherlands. ECN-C--03-046
- Staiß, F. (2003). *Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03*. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg. Bieberstein–Fachbuchverlag, Radebeul. ISBN 3-927656-17-8
- Stilllegungsfonds für Kernanlagen (2005). *Zielwerte und Stand der Äufnung*. http://www.entsorgungsfonds.ch/de/stand_stilllegung.html
- Streffler, C.; Gethmann, C.F.; Heinloth, K.; Rumpff, K. und Witt, A. (2005). *Ethische Probleme einer langfristigen globalen Energieversorgung*. Walter de Gruyter, Berlin/New York, ISBN 978-3-11-018431-0.
- Swissgas (2005). *Gaskombikraftwerke in der Schweiz; Infrastruktur Erdgas*. Papier in Bezug auf die Sitzung „Gaskraftwerke in der Schweiz“ vom 24. August 2005. Schweizerische Aktiengesellschaft für Erdgas.
- Swissnuclear (2006). *Angaben zu Leistungsreduktionen der schweizerischen Kernkraftwerke bei hohen Temperaturen*. Internes Arbeitspapier. Swissnuclear, Olten.
- The Royal Academy of Engineering (2004). *The Cost of Generating Electricity. A study carried out by PB Power for The Royal Academy of Engineering*, London. ISBN 1-903496-11-X. http://www.eusustel.be/secure/documents/cost/cost_generation_report.pdf
- Turton, H. & Barreto, L. (2004). *The Extended Energy-Systems ERIS Model: An Overview*. Interim Report IR-04-010. International Institute for Applied Systems Analysis. Laxenburg, Austria. February, 2004
- USEC (2006). *The Nuclear Fuel Cycle*. United States Enrichment Corporation. http://www.usec.com/v2001_02/HTML/Aboutusec_swu.asp
- VDI (2003). *Ermittlung zielenergiebezogener Emissionen bei der Energieumwandlung*. Nr. VDI 4660/2. Verein Deutscher Ingenieure e.V., Berlin Beuth Verlag, 2003
- Verenum (2005). *Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerk für die Schweiz: Potenzial und Wirtschaftlichkeitsabschätzung; Input-Papier für die Stromangebots-Perspektiven 2035 des Bundesamtes für Energie*. Nussbaumer, Th., Verenum, Zürich. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Verenum (2006). *Informationen zu Holzgas/Erdgas-Kombikraftwerk für die Schweiz*. Persönliche Kommunikation mit Herrn PH Dr. Th. Nussbaumer.

Anhang

Anhang A: Arbeitsgruppe

Mitglieder der Arbeitsgruppe

- Martin Renggli, BFE, Leitung der Arbeitsgruppe
- Dr. Almut Kirchner, Prognos AG, Leitung der Modellarbeiten und Redaktion der Inputberichte
- Hans Achermann, EGL
- Conrad U. Brunner, CUB Zürich
- Prof. Daniel Favrat, EPFL
- Dr. Paul Filliger, BAFU
- Dr. Andreas Grossen, VSG
- Dr. Rolf Hartl, Erdölvereinigung
- Kurt Infanger, ARE
- Prof. Eberhard Jochem, CEPE, ETH Zürich
- Dr. Tony Kaiser, ALSTOM
- Dr. Ruedi Meier, Experte
- Dr. Georg Müller-Fürstenberger, Universitäten Bern und Trier
- Hans Ulrich Schärer, BFE
- Kurt Wiederkehr, VSE

Modellexperten

- Dr. Bernard Aebischer, CEPE, ETH-Zentrum WEC (Dienstleistungen und Landwirtschaft)
- Dr. Walter Baumgartner, Basics AG (Industrie)
- Peter Hofer, Prognos AG (Haushalte)
- Mario Keller, Infrast AG (Verkehr)
- André Müller, Dr. Frank Vöhringer, Ecoplan (Dynamisches Gleichgewichtsmodell)
- Vincent Rits, Prognos AG (Elektrizitätsangebot)

BFE-Projektgruppe

- Dr. Felix Andrist, Leitung der Projektgruppe
- Dr. Lukas Gutzwiller
- Dr. Matthias Gysler
- Dr. Michel Piot
- Thomas Volken

Anhang B: Wechselkurse

Tabelle A-1: Wechselkurse (in Schweizer Franken)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Euro	0.61	0.62	0.62	0.64	0.66	0.68	0.66	0.65	0.65
Englisches Pfund	0.42	0.42	0.41	0.39	0.41	0.43	0.45	0.44	0.45
Amerikanischer Dollar	0.69	0.69	0.67	0.59	0.59	0.64	0.74	0.81	0.85
Schweizer Franken	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Quelle: EU-Kommission (2005)

Anhang C: Umrechnungsfaktoren

Vorsatzzeichen:

Tabelle A-2: Vorsatzzeichen und entsprechende Faktoren

Bezeichnung:	Faktor:	Bezeichnung:	Faktor:
Nano (n)	10^{-9}	Mega (M)	10^6
Micro (μ)	10^{-6}	Giga (G)	10^9
Milli (m)	10^{-3}	Tera (T)	10^{12}
Kilo (k)	10^3	Peta (P)	10^{15}

Energieeinheiten:

Tabelle A-3: Umrechnungsfaktoren Energieeinheiten

Von: \ Zu:	J	TJ	kWh
J	1	1×10^{-12}	0.2778×10^{-6}
TJ	1×10^{12}	1	0.2778×10^6
kWh	3.6×10^6	3.6×10^{-6}	1
GWh	3.6×10^{12}	3.6	1×10^6

Anhang D: Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues fossil-thermisches Kraftwerk

Das BFE (2006a) sieht für die Bewilligungs- und Bauzeit eines Erdgas-Kombikraftwerks drei Varianten mit unterschiedlicher Dauer vor (siehe auch Figur A-1):

▪ Variante 1: Gesamtzeit 52 Monate

- Eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ist für eine Anlage von mehr als 100 MW_{th} obligatorisch, wobei das kantonale Recht gilt. Die Abklärung der Einflüsse auf die Umwelt dauert ca. 9 bis 15 Monate und geht zum grössten Teil am eigentlichen Baubewilligungsverfahren voran;
- Danach folgt ein kantonales Baubewilligungsverfahren, wobei in dieser Variante keine grösseren Einsprachen und keine zweite Auflage unterstellt werden. Die Vorabklärung und Vorprüfung des Projektes erfolgt auf kantonaler Ebene. Die geschätzte Dauer beträgt maximal 18 Monate;
- Parallel zum kantonalen Baubewilligungsverfahren erfolgt das Plangenehmigungsverfahren; in dieser Variante entweder nur für Stromleitung oder nur für Gasleitung, unter der Annahme, dass am Standort ein Starkstrom- oder Gashochdruckleitungsanschluss besteht. Die geschätzte Dauer beträgt maximal 18 Monate;
- Nach Erhalt der Bauwilligung dauert der Bau des Kraftwerks ca. 24 Monate;
- Somit beläuft sich die gesamte Bewilligungs- und Bauzeit auf 52 Monate.

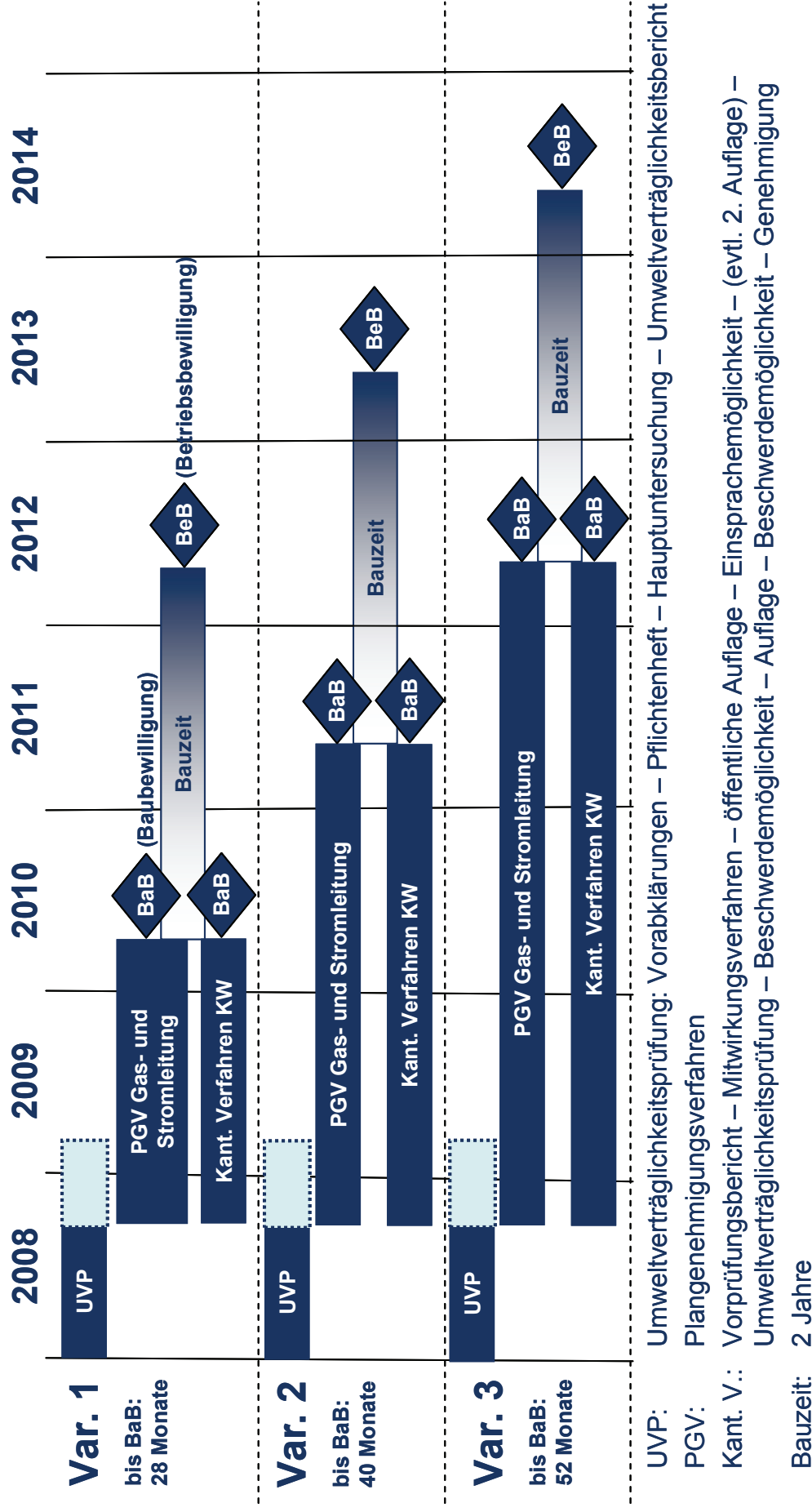
▪ Variante 2: Gesamtzeit 64 Monate

- Verläuft analog wie die Variante 1;
- Das kantonale Verfahren verläuft hier auch ohne grössere Einsprachen und ohne zweite Auflage. Die Vorabklärung und Vorprüfung erfolgt auf kantonaler Ebene, mit dem Einbezug von Bundesbehörden. Die geschätzte Dauer beträgt 30 Monate;
- Das Plangenehmigungsverfahren wird sowohl für die Strom- als auch die Gasleitung durchlaufen. Die geschätzte Dauer beläuft sich bis auf 30 Monate;
- Beim Bau von 24 Monaten beträgt die Bewilligungs- und Bauzeit 64 Monate.

▪ Variante 3: Gesamtzeit 76 Monate

- Verläuft analog wie die Variante 2;
- Das kantonale Verfahren verläuft diesmal mit grösseren Einsprachen und Beschwerden und eine zweite Auflage ist notwendig. Vorabklärung und Vorprüfung erfolgt bis auf Bundesebene. Die geschätzte Dauer beläuft sich auf 42 Monate;
- Plangenehmigungsverfahren für Strom- und Gasleitung, diesmal mit Beschwerden
- Die gesamte Bewilligungs- und Bauzeit beläuft sich in der 3. Variante auf 76 Monate.

Figur A-1: Bewilligung- und Bauzeit für ein neues fossil-thermisches Kraftwerk nach Varianten



Quelle: BFE, 2006a

Anhang E: Bewilligungs- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk

Auch hier hat das BFE (2006b) drei Varianten für die Bewilligungs- und Bauzeit eines Kernkraftwerks analysiert. In den Modellrechnungen ist von der Variante 2 ausgegangen (siehe auch Figur A-2):

▪ Variante 1: Gesamtzeit bis 15 Jahre

- Ab sofort wird mit der Planung eines neues Kernkraftwerks ausgefangen.
- In dieser Variante wird unterstellt, dass im Rahmenbewilligungsverfahren kein Referendum ergriffen wird.
- Rahmenbewilligungs- und Beschwerdenverfahren verlaufen optimal.
- Es wird mit einer Bauzeit von 5 Jahren (60 Monate) gerechnet.
- Die Variante zeigt mit einer Bewilligungs- und Bauzeit den schnellstmöglichen Zeitrahmen.

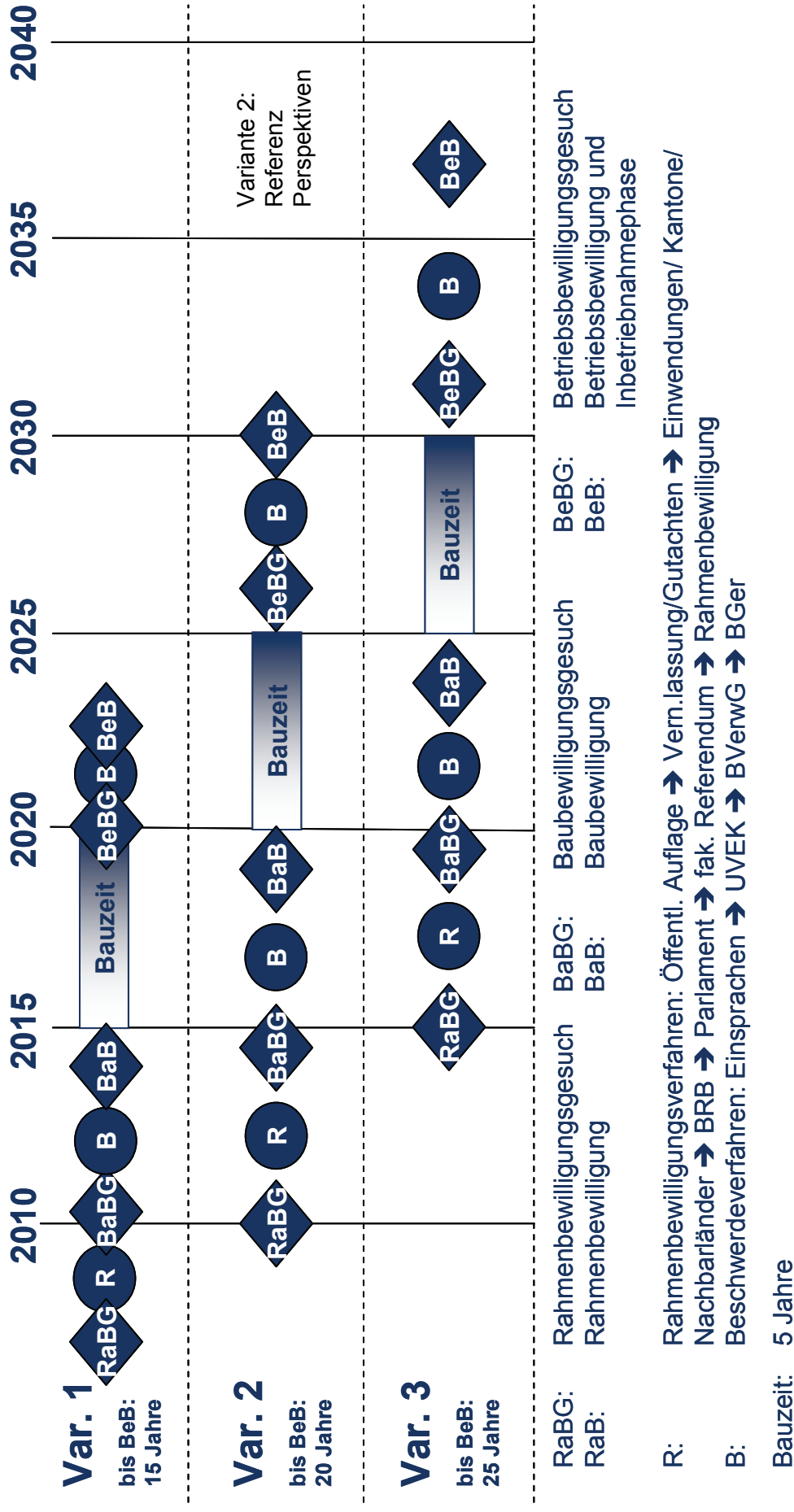
▪ Variante 2: Gesamtzeit bis 20 Jahre

- Verläuft analog wie die Variante 1;
- Projektanfang (Rahmenbewilligungsgesuch) erfolgt nicht gleich.
- Im Rahmenbewilligungsverfahren wird ein Referendum ergriffen.
- Diverse Beschwerden führen zu einem längeren Beschwerdeverfahren als in der Variante 1.
- Diese Variante wurde in den Perspektiven zugrunde gelegt.

▪ Variante 3: Gesamtzeit bis 25 Jahre

- Verläuft analog wie die Variante 2;
- Der Anfang (Rahmenbewilligungsgesuch) verschiebt sich nochmals um einige Jahre.
- Bis zum Baubeginn unterscheidet sich Variante 3 nicht von Variante 2.
- Das Beschwerdeverfahren nach dem Bau des Kernkraftwerks verzögert das Erteilen der Betriebsbewilligung. Dies wäre durch einen Stimmungsumschwung in der Bevölkerung möglich.
- Die gesamte Bewilligungs- und Bauzeit würde sich hierdurch bis auf 25 Jahre erhöhen.

Figur A-2: Bewilligung- und Bauzeit für ein neues Kernkraftwerk nach Varianten



Quelle: BFE, 2006b

Anhang F: NO_x-Emissionen

Tabelle A-4: Spezifische NO_x-Emissionen nach Technologien, in mg/kWh_{Input}

Technologie	Leistung kW _{el}	LRV Grenzwerte 2005			NO _x (mg / kWh _{Input})										
		mg/Nm ³	O ₂ Gehalt	Brennstoff	mg / kWh Input	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Vouvry	284 MW _{el}	150	3	Heizöl	153	450	450	-	-	-	-	-	-	-	-
übrige fossil-thermische	-	150	3	Heizöl	153	450	450	450	-	-	-	-	-	-	-
Erdgas GuD	550 MW _{el}	50	15	Erdgas	151	-	-	-	99	20	20	20	20	20	20
BHKW 1	1-20	250	5	Erdgas	284	1188	900	612	324	54	54	54	54	39	23
BHKW 2	20-100	250	5	Erdgas	284	2520	1908	1296	684	54	54	54	54	39	23
BHKW 3	100-200	250	5	Erdgas	284	2520	1908	1296	684	54	54	54	54	39	23
BHKW 4	200-600	250	5	Erdgas	284	2520	1908	1296	684	54	54	54	54	39	23
BHKW 5	1000-2000	250	5	Erdgas	284	612	468	324	180	54	54	54	54	39	23
Mikrogasturbine/Stirling	20-100	120	15	Erdgas	263	-	-	324	90	54	54	54	54	39	23
Mikrogasturbine 1	100-200	120	15	Erdgas	263	-	-	324	90	54	54	54	54	39	23
Mikrogasturbine 2	200-600	120	15	Erdgas	263	-	-	324	90	54	54	54	54	39	23
Brennstoffzellen 1	1-20	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1
Brennstoffzellen 2	200-600	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1
Brennstoffzellen 3	1000-2000	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1
Gasturbine WKK	2000-5000	120	15	Erdgas	263	936	756	576	396	216	216	216	216	200	200
GuD 1 WKK	2000-5000	120	15	Erdgas	263	936	756	576	396	216	216	216	216	200	200
GuD 2 WKK	10000-50000	120	15	Erdgas	263	936	756	576	396	216	216	216	216	200	200
HKW (Dampfturbine)	10000-50000	110	3	Erdgas	111	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Biomasse 1	100-200	2000	13	Holz	4900	1'000	800	600	400	400	400	400	400	400	400
Biomasse 2	200-600	1000	13	Holz	2450	1'000	800	800	400	400	400	400	400	400	400
Biogas 1	20-100	400	5	Gasbrennstoff	484	1'000	800	800	400	400	400	400	400	400	400
Biogas 2	2000-5000	400	5	Gasbrennstoff	484	1'000	800	800	400	400	400	400	400	400	400
KVA	10000 - 50000	80	11	Abfall	180	180	150	150	150	120	120	120	120	120	120
ARA 1	20-100	400	5	Gasbrennstoff	484	1'000	800	800	400	400	400	400	400	400	400
ARA 2	200-600	400	5	Gasbrennstoff	484	1'000	800	800	400	400	400	400	400	400	400

Quellen: VDI, 2003; Schweizerischer Bundesrat (LVR), 2003; Institut für angewandte Ökologie e.V., 2005; BUWAL (BAFU) (2006), eigene Berechnungen

Anhang G: Staub-Emissionen

Tabelle A-5: Spezifische Staubemissionen nach Technologien, in mg/kWh_{Input}

Technologie	Leistung	LRV Grenzwerte 2005				Staub (mg / kWh _{Input})										
		kW _{el}	mg/Nm ³	O ₂ Gehalt	Brennstoff	mg / kWh Input	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Vouvry	284 MW _{el}	50	3	Heizöl	51	83	54	54	-	-	-	-	-	-	-	-
übrige fossil-thermische	-	50	3	Heizöl	51	83	54	54	-	-	-	-	-	-	-	-
Erdgas GuD	550 MW _{el}	50	15	Erdgas	151	-	-	-	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
BHKW 1	1-20	50	5	Erdgas	57	1.8	1.4	1.1	0.7	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
BHKW 2	20-100	50	5	Erdgas	57	3.6	2.9	2.2	1.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
BHKW 3	100-200	50	5	Erdgas	57	3.6	2.9	2.2	1.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
BHKW 4	200-600	50	5	Erdgas	57	3.6	2.9	2.2	1.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
BHKW 5	1000-2000	50	5	Erdgas	57	1.1	0.7	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Mikrogasturbine/Stirling	20-100	50	15	Erdgas	151	1.8	1.4	1.1	0.7	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Mikrogasturbine 1	100-200	50	15	Erdgas	151	3.6	2.9	2.2	1.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Mikrogasturbine 2	200-600	50	15	Erdgas	151	3.6	2.9	2.2	1.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Brennstoffzellen 1	1-20	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Brennstoffzellen 2	200-600	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Brennstoffzellen 3	1000-2000	-	-	-	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gasturbine WKK	2000-5000	50	15	Erdgas	151	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
GuD 1 WKK	2000-5000	50	15	Erdgas	151	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
GuD 2 WKK	10000-50000	50	15	Erdgas	151	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
HKW (Dampfturbine)	10000-50000	50	3	Erdgas	51	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Biomasse 1	100-200	50	13	Holz	123	180	180	180	144	108	72	72	72	72	72	72
Biomasse 2	200-600	50	13	Holz	123	180	180	180	144	108	72	72	72	72	72	72
Biogas 1	20-100	50	5	Gasbrennstoff	57	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Biogas 2	2000-5000	50	5	Gasbrennstoff	57	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
KVA	10000 - 50000	10	11	Abfall	22	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
ARA 1	20-100	50	5	Gasbrennstoff	57	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
ARA 2	200-600	50	5	Gasbrennstoff	57	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0

Quellen: VDI, 2003; Schweizerischer Bundesrat (LVR), 2003; Institut für angewandte Ökologie e.V, 2005; BUWAL (BAFU) (2006), eigene Berechnungen

Anhang H: Uranpreise und Brennstoffkosten neuer Kernkraftwerke

Für die Brennstoffkosten (vollständiger Brennstoffzyklus) weist die Literatur (PSI, 2005; IEA, 2005; Axpo, 2005; Prognos, 2001; MIT, 2003; RAE, 2004) eine grosse Bandbreite aus. Sie betragen ca. 6 CHF/MWh bis 15 CHF/MWh. Zudem wird häufig von konstanten Preisen über die gesamte Laufzeit ausgegangen. Tabelle A-6 zeigt eine Übersicht. Mit den in jüngster Zeit gestiegenen Preisen von Uran und Unsicherheiten bei den Kosten für die Entsorgung stellte sich die Frage, wie die zukünftigen nuklearen Brennstoffkosten für die Schweiz aussehen könnten.

Tabelle A-6: **Brennstoffkosten der Kernkraftwerke – Literaturübersicht**

		Heute	2020	2035	2050
IEA, 2005	CHF/MWh _{el}	6	6	6	6
PSI, 2005	CHF/MWh _{el}	14-19	13-15	13-15	13-15
Prognos, 1996 (alle 5 Kernkraftwerke)	CHF/MWh _{el}	16	16	16	16
Prognos, 2001 (Gösgen, Leibstadt)	CHF/MWh _{el}	-	12	12	12
Axpo, 2005	CHF/MWh _{el}	ca. 9	ca. 9	ca. 9	ca. 9-10
MIT, 2003	CHF/MWh _{el}	8	-	-	-
RAE, 2004	CHF/MWh _{el}	9	-	-	-

Prognos 2006

Bei den gesamten Brennstoffkosten dominieren zwei Anteile:

1. Kosten für die Versorgung (d.h. inkl. Nutzung)
2. Kosten für die Entsorgung

Auf der Versorgungsseite spielen die Uranpreise eine wichtige Rolle. Die Preise von Uran lagen in den letzten 10 Jahren auf einem niedrigen Niveau und stiegen in jüngster Zeit wieder an. Die niedrigen Preise kamen durch die Verkäufe von hoch angereichertem Uran aus alten nuklearen Waffenprogrammen gegen Tiefstpreise zustande. Auf dem Preismarkt von Uran gab und gibt es kein Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Angebot (siehe Neff, 2004; Combs, 2004). Bis ca. 1990 gab es Produktionsüberschüsse, ab 1990 bis heute gibt es Produktionsengpässe. Wegen der niedrigen Preise wurden unrentable Minen geschlossen und kaum nach neuen geforscht.

Da die Vorräte schnell ausgeschöpft werden, sind ab einem gewissen Zeitpunkt (nach 2010) zusätzliche Gewinnkapazitäten erforderlich. Jedoch werden die Minen erst wieder rentabel, wenn die Uranpreise steigen. Hier könnte ein Engpass entstehen; bevor neue Minen für die Gewinnung bereit sind, könnte die Nachfrage das Angebot weit überschritten haben, was Hochpreise zur Folge haben könnte (siehe Neff, 2004; Combs, 2004). Nach einigen Jahren sinken die Preise wieder, wenn sich das Angebot wieder mit der Nachfrage deckt. Wie hoch der Peak wird und auf welchem Niveau sich der Preis langfristig befinden wird, ist spekulativ. Die Bandbreite der in der Literatur genannten Preise liegen zwischen 20 und 80 Dollar pro kg Uran (siehe Tabelle A-8).

Weiterhin stellt sich die Frage, ob sich Engpässe in den Ressourcen ergeben werden, welche den Preis in die Höhe treiben könnten. Dies könnte mit erwiesenen Reserven, die bei der heutigen Nachfrage ca. 60-80 Jahre abdecken, für diese Perspektiven eine Rolle spielen, da die neuen KKW wahrscheinlich erst ab 2030 in Betrieb genommen werden können und mit einer Lebensdauer von 60 Jahren bis 2090 in Betrieb sind. Die unbekannt konventionellen Ressourcen reichen für ca. 300 Jahre. Die Frage bleibt, ob es sich aus wirtschaftlicher Sicht lohnt, diese Ressourcen abzubauen und welche Dynamik die Nachfrage entwickelt. Vorläufig werden keine grösseren Engpässe bei den Ressourcen unterstellt.

Für die Perspektiven wird ein Preis von 60 USD/kg Uran mit einer leichten Steigerung in den folgenden Jahrzehnten unterstellt. Die Preisspitze wird (gem. Neff, 2004) vor 2020 erreicht sein und ist ab 2030 wieder relativ stabil, in Höhe der tatsächlichen Gewinnungskosten.

Für die anderen Kostenkomponenten der Versorgung, Konversion, Anreicherung, Fabrication, wurde von den Angaben in Tabelle A-8 ausgegangen. Für die Berechnung der Versorgungskosten wurden tendenziell durchschnittliche Werte angenommen. Diese sind in Tabelle A-7 zusammengefasst. Mit diesen Kostenannahmen sind die Versorgungskosten für das Jahr 2030 berechnet.

Tabelle A-7: **Kostenannahmen und Bandbreiten der einzelnen Komponenten der nuklearen Brennstoffkette (ohne Wiederaufbereitung)**

	Masse	Spezifische Kosten	Direkte Kosten (\$)
Uran	10.2 kg	60 USD/kg (30-80)	614
Konversion	10.2 kg	8 USD/kg (4-9)	82
Anreicherung	6.23 kg SWU	100 USD/kg SWU (80-120)	623
Fabrication	1 kgIHM	275 USD/kgIHM (200-350)	275
Summe			1594

* Vgl. Tabelle A-8. Ausserdem spielt der Dollarkurs hier eine relativ grosse Rolle.

Prognos 2006

Daraus folgt bei Annahme eines Abbrandes von 50 MWd/kgHM und eines Wirkungsgrads von 36%:

$$1594 \$ / 50 \text{ MWd} * 1 \text{ d}/24\text{h} * 1 \text{ kW} / 0.36 \text{ kW} = 3.6 \$/\text{MWh} \sim \underline{4.6 \text{ CHF}/\text{MWh}_{\text{el}}}$$

Die Preise von Uran spielen nur bei der Gestaltung der Brennstoffpreise eine Rolle. Bezogen auf die gesamten Brennstoffkosten machen die Preise von Uran im Allgemeinen weniger als 25% aus, und die Brennstoffkosten tragen wiederum ca. 20% zu den Stromgestehungskosten bei (PSI, 2005a). Der grösste Teil entfällt auf die Entsorgungskosten. Das PSI (2005a) unterstellt höhere Entsorgungskosten für die Schweiz als für andere Länder. Deshalb wird die Abhängigkeit der Brennstoffkosten von Uran noch weiter sinken als oben erwähnt. Änderungen des Uranpreises haben also nur einen geringfügigen, je-

doch nicht vernachlässigbaren, Einfluss auf die Brennstoffkosten. Da die Entsorgungskosten in der Schweiz wahrscheinlich höher sind als diejenigen anderer Länder, wird bei den Berechnungen der Entsorgungskosten nicht von internationalen Daten ausgegangen, sondern von Angaben aus dem Entsorgungsfonds und eigenen Schätzungen.

Die Entsorgungskosten (Transport, Zwischenlagerung, Endlagerung) für die bestehenden Kernkraftwerke in der Schweiz belaufen sich gemäss neusten Ermittlungen der Kernkraftwerkbetreiber und der für die Entsorgung zuständigen Organisationen auf rund 12.1 Milliarden Franken (Preisbasis 1. Januar 2001) (Entsorgungsfonds für Kernkraftwerke, 2005). Mit einer Auslastung von ca. 7600 h/a über 50 Jahre (Mühleberg, Beznau I&II) bzw. 60 Jahre (Gösgen, Leibstadt) entspricht das umgerechnet 8.5 CHF/MWh. In Prognos (2001) wird davon ausgegangen, dass nach Stilllegung der drei kleinen KKW die Entsorgungskosten zurückgehen. Für neue Anlagen werden die Entsorgungskosten, wegen des höheren Wirkungsgrades und des höheren Abbrandes, auf ca. bis 7 CHF/MWh geschätzt.

Insgesamt betragen die Brennstoffkosten (vollständiger Lebenszyklus) unter den unterstellten Annahmen dann ca. 12 CHF/MWh.

Tabelle A-8: Kostenannahmen und Bandbreiten der einzelnen Komponenten der nuklearen Brennstoffkette, mit und ohne Wiederaufbereitung

	Einheit	Geschätzte Kosten (untere Grenze – Kennwert – obere Grenze)				
		OECD/NEA (2002)	DOEGEN-IV (2001)	Fetter, Bunn, Holdren (1999)	MIT (2003)	IEA (2005)
Uranerzgewinnung	USD/kg	20-30-40	20-30-80	22	30	20-80
Konversion	USD/kg	3-5-7	3-5-8	4-6-8	8	3-8
Anreicherung	USD/kg SWU	50-80-110	50-80-120	50-100-150	100	80-120
UOX Herstellung	USD kgIHM	200-250-300	200-250-350	150-250-350	275	200-300
SF Lagerung und Entsorgung	USD/kgIHM	410-530-650	210-410-640	0-150-300 (mehr als HLW)	400	400-900
UOX Wiederaufbereitung	USD/kgIHM	700-800-900	500-800-1'100	500-1'000-1'600	1'000	500-900
MOX Wiederaufbereitung	USD/kgIHM	700-800-900	500-800-1'100	-	-	500-900
HLW Lagerung und Entsorgung	USD/kgIHM	63-72-81	80-200-310	0-150-300 (weniger als SF)	300	80-200
MOX Herstellung	USD/kgIHM	900-1'000-1'300	600-1'100-1'750	700-1'500-2'300	1'500	1'000-1'500

- OECD/NEA, "Accelerator-driven Systems and Fast Reactors in Advanced Nuclear Fuel Cycles", 2002
 - DOE, "Generation 4 Roadmap - Report of the Fuel Cycle Crosscut Group", 2001
 - Fetter, Bunn, Holdren, "The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel", 1999
 - MIT (2003). The Future of Nuclear Power; An interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology. ISBN 0- 615-12420-8
 - IEA (2005). Projected Costs of Generating Electricity. International Energy Agency, Paris
- Quellen: MIT (2003), IEA (2004)

Für Definitionen siehe MIT (2003) und USEC (2006).

Anhang I: Nukleare Abfälle

Radioaktive Abfälle in der Schweiz entstehen grösstenteils bei der Stromproduktion in den fünf Kernkraftwerken, der Stilllegung, der Zwischenlagerung in Würenlingen (Zwilag) und der Wiederaufbereitung der Kernbrennstoffe. Daneben fällt radioaktiver Abfall bei Anwendungen in Medizin, Industrie und Forschung an.

Der Abfall wird in drei verschiedene Klassen eingeteilt:

- Verbrauchte Brennelemente (BE) und Hochaktives Abfallglas (HAA) aus der Wiederaufarbeitung;
- Schwach- und mittelaktive Abfälle (SMA);
- Langlebige mittelaktive Abfälle (LMA) aus der Wiederaufarbeitung und der Forschung.

Die Rohabfälle werden in den Kernkraftwerken oder am Zwilag konditioniert, d.h. in eine stabile Form gebracht (Nagra, 2006), wobei das Volumen reduziert wird. Zur Endlagerung müssen die Abfälle verpackt werden und benötigen damit mehr Volumen.

Das Faktenblatt der Nagra (2006) enthält die zu erwartenden radioaktiven Abfallmengen der bestehenden Kernkraftwerke mit einer Lebensdauer von 50 Jahren. Diese Daten sind in Tabelle A-9 zusammengefasst.

Die hochradioaktiven Abfälle (BE/HAA) enthalten 98% der Radioaktivität, die schwach- und mittelaktiven Abfälle 1.7% und die langlebigen mittelaktiven Abfälle enthalten, bezogen auf die Anfangsaktivität, 0.3% (Nagra, 2006).

Figur A-3 zeigt die Entwicklung der Aktivität des radioaktiven Abfalls. Aktivität bedeutet die Anzahl der radioaktiven Zerfallsereignisse pro Zeiteinheit, hier in Becquerel (Bq) angegeben. Ein Becquerel entspricht einem radioaktiven Zerfall pro Sekunde.

Die Ausgangsradioaktivität basiert auf der Annahme, dass alle bestehenden Kernkraftwerke für eine Dauer von 50 Jahren betrieben werden. Der Abbau der Nuklidinventare über die Zeit basiert auf Modellrechnungen des Bundesamtes für Strahlenschutz für den radioaktiven Abfall in Deutschland [BfS 2005]. Aufgrund der ähnlichen Zusammensetzung des Abfalls kann für die Schweiz eine gleichartige Entwicklung erwartet werden.

Die Radioaktivität des Abfalls nimmt mit der Zeit ab. Zu Beginn des betrachteten Zeitraums sinkt die Radioaktivität relativ schnell, aufgrund des hohen Anteils schnell zerfallender Abfallbestandteile. Später wird der Rückgang von den langlebigen Nukliden (Atomkerne) bestimmt und ist entsprechend geringer. Das Abklingen der Radioaktivität geschieht auch je nach Abfallzusammensetzung unterschiedlich schnell. Ein Mass dafür ist die Halbwertszeit der radioaktiven Ausgangsstoffe und deren Zerfallsprodukte.

Der in Figur A-3 dargestellte Anstieg der Aktivität bei den LMA resultiert aus der natürlichen Zerfallskette von Uran-238. Nach etwa 100'000 Jahren macht sich der steigende Anteil der Zerfallsprodukte von Uran bemerkbar. Die entstandenen Stoffe wie z.B. Uran-234, Thorium, Radium zerfallen wesentlich schneller als Uran-238 und führen damit zu einer steigenden Aktivität.

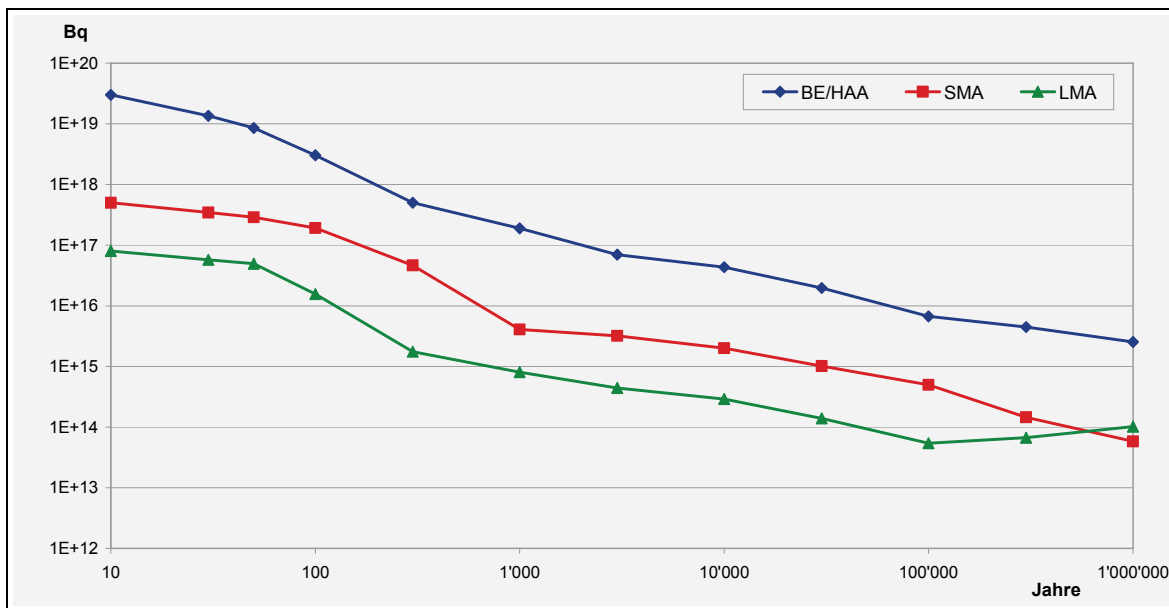
Aufgrund der Langlebigkeit der radioaktiven Abfälle muss sichergestellt werden, dass diese Stoffe langfristig von der Biosphäre isoliert werden.

Tabelle A-9: **Radioaktive Abfallmengen durch Stromproduktion, Medizin, Industrie und Forschung (Lebensdauer Kernkraftwerke 50 Jahre)**

	SMA (m3)		LMA (m3)		HAA/BE (m3)	
	Konditioniert	Verpackt	Konditioniert	Verpackt	Nackt	Verpackt
BA-KKW	7'300	24'200				
Betriebsabfälle der KKW (Abfälle aus Reinigungssystemen und Mischabfälle), inkl. Nachbetriebsphase vor Stilllegung						
WA-KKW	400	1'700				
Reaktorabfälle der KKW (aktivierte Komponenten aus Reaktor)						
SA-KKW	28'300	28'300				
Stilllegungsabfälle der KKW						
WA-KKW			200	1'400		
Wiederaufarbeitungsabfälle der KKW (bei Substitution BNFL)						
BA-ZWI	70	200				
Betriebsabfälle von ZWILAG						
SA-ZWI	600	600				
Stilllegungsabfälle von ZWILAG						
BA-MIF	4'300	9'300	270	700		
MIF-Abfälle des BAG sowie Betriebsabfälle des PSI						
SA-MIF	11'000	11'000				
Stilllegungsabfälle des PSI						
BEVA	1'800	1'800	450	450		
Abfälle der späteren BE-Verpackungsanlage im Lager HAA/BE						
HAA					120	900
Kokillen aus der Wiederaufarbeitung (Ausschöpfung bestehender Verträge, bei Substitution BNFL)						
BE					1'150	6'600
Verbrauchte Brennelemente						
Gesamtvolumen (gerundet)	54'000	77'000	900	2'600	1'300	7'500
Prozentualer Anteil (gerundet)	96 %	89 %	1.6 %	3.0 %	2.5 %	8.0 %
Inventar	5 · 10 ¹⁷ Bq		8 · 10 ¹⁶ Bq		3 x 10 ¹⁹ Bq	
Prozentualer Anteil	1.7 %		0.3 %		98%	

Quelle: Nagra (2006), eigene Darstellung

Figur A-3: Entwicklung der Aktivität der radioaktiven Abfälle in der Schweiz



Quellen: Nagra 2006, BfS 2005, Eigene Berechnungen

Anhang J: Kosten einer veränderten Laufzeit der Kernkraftwerke

Eine veränderte Laufzeit der Kernkraftwerke führt einerseits zu einem veränderten Zubau, und somit zu veränderten Kosten des Zubaus, andererseits bewirkt die veränderte Laufzeit eine Veränderung der Kosten des Betriebs der bestehenden Kraftwerke.

Obwohl das bestehende Angebot in den Perspektiven an sich nicht monetär bewertet wird, ist eine Abschätzung der Mehr- oder Minderkosten bei einer verkürzten oder verlängerten Laufzeit der Kernkraftwerke vorzunehmen um die veränderten Kosten des Zubaus gegen zu rechnen. Im Rahmen der Perspektiven wurden keine neuen Kostenrecherchen und -rechnungen der Mehr- und Minderkosten bei einer veränderten Laufzeit der Kernkraftwerke vorgenommen. Trotzdem konnte anhand der vorhandenen Daten und Berechnungen in der Prognos-Studie „Strom ohne Atom“ (2001), worin die Minderkosten der KKW-Stilllegung im Detail analysiert und aufgeführt sind, mittels einer Umrechnung der Daten auf die neuen Voraussetzungen in den vorliegenden Perspektiven, eine Abschätzung der Kosten vorgenommen werden.

Ausgangslage der Kostenbetrachtung ist die 40-jährige Laufzeit der Kernkraftwerke, da den Schätzungen zu den Rückstellungen für den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds diese Betriebsdauer zugrunde liegt. Hierauf bauend werden dann die Differenzkosten zum Referenzfall (KKW 50 bzw. 60 Jahre) und zum Fall 60-jährige Betriebsdauer der Kernkraftwerke ermittelt. Die Mehr- und Minderkosten werden für jedes Kernkraftwerk berechnet und am Ende addiert und aggregiert dargestellt.

Eine Verkürzung oder Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke (siehe auch Abschnitt 8.13.3) hat unmittelbar Einfluss auf die folgenden Kostenkomponenten (Prognos, 2001):

- Kapitalkosten für Nachrüstungskosten der Anlage zur Verlängerung der Betriebsdauer über 40 Jahre hinaus. Die Nachrüstungskosten betragen für einen 10 Jahre längeren Betrieb 500 CHF/kW_{el} (siehe auch Abschnitt 2.4.3). Die Kosten werden finanzmathematisch, mit einem Realzinssatz von 2.5 Prozent, auf die betroffene Dekade verteilt. Kapitalkosten für die Erstinvestition sind unabhängig von der Betriebsdauer.
- Die Betriebskosten sind mit dem Betrieb der Anlage verbunden und somit variabel.
- Die Brennstoffkosten sind ebenso mit dem Betrieb der Anlage verbunden. Sowohl die Betriebskosten als auch die Brennstoffkosten werden über die Laufzeit real konstant gehalten.
- Die Entsorgungskosten haben einen von der Betriebsdauer unabhängigen Anteil und einen von der Betriebsdauer abhängigen Anteil (Transporte, zentrale Abfallbehandlung, Zwischenlagerung, Brennelemente bis zur Endlagerung). Die Rückstellungen für die Entsorgung werden wie bei den Stilllegungskosten in einen Fond einbezahlt. Spätestens nach einer 40-jährigen Laufzeit sollte der vorgesehene Betrag zur Deckung der gesamten Entsorgungskosten geleistet sein. Mehrkosten über einer Betriebsdauer von 40 Jahren hinaus betragen nach Schätzung des BFE (in Prognos, 2001) 1.75 Mrd. CHF pro 10 Jahre zusätzlicher Betriebsdauer.

Zudem wurde unterstellt, dass die Erstinvestition des Kraftwerks nach 30 Jahren abgeschrieben ist, so dass für die Perspektivenperiode ab 2004 keine Kapitalkosten, und somit keine Mehr- und Minderkosten, anfallen.

Die Stilllegungskosten sind unabhängig von der Betriebsdauer, da die Beiträge unter Annahme einer 40-jährigen Betriebsdauer bis zum Zeitpunkt der Stilllegung der Anlage geleistet sind.

Nach Umrechnung der Daten auf die neuen Voraussetzungen (anderer Zinssatz, andere Zeitperiode) in den vorliegenden Perspektiven betragen die diskontierten kumulierten Minderkosten der Kernkraftwerke bei einer verkürzten Laufzeit gegenüber der Referenz über den Zeitraum 2004-2035 -6.8 Mrd. CHF, und bei einer Verlängerung betragen die Mehrkosten 2.1 Mrd. CHF.

Tabelle A-10: **Mehr-/Minderkosten und -Erzeugung einer veränderten Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerken gegenüber dem Referenzfall (50/60 Jahre)**

	Diskontierte Kosten (2004-2035) in Mrd. CHF	Stromerzeugung (2004-2035) in TWh
KKW 50/60 Jahre	-	657
Diskontierte Minder-/Mehrkosten und Minder-/Mehrerzeugung		
	Diskontierte Minder-/Mehrkosten (2004-2035) in Mrd. CHF	Minder-/Mehrerzeugung (2004-2035) in TWh
KKW 40 Jahre		
Nachrüstung	-1.3	-290
Betriebskosten	-3.4	
Brennstoffkosten *	-2.1	
Gesamt	-6.8	
KKW 60 Jahre		
Nachrüstung	0.4	80
Betriebskosten	1.1	
Brennstoffkosten *	0.6	
Gesamt	2.1	

* Ver- und Entsorgung

Prognos 2007