

**Forschungsprogramm
Energiewirtschaftliche Grundlagen**

Auswirkungen der Strommarktliberalisierung

ausgearbeitet durch
econcept KG, Zürich

im Auftrag des
Bundesamtes für Energie

Februar 1998

Impressum

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie

Auftragnehmer:

econcept KG, Wirtschafts- und Politikberatung in Oekonomie, Oekologie und
Infrastrukturentwicklung, Lavaterstrasse 66, 8002 Zürich

Autoren:

Dr. Elmar Ledergerber, econcept

Walter Ott, econcept

Frieder Walter, Ernst Basler + Partner

Roland Kälin, econcept

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamtes für Energie erarbeitet. Für den Inhalt der Studie sind allein die Autoren verantwortlich.

Vertrieb: Eidgenössische Drucksachen- und Materialzentrale, 3003 Bern

Auswirkungen der Strommarkoliberalisierung

Schlussbericht

Erarbeitet von:



econcept

Wirtschafts- und Politikberatung in Oekonomie,
Oekologie und Infrastrukturentwicklung
Lavaterstrasse 66, 8002 Zürich
Tel. 01/286 75 75 Fax. 01/286 75 76
e-mail: econcept@access.ch

in Zusammenarbeit mit:

Ernst **Basler + Partner** AG

Zollikerstrasse 65, 8702 Zollikon
Tel. 01/395 11 11 Fax 01/395 12 34
e-mail: ebasler@dial.eunet.ch

Autoren:

Elmar Ledergerber

Dr. oec. HSG, lic. phil. I., **econcept**

Walter Ott

dipl. el. ing. ETH, Planer ORL, lic. oec. publ.,
econcept

Frieder Wolfart

dipl. Wirtschaftsing., Ernst **Basler + Partner**

Roland Kälin

lic. oec. publ., Redaktion, **econcept**

"Prognosen sind schwierig,
vor allem wenn sie die Zukunft betreffen."

Vorwort

Die vorliegende Arbeit über die Liberalisierung der Strommärkte wurde von econcept in Zusammenarbeit mit der Firma Basler & Partner AG im Auftrag des Bundesamtes für Energie ausgeführt. Sie betritt inhaltlich Neuland. Obwohl sich in den letzten Jahren sehr viele Veröffentlichungen mit der geplanten Liberalisierung der Strommärkte und ersten Erfahrungen in Europa befassen, finden sich keine grösseren wissenschaftlichen Arbeiten, die systematisch die erwarteten Auswirkungen zu erfassen versuchen. Ohne die intensive und unkomplizierte Zusammenarbeit mit verschiedensten Experten und Vertretern der Elektrizitätswirtschaft und der Begleitgruppe des BFE wäre diese Arbeit noch schwieriger gewesen. Wir möchten uns dafür ganz besonders bedanken. Insbesondere zu danken haben wir:

- Den Vertretern des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke, den Herren Breu und Fuchs, die uns nicht nur die Sicht des VSE erläutert haben, sondern mit Anregungen und Kritik für uns wichtige Inputs geleistet haben.
- Der Direktion der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich, den Herren Roggenmoser und Schlatter, die sich Zeit genommen haben, in mehreren Sitzungen unsere Hypothesen, Schlussfolgerungen und Analysen zu überprüfen und eigene Erfahrungen und Kenntnisse einzubringen.
- Der Direktion des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich, den Herren Operto und Baggenstos, die uns Einblicke in die Probleme und Strategien eines integrierten Stadtwerkes ermöglicht haben.
- Der Begleitgruppe des Bundesamtes für Energie, bestehend aus den Herren Näf, Previdoli, Meier, Sättler (Prognos), Hofer (Prognos) und Walter (Ecoplan).

Bedanken möchten wir uns auch bei der Firma Prognos AG, Basel, welche mit ihrem Energiemodell die Anpassungsreaktionen des Elektrizitätssektors auf die verschiedenen Liberalisierungsszenarios gerechnet hat.

Wir hoffen, dieser Bericht könne einen Beitrag leisten zur Bewältigung der Probleme, die mit der Marktöffnung auf die Schweiz zukommen werden. Trotz aller Schwierigkeiten, die zu erwarten sind, darf die Öffentlichkeit und die Stromwirtschaft doch optimistisch in die Zukunft schauen, vorausgesetzt die notwendigen kompensatorischen Massnahmen werden rechtzeitig und in der richtigen Dimensionierung ergriffen.

Zürich, Ende Dezember 1997

Inhalt

I. Résumé.....	I
I.1 Mandat, questions.....	I
I.2 La directive de la CE: buts, éléments, application	I
I.3 Effets de la libéralisation sur les marchés européens	III
I.4 Buts et scénarios de l'ouverture du marché en Suisse	IV
I.4.1 Buts.....	IV
I.4.2 Scénarios d'ouverture du marché	V
I.5 Effets de la libéralisation sur la structure de l'industrie de l'électricité.....	VII
I.6 Mesures compensatoires	IX
1. Kurzfassung	1
1.1 Auftrag und Fragestellung.....	1
1.2 Die EG-Richtlinie: Ziele, Elemente und Umsetzung	1
1.3 Auswirkungen der Liberalisierung auf die Europäischen Märkte	3
1.4 Ziele und Szenarien der Markttöffnung in der Schweiz	4
1.4.1 Ziele.....	4
1.4.2 Szenarien der Markttöffnung	5
1.5 Auswirkungen der Liberalisierung auf die Struktur der Elektrizitätswirtschaft in der Schweiz.....	8
1.6 Kompensationsmassnahmen	10
2. Fragestellung und Auftrag	13
3. Das Liberalisierungskonzept der EG und dessen Umsetzung	15
3.1 Generelle Bemerkungen	15
3.2 Ziele und Elemente der EG-Richtlinie	15
3.2.1 Ziele der EG-Markttöffnung	15
3.2.2 Elemente der Markttöffnung	16
3.3 Umsetzung der Richtlinie	19

4. Interessengegensätze und Ziele der Liberalisierung in der Schweiz.....	21
4.1 Interessengegensätze.....	21
4.2 Ziele und Randbedingungen der Marktöffnung in der Schweiz	23
4.2.1 Ziele im engeren Sinne.....	23
4.2.2 Restriktionen und Ziele im weiteren Sinn.....	23
4.3 Nutzen der Liberalisierung	24
5. Wirtschaftliches und europäisches Umfeld	27
5.1 Wirtschaftliche Entwicklung der Schweiz und der EG, Auswirkungen auf die Elektrizitätsnachfrage	27
5.1.1 Referenzentwicklung des wirtschaftlichen Umfeldes.....	27
5.1.2 Anmerkungen zur Referenzentwicklung	28
5.2 Die Entwicklung der Stromkosten	29
5.2.1 Aktuelle Strompreise	29
5.2.2 Determinanten der künftigen Strompreise	30
5.2.3 Kosten der Stromerzeugung: empirische Werte und Literaturangaben	31
5.2.4 Trendbrüche / mögliche Auswirkungen neuer Technologien	34
5.3 Entwicklung der Stromnachfrage in der Schweiz und in Europa	35
5.4 Aktuelle Situation EG-Strommarkt und Entwicklungstendenzen.....	44
5.5 Diskussion der getroffenen Annahmen	47
6. Marktöffnungsszenarien Schweiz	51
6.1 Einleitung	51
6.2 Randbedingungen und Ergebnisse	51
6.2.1 Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten	52
6.2.2 Liberalisierung analog EG-Quoten Variante a, tiefere Limiten	52
6.2.3 Liberalisierung analog EG-Quoten Variante b, teilweise Zulassung der Verteilwerke	52
6.2.4 Vollständige Marktöffnung ab 2010	53
6.3 Beurteilung der Ergebnisse.....	55
6.3.1 Auswirkungen auf die Endverbraucherpreise.....	55
6.3.2 Auswirkungen auf die Nachfrage	55
6.3.3 Auswirkungen auf Produktion, Import und Export.....	56
6.3.4 Fallende Erträge der Elektrizitätswirtschaft.....	57

6.4	Fazit	58
6.4.1	Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten"	58
6.4.2	Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten", Variante a, tiefere Limiten	58
6.4.3	Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten", Variante b, teilweise Zulassung der Verteilwerke	58
6.4.4	Szenario vollständige Marköffnung ab 2010	59
7.	Exkurs zur Preisbildung im liberalisierten Markt	61
7.1	Vorbemerkungen	61
7.2	Preisbildung im liberalisierten Markt	61
7.3	Anomalien und Marktstörungen	64
7.4	Schlussfolgerungen	66
8.	Auswirkungen auf die Struktur der Elektrizitätswirtschaft	69
8.1	Wirkungsmechanismen, Übersicht	69
8.2	Wirkungen auf die Stromproduzenten	70
8.2.1	Die Struktur der Stromproduzenten	70
8.2.2	Die wichtigsten Anpassungsreaktionen der Produzenten	71
8.2.3	Auswirkungen auf die Struktur der Produzenten in der Schweiz	76
8.3	Wirkungen auf die Verteilwerke	80
8.3.1	Struktur der Stromverteilung in der Schweiz	80
8.3.2	Auswirkungen der Marköffnung auf die Verteiler	84
8.4	Auswirkungen auf den Transportbereich	87
8.5	Handlungsbedarf	90
9.	Auswirkungen auf die Umwelt und den Energieeinsatz	93
9.1	Einleitung	93
9.1.1	Relevante Aspekte	93
9.1.2	Stellenwert der Szenarien	94
9.2	Mechanismen	94
9.2.1	Mehrverbrauch durch tiefere Preise	94
9.2.2	Kostendruck auf die bestehenden Wasserkraftwerke	96
9.2.3	Zusätzliche Benachteiligung der "neuen" Erneuerbaren	96
9.2.4	Substitutionspotential durch fossil erzeugte Elektrizität	98
9.2.5	Wenig Einfluss auf den Bedarf an Transportkapazität	101

9.3	Quantifizierung.....	103
9.3.1	Mehrverbrauch durch tiefere Preise.....	103
9.3.2	Rückgang der "neuen" Erneuerbaren	105
9.3.3	Substitutionspotential durch fossil erzeugte Elektrizität.....	107
9.3.4	Fazit, Diskussion und politischer Handlungsbedarf.....	108
10.	Auswirkungen auf die Bergkantone.....	111
10.1	Struktur und Interessen der Bergkantone	111
10.1.1	Ausgangslage.....	111
10.1.2	Auswirkungen der Marktöffnung auf die Berggebiete	112
10.1.3	Handlungsbedarf	114
11.	Auswirkungen auf die KleinkonsumentInnen	115
11.1	Ausgangslage, Struktur und Wirkungsmechanismen.....	115
11.2	Spezifische Wirkungen	116
11.2.1	Gebundene KleinkonsumentInnen tragen die Kosten des liberalisierten Bereichs	116
11.2.2	Service public	117
11.2.3	Teurere Verteilkosten in dünnbesiedelten und abgelegenen Gebieten	118
11.3	Handlungsbedarf.....	119
12.	Kompensatorische Massnahmen.....	121
12.1	Überblick und Grundsätze.....	121
12.2	Anpassungen im Liberalisierungskonzept und -fahrplan	124
12.2.1	Zielsetzung und Handlungsansatz	124
12.2.2	Liberalisierungsquote und Verbrauchslimiten	124
12.2.3	Gesetzliche Regelung.....	126
12.3	Priorisierung der Wasserkraft	126
12.3.1	Zielsetzung der Massnahme	126
12.3.2	Inhalt der Massnahme	127
12.3.3	Exkurs zur Preisbildung bei Quotenregelungen	127
12.3.4	Wirkungen der Massnahme	130
12.4	Umlagerung der Wasserzinsen.....	131
12.4.1	Ziele der Massnahme	131
12.4.2	Ausgestaltung.....	131
12.4.3	Wirkung der Abgabe.....	133

12.5	Abgabe auf nicht erneuerbare Energieträger	134
12.5.1	Ziele und Rahmenbedingungen der Massnahme.....	134
12.5.2	Ausgestaltung der Abgabe	135
12.5.3	Wirkung der Abgabe.....	136
12.6	Abgeltung nichtamortisierbarer Investitionen (NAI)	137
12.6.1	Handlungsbedarf und Zielsetzungen	137
12.6.2	Der Anspruch auf die Entschädigung von nichtamortisierbaren Investitionen	139
12.6.3	Ermittlung der nichtamortisierbaren Investitionen	140
12.6.4	Finanzierung und Auswirkungen	142
12.7	Fonds für Erneuerungsinvestitionen und Effizienzpolitik	145
12.7.1	Ziele der Massnahme	145
12.7.2	Alimentierung	145
12.7.3	Wirkung.....	146
12.8	Energie- und Umweltstandards	147
12.8.1	Ziele der Massnahme	147
12.8.2	Ausgestaltung und Beispiele	147
12.8.3	Wirkung der Instrumente	148
12.9	Ausschreibung/Auktionierung von Konzessionserneuerungen	148
12.9.1	Ziele	148
12.9.2	Auktion erneuerter Konzessionen und Anlagen.....	149
12.9.3	Auswirkungen.....	149
12.10	Regulierungsbehörde, Preiskontrolle und Effizienzvorgaben.....	150
12.10.1	Ziel der Massnahme	150
12.10.2	Ausgestaltung der Massnahme	150
12.10.3	Wirkungen.....	151
12.11	Aufbau einer nationalen Netzgesellschaft	152
13.	Drei alternative Massnahmenpakete	153
13.1	Einleitung und Übersicht	153
13.2	Paket 1: Abnahmequoten für regenerierbare Energieträger.....	157
13.2.1	Vorgeschlagene Massnahmen	157
13.2.2	Auswirkungen und Bewertung	158
13.3	Paket 2: Abgeltung NAI bei Wasserkraftanlagen	160
13.3.1	Vorgeschlagene Massnahmen	161
13.3.2	Auswirkungen und Bewertung	162

13.4 Paket 3: Umlagerung Wasserzinsen.....	164
13.4.1 Vorgesehene Massnahmen.....	164
13.4.2 Auswirkungen und Bewertung.....	165
14. Schlussbemerkungen.....	167
Anhang	
Anhang 1 Entwicklung der Stromnachfrage – die Sicht der Elektrizitätswirtschaft.....	171
Anhang 2 Exkurs zur Verfügbarkeit der Gasvorräte	173
Zur Verteilung der Welterdgasreserven	175
Anhang 3 Marktöffnungsszenarien Schweiz	177
Einleitung	177
Randbedingungen für die Szenarien.....	178
Referenzentwicklung Schweiz 1995 - 2010	178
Preisentwicklung.....	178
Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs in der Schweiz	179
Perspektiven der Elektrizitätsversorgung im Winterhalbjahr in der Schweiz.....	180
Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten"	181
Verbrauchslimiten, Zeitplan und Liberalisierungsquote	181
Sinkende Endverbraucherpreise vor allem bei der Industrie	182
Leicht höhere Nachfrage	183
Produktion, Import und Export	184
Fallende Erträge der Elektrizitätswirtschaft.....	185
Fazit	187
Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten".....	187
Verbrauchslimiten, Zeitplan und Liberalisierungsquote	187
Sinkende Endverbraucherpreise.....	191
Produktion, Import und Export	191
Leicht höhere Nachfrage	192
Fallende Erträge der Elektrizitätswirtschaft.....	192
Fazit	194
Vollständige Marktöffnung ab 2010	194
Leicht höhere Nachfrage	194
Fallende Erträge der Elektrizitätswirtschaft.....	195
Fazit	195
Zugrundegelegte Quellen.....	197

I. Résumé

I.1 Mandat, questions

Il s'agissait d'étudier les conséquences d'une ouverture des marchés de l'électricité en Suisse, touchant en particulier:

1. l'utilisation d'agents énergétiques primaires et leur importance relative, avec les effets qui en résulteraient pour la pollution de l'environnement,
2. la structure de l'industrie de l'électricité à tous les échelons,
3. les cantons de montagne producteurs d'hydroélectricité,
4. les petits consommateurs

On a procédé en calculant deux scénarios dans le détail et un troisième sommairement (ch. 6 du rapport). Les principales caractéristiques de ces scénarios ont été fixées par l'OFEN. Les résultats ont servi à déterminer les effets de l'ouverture sur la structure de l'industrie de l'électricité (ch. 8), sur l'énergie et l'environnement (ch. 9), sur les régions de montagne (ch. 10) et sur les petits consommateurs (ch. 11). Cela a permis de définir certaines mesures à prendre et des compensations à prévoir (ch. 12). Le chapitre 13 présente un choix de trois trains de mesures compensatoires envisageables.

I.2 La directive de la CE: buts, éléments, application

Les objectifs de la directive de la CE peuvent se résumer en une seule phrase: la concurrence accrue doit rendre plus sûre et moins chère l'alimentation en électricité, sans porter atteinte à la protection de l'environnement.

Les principaux éléments de la directive touchent les thèmes suivants:

- la concurrence pour de nouvelles capacités de production dans le cadre des procédures d'approbation ou d'appel d'offres;
- l'unbundling, c'est-à-dire le fait de dissocier la production du transport et de la distribution d'électricité sur le plan institutionnel ou au moins sur celui de l'organisation;
- les tâches des exploitants de réseaux de transport et de distribution;
- la préférence à donner à l'électricité produite à partir d'agents renouvelables, par couplage chaleur-force ou avec des déchets, ou encore avec des combustibles indigènes;
- l'accès au réseau des clients éligibles; distinction est faite entre l'accès des tiers (Third Party Access, TPA) et le système de l'acheteur unique (Single Buyer, SB);
- l'ampleur et le rythme d'ouverture du marché. Dans tous les cas de figure, les clients dont la consommation dépasse 100 GWh par année par site de consommation sont éligibles. Pour le reste, le calendrier prévu est le suivant:

Calendrier	Valeurs-seuils	Degré d'ouverture du marché
Entrée en vigueur: 19 fév. 97	40 GWh	22,7%
19. fév. 2000	20 GWh	28,4%
19. fév. 2003	9 GWh	33,0%
19. fév. 2006	Réexamen et ouverture plus large, éventuellement	

Tableau 1 Calendrier, valeurs-seuils et ouverture du marché selon la directive de la CE

Les Etats membres disposent d'une marge de liberté relativement importante dans l'application de la directive. Leur ouverture est inégalement prononcée. Les plus expérimentés sont l'Angleterre (privatisation et libéralisation en 1989) et la Scandinavie (1991-96). D'autres pays tels que l'Allemagne, la France, l'Italie, l'Autriche, etc., cherchent encore à définir la ligne à suivre. La grande question est de savoir si l'ouverture doit se faire sur la base du TPA ou du SB et s'il convient d'admettre les entreprises distributrices comme des clients éligibles.

I.3 Effets de la libéralisation sur les marchés européens

Depuis plusieurs années, les marchés européens de l'électricité souffrent de surcapacités. Cela apparaît nettement sur les marchés spot, où le courant est négocié très en dessous des coûts de production. De l'avis de tous, l'ouverture partielle des marchés se traduira par une nouvelle baisse des prix aussi longtemps que les excédents de production subsisteront. Les prévisions actuelles concernant l'offre et la demande indiquent que cette situation perdurera jusqu'au milieu de la prochaine décennie. Il faut cependant les prendre avec précaution, car elles n'anticipent pas l'ouverture des marchés et au surplus, elles sont largement tributaires des hypothèses de croissance économique. Il semble pourtant que les thèses ci-après, concernant les effets de l'ouverture du marché, puissent être considérées comme sûres:

1. Les prix spot et les conditions régissant les contrats à long terme et l'énergie de pointe reculeront ces prochaines années. A de rares exceptions près, les prix ne diminueront pas en dessous du niveau des coûts variables du tiers du parc des centrales produisant le plus cher.
2. La concurrence entre vendeurs d'électricité se durcit et des fusions importantes se produiront entre producteurs. La concentration des structures s'accélère.
3. Très probablement, l'oligopole ainsi suscité éliminera assez vite (3 - 5 ans) les surcapacités, ramenant les prix au moins au niveau des coûts moyens de production.
4. Selon les prévisions de l'UNIPED, l'extension des capacités se ralentira fortement ces prochaines années.
5. S'il n'y a pas rupture de tendance dans l'évolution des prix des agents primaires, la part du charbon diminuera, celle du gaz croîtra assez fortement, tandis que l'énergie nucléaire semble devoir stagner, sauf en France.
6. Si les échanges internationaux d'électricité doivent se développer, le phénomène n'aura une certaine importance que dans la phase initiale de la libéralisation. Les offres de prix faites aux clients éligibles par les producteurs nationaux et étrangers tendront assez rapidement à s'équilibrer.

1.4 Buts et scénarios de l'ouverture du marché en Suisse

1.4.1 Buts

Plus spécifiquement, on peut assigner à l'ouverture du marché les objectifs suivants:

1. Harmoniser les structures du marché de l'électricité en Suisse avec celles de la CE, réaliser les principaux postulats de la directive.
2. Consolider et améliorer les chances de l'industrie suisse de l'électricité sur le marché international, exploiter au mieux la production suisse.
3. Tirer parti de toutes les possibilités de rendement dans la production, le transport et la distribution d'électricité indigène.
4. Réduire les coûts de production de courant, surtout pour l'industrie productrice et exportatrice.
5. Maintenir la valeur des patrimoines publics et des capitaux investis dans l'électricité.
6. Assurer une alimentation en électricité sûre et avantageuse pour toutes les catégories d'utilisateurs, dans toutes les régions, et garantir un service public de grande qualité.
7. Eviter de désavantager le petit consommateur.

Au titre des objectifs au sens large, on mentionnera ci-après certaines restrictions ou contraintes imposées à l'ouverture du marché

8. Assurer durablement l'existence de la force hydraulique et le renouvellement des centrales en fin de vie.
9. Ne pas accroître la pollution de l'environnement en ouvrant le marché, et en particulier, ne pas substituer à la force hydraulique des agents fossiles, ni dans le pays, ni à l'étranger.
10. Poursuivre la politique visant à améliorer les rendements dans l'utilisation d'électricité et maintenir l'objectif de stabiliser la consommation dès l'an 2000.
11. Ne pas défavoriser des énergies renouvelables telles que le soleil, le vent, la biomasse et le couplage chaleur-force.

1.4.2 Scénarios d'ouverture du marché

Le rapport présente trois scénarios d'ouverture du marché et leurs conséquences immédiates sur l'industrie de l'électricité:

Scénario n° 1: Ouverture seulement dans le cadre des limites de consommation mentionnées dans la directive (40, 20 et 9 GWh).

Scénario n° 2: Ouverture à hauteur des taux de libéralisation moyens de la CE (23, 28 et 33 %).

Scénario n° 3: Ouverture comme dans le scénario n° 1, mais en plus, les entreprises distributrices sont toutes éligibles dans le pays ainsi qu'à l'étranger dans la mesure nécessaire pour que la Suisse atteigne le degré moyen de libéralisation de la CE. Cela représente pour ces entreprises des taux de libéralisation de 15, 16 et 17 %.

Scénario n° 4: Ouverture intégrale du marché dès 2010

Le tableau ci-après synthétise les conséquences de ces trois scénarios pour le résultat d'exploitation des centrales électriques.

	Libéralisation selon limites EC	Libéralisation selon quotas EC	Libéralisation selon quotas EC, avec entr. de distribution	Ouverture intégrale du marché dès 2010
Limites accès clients				
1999	> 40 GWh/a	> 5 GWh/a	> 40 GWh/a	
2000	> 20 GWh/a	> 2 GWh/a	> 20 GWh/a	
2003	> 9 GWh/a	> 0,5 GWh/a	> 9 GWh/a	
2010				tous
Accès entreprises de distribution				
1999			15%	
2000			16%	
2003			17%	
2010				tous
Nombre clients éligibles				
1999	49	496	49	
2000	114	1'400 - 1'700	114	
2003	ca. 280	6'900 - 8'700	ca. 280	
2010				tous
Part de la consommation du pays				
1999	8%	19%	23	
2000	12%	24%	28	
2003	16%	30%	33	
2010				100%
Clients éligibles: réduction supposée des prix	2,6 ct./kWh	2,6 ct./kWh	2,6 ct./kWh	2,6 ct./kWh (1,0 ct./kWh)
Accroissement consumma- tion. après baisse prix				
2000	0,3%	0,5%	0,5%	
2002	0,4%	0,6%	0,6%	
2005	0,5%	0,7%	0,7%	
2020	0,5%	0,7%	0,7%	0,9% (0,3%)
Manque à gagner industrie électricité (%)				
2000	-1,2%	-2,7%	-2,7%	
2002	-1,8%	-3,3%	-3,3%	
2005	-2,5%	-4,2%	-4,2%	
2020	-2,6%	-4,4%	-4,4%	-13,7% (-5,2%)
Manque à gagner industrie électricité (millions fr.)				
2000	100	230	230	
2002	160	300	300	
2005	230	390	390	
2020	275	465	465	1'200 (450)

1) Scénario calculé en 2 versions. Les chiffres entre parenthèses correspondent à une moindre réduction des prix.

Tableau 2 Comparaison des scénarios avec leurs effets directs

Il est impossible de prédire aujourd'hui dans quelle mesure les prix de l'électricité baisseront dans le secteur libéralisé. Nous admettons que leur limite inférieure est celle des coûts variables du tiers le plus cher du parc des centrales. Il n'est pas exclu que cette limite soit dépassée ici et là, mais la logique économique interdit qu'elle le soit longtemps et fortement. Ainsi les prix obtenus par les producteurs suisses dans les premières années de libéralisation diminueront d'environ 2,6 ct./kWh.

suisses dans les premières années de libéralisation diminueront d'environ 2,6 ct./kWh.

Dans cette hypothèse, les recettes globales de l'industrie de l'électricité ces dix prochaines années reculeront de 2,6 à 4,4 %. Toutefois il s'agit là d'une moyenne qui donne une image déformée de la réalité. Pour les producteurs par exemple, si la diminution des recettes se répartit régulièrement entre eux, cela représente un manque à gagner se situant entre cinq (scénario n° 1) et près de dix pour cent (scénarios 2 et 3); des valeurs supérieures sont possibles dans des cas isolés.

Néanmoins, à première vue, l'ouverture n'aura pas des effets dramatiques pour les producteurs. Ils ont en effet des possibilités de réduction des coûts qui se situent dans le même ordre de grandeur.

On peut toutefois démontrer que la diminution des recettes combinée avec une baisse du cash flow, s'ajoutant à une augmentation des coûts (primes sur le risque dans la recherche de capitaux) et à un avenir incertain, aura vraisemblablement des retombées notables sur la structure, les rapports de propriété et le goût d'investir dans la branche.

1.5 Effets de la libéralisation sur la structure de l'industrie de l'électricité

On a étudié les conséquences possibles de l'ouverture du marché de l'électricité dans les domaines ci-après:

- Structure de l'industrie de l'électricité
- Emploi d'énergie et environnement
- Régions de montagne
- Petits consommateurs

Les questions qui se posent n'autorisent généralement que des réponses qualitatives ou très sommairement quantitatives. Celles-ci devraient pourtant suffire pour mieux comprendre les évolutions

prévisibles, d'une part, et de l'autre, développer et concevoir des mesures de compensation.

Voici les principales conséquences à prévoir:

- Au cours des premières années, les prix européens et suisses sur le marché spot baisseront nettement. Leur limite inférieure se situe vraisemblablement au niveau des coûts variables des centrales les plus onéreuses. La phase des prix planchers ne devrait durer que peu d'années.
- Le recul des recettes engrangées par les producteurs se traduira bientôt par de notables primes sur le risque dans le marché des capitaux. Le coût de l'électricité hydraulique pourra s'en trouver presque doublé dans certains cas de financement.
- La concentration de l'offre en Europe va s'accélérer rapidement et aboutir en peu d'années à des structures ayant le caractère de monopoles et d'oligopoles. Cette tendance se manifestera clairement jusqu'en Suisse.
- En Suisse, les grandes entreprises et centrales électriques, voire des entreprises de distribution subiront des pressions croissantes à la reprise, venant de l'étranger. Dans le contexte des privatisations dans le pays, des bénéfices et cash flows qui s'amenuisent, des coûts de capitaux toujours plus importants et de la couverture financière traditionnellement modeste des entreprises publiques, une vague de reprises est tout à fait possible. Aujourd'hui déjà, des parts importantes de WATT AG, d'ATEL et de BKW FMB Energie SA ont été vendues à l'étranger; quant à EGL, principal poste de couplage du réseau interconnecté européen, elle va bientôt passer sous la direction opérationnelle de Bayernwerke.
- On peut supposer que l'ouverture du marché ne modifiera guère l'ampleur des échanges internationaux d'électricité. Le principal intérêt des offres étrangères résidera dans la possibilité de faire pression sur les fournisseurs habituels.
- Le manque à gagner des producteurs suisses résulte des recettes moins élevées dues aux clients éligibles et d'un éventuel recul du produit des exportations. Il devrait toutefois être inférieur à dix pour cent dans l'ensemble.
- Les centrales hydrauliques qui subsistent continueront de toute façon à produire du courant. Leurs coûts variables étant faibles, elles réussiront pratiquement toujours à couvrir leurs dépenses. Celles qui n'y parviennent pas risquent cependant de devoir déposer leur bilan ou changer de propriétaire.

- Les délais d'amortissement étant de 70 ans et plus, le renouvellement à long terme des centrales hydrauliques ne peut être garanti que si des mesures connexes sont prises.
- La concurrence des centrales alimentées au gaz s'accroît nettement car elles sont amorties en dix ans, voire moins. En outre, elles sont construites en peu de temps, tout en étant comparativement très avantageuses, tant en ce qui concerne les coûts variables que les coûts complets.
- Les recettes que les cantons de montagne tirent de la force hydraulique vont régresser si les équipements ne sont pas modernisés.
- L'effet sur la consommation d'électricité est relativement négligeable (+0,3 à + 0,9% en une vingtaine d'années).
- Les répercussions sur les centrales nucléaires suisses n'ont pas été étudiées plus à fond. Il est toutefois certain que celles-ci travaillent de manière non rentable, à l'exception de Goesgen. Elles doivent donc être subventionnées (investissements non amortissables; INA) ou vendues au-dessous de leur valeur comptable, voire désaffectées, ce qui revient finalement au même. Les problèmes relatifs aux fonds de désaffectation et de déconstruction vont s'aggraver en conséquence; ils doivent de toute façon être examinés de plus près.

1.6 Mesures compensatoires

Les mesures compensatoires permettent d'éviter la plupart des effets négatifs. Voici les principales d'entre elles:

1. **Admission des entreprises de distribution** d'emblée en qualité de clients éligibles, mais principalement sur le marché suisse. Une telle démarche accélère le changement structurel nécessaire dans le pays; elle permet en outre de prescrire à ces entreprises le quota d'énergies renouvelables qu'elles doivent acquérir. Il suffit par ailleurs qu'elles puissent devenir clients éligibles pour les fournisseurs étrangers à hauteur d'environ dix pour cent. De la sorte, le quota de libéralisation fixé par la CE peut être atteint.
2. **Maintien de la force hydraulique.** Au cours de leur durée de vie normale, les centrales hydrauliques - onéreuses - sont menacées non pas dans leur substance même, mais au plan économique. Trois préférences se dessinent:
 - Premièrement, avec l'**obligation de reprise** faite aux entreprises de distribution, plus de 90 pour cent de la force

hydraulique peut être vendue à l'intérieur du pays. Grâce à l'adaptation du quota, les prix du courant d'origine hydraulique couvrent en Suisse les coûts complets moyens. On peut ainsi renoncer à indemniser les INA.

- La deuxième solution réside dans l'**indemnisation des INA**. Comme elle risque cependant de coûter des milliards de francs à la Confédération et aux consommateurs, elle n'est pas unanimement appréciée. Mais les installations trop chères redeviendraient concurrentielles.
- La troisième solution consiste à **ajouter au prix du courant**, payé par le consommateur final, les **redevances hydrauliques et de concession**, et non pas de les mettre à la charge des producteurs. Ainsi, le courant d'origine hydraulique serait 2 centimes/kWh (soit 20 à 30 %) meilleur marché pour le commerce de gros, tout en étant plus compétitif. Simultanément, le courant importé et celui d'autre provenance seraient aussi grevés au profit de la force hydraulique indigène. Il reste à savoir dans quelle mesure la démarche est juridiquement envisageable.

Toutes ces mesures en faveur de la production hydraulique atténuent le risque des faillites et des reprises. Elles améliorent en effet les recettes des producteurs concernés et favorisent le renouvellement à long terme des centrales.

3. **Taxe frappant les énergies non renouvelables.** Nous donnons la préférence au modèle débattu par les Chambres en même temps que la loi sur l'énergie et le combinons en partie avec les propositions des cantons de montagne. Le produit permettra d'appliquer une politique de l'efficacité, qui nécessite un nouvel effort, de compenser les effets de la croissance, de promouvoir les énergies renouvelables et de renouveler la force hydraulique à long terme. Après quelques années, une petite partie du montant recueilli pourrait être utilisée pour réduire les charges grevant les salaires. Il reste toutefois à définir un modèle précis à cet effet.
4. **Réseau national de transport.** Il est très important de regrouper les différents réseaux de transport pour former un ensemble national (privé), combiné avec un pool commercial. C'est une condition à remplir pour pouvoir exploiter de façon optimale sur le marché européen les capacités de régulation et d'accumulation ainsi que les réserves. Aussi longtemps que le réseau ne dépend pas d'une société nationale, le risque est grand de voir un nombre croissant d'éléments devenir la propriété de centrales étrangères désireuses d'en tirer profit

selon leurs propres critères. Le château d'eau qu'est la Suisse se trouverait alors dans la même situation qu'une centrale partenaire dans les Alpes. Cela signifie que la valeur ajoutée ou les gains réalisés reviendraient à l'utilisateur et non pas au producteur. Le fait de réunir les divers éléments du réseau permettra de réintégrer les plus importants segments déjà cédés à d'autres pays (Watt, CKW, EGL). Les participations étrangères à ladite société seront sauvegardées, mais sous une forme minoritaire. Cette stratégie ne coûte rien à la Confédération, mais elle procure de grands avantages qu'il vaudrait la peine d'approfondir à la faveur d'une étude séparée.

5. **Le préposé à la surveillance des prix** protège le consommateur dans le secteur monopolisé de la répartition. Il lui incombe notamment d'empêcher que les clients captifs aient à payer le prix d'une politique de libéralisation. Il devrait en outre avoir la compétence d'édicter chaque année des valeurs limites recommandées pour les coûts spécifiques de distribution, afin que le potentiel d'efficacité en la matière soit pleinement exploité.
6. **Fonds pour le renouvellement des centrales hydrauliques.** A notre avis, cette mesure ne devrait pas s'imposer ces prochaines années, dans la mesure où la priorité est donnée à la force hydraulique sous une forme quelconque. De plus, ce n'est que dans les années 2030 qu'il faudra renouveler la majeure partie de la capacité installée.
7. **Fonds pour une politique de l'efficacité.** Si l'on veut continuer à viser les objectifs de la politique énergétique, tels qu'ils sont formulés dans le programme Energie 2000, il y a lieu d'engager des moyens supplémentaires qui permettent d'accroître les rendements.
8. Les producteurs de courant en Suisse doivent le plus rapidement possible conclure entre eux des alliances stratégiques, prendre des participations réciproques et procéder à des fusions. Seules de grandes entreprises peuvent subsister sur un marché libéralisé. En voici une illustration: En 1985, les Pays-Bas comptaient encore vingt producteurs; en 1989, ils n'étaient plus que quatre, qui ont fusionné en 1997 pour former une seule société nationale. La stratégie visant à maintenir le plus grand nombre possible d'aires de desserte tout en conservant la mainmise des pouvoirs publics est condamnée à l'abandon. Ce n'est cependant pas un élément de programme à insérer dans la législation, mais plutôt une réponse stratégique donnée concrètement par l'économie électrique et les cantons participants.

1. Kurzfassung

1.1 Auftrag und Fragestellung

Der Auftrag der Arbeit bestand darin, die Auswirkungen einer Öffnung der Strommärkte in der Schweiz zu untersuchen, insbesondere auf:

1. den Einsatz und die Zusammensetzung der Primärenergieträger in der Schweiz und die damit bedingte Entwicklung der Umweltbelastung
2. die Struktur der Elektrizitätswirtschaft auf allen Ebenen
3. die Berggebiete als Standortkantone der Wasserkraftproduktion
4. die KleinkonsumentInnen.

Zu diesem Zweck wurden zwei Szenarien im Detail und ein Drittes summarisch durchgerechnet (Kapitel 6). Die Eckwerte der Szenarien hat das BFE vorgegeben. Die Resultate dienen als Grundlage für die Ermittlung der Auswirkungen auf die Struktur der Stromwirtschaft (Kapitel 8), Energie und Umwelt (Kapitel 9), die Berggebiete (Kapitel 10) und die KleinkonsumentInnen (Kapitel 11). Aufgrund dieser Analyse liessen sich der Handlungsbedarf ermitteln und mögliche kompensatorische Massnahmen entwickeln (Kapitel 12). In Kapitel 13 finden sich drei alternative Pakete von kompensatorischen Massnahmen.

1.2 Die EG-Richtlinie: Ziele, Elemente und Umsetzung

Die Zielsetzungen der EG-Richtlinie lassen sich in einem Satz zusammenfassen: Unter Wahrung des Umweltschutzes soll durch schrittweise Einführung und Ausweitung des Wettbewerbs die Stromversorgung sicherer und preisgünstiger werden.

Die wichtigsten Elemente der EG-Richtlinie betreffen folgende Themen:

- den Wettbewerb um neue Produktionskapazitäten im Rahmen von Genehmigungs- oder Ausschreibungsverfahren
- das Unbundling, d.h. die institutionelle oder wenigstens organisatorische Entflechtung von Produktion, Transport und Verteilung
- die Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen und Verteilwerken
- die Präferenzierung von Strom aus erneuerbaren Quellen, Wärme-Kraft-Koppelung und Abfall, sowie aus einheimischen Brennstoffen
- den Netzzugang der berechtigten Kunden
(Es wird zwischen dem sogenannten TPA [Third Party Access] und dem SB [Single Buyer resp. Alleinabnehmer] unterschieden.)
- Das Ausmass und die Geschwindigkeit der Marktöffnung
In jedem Fall sind Verbraucher mit mehr als 100 GWh Jahresverbrauch pro Verbrauchsstätte zugelassen. Im übrigen gilt der Fahrplan gemäss folgender Tabelle:

Zeitplan	Schwellenwerte	Marktöffnungsquote in % des Landesverbrauchs
Inkrafttreten 19.2.1997	40 GWh	22,7%
19. 2. 2000	20 GWh	28,4%
19. 2. 2003	9 GWh	33,0%
19. 2. 2006	Überprüfung und ev. weitergehende Öffnung	

Tabelle 1 Zeitplan, Schwellenwerte und Marktöffnungsquote gemäss EG-Richtlinie

Die nationalen Handlungsspielräume bei der Umsetzung der Richtlinie sind relativ gross. Die europäischen Länder sind in der Marktöffnung unterschiedlich weit. Die grössten Erfahrungen liegen bereits in England (Privatisierung und Liberalisierung 1989) und in Skandinavien vor (1991 - 96) vor. In andern Ländern wie Deutschland, Frankreich, Italien, Oesterreich etc. wird um die einzuschlagende Linie noch gerungen. Dabei geht es hauptsächlich um die Frage, ob die Marktöffnung auf der Basis des TPA oder des SB vorgenommen und ob die Verteilwerke als berechnigte Kunden zugelassen werden sollen.

1.3 Auswirkungen der Liberalisierung auf die Europäischen Märkte

Die Strommärkte in Europa sind seit einigen Jahren von einer deutlichen Überkapazität geprägt. Dies wirkt sich bereits heute spürbar auf die Spotmärkte aus, an denen Strom weit unter den Gestehungskosten verkauft wird. Die teilweise Öffnung der Märkte – davon gehen alle Untersuchungen aus – wird zu weiter sinkenden Preisen führen, solange der Angebotsüberhang andauert. Nach den vorliegenden längerfristigen Nachfrage- und Angebotsprognosen würde die Überschusssituation Mitte des nächsten Jahrzehntes zu Ende gehen. Diese Prognosen sind jedoch mit sehr grossen Unsicherheiten behaftet, da sie einerseits die Effekte der Marktöffnung noch nicht antizipieren und andererseits sehr stark von den Annahmen betreffend Wirtschaftswachstum abhängen. Folgende generellen Annahmen zur Auswirkung der Marktöffnung dürften jedoch auf der "sicheren Seite" liegen:

1. Die Spotpreise, aber auch die Preise für langfristige Lieferverträge und Spitzenenergie werden in den kommenden Jahren sinken. Mit Ausnahme von einzelnen Ausreissern werden diese Preise nicht tiefer sinken, als auf das Niveau der variablen Kosten des teuersten Drittels des Kraftwerkparks.
2. Die Konkurrenz zwischen den verschiedenen Anbietern wird härter und es kommt zu grösseren gegenseitigen Übernahmen von Produzenten. Der Konzentrationsprozess unter den Anbietern beschleunigt sich.
3. Es besteht eine grosse Wahrscheinlichkeit, dass das neue Oligopol in relativ kurzer Zeit (3 - 5 Jahre) die Überkapazitäten stilllegen und damit die Preise wieder mindestens auf das Niveau der mittleren Erzeugungskosten anheben wird (vgl. Kap. 7).
4. Der Zubau neuer Kapazitäten wird sich – bezogen auf die Prognosen der UNIPEDE – in den nächsten Jahren stark verlangsamen.
5. Ohne Trendbrüche in der Preisentwicklung der Primärenergieträger wird der Anteil der Kohle an der Gesamtkapazität sinken, der Gasanteil relativ stark wachsen, während die Nuklearenergie mit Ausnahme von Frankreich stagnieren dürfte.

6. Der internationale Stromaustausch wird sich – wenn überhaupt – nur in der Anfangsphase der Liberalisierung spürbar ausweiten. Die Preisangebote der nationalen und internationalen Produzenten an die zugelassenen Kunden werden sich relativ rasch angleichen.

1.4 Ziele und Szenarien der Marktöffnung in der Schweiz

1.4.1 Ziele

Als Ziele der Marktöffnung im engeren Sinne können gelten:

1. Harmonisieren der Strommarktstrukturen in der Schweiz mit denjenigen der EG, Realisieren der zentralen Postulate der Richtlinie.
2. Sicherstellen und Verbessern der Marktchancen der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft auf dem internationalen Markt, optimale Verwertung der schweizerischen Stromproduktion.
3. Ausschöpfen der Effizienzpotentiale in der inländischen Stromproduktion, -übertragung und -verteilung.
4. Sinkende Stromgestehungskosten, insbesondere für die produzierende und exportorientierte Industrie.
5. Werterhaltung der öffentlichen Vermögen und volkswirtschaftlichen Kapitalien in der Stromwirtschaft.
6. Gewährleistung einer sicheren und günstigen Stromversorgung für alle Bezügerkategorien und Regionen und Sicherstellen eines qualitativ hochstehenden Service public.
7. Keine Benachteiligung der KleinkonsumentInnen.

Als Restriktionen bzw. Randbedingungen der Marktöffnungspolitik oder Ziele im weiteren Sinn lassen sich festhalten:

8. Kurz- und langfristige Sicherung der Wasserkraft, insbesondere Sicherstellung der Erneuerung von Kraftwerken nach Ablauf der Lebensdauer.

9. Keine zusätzliche Umweltbelastungen infolge der Marktöffnung, insbesondere kein Ersatz von Wasserkraft durch fossile oder nukleare Energieträger im In- oder Ausland.
10. Weiterführen der Effizienzsteigerungspolitik in der Stromanwendung und Beibehaltung des Ziels einer Stromverbrauchsstabilisierung ab dem Jahr 2000.
11. Keine Benachteiligung der regenerierbaren Energien wie Sonne, Wind, Biomasse und der Wärme-Kraft-Koppelung.

1.4.2 Szenarien der Marktöffnung

Im Bericht werden drei verschiedene Szenarien der Marktöffnung und ihre direkten Konsequenzen auf die Stromwirtschaft dargestellt. Das Szenario 4 "vollständige Marktöffnung" wird nur summarisch behandelt:

- Szenario 1: Marktöffnung nur im Rahmen der von der Richtlinie erwähnten Verbrauchslimiten von 40, 20 und 9 GWh.
- Szenario 2: Marktöffnung im Ausmass der mittleren EU-Marktöffnungsquoten, d.h. von 23, 28 und 33%.
- Szenario 3: Marktöffnung wie in Szenario 1, zusätzlich werden aber auch die Verteilwerke im Inland voll zugelassen und im Ausland soweit, dass die mittlere EG-Liberalisierungsquote auch in der Schweiz erreicht wird. Dies ergibt Liberalisierungsquoten für die Verteilwerke von 15, 16 und 17%.

Szenario 4 Vollständige Marktöffnung ab 2010

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Szenarien auf die Ertragssituation der Elektrizitätswerke sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

	Liberalisierung gemäss EG- Limiten	Liberalisierung gemäss EG- Quoten	Liberalisierung gemäss EG- Quoten inkl. Ver- teilwerke	Vollständige Markttöffnung ab 2010
Zulassungsgrenze Kunden 1999 2000 2003 2010	> 40 GWh/a > 20 GWh/a > 9 GWh/a	> 5 GWh/a > 2 GWh/a > 0,5 GWh/a	> 40 GWh/a > 20 GWh/a > 9 GWh/a	alle
Umfang der Zulassung Verteilwerke 1999 2000 2003 2010			15% 16% 17%	alle
Anzahl berechnete Kunden 1999 2000 2003 2010	49 114 ca. 280	496 1'400 - 1'700 6'900 - 8'700	49 114 ca. 280	alle
Anteil am Landesverbrauch 1999 2000 2003 2010	8% 12% 16%	19% 24% 30%	23 28 33	100%
Unterstellte Preisreduktion für berechnete Kunden	2,6 Rp./kWh	2,6 Rp./kWh	2,6 Rp./kWh	2,6 Rp./kWh (1,0 Rp./kWh)
Mehrverbrauch aufgrund der niedrigeren Preise 2000 2002 2005 2020	0,3% 0,4% 0,5% 0,5%	0,5% 0,6% 0,7% 0,7%	0,5% 0,6% 0,7% 0,7%	0,9% (0,3%)
Mindererträge der Elektrizitätswirtschaft in % 2000 2002 2005 2020	-1,2% -1,8% -2,5% -2,6%	-2,7% -3,3% -4,2% -4,4%	-2,7% -3,3% -4,2% -4,4%	-13,7% (-5,2%)
Mindererträge der Elektrizitätswirtschaft in Mio. Fr. 2000 2002 2005 2020	100 Mio. Fr. 160 Mio. Fr. 230 Mio. Fr. 275 Mio. Fr.	230 Mio. Fr. 300 Mio. Fr. 390 Mio. Fr. 465 Mio. Fr.	230 Mio. Fr. 300 Mio. Fr. 390 Mio. Fr. 465 Mio. Fr.	1'200 (450) Mio. Fr.

1) Dieses Szenario wurde mit zwei Varianten gerechnet, Werte in Klammern gelten für die tiefere Preisreduktionsvariante

Tabelle 2 Vergleichende Gegenüberstellung der Szenarien mit ihren direkten Wirkungen

Es lässt sich heute nicht voraussagen, in welchem Ausmass die Strompreise im liberalisierten Bereich sinken werden. Es ist davon auszugehen, dass die variablen Kosten des teuersten Drittels des Kraftwerkparks eine untere Grenze darstellen. Zwar ist es möglich, dass in Einzelfällen diese Grenze unterschritten wird, aber entsprechend der ökonomischen Logik ist nicht zu erwarten, dass die Preise langfristig und deutlich unter diese Limite fallen können. Dies würde bedeuten, dass die Erlöse der schweizerischen Produzenten in den ersten Jahren der Liberalisierung im liberalisierten Marktsegment um rund 2,6 Rp./kWh fallen werden.

Die Zahlen zeigen, dass – unter dieser Annahme – die Einnahmen der gesamten Elektrizitätswirtschaft in den kommenden zehn Jahren je nach Marktöffnungsgrad gesamthaft um 2,6 bis 4,4% sinken werden. Allerdings stellt dies eine Durchschnittsbetrachtung dar und verzerrt deshalb die Optik. Für die Produzenten beispielsweise, falls sich die Mindererlöse gleichmässig auf alle aufteilen, bedeutet dies immerhin eine Verminderung der durchschnittlichen Einnahmen zwischen fast fünf (Szenario 1) bis knapp zehn Prozent (Szenario 2 und 3). In Einzelfällen können noch höhere Werte erreicht werden.

Trotzdem scheint sich auf den ersten Blick und bei rein statischer Betrachtung die Marktöffnung für die Stromproduzenten nicht dramatisch auszuwirken. Sie verfügen ja auch über Kostensenkungsmöglichkeiten, die etwa in der gleichen Grössenordnung liegen wie die Ertragseinbussen liegen.

Bei einer dynamischen Betrachtung zeigt sich jedoch, dass die Kombination von sinkenden Einnahmen und kleinerem Cash flow, verbunden mit höheren Kosten (Risikoprämien bei der Kapitalbeschaffung) und unklarer Zukunftserwartung grosse Auswirkungen auf Struktur, Besitzverhältnisse und Investitionsverhalten der Elektrizitätswirtschaft haben dürfte.

1.5 Auswirkungen der Liberalisierung auf die Elektrizitätswirtschaft in der Schweiz

Die Arbeit untersuchte die möglichen Auswirkungen der Strommarktöffnung auf folgende Bereiche:

- Struktur der Elektrizitätswirtschaft
- Energieeinsatz und Umwelt
- Berggebiete
- KleinkonsumentInnen

In der Regel lassen sich zu den gestellten Fragen nur qualitative und/oder grobquantitative Aussagen machen. Sie dürften jedoch ausreichen, um einerseits die zu erwartenden Prozesse besser zu verstehen und andererseits kompensatorische Massnahmen zu entwickeln und zu dimensionieren.

Die wichtigsten Auswirkungen werden hier zusammengestellt:

- Die europäischen und schweizerischen Spotmarktpreise werden sich in den ersten Jahren deutlich nach unten bewegen. Die untere Begrenzung dürfte bei den variablen Kosten der teuersten Kraftwerke liegen. Die Tiefstpreisphase wird voraussichtlich nur wenige Jahre andauern.
- Sinkende Erträge und Cash flows der Produzenten werden rasch zu deutlichen Risikoprämien am Kapitalmarkt führen. Bei Neu- und Umfinanzierungen kann dies die Gestehungskosten für Wasserstrom annähernd verdoppeln.
- Der Konzentrationsprozess der Anbieter in Europa wird sich stark beschleunigen und innert weniger Jahre zu monopolistischen und oligopolistischen Strukturen führen. Diese Tendenz wird sich auch in der Schweiz deutlich zeigen.
- Das ausländische Interesse an und der Übernahmepressure auf Schweizerische Überlandwerke, Produktionsanlagen und ev. auch auf Verteilwerke wird steigen. In Kombination mit Privatisierungen im Inland, sinkenden Erlösen und Cash flows, steigenden Risikoprämien am Kapitalmarkt und einer traditionell knappen Kapitaldecke der öffentlichen Werke ist eine eigentliche Übernahmewelle durchaus im Bereich des Möglichen. Bereits heute sind namhafte Anteile an der WATT AG, der ATEL und der BKW ins Ausland verkauft. Die EGL, die wichtigste Schaltzentrale für

den Europäischen Stromverbund, wird schon bald unter die operative Führung eines ausländischen Konzerns fallen.

- Die Auswirkung der Marktöffnung auf Import- und Exportmengen bleibt voraussichtlich sehr gering. Ausländische Angebote werden in erster Linie eingeholt, um im Inland auf die Angebote der herkömmlichen Lieferanten zu drücken.
- Die Ertragseinbussen der Produzenten in der Schweiz setzen sich zusammen aus den Erlösminderungen bei den Stromverkäufen an zugelassene Kunden und allenfalls aus sinkenden Erlösen aus dem Export. Sie dürften jedoch für die Produktionsseite gesamthaft unter zehn Prozent liegen.
- Bestehende Wasserkraftwerke produzieren in jedem Fall weiter. Da sie niedrige variable Kosten aufweisen, lassen sich praktisch immer noch Kostendeckungsbeiträge erwirtschaften. Es ist jedoch möglich, dass solche Anlagen, wenn sie die Vollkosten nicht mehr decken können, in Konkurs gehen und den Besitzer wechseln.
- Angesichts von Abschreibungsfristen von 70 und mehr Jahren ist langfristig die Erneuerung von Wasserkraftwerken nicht sichergestellt, wenn nicht flankierende Massnahmen ergriffen werden.
- Die Konkurrenz aus Gaskraftwerken nimmt deutlich zu, da solche Anlagen in zehn und weniger Jahren abgeschrieben werden, kurze Bauzeiten aufweisen und sowohl bei den variablen wie den Vollkosten im Vergleich sehr günstig liegen.
- Unter Druck geraten die Erträge der Bergkantone aus der Wasserwirtschaft, die sich ohne strukturelle Veränderungen wohl kaum auf dem heutigen Niveau halten lassen.
- Relativ unbedeutend sind die Auswirkungen auf den Stromkonsum (plus 0,3 - 0,9% in rund zwanzig Jahren).
- Die Umweltauswirkungen aufgrund des leicht höheren Konsums und des zusätzlichen Gasverbrauchs bleiben gering. Für die übrigen regenerierbaren Energieträger verschlechtert sich die Konkurrenzsituation zusätzlich im Umfang der zu erwartenden Preissenkungen für Strom.
- Nicht näher untersucht wurden die Wirkungen auf die Kernkraftwerke in der Schweiz. Als sicher gilt jedoch, dass, wohl mit Ausnahme von Gösgen, die Kernkraftwerke unwirtschaftlich arbeiten und entweder subventioniert (Stichwort: nichtamortisierbare Investitionen, NAI), unter Buchwert verkauft oder stillgelegt werden müssen (was letztlich aufs Gleiche herauskommt). Die bereits bestehende Problematik betreffend Entsorgungs- und Rückbaufonds wird sich entsprechend verschärfen. In jedem Fall sollte diese Problematik noch näher untersucht werden.

1.6 Kompensationsmassnahmen

Mit geeigneten Kompensationsmassnahmen lassen sich die negativen Auswirkungen weitgehend vermeiden. Im Vordergrund stehen:

1. **Zulassung der Verteilwerke** als berechtigte Kunden von Beginn weg, jedoch zur Hauptsache begrenzt auf den inländischen Markt. Diese Massnahme beschleunigt den notwendigen Strukturwandel im Inland und ermöglicht zudem, diesen Verteilwerken eine Bezugsquote für regenerierbare Energie vorzuschreiben. Diese Werke können auch mit einer Quote von rund zehn Prozent als berechtigte Kunden für ausländische Anbieter zugelassen werden. Damit lässt sich die von der EG vorgegebene Liberalisierungsquote erreichen.
2. **Sicherung der Wasserkraft:** Während der normalen Lebensdauer sind die teureren Wasserkraftwerke nicht physisch, aber ökonomisch gefährdet. Es gibt drei Präferenzierungsmöglichkeiten:
 - Erstens können mit einer **Abnahmequote** bei den Verteilwerken rund 90 oder mehr Prozent der Wasserkraft weiterhin im Inland abgesetzt werden. Mit der Anpassung dieser Quote kann sichergestellt werden, dass die Preise für Hydrostrom in der Schweiz die mittleren Vollkosten decken. Damit kann auf die Abgeltung von NAI verzichtet werden.
 - Die zweite Möglichkeit besteht in der **Abgeltung von nicht amortisierbaren Investitionen (NAI)**. Dieser Weg dürfte den Bund, oder die KonsumentInnen jedoch Milliardenbeträge kosten und ist politisch und rechtlich sehr umstritten. Das Vorgehen würde jedoch zu teure Anlagen wieder konkurrenzfähig machen.
 - Die dritte Variante bestünde darin, **Wasserzinsen, Konzessionsgebühren udgl. auf Stufe Endverbraucher dem Strompreis zuzuschlagen** und nicht bei der Produktion der Wasserkraft zu belasten. Damit wird Wasserstrom auf Stufe Grosshandel um rund 1,7 Rp./kWh billiger (d.h. 20 - 30%) und konkurrenzfähig. Gleichzeitig würde Importstrom und Strom anderer Provenienz zugunsten der einheimischen Wasserkraft mitbelastet. Wieweit dies rechtlich möglich ist, wurde nicht abgeklärt.

Alle diese Massnahmen zugunsten der Wasserkraft verbessern die Ertragslage der entsprechenden Produzenten, verringern die Konkurs- resp. Übernahmegefahr und verbessern auch die

Wahrscheinlichkeit, dass Hydrowerke langfristig erneuert werden.

3. **Energieabgabe auf nicht erneuerbare Energien:** Die Studie baut auf dem Abgabenmodell auf, das im Zusammenhang mit dem Energiegesetz in den Eidgenössischen Räten diskutiert wurde und kombiniert es teilweise mit Vorschlägen der Bergkantone. Die Erträge werden verwendet für die Effizienzpolitik, die einen zusätzlichen Mitteleinsatz benötigt um den preisinduzierten Verbrauchszuwachs auszugleichen, die Förderung der regenerierbaren Energien und später für die Erneuerung der Wasserkraft in der langen Frist. Ein Teil der Erträge könnte nach einigen Jahren für die Senkungen der Lohnnebenkosten eingesetzt werden. Das genaue Modell bleibt zu definieren.
4. **Nationales Transportnetz:** Die Zusammenlegung der Übertragungsnetze in ein nationales (privates) Netz, kombiniert mit einem Handlspool, ist von grosser Bedeutung. Dies ist eine Voraussetzung, um die schweizerische Regulier-, Speicher und Reservehaltungskapazität optimal auf dem europäischen Markt verwerten zu können. Ohne nationale Netzgesellschaft ist die Wahrscheinlichkeit gross, dass zunehmend Netzteile in den Besitz ausländischer Werke geraten, welche die Verwertung nach eigenen Kriterien vornehmen werden. Das Wasserschloss Schweiz gerät dann in die gleiche Situation, wie ein Partnerwerk in den Alpen. D.h. die Wertschöpfung resp. die Gewinne fallen beim Verwerter und nicht bei den Produzenten an. Die Zusammenfassung der Netzteile hat zudem zur Folge, dass wichtige Netzteile, an denen bereits grössere Anteile ins Ausland abgegeben wurden (Watt, CKW, EGL) wieder eingebunden werden können. Die ausländischen Beteiligungen an der Netzgesellschaft bleiben zwar erhalten, aber in der Minderheit. Diese Strategie kostet den Bund nichts, bringt aber für die internationale Stromvermarktung deutliche Vorteile.
5. **Preisüberwacher:** Die Preisüberwachung schützt die KonsumentInnen im monopolisierten Verteilbereich. Sie hat insbesondere zu verhindern, dass die gebundenen Kunden den Preis für die Liberalisierungspolitik zu bezahlen haben. Im Weiteren sollte sie die Kompetenz erhalten, Richtbreiten für spezifische Verteilkosten jährlich vorzugeben, um auch die Effizienzpotentiale im Verteilbereich auszuschöpfen.
6. **Fonds für die Erneuerung von Wasserkraftwerken:** Diese Massnahme ist in den nächsten Jahren noch nicht notwendig, falls die Priorisierung der Wasserkraft in der einen oder andern Form realisiert wird. Zudem geraten grössere Anteile der instal-

lierten Kapazität erst in den dreissiger Jahren des kommenden Jahrhunderts in die Erneuerungsphase.

7. **Fonds für Effizienzpolitik:** Wenn die energiepolitischen Ziele, wie im Programm Energie 2000 formuliert, weiterhin gelten sollen, sind zusätzliche Mittel für die Effizienzpolitik notwendig.
8. Die Stromproduzenten in der Schweiz müssen untereinander so schnell wie möglich strategische Allianzen, gegenseitige Beteiligungen, Fusionen vorbereiten und durchführen. Im liberalisierten Markt hilft nur die Grösse zum Überleben. Zum Vergleich: 1985 gab es in Holland noch über 20 Produzenten, 1989 noch vier, 1997 sind diese zu einer einzigen nationalen Gesellschaft fusioniert worden. Die Strategie, möglichst viele Versorgungsgebiete zu sichern und im Eigentum der öffentlichen Hand zu halten, ist zum Scheitern verurteilt. Allerdings ist dies kein Programmpunkt für die Gesetzgebung, sondern eine strategische Antwort, die von der Elektrizitätswirtschaft und den beteiligten Kantonen gefunden und umgesetzt werden muss.

2. Fragestellung und Auftrag

Die Strommarktliberalisierung wirft auch in der Schweiz ihre Schatten voraus. Je nach Interessenlage und Informationsstand weckt sie unterschiedliche Befürchtungen und Hoffnungen. Noch fehlen die genauen Strategien und auch die Elektrizitätswirtschaft hat noch keine abschliessende Position gefunden. Auf diesem Hintergrund hat das Bundesamt für Energiewirtschaft eine Studie ausgeschrieben, die einerseits versuchen soll, die Auswirkungen unterschiedlicher Liberalisierungsszenarien auf verschiedene zentrale Bereiche zu untersuchen und andererseits mögliche politische Korrektur- resp. Kompensationsmassnahmen zu entwickeln. Folgende Fragestellungen sind der Studie zugrundegelegt:

Auswirkungsanalyse:

Wie wirkt sich die Liberalisierung aus auf

1. den Einsatz und die Zusammensetzung der Primärenergieträger in der Schweiz und die Chancen der regenerierbaren Energien
2. die Umweltbelastung durch die Stromwirtschaft
3. die Struktur der Elektrizitätswirtschaft auf allen Ebenen
4. die Berggebiete als Standortkantone der Wasserkraftproduktion
5. die KleinkonsumentInnen.

Die Auswirkungsanalyse wird für mehrere zwei Szenarien durchgeführt. Die Eckwerte der Szenarien werden vom BFE vorgegeben. Die Resultate sollen als Basis dazu dienen, umwelt- und energiepolitische Massnahmen zu entwickeln und Handlungsspielräume aufzuzeigen, mit denen allfällige unerwünschte Auswirkungen in einem liberalisierten Markt aufgefangen werden könnten.

Handlungsspielräume und mögliche Kompensationsmassnahmen:

Folgende Fragestellungen sollen untersucht werden:

1. Im Hinblick auf welche deklarierten energie-, umwelt- und regionalpolitischen Ziele besteht ein Handlungsbedarf?
2. Welche Massnahmen sind denkbar, zielführend?

3. Wie sind diese Massnahmen bezüglich Kostenwirksamkeit, Akzeptanz und Kompatibilität mit bestehenden Strukturen zu beurteilen?

Die Bearbeitungsmethoden wurden vom BFE den Auftragnehmern freigestellt. Viele der in der vorliegenden Arbeit dargelegten Auswirkungen der Liberalisierungspolitik basieren nicht auf streng wissenschaftlichen Methoden und Erkenntnissen sondern stellen Ergebnisse von Plausibilitäts- und Sensitivitätsüberlegungen und Inzidenzanalysen dar. Entsprechend muss sich diese Arbeit auf Plausibilitäts-Sensitivitäts- und Inzidenzanalysen und grob quantitative Abschätzungen abstützen. Wir sind jedoch überzeugt, dass mit den vorliegenden Resultaten eine genügend klare Basis gelegt ist, um Korrekturmassnahmen in einem Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) darauf abzustützen.

3. Das Liberalisierungskonzept der EG und dessen Umsetzung

3.1 Generelle Bemerkungen

Das Liberalisierungskonzept der EG, wie es in der Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 "betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt" niedergelegt ist, stellt einen Kompromiss dar. Es ist eine Mischung zwischen dem sogenannten Single Buyer Approach, der vor allem von Frankreich vertreten wurde und dem Third Party Access Konzept (TPA), das von Deutschland und den Skandinavischen Staaten favorisiert wurde. Entsprechend unverbindlich (und oft auch unübersichtlich) bleibt die Richtlinie in dieser Frage. Sie überlässt den Mitgliedstaaten, welches Marktmodell sie einführen wollen.

Grundsätzlich ist die EG-Richtlinie für die Schweiz nicht bindend. Eine Marktöffnung in vergleichbarem Rahmen lässt sich jedoch kaum umgehen, wenn die Schweiz als Stromexport- und -importland sich nicht auch in diesem Bereich neue Probleme und Diskriminierungen einhandeln will. Die Stromwirtschaft kann zudem ihre durchaus bestehenden Chancen im Europäischen Verbund nur wahrnehmen, wenn sie die Kriterien der Liberalisierungs-Richtlinie erfüllt.

3.2 Ziele und Elemente der EG-Richtlinie

3.2.1 Ziele der EG-Marktöffnung

Die Richtlinie nennt folgende Ziele, die mit der Marktöffnung angestrebt werden:

- Einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt als wichtigen Schritt zur Vollendung des Energiebinnenmarktes verwirklichen.
- Die Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft stärken.
- Den Umweltschutz wahren.

- Die Effizienz bei der Erzeugung, Übertragung und Verteilung verbessern.
- Die Gleichbehandlung aller Unternehmen im liberalisierten Markt bezüglich Rechte und Pflichten sicherstellen.
- Den Elektrizitätsbinnenmarkt schrittweise verwirklichen, um der Elektrizitätsindustrie eine flexible und schrittweise Anpassung zu ermöglichen.

In einen Satz zusammengefasst heisst das:

Unter Wahrung des Umweltschutzes soll durch schrittweise Einführung und Ausweitung des Wettbewerbs die Stromversorgung sicherer und preisgünstiger werden.

Ob diese Zielvorstellungen durch die eingeleitete Liberalisierungspolitik erreicht werden, ist offen und hängt insbesondere von den Leitplanken ab, welche die Politik dem Marktöffnungsprozess setzen wird.

3.2.2 Elemente der Marktöffnung

Die Grundzüge und Elemente der Marktöffnungsrichtlinie sind bereits in vielen Publikationen¹ dargestellt worden. Wir können uns deshalb an dieser Stelle auf die Rekapitulation der wichtigsten Elemente beschränken.

Erzeugung: Kapitel III (Art. 4 bis 6) enthalten Bestimmungen für den Bau neuer Produktionsanlagen. Die Richtlinie will einen Wettbewerb um neue Produktionskapazitäten sicherstellen. Es wird den Mitgliedstaaten jedoch überlassen, ob dies mittels eines Genehmigungs- oder Ausschreibungsverfahrens realisiert werden soll. Entscheidend sind objektive, transparente und nichtdiskriminierende Kriterien.

Betrieb von Übertragungsnetzen: Kapitel IV (Art. 7 bis 9) regelt den Betrieb der Übertragungsnetze. Die Betreiber müssen minde-

¹ Vgl. dazu: Marktöffnung im Elektrizitätsbereich, BEW Schriftenreihe Nr. 59, Januar 1997, S. 18 - 22; Öffnung des Elektrizitätsmarktes Schweiz, Folgerungen für die Elektrizitätspolitik der Gebirgskantone; Bericht im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone, Zürich 1997, S. 27 - 32. Daneben finden sich aber auch ungezählte weitere in- und ausländische Publikationen zu diesem Thema.

stens auf Verwaltungsebene unabhängig von allen Tätigkeiten (Produktion und Verteilung) sein, die nicht mit dem Übertragungssystem zusammenhängen.

Die Netzbetreiber sind zuständig für:

- Sicherung der Versorgung
- Betrieb und Wartung des Transportnetzes
- nötigenfalls Ausbau des Netzes
- Dispatching nach wirtschaftlichem Vorrang: Die Mitgliedstaaten sind allerdings berechtigt, elektrische Energie aus erneuerbaren Energieträgern (z.B. Hydroelektrizität), aus Wärme-Kraft-Koppelung und Abfall bevorzugt einzusetzen. Sie können auch bis zu 15% der gesamten Jahresproduktion aus einheimischen Brennstoffen bevorzugt abrufen.

Betrieb von Verteilnetzen: Kapitel V, Art. 10 bis 12, regelt die Aufgaben der Betreiber von Verteilnetzen. Darunter wird der Transport und die Verteilung von Strom mit mittlerer oder niedriger Spannung zur Stromversorgung von Kunden verstanden. Es können, um Diskriminierungen zu vermeiden, Tarife auch vorgeschrieben werden. Dem Netzbetreiber kann eine Lieferpflicht für ein bestimmtes Gebiet auferlegt werden. Er muss weiter die Sicherheit des Netzes garantieren und muss sich diskriminierender Aktivitäten enthalten. Er kann verpflichtet werden, Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern, Abfall, Wärme-Kraft-Koppelung etc. bevorzugt zu übernehmen.

Entflechtung (Unbundling) und Transparenz: Um zu verhindern, dass vertikal integrierte Unternehmen ihre eigene Stromerzeugung bevorzugen, ist eine Entflechtung von Produktion, Transport/Handel und Verteilung vorzunehmen. Diese Entflechtung kann organisatorisch (vollständige institutionelle Entflechtung, kalkulatorisch (auf der Kostenrechnung basierend) oder funktionell (buchhalterische Trennung auf Basis der Bilanz) vollzogen werden.

Organisation des Netzzuganges: Kapitel VII (Art. 16 - 22) regelt den Netzzugang, den Grad der Marktöffnung und den Missbrauch marktbeherrschender Stellungen. Es handelt sich um den zentralen Teil der Richtlinie, der wohl auch am meisten Wirkung entfalten wird. Die Richtlinie offeriert zwei verschiedene Netzzugangsmodelle:

1. **Netzzugang** (Third Party Access TPA). Es wird unterschieden zwischen dem sogenannten verhandelten Netzzugang (negoti-

ated nTPA) und dem geregelten Netzzugang (TPA). Beim nTPA können die Konditionen zwischen Kunden resp. Lieferanten und dem Netzbetreiber frei ausgehandelt werden, während beim TPA die Konditionen im Rahmen veröffentlichter Tarife festgelegt sind. Die zuständigen Behörden können sich die Festlegung resp. die Genehmigung der Tarife vorbehalten. Die Netzbetreiber dürfen den Zugang nur wegen mangelnden Kapazitäten verweigern und haben dies zu begründen.

2. **Alleinabnehmer** (Single Buyer SB): Auch in diesem System können zugelassene Kunden Lieferverträge mit Erzeugern ausserhalb und innerhalb des vom SB versorgten Gebietes für den Eigenbedarf abschliessen. Wird ein vertikal integriertes Unternehmen als SB benannt, muss der Alleinabnehmer getrennt von Erzeugung und Verteilung geführt werden. Es dürfen keine Informationen zwischen den Tätigkeiten von Alleinabnehmer, Erzeuger und Verteiler übermittelt werden.

Die Richtlinie unterscheidet zwischen Alleinabnehmern mit Abnahmezwang (d.h. er muss Lieferungen von Dritten an zugelassene Kunden zu nichtdiskriminierenden Bedingungen übernehmen und diesen versorgen) und solchen ohne Abnahmezwang. Im zweiten Fall muss der Alleinabnehmer den Netzzugang aufgrund von Systembenutzungstarifen oder auf Vertragsbasis (wie nTPA) sicherstellen.

Unabhängig von der Wahl der Alleinabnehmervariante hat der Gesetzgeber sicherzustellen:

- die Veröffentlichung und Genehmigung der Systembenutzungstarife
- das Recht und die Möglichkeit für zugelassene Kunden, Lieferverträge ausserhalb und innerhalb des Versorgungsgebietes abzuschliessen
- die Möglichkeit für unabhängige Erzeuger, mit zugelassenen Kunden ausserhalb des Versorgungsgebietes eines Alleinabnehmers Lieferverträge abzuschliessen und zu erfüllen.

Markttöffnung: Der Markttöffnungsgrad beträgt beim Beginn in der ganzen EG 22,7% und steigt schrittweise innerhalb von 6 Jahren auf 33% des gesamten Stromverbrauchs. Die Mitgliedstaaten können die zugelassenen Kunden nach eigenen Kriterien bestimmen (z.B. Industrie, Verteilwerke). In jedem Fall sind jedoch Endverbraucher mit mehr als 100 GWh Jahresverbrauch je Verbrauchsstätte inkl. Eigenerzeugung zugangsberechtigt. Verteilwerke, die nicht zugelassene Kunden sind, können nur im Rahmen der Verbrauchsmenge ihrer zugelassenen Kunden innerhalb ihres Versorgungsgebietes als be-

rechtigte Kunden auftreten.

Der Marktöffnungsgrad, die Schwellenwerte und die zeitliche Automatik wird wie folgt vorgegeben:

Zeitplan	Schwellenwerte	Marktöffnungsquote
Inkrafttreten 19.2.1997	40 GWh	22,7%
19. 2. 2000	20 GWh	28,4%
19. 2. 2003	9 GWh	33,0%
19. 2. 2006	Überprüfung und ev. weitergehende Öffnung	

Tabelle 3 Zeitplan, Schwellenwerte und Marktöffnungsquote gemäss Richtlinie

Schutzklausel: Bis August 2001 wird die Kommission die Situation evaluieren und über mögliche Ungleichgewichte bei der Öffnung der Elektrizitätsmärkte berichten. Insbesondere soll verhindert werden, dass ein weitgehend liberalisierter Markt in einem Mitgliedstaat durch Versorgungsunternehmen anderer Mitgliedstaaten mit Dumpingpreisen unterfahren wird², ohne dass diese ihre eigenen Märkte entsprechend öffnen müssen. Es soll dabei auch eine Angleichung der Bestimmungen über zugelassene Kunden in den Mitgliedstaaten gefördert werden.

3.3 Umsetzung der Richtlinie

Die europäischen Länder sind in der Umsetzung der Marktöffnung unterschiedlich weit.³ England hat bereits 1989 eine Marktöffnung, verbunden mit einer Privatisierung der Produktion und Verteilung, durchgeführt. Die skandinavischen Staaten (Norwegen 1991, Finnland 1995, Schweden 1996) haben bereits eine sehr weitgehende Liberalisierung implementiert und einen gemeinsamen nordischen Strommarkt geschaffen. Auch in Holland läuft der Umstrukturierungsprozess seit Mitte der 80er Jahre und hat sein vorläufiges Ende 1996

² gemäss EU-Vertrag Art. 91 besteht Schutz vor Dumpingpreisen

³ Vgl. dazu A. Midttun (Ed.), *European Electricity Systems in Transition; A comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe*, Oxford 1997.

in der Neuorganisation eines geöffneten Marktes gefunden. In den anderen Westeuropäischen Ländern wird um die konkrete Ausrichtung der Marktöffnung noch gerungen und die Informationen über die Wahl der Netzzugangsmodelle, der Schwellenwerte etc. sind oft noch widersprüchlich. Nach unserem heutigen Wissensstand (September 1997) lassen sich die diskutierten Ländermodelle wie folgt wiedergeben:

Land	Öffnungsgrad	Netzzugangsmodell	Zulassung Vertellwerke	Gemeinwirtschaftliche Auflagen (Art. 3,2)
Deutschland	offen	nTPA	strittig	nein
Österreich	Stufen	SB	strittig	ja
Frankreich	Stufen	SB	nein	ja
Belgien	Stufen	nTPA/TPA	nein	ja
Italien	Stufen	SB/TPA	strittig	ja

Tabelle 4 Umsetzung der Richtlinie in ausgewählten EG-Ländern⁴

TPA: Third Party Access

nTPA: negotiated Third Party Access

SB: Single Buyer

Zweifellos werden sich im kommenden Jahr noch einige Änderungen ergeben und die Konturen der verschiedenen Marktöffnungspolitiken besser überblicken lassen.

⁴ Sabine Schulte-Beckhausen, Die Europäische Richtlinie über den Elektrizitätsbinnenmarkt, Gestaltungsmöglichkeiten bei der Umsetzung am Beispiel Deutschland. Vortrag gehalten an der SGU Tagung vom 18. September 1997 in Zürich.

4. Interessengegensätze und Ziele der Liberalisierung in der Schweiz

4.1 Interessengegensätze

In der Schweiz lassen sich folgende Akteure mit spezifischen Interessen identifizieren:

Akteure	Spezifische Interessen
Stromproduzenten und vertikal integrierte Unternehmen	<ul style="list-style-type: none"> - Mindestens Vollkostendeckung - freier Zugang zu traditionellen und neuen Absatzgebieten - langsame Marköffnung, lange Übergangsfristen - Halten, resp. Ausbau der bestehenden Absatzgebiete (Verteilwerke) - möglichst viele gebundene Kunden - vorläufig keine Zulassung von Verteilwerken als zugelassene Kunden - Status des Alleinabnehmers (single buyer) nur an Überlandwerke - Verhindern dass unabhängige neue Erzeuger auf den Markt treten - keine Abtretung von Übertragungsleitungen, keine nationale Netzgesellschaft - grosszügige Abgeltung von stranded investments
Verteilwerke	<ul style="list-style-type: none"> - freien Zugang zu den Strommärkten im In- und Ausland - Status als Alleinabnehmer - Arrondierung der Verteilgebiete zur Senkung der Kosten - stabile, prognostizierbare Einkaufstarife

Akteure	Spezifische Interessen
Berggebiete, Wasserkantone	<ul style="list-style-type: none"> - Halten, resp. Ausbau der Erträge aus der Wasserkraft (ca. 500 Mio. Fr./a) - Halten der Arbeitsplätze - wirtschaftliche Absicherung des Heimfallrechtes - direkter Zugang zu den Märkten mit eigenen Kraftwerken - langfristiges Sicherstellen der Gesamtenergieerneuerung alter Kraftwerke und des moderaten Ausbaus der Wasserkraft - günstige Tarife auch in dünnbesiedelten und abgelegenen Regionen
Industrie, Grossverbraucher	<ul style="list-style-type: none"> - möglichst günstige Tarife - möglichst tiefe Grenzen für zugelassene Kunden - gute Versorgungssicherheit
KleinkonsumentInnen	<ul style="list-style-type: none"> - sinkende Tarife - sichere Versorgung, Service public
Umwelt- und Energiepolitik	<ul style="list-style-type: none"> - kein Ersatz der Wasserkraft durch fossile Energien - weiterhin steigende Effizienz in der Stromanwendung - Stabilisierung des Verbrauchs - sinkende Umweltbelastungen - Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung

Tabelle 5 Stromliberalisierung: Akteure und spezifische Interessen

Diese Zusammenstellung macht deutlich, dass verschiedene Spannungsfelder vorhanden sind, in denen sich die Interessen und Ziele der verschiedenen Akteure widersprechen. Wir versuchen im folgenden Abschnitt jene Ziele herauszuarbeiten, die einerseits Bestandteil der heutigen Politik des Bundes und demokratisch abgestützt sind und andererseits diejenigen, über die ein relativ breiter Konsens in der Schweiz bestehen dürfte.

4.2 Ziele und Randbedingungen der Marktöffnung in der Schweiz

4.2.1 Ziele im engeren Sinne

Als Ziele der Marktöffnung im engeren Sinne können gelten:

1. Harmonisieren der Strommarktstrukturen in der Schweiz mit denjenigen der EG, Realisieren der zentralen Postulate der Richtlinie.
2. Sicherstellen und Verbessern der Marktchancen der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft auf dem internationalen Markt.
3. Ausschöpfen der Effizienzpotentiale in der inländischen Stromproduktion, -übertragung und -verteilung.
4. Sinkende Stromgestehungskosten, insbesondere für die produzierende und exportorientierte Industrie.
5. Werterhaltung der öffentlichen Vermögen und volkswirtschaftlichen Kapitalien in der Stromwirtschaft.
6. Sicherstellen einer sicheren und günstigen Stromversorgung für alle Bezügerkategorien und Regionen und Gewährleistung eines qualitativ hochstehenden Service public.
7. Keine Benachteiligung der KleinkonsumentInnen.

4.2.2 Restriktionen und Ziele im weiteren Sinn

Als Restriktionen bzw. Randbedingungen der Marktöffnungspolitik oder Ziele im weiteren Sinn lassen sich festhalten:

8. Kurz- und langfristige Sicherung der Wasserkraft, Sicherstellung der Erneuerung von Kraftwerken nach Ablauf der Lebensfrist.
9. Keine zusätzliche Umweltbelastungen infolge der Marktöffnung, insbesondere kein Ersatz von Wasserkraft durch fossile Energieträger im In- oder Ausland.
10. Weiterführen der Effizienzsteigerungspolitik in der Stromanwendung und Beibehaltung des Ziels einer Stromverbrauchsstabilisierung ab dem Jahr 2000.
11. Keine Benachteiligung der regenerierbaren Energien wie Sonne, Wind, Biomasse und der Wärme-Kraft-Koppelung.

4.3 Nutzen der Liberalisierung

Ein Nutzen der Liberalisierung des Strommarktes in der Schweiz wird auf mehreren Ebenen erwartet:

- Für die Wirtschaft ergibt sich ein direkter Nutzen durch die günstigeren Beschaffungsmöglichkeiten für Strom und die daraus sich ergebenden geringeren Stromkosten. Bei einer weitgehenden Öffnung (33%) und einer auf lange Sicht eher unwahrscheinlichen Preisreduktion von 2,6 Rp./kWh für die liberalisierten Strommengen ergeben sich Einsparungen der Wirtschaft in der Grössenordnung von insgesamt ca. 400 Mio. Fr. pro Jahr. Gemessen am Bruttoinlandprodukt von ca. 400 Mrd. Fr. (etwa im Jahre 2005), welches zum grössten Teil von der Industrie und den Dienstleistungen erwirtschaftet wird, wären dies Produktionskosteneinsparungen von ca. 0,1%.

Grad der Marktöffnung	8%	19%	33%
Anz. profitierende Unternehmen	ca. 50	ca. 500	bis zu 10'000 ²⁾
jährliche Einsparungen der Wirtschaft ¹⁾	ca. 100 Mio. Fr.	ca. 250 Mio. Fr.	ca. 400 Mio. Fr.

1) bei einer Preisreduktion von 2,6 Rp./kWh

2) abhängig vom gewählten Modell der Marktöffnung (siehe Kap. 6)

Tabelle 6 Zusammenstellung des Nutzens der Wirtschaft bei verschiedenen Graden der Marktöffnung

Ob Einsparungen in dieser Höhe realisiert werden können, ist jedoch fraglich. Da einerseits der Markt schrittweise geöffnet werden soll und somit anfänglich ein kleinerer Teil zutrittsberechtigt ist und andererseits auf längere Sicht die Preisreduktion eher kleiner sein dürfte, werden diese Beträge kaum erreicht werden. Ferner ist zu beachten, dass die einzelnen Betriebe sehr unterschiedlich profitieren werden. Je nach Grad der Marktöffnung beträgt die Zahl der zugelassenen Unternehmen ca. 50 zu Beginn bis zu ca. 280 im Jahr 2003, wenn die gleichen Verbrauchslimiten wie in der EG gelten sollen, bzw. 500 bis ca. 10'000 wenn die selben Quoten wie in der EG erreicht werden sollen. Vor allem grosse Industrie- und Dienstleistungsunternehmen, die in der Regel exportorientiert sind, kommen in den Genuss, wogegen die kleineren, vor allem das Gewerbe leer ausgehen. Bei den zugelassenen Kunden liegen die Kosteneinsparungen im Schnitt in der Grössenordnung von 0,3%.

- Generell wird durch die Liberalisierung eine Ausschöpfung der Rationalisierungsmöglichkeiten auf allen Ebenen der Elektrizitätserzeugung, dem Transport und der Verteilung erwartet. Dieses Rationalisierungspotential von insgesamt etwa 10% (oder etwa 1 Mrd. Fr./a) dürfte allen Teilen der Volkswirtschaft zugute kommen. Ein Teil dieser Kosteneinsparungen wird allerdings auch dazu verwendet werden, die allgemeine Teuerung aufzufangen, so dass die KonsumentInnen nicht im vollen Umfang hiervon profitieren. Ebenso ist fraglich, ob die erzielten Einsparungen an alle Kunden gleichermassen weitergegeben werden.
- Durch eine Liberalisierung analog und parallel zur EG werden die strukturellen Voraussetzungen für eine Teilnahme und Integration der Schweiz in den europäischen Markt geschaffen. Ohne diese Harmonisierung mit der EG wird auf lange oder sogar mittlere Sicht der Export und Import von Strom problematischer werden. So gesehen besteht der grösste Nutzen der Liberalisierung in der Vermeidung von künftigen Nachteilen für die Schweiz.
- Ohne eine Liberalisierung des Strommarktes wird generell auch die Beitrittsfähigkeit der Schweiz zur EG verschlechtert, da jede Insellösung die Integrationsfähigkeit verschlechtert. Aber auch schon bei anderen künftigen Vertragsverhandlungen mit der EG sind Retorsionsmechanismen zu befürchten, die zu Auswirkungen auf Lösungen anderer Dossiers führen können.

5. Wirtschaftliches und europäisches Umfeld

5.1 Wirtschaftliche Entwicklung der Schweiz und der EG, Auswirkungen auf die Elektrizitätsnachfrage

5.1.1 Referenzentwicklung des wirtschaftlichen Umfeldes

Die wichtigsten, den folgenden Berechnungen zugrundeliegenden Annahmen über die Entwicklung der wirtschaftlichen Rahmendaten sind in der folgenden Tabelle 7 dargestellt.⁵ Es geht von den folgenden Voraussetzungen aus:

- Die Wirtschaftsentwicklung ist von einem verhaltenen Optimismus geprägt.
- Das Energiegesetz wird angenommen.
- Eine CO₂-Abgabe wird nicht erhoben.
- Die Bevölkerung wächst von 6,8 Mio. (1990) auf 7,6 Mio. im Jahr 2010, die Zahl der Haushalte von 2,8 Mio. auf 3,5 Mio. Ab 2010 wachsen beide Grössen nur noch langsam und bleiben fast konstant.
- Die Bruttowertschöpfung wächst bis 2020 gegenüber 1990 insgesamt um 65%, wobei die Dienstleistungen ein etwas höheres Wachstum verzeichnen als die Industrie.
- Die Preise für Heizöl und Erdgas steigen bis 2020 gegenüber 1990 um real 7 bis 20%. Bei dieser Entwicklung ist berücksichtigt, dass bereits 1992 das Preisniveau deutlich unter dem von 1990 lag.

⁵ Entsprechend den Grundlagenarbeiten zu den Energieperspektiven des BFE, Szenario IIa

	Einheit	1990	2000	2010	2020
Bevölkerung	1000	6'751	7'380	7'591	7'533
Privathaushalte	1000	2'842	3'205	3'403	3'455
Wohnungen	1000	3'160	3'530	3'780	3'960
Bruttoinlandprodukt	Mrd. Fr.	314	356	444	520
Preis HEL	Fr./GJ	10,7	9,2	9,8	11,5
Preis Erdgas	Fr./GJ		10,3	10,8	12,5
Preis Elektrizität	Fr./GJ	40,6	44,7	45,8	48,1
Zinssatz (real)	%	2,0	2,0	2,0	2,0

Tabelle 7 Entwicklung der wirtschaftlichen Rahmendaten in der Schweiz, Szenario IIa (Referenzentwicklung, reale Preise, Stand 1992)

5.1.2 Anmerkungen zur Referenzentwicklung

Unserer Ansicht nach sind einige der Annahmen aus der heutigen Sicht nicht mehr ganz realistisch wie:

- Eine Energiepreissteigerung der fossilen Energieträger zeichnet sich derzeit keine ab. Es ist im Gegenteil auch in mittlerer Zukunft eher mit Preisabschlägen zu rechnen.
- Das Wachstum des Bruttoinlandproduktes dürfte deutlich geringer ausfallen. Die neuesten Prognosen (KOF, SGZZ) rechnen für 2010 mit einem BIP von 358 Mrd. Fr., also mit einem um 20% geringeren Wert.
- Ähnliches gilt für die Anzahl der privaten Haushalte und die Anzahl der Bevölkerung. Hier rechnet die oben erwähnte Studie 2010 mit 7'443'000 Personen, also mit 2% weniger Bevölkerung.
- Der unterstellte Zinssatz von 2% real scheint etwas tief. Ein Satz von real 3 - 4% dürfte realistischer sein. Der Zinssatz dürfte dabei von der Form der Liberalisierung selber abhängig sein, da die Marktöffnung für die Stromproduzenten die Unsicherheiten vergrössert. Bei einer gegenüber heute höheren Risikoeinschätzung werden höhere Zinssätze zum Ansatz gelangen.
- Die Entwicklung der Wechselkurse hat einen entscheidenden Einfluss auf die künftigen Preisrelationen Schweiz/EG und auf die Zinssätze innerhalb der Schweiz. Steigt der Wechselkurs des Frankens, wie bei der Einführung des EURO erwartet wird, verbilligt sich im Inland der Bezug von ausländischer Energie, gleichzeitig muss mit eher fallenden Zinsen gerechnet werden.

Das Szenario IIa ist jedoch in sich konsistent, ihm liegen umfangreiche Überlegungen und Berechnungen zugrunde. Da es im Folgenden lediglich als Vergleichsmassstab zur Berechnung von Differenzen herangezogen wird, ist eine unveränderte Übernahme gerechtfertigt. Zudem wäre eine Neudefinition eines Referenzszenarios sehr aufwendig und für den Leser verwirrend.

5.2 Die Entwicklung der Stromkosten

5.2.1 Aktuelle Strompreise

Der mittlere Strompreis für Endverbraucher lag im Jahr 1995 bei 17 Rp./kWh: für die Produktion rund 8,5 Rp./kWh, für die Hochspannungsübertragung und Regulierung rund 2 - 2,5 Rp./kWh und für die Verteilung und den Verkauf rund 6 - 6,5 Rp./kWh⁶.

Ab Kraftwerk kosten Bandenergie-**Vertrags**lieferungen zurzeit etwa 4 - 5 Rp./kWh für einen kurzfristigen Vertrag (ca. 1 Jahr) und rund 5 - 7 Rp./kWh für einen mehrjährigen Vertrag (3 - 4 Jahre). Spitzenenergie-Vertragslieferungen kosten etwa 10 Rp./kWh.⁷ In der momentanen Überschusssituation werden aber praktisch keine Spitzenenergieverträge abgeschlossen, der Handel läuft fast ausschliesslich über den Spotmarkt.

Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht über die heutigen Kosten des Stroms und deren Zusammensetzung bei verschiedenen Endverbrauchern in der Schweiz:

⁶ Mutzner, 1996

⁷ Gemäss mündlichen Auskünften aus der Elektrizitätswirtschaft.

In Rp./kWh	Nieder- spannung	Mittel- spannung	Hoch- spannung
Erzeugung	8	8	8
Transport	1	1	1
Reservehaltung, Ausregelung	1,5 - 2	1,5 - 2	1,5 - 2
Transformation und Verteilung Mittelspannung	3	3	
Verteilung Niederspannung	3,5 - 4		
Kundenkosten	2,8	1,5	0,6
Summe	19,8 - 20,8	15 - 15,5	11,1 - 11,6

Tabelle 8 Kosten der Versorgungskette Elektrizität Schweiz 1995

5.2.2 Determinanten der künftigen Strompreise

Kurz- bis mittelfristig besteht im Elektrizitätsbereich ein Angebotsüberhang. Da die variablen Kosten der Stromproduktion relativ gering sind und die Stromnachfrage kurzfristig eher unelastisch ist, führen diese Überschüsse zu grossen Preiseinbussen bei nicht vertraglich absetzbaren Überschussmengen auf dem **Spotmarkt**: Zur Zeit werden für Bandenergie 2 - 4 Rp./kWh, und für Spitzenenergie ca. 6 Rp./kWh ab Kraftwerksklemme verlangt⁸.

Längerfristig (insbesondere aufgrund der Liberalisierung) werden sich die Preise jedoch nach den langfristigen Grenzkosten der neuesten und rentabelsten Produktionstechnologien für die jeweiligen (zeitlichen) Nachfragesegmente richten. Bei grösseren Erneuerungen oder nach Ablauf der Lebensdauer eines Kraftwerkes wird nur neu investiert, falls mit den erwarteten Erträgen die Vollkosten gedeckt werden können. Das führt dann sukzessive zu Preisen, die sich nach den langfristigen Grenzkosten der Elektrizitätsproduktion richten. Infolge der Reservehaltung wird es aber immer wieder vorkommen, dass bei guten Produktionsverhältnissen nicht benötigte Reservekapazitäten kurzfristig auf den Markt kommen und die Preise auf den Spotmärkten unter Druck geraten.

8 Mündliche Angaben der Elektrizitätswirtschaft, Juni 1997

Die künftigen Investitionsentscheidungen werden somit primär durch die folgenden Faktoren beeinflusst:

- Wirtschaftliche Entwicklung in Europa und abgeleitet davon die Entwicklung der Stromnachfrage in Europa
- Entwicklung der Stromproduktions- und der Stromspartechnologien, insbesondere ihrer Kosten
- Rahmenbedingungen für die Produktion wie Abgaben, Gebühren, Umwelt- und Sicherheitsauflagen, etc.
- Öl- und Gaspreisentwicklung sowie Entwicklung der Kohlepreise
- (Realer) Kapitalzinssatz und die darin zum Ausdruck kommende Gegenwartspräferenz und Risikoeinschätzung
- Bei den KKW: Kosten für die Entsorgung der Abfälle und die Stilllegung der KKW, Regelung der Haftung
- Künftige Subventionspolitik für Energieerzeugung insbesondere der französischen Kernenergie und der deutschen Kohle
- Altersstruktur und sich daraus ergebende Erneuerungsdynamik des Kraftwerkparcs
- Entwicklung des Wechselkurses

Bei den aktuellen Energiepreisen haben Gaskombi-Kraftwerke im Mittel- und im Grundlastbereich die tiefsten Gestehungskosten.⁹ Im Spitzenlastbereich (500 - 1'000 Std./a) sind zur Zeit Gasturbinen am günstigsten.

Wie sich jedoch mittel- und langfristig die Energie- und damit die Elektrizitätspreise entwickeln werden, ist kaum prognostizierbar. Es wird daher mit aus heutiger Sicht wahrscheinlichen Werten und Szenarien gerechnet.

5.2.3 Kosten der Stromerzeugung: empirische Werte und Literaturangaben

Die folgenden Angaben zu den Preis- und Kostenentwicklungen stammen von der Prognos AG und sind im wesentlichen zum Szenario IIa kompatibel. Sie wurden während einer Sitzung beim BFE dis-

⁹ BKW, 1996; Prognos, 1996

kutiert und teilweise von der Prognos an die neuesten Erkenntnisse angepasst.

Brennstoff	Einheit	1995	2000	2010	2020
Heizöl S	Fr./t	183	191	212	253
Heizöl EL	Fr./t	326	329	353	421
Steinkohle	Fr./t	71	73	76	88
Erdgas	Rp./kWh	3,7	3,7	3,9	4,5

Tabelle 9 In der Referenzentwicklung unterstellte Entwicklung der Brennstoffpreise für Kraftwerkseinsatz¹⁰ (real, Basis 1995)

Die folgende Tabelle zeigt die variablen Kosten der Stromerzeugung verschiedener Kraftwerkstechnologien. Die Werte sind als Richtwerte zu verstehen. Die Kosten der einzelnen Anlagen können insbesondere bei der Wasserkraft, aber auch bei anderen Kraftwerkstypen stark von diesem Durchschnitt abweichen.

in Rp./kWh	1995	2000	2005	2010
Kleinwasserkraftwerke	7	7	7	8
Laufkraftwerke	3	3	3	3
Speicherkraftwerke	4	4	5	5
Kernkraftwerke	4	4	4	5
Bezug Ausland ¹¹	2,5 - 3	2,5 - 3	4	5
Erdgas GuD-Kraftwerk	3,5 - 5	3,5 - 5	3,5 - 5	3,5 - 5
Dampfkraftwerk	7	7	8	8
Industrie GuD-WKK	5	5	5	6
Siedlung HKW-WKK	6	6	6	6
Siedlung BHKW-WKK	4	4	4	5
KVA, ARA, etc.	7	7	7	7

Tabelle 10 Variable Kosten (Betriebskosten) der Stromerzeugung aus verschiedenen Erzeugungsarten und Energien in Rp./kWh¹²

¹⁰ Prognos, Papier vom 20.6.97, S. 3

¹¹ Schätzung Econcept, 1995 und 2000 wird franz. Atomstrom zu subventionierten Bedingungen angeboten. Ab ca. 2005 entfallen diese Subventionen

¹² Prognos, Papier vom 20.6.97, S. 4

Die folgende Tabelle 11 zeigt die langfristigen Grenzkosten (Vollkosten) der Erzeugung von Elektrizität. Sie wurde von der Prognos¹² unter den folgenden Annahmen zusammengestellt:

- Die Preise gelten ab Kraftwerksklemme, für den Bezug aus dem Ausland ab Schweizer Grenze.
- Der den Berechnungen zugrunde liegende Realzins beträgt 2%.
- Alle Anlagen werden auf 20 Jahre abgeschrieben. Die sich aufgrund der Nutzungsdauer nach 20 Jahren ergebende Restlebensdauer fließt in Form des Restwertes unter Wiederbeschaffungsgesichtspunkten in die Berechnungen mit ein.
- Die Preise gelten für die Schweiz, wobei (nicht zuletzt aufgrund der Marktöffnung) in der Schweiz praktisch die gleichen Preise wie in Europa unterstellt werden.
- Die einseitige Einführung einer Energie- oder CO₂-Abgabe in der Schweiz (ohne eine entsprechende Belastung des importierten Stroms) ist nicht angenommen.
- Es handelt sich um Durchschnittswerte. Bei einzelnen Kraftwerken können erhebliche Abweichungen von diesem Durchschnitt auftreten.

in Rp./kWh	1995	2000	2005	2010
Kleinwasserkraftwerke	32	33	34	35
Laufkraftwerke Neubau und Erneuerung	7	7	7	8
Speicherkraftwerke	17	18	18	18
Speicherkraftwerke Erneuerung ¹³	12	12	12	12
Kernkraftwerke	7	7	8	8
Bezug Ausland	8	8	9	9
Erdgas GuD-Kraftwerk	5,5 - 7	5,5 - 7	5,5 - 7	5,5 - 7
Dampfkraftwerk	8	8	9	9
Industrie GuD-WKK	6	6	7	7
Siedlung HKW-WKK	8	8	8	8
Siedlung BHKW-WKK	8	8	9	9
KVA, ARA, etc.	9	9	9	9

Tabelle 11 Langfristige Grenzkosten (Vollkosten) der Stromerzeugung (Referenzentwicklung) aus verschiedenen Erzeugungsarten und Energien in Rp./kWh¹⁴

¹³ Schätzung **e c o n c e p t**

¹⁴ Prognos, Papier vom 20.6.97, S. 5

5.2.4 Trendbrüche / mögliche Auswirkungen neuer Technologien

Auf mittlere (ca. 10 bis 20 Jahre) und vor allem auf längere Sicht (ab 20 Jahren) sind jedoch Entwicklungen denkbar, die das Stromangebot entscheidend beeinflussen könnten. Hierbei ist Euphorie fehl am Platze und es braucht vor allem Zeit bis sich neue Technologien entwickeln und durchsetzen können. Es sind jedoch heute Technologien sichtbar, bei denen ein Durchbruch passieren könnte und die dann das Gesicht der Stromwirtschaft entscheidend verändern würden.

- Neue Technologien, wie beispielsweise Brennstoffzellen oder in Grossserie hergestellte WKK-Module, sind kurz vor der Markteinführung. Für Brennstoffzellen sind Preise von ca. 1'000 bis 1'500 Fr./kW_{el}¹⁵ angekündigt. Bei einer angenommenen Nutzungsdauer von 2000 h/a und einem Gaspreis von 5 Rp./kWh ergäben sich Strom-Produktionskosten von ca. 12 - 18 Rp./kWh. Dies könnte langfristig (Perspektive 10 bis 30 Jahre) eine erhebliche Verlagerung des im Winter produzierten Stroms hin zu dezentralem WKK-Strom bedeuten. Dieser ist zentral produziertem Strom gegenüber wirtschaftlich im Vorteil, da die Abwärme genutzt (heisst bezahlt) wird. Ferner wird er dezentral ins Netz eingespeisen wodurch gewisse Transformations- und Übertragungskapazitäten eingespart werden können.
- Eine weitere, durch Grossserienproduktion¹⁶ ermöglichte Reduktion der Investitionskosten (pro kW_{el}) bei solchen WKK-Anlagen könnte längerfristig (Perspektive 20 bis 30 Jahre) zusammen mit einer weitgehenden Markttöffnung eine gegenüber heute völlig veränderte Elektrizitätserzeugungsstruktur bewirken. Denkbar wäre, dass dann WKK-Anlagen nur geringfügig teurer als eine konventionelle Wärmeerzeugung und bereits bei gegenüber heute wesentlich tieferen Laufzeiten wirtschaftlich werden. Dies könnte dazu führen, dass beim Ersatz von Wärmeerzeugern standardmässig solche Anlagen eingebaut werden und dadurch nach und nach grosse dezentrale Stromerzeugungspotentiale entstünden. Dies würde die Struktur der Stromerzeugung gegenüber heute radikal verändern.

¹⁵ Mündliche Auskunft VSG, Verband der Schweizerischen Gaswirtschaft

¹⁶ Für das Fahrzeug „Smart“ soll ein Hybridantrieb entwickelt werden, der u.U. auch als stationäre Anlage betrieben werden kann.

- Studien der Erdölindustrie¹⁷ gehen davon aus, dass die Stromproduktion aus Wind und Biomasse bereits heute in vielen Fällen wirtschaftlich ist (Kosten z.T. deutlich unter 10 ¢/kWh) und für photovoltaisch erzeugten Strom etwa im Jahr 2010 diese Marke unterschreiten dürfte. Ab etwa 2020 würde dann weltweit die fossile Stromerzeugung rückläufig und der Strombedarf zunehmend aus regenerativen Quellen gedeckt werden. Wieweit diese Aussagen auf die Schweiz übertragbar sind, ist fraglich und dem Bericht nicht zu entnehmen.

5.3 Entwicklung der Stromnachfrage in der Schweiz und in Europa

Bei der Beurteilung der Entwicklung der Stromnachfrage in der Schweiz und der zu dessen Deckung am geeignetsten Erzeugungsstruktur gehen die Meinungen relativ weit auseinander.¹⁸ In dieser Arbeit wird die in den Energieperspektiven des Bundes veröffentlichte Variante IIa als Referenzentwicklung zugrundegelegt

Die Annahmen zu dieser Referenzvariante sind bereits oben beschrieben, die Auswirkungen auf die Elektrizitätsnachfrage und das Angebot folgen Anhang "Marköffnungsszenarien Schweiz".

Da die Entwicklungen in der Schweiz nicht isoliert von denen im Ausland betrachtet werden können, sind im Folgenden die Entwicklung des europäischen Stromverbrauchs, der europäischen Erzeugungskapazitäten und deren Bedeutung für einen liberalisierten schweizerischen Markt dargestellt. Hierbei sind verschiedene Sichtweisen angebracht:

- Die Entwicklung der UCPTE, also des heute bestehenden mitteleuropäischen Stromverbundnetzes (z.Z. 13 Länder)
- Die Entwicklung von Gesamteuropa nach UNIPED (21 Länder)
- Die Entwicklung in den direkt an die Schweiz angrenzenden Ländern.

17 Shell International Limited (SIL) 1996: The Evolution of the World's Energy Systems

18 Siehe auch Anhang 1: Entwicklung der Stromnachfrage – die Sicht der Elektrizitätswirtschaft

Über die künftige Entwicklung des europäischen Stromverbrauchs liegen keine zusammenfassenden Studien vor. Um aus den vorliegenden Quellen¹⁹ ²⁰ ²¹ Prognosen ableiten zu können, mussten diese zum Teil mit Annahmen ergänzt werden. Die vorliegenden Zahlen sind mit entsprechender Vorsicht zu interpretieren.

Kombiniert man die Angaben der UCPTE über den heutigen Verbrauch des europäischen Verbundnetzes mit den von der IEA geschätzten Wachstumsraten des Stromverbrauchs, so ergeben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten künftigen Verbräuche.

	1995	2000	2005	2010
Verbrauch in TWh	1'629	1'830	2'021	2'196
Höchstlast in GW	263	294	326	355
Veränderung gegen 1995	1,00	1,12	1,24	1,35

Tabelle 12 Aus den Wachstumsraten der IEA sich ergebender Stromverbrauch und Höchstlast der UCPTE-Länder

Bei den von der IEA zugrundegelegten Wachstumsraten ergäbe sich ein Wachstum des europäischen Stromverbrauchs gegenüber 1995 von 12% bis 2000 und von ca. 35% bis 2010.

Ob diese Wachstumsprognosen eintreffen, wird im wesentlichen von den folgenden Faktoren abhängen:

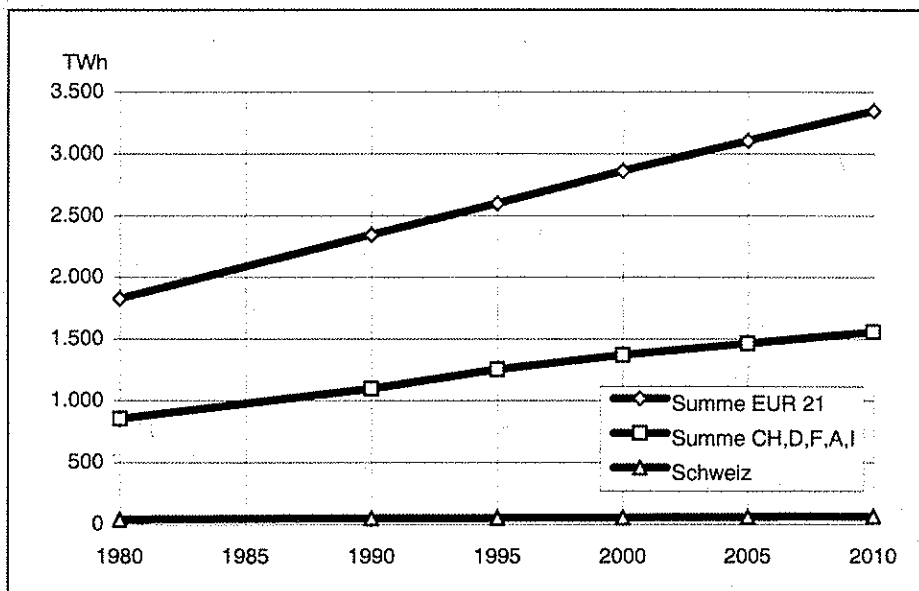
- Wirtschaftswachstum der einzelnen Länder
- Energiepreisentwicklung
- Fortschritte und Akzeptanz von Energieeffizienztechnologien
- Energie(spar)- und Umweltpolitik der einzelnen Länder
- Steuern und Abgaben auf Energie
- Form und Auswirkungen der Liberalisierung
- Entwicklung der Kraftwerkstechnologien.

¹⁹ UCPTE Jahresbericht 1995, S. 30

²⁰ International Energy Agency: Energy Policies of IEA Countries 1996 Review, Paris 1996

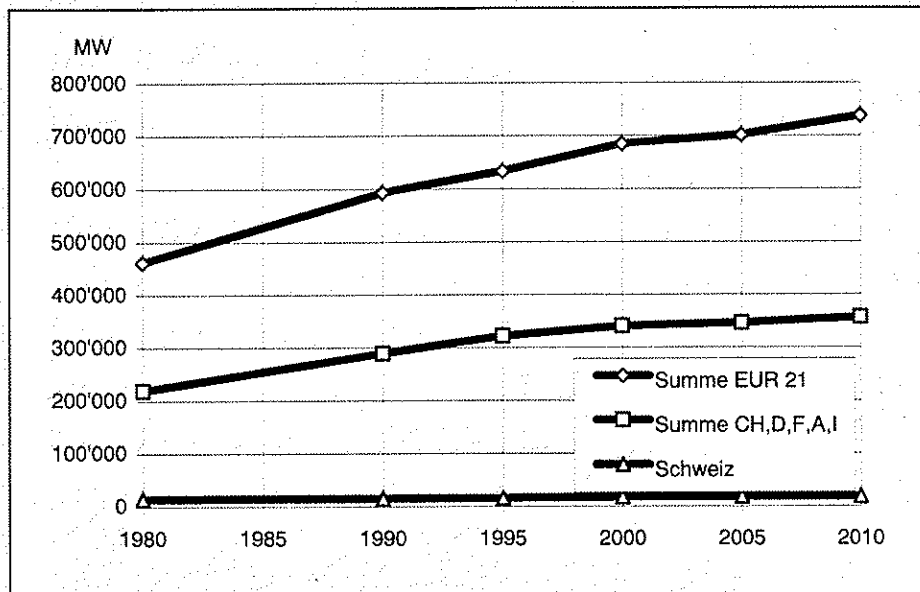
²¹ UNIPED Eurprog 1997, Programmes and Prospects for the European Electricity Sector, Paris 1997

Zu etwas tieferen Ergebnissen kommt ein Bericht der UNIPED. Das Wachstum der Stromnachfrage der 21 europäischen Länder wird in der Zeitspanne 1995 bis 2010 auf 29% geschätzt, dasjenige der Schweiz inkl. der unmittelbar angrenzenden Länder Deutschland, Österreich, Frankreich und Italien auf 24%.



Figur 1. Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage in Europa nach UNIPED

Demgegenüber wird das Wachstum der Erzeugungskapazitäten in Europa auf ca. 17% und das der angrenzenden Länder auf ca. 11% geschätzt (Figur 2).



Figur 2 Entwicklung des Elektrizitätsangebotes in Europa nach UNPEDE

Einem Wachstum der Nachfrage von 1,7 bis 1,4% p.a. steht somit ein Wachstum des Angebotes von 1,1 bis 0,7% p.a. gegenüber. Demnach würde das Angebot ca. 0,3 bis 1,0% p.a. langsamer wachsen als die Nachfrage. Aus der verfügbaren Erzeugungskapazität direkt auf das Erzeugungspotential zu schliessen ist nicht möglich. Im folgenden soll trotzdem der Versuch unternommen werden, das Erzeugungspotential grob abzuschätzen. Das Erzeugungspotential hängt einerseits von der Zusammensetzung des Kraftwerksparks und andererseits von der Charakteristik der Nachfrage ab:

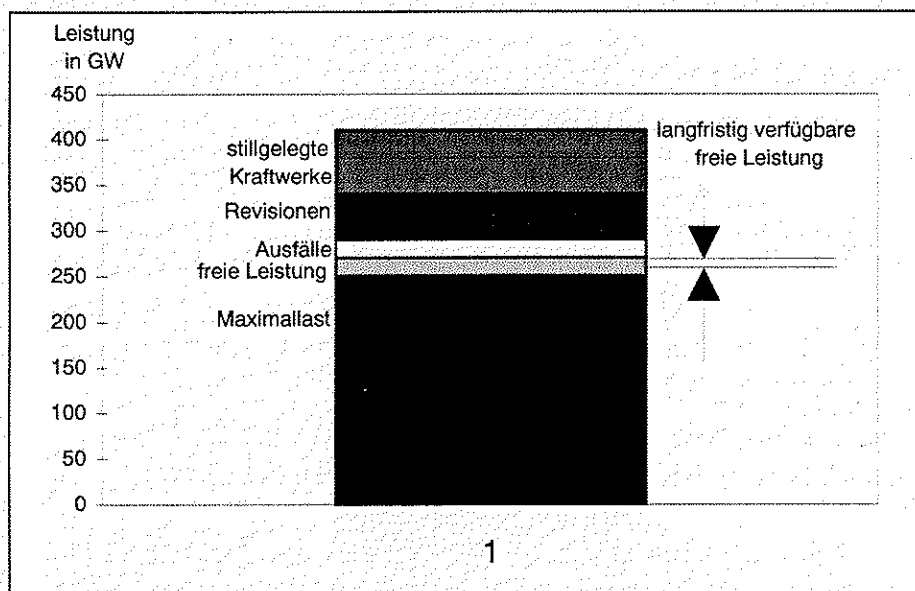
- Jedes Kraftwerk ist nur während einer bestimmten Dauer im Jahr einsetzbar. Stillstandszeiten werden bedingt durch Stilllegungen, Revisionen, Ausfälle, mangelnde Energie (vor allem bei Wasserkraft) oder zu geringe Stromnachfrage. Typische Auslastungszeiten sind z.B. bei Kernkraftwerken ca. 7000 Stunden pro Jahr, bei Speicherkraftwerken ca. 2000 Stunden p.a.
- Die Nachfrage nach Strom ist starken jahreszeitlichen, wöchentlichen und tageszeitlichen Schwankungen unterworfen. Die Erzeugungskapazität muss dabei auf die höchste zu erwartende Lastspitze ausgelegt sein.

- Im Netz muss immer genügend Reserve an Kraftwerksleistung (gesicherte Leistung) vorhanden sein, dass bei Ausfall eines Kraftwerks die fehlende Leistung unmittelbar von anderen Kraftwerken übernommen werden kann. Dies gilt insbesondere auch zu Zeiten höchster Stromnachfrage und bei unvermittelt auftretenden Lastspitzen. Die Differenz zwischen gesicherter und tatsächlich nachgefragter Leistung wird als freie Leistung bezeichnet. Da die gesicherte Leistung immer höher sein muss als die höchste nachgefragte Lastspitze, ist von der freien Leistung nur ein Teil wirklich frei und langfristig einsetzbar. Die erforderliche Höhe der freien Leistung ist nicht zuletzt eine Frage der Grösse des Netzverbundes.
- Zu Zeiten tieferer Nachfrage kann jedoch die zur Deckung von Lastspitzen bereitgehaltene Reserve, also die freie Leistung zur Erzeugung von ungesichertem Strom genutzt werden. Bei Bezug von ungesichertem Strom verpflichtet sich der Abnehmer, auf Verlangen des Stromlieferanten sofort den Bezug einzustellen und somit von ihm beanspruchte Kraftwerksleistung frei zu geben.

Zur Schätzung des Erzeugungspotentials wird auf eine Veröffentlichung der UCPTE²² zurückgegriffen. Zu beachten ist dabei, dass die Mitgliedsländer der UCPTE nicht identisch sind mit den oben bei der UNIPEDe berücksichtigten 21 EG-Staaten. 1995 lag die maximale Belastung des europäischen UCPTE-Netzes mit ca. 250 GW weit unter der vorhandenen Kraftwerkskapazitäten von ca. 410 GW.

Die gesamte freie Leistung in der UCPTE lag (aus den oben dargelegten Gründen) 1995 jedoch nur zwischen 6 und 10% der gesamten Kraftwerksleistung, wovon (nach Ansicht der UCPTE) langfristig ca. 1 - 5% einsetzbar wären.

22 UCPTE Jahresbericht 1995, S. 67



Figur 3 Aufteilung der Kraftwerkskapazitäten der UCPTE 1995

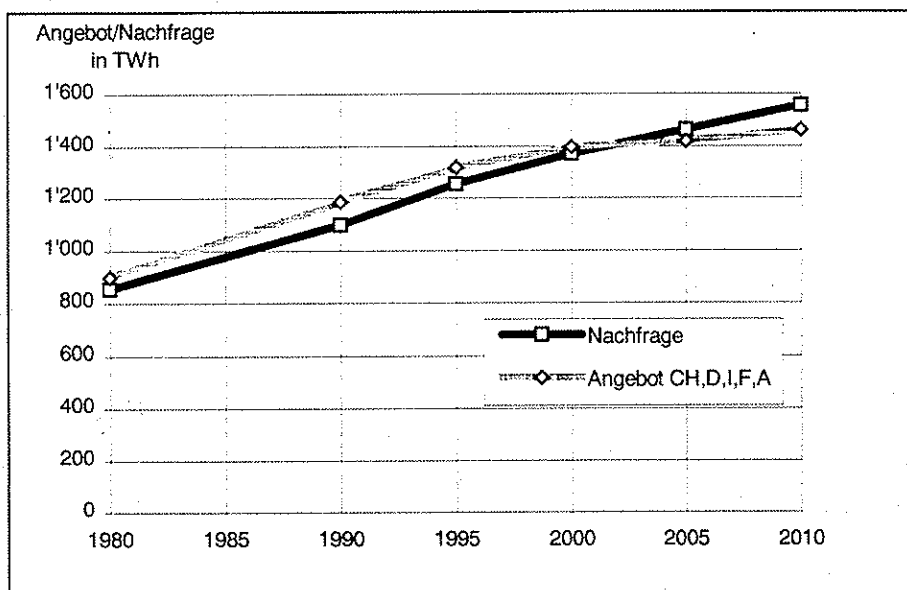
		frei 1995	langfristig ein- setzbar
Potential der	in %	6 - 10	1 - 5
Leistung	in GW	24 - 40	4 - 20
Mögliche Stromproduktion	in %	9 - 14	1,5 - 7
(bei 6000 h/a)	in TWh	144 - 240	24 - 120

Tabelle 13 Schätzung der freien Stromerzeugungskapazitäten und des Erzeugungspotentials der UCPTE 1995²³

In den kommenden Jahren ist ein weiterer Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten in Europa zu erwarten, der jedoch deutlich tiefer ausfallen dürfte, als das Wachstum der Stromnachfrage (siehe auch Figur 2, Seite 38). Hierzu wird die Liberalisierung des Marktes einen entscheidenden Beitrag liefern, da dann nur noch Kraftwerke gebaut werden dürften, wenn deren Vollkosten am Markt durchgesetzt werden können.

²³ UCPTE Jahresbericht 1995, S. 67, Schätzungen **e c o n c e p t**

Geht man davon aus, dass die langfristig einsetzbaren freien Erzeugungspotentiale der Schweiz und der sie angrenzenden Länder in einer ähnlichen Grössenordnung wie die der UCPT-Länder liegen (Annahme für Rechnung 1995: 5%), so ergibt sich die in der folgenden Figur dargestellte Gegenüberstellung von Nachfrage und Erzeugungspotential.



Figur 4 Gegenüberstellung der Entwicklung der Stromnachfrage und der gesicherten Erzeugungspotentiale in CH, D, I, F und A

Aufgrund der obigen Annahmen wären die langfristig einsetzbaren freien Kapazitäten in ca. 5 Jahren aufgebraucht und die heutige Überschusssituation bestünde nicht mehr (Figur 4). Ob die Entwicklung so eintreten wird ist ungewiss, da

- Die Entwicklung der Nachfrage anders verlaufen kann. Es wäre sowohl eine Abschwächung des Wachstums aufgrund von Sparbemühungen oder aufgrund eines schwächeren konjunkturellen Verlaufs als auch ein stärkeres Wachstum aufgrund anziehender Konjunktur denkbar.
- Aufgrund der Liberalisierung Kapazitäten stillgelegt werden können und dadurch die Überschusssituation durch die Anbieter rascher beseitigt wird.

- Durch eine europaweite Reservehaltung eventuell die freien Reserven vergrössert werden und somit die Überschusssituation länger andauert.

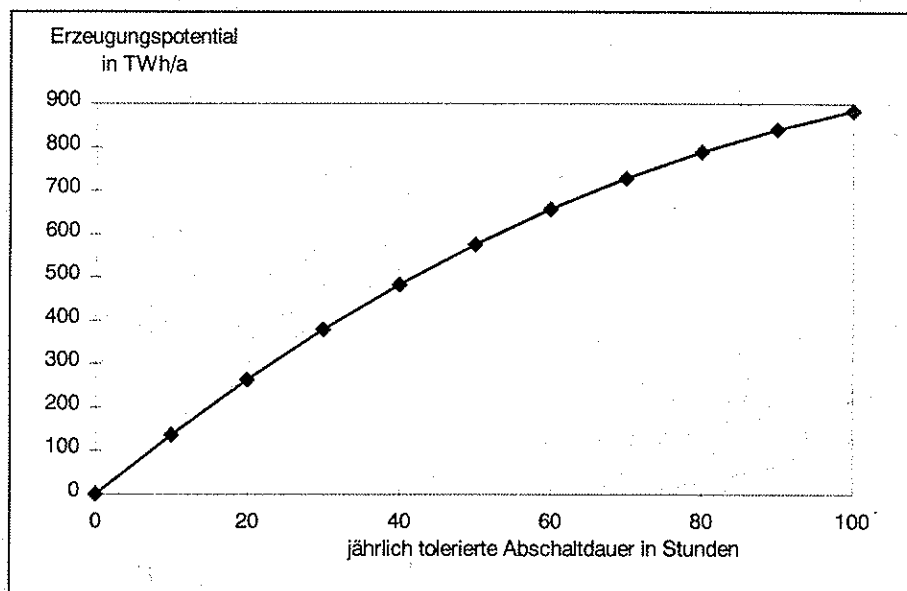
Die obigen Berechnungen gehen davon aus, dass ausschliesslich gesicherter Strom nachgefragt wird. Die Bestimmung der freien Kapazitäten hängt jedoch wesentlich von der Sicherheit des gelieferten Stroms ab. Die sogenannten langfristig einsetzbaren freien Kapazitäten würden eine Nachfrage mit der heute üblichen hohen Versorgungssicherheit decken. Nimmt ein Bezüger jedoch in Kauf, dass er zu Zeiten hoher Netzbelastung keine Bezugsberechtigung hat, so steigen die freien Kapazitäten resp. Erzeugungspotentiale mit Abnahme der geforderten Sicherheit. So wäre es denkbar, dass ein Bezüger ungesicherten Strom bei dem einen Anbieter und die Sicherung dieses Stroms selber übernimmt, darauf verzichtet oder bei einem anderen Anbieter bezieht. Das heisst, es könnten völlig neue Märkte entstehen und sich somit grosse Spielräume bei der Kapazitätsplanung eröffnen.

Entscheidet sich ein Abnehmer, ungesicherten Strom zu beziehen, so reduziert sich im Netz die Nachfrage nach gesichertem Strom, somit entsteht freie Leistung, die in den obigen Berechnungen noch nicht berücksichtigt wurde. Durch den sich bei einer Marktöffnung vermutlich einstellenden Handel mit ungesichertem Strom werden sich also die freien Reserven erhöhen und somit die heutige Überschusssituation länger bestehen bleiben.

Die Abschätzung des Erzeugungspotentials an nicht gesicherter Stromerzeugung ist schwierig, da hierüber noch nur wenig²⁴ Erfahrungen vorliegen. Grundsätzlich ist die Höhe des Erzeugungspotentials abhängig von der Zeit, die ein Bezüger bereit ist, auf die Stromlieferung zu verzichten. Realistischerweise wird diese Zeit in der Grössenordnung zwischen 10 und 100 Stunden pro Jahr liegen. Erschwert wird die Abschätzung des Erzeugungspotentials weiterhin dadurch, dass die Speicherkraftwerke von der Energiemenge her begrenzt sind und eine (freie) Reserve bilden, die für eine höhere Stromnachfrage jedoch gar nicht zur Verfügung steht. Wenn in Zukunft jedoch GuD-Kraftwerke sowohl zur Deckung der Spitzen als

24 Die heute mit Lastmanagement gesammelten Erfahrungen sind nur beschränkt übertragbar, da es sich dabei um die Plafonierung der Nachfrage eines Verbrauchers und nicht um einen von aussen verlangten zeitlich begrenzten Verzicht zu einem bestimmten Bezug handelt

auch der Mittel- und Grundlast gebaut werden, könnte sich diese Situation grundlegend ändern.



Figur 5 Schematische Darstellung des Erzeugungspotentials an ungesicherter Elektrizität in der Schweiz und den angrenzenden Ländern

Für die Produktion von ungesichertem Strom, der nur in Ausnahmefällen abgeschaltet würde (z.B. bei Kraftwerksausfällen), stünde die beim erwarteten Lastmaximum des Netzes vorhandene gesamte freie Reserve (Tabelle 13, Seite 40) zur Verfügung. Allein durch die Nutzung dieser Kapazitäten würden die freien Kapazitäten analog der obigen Berechnungen (Figur 4, Seite 41) bereits für ca. 10 Jahre ausreichen.

5.4 Aktuelle Situation EG-Strommarkt und Entwicklungstendenzen

Entscheidend dafür, wann die Überschusssituation vorbei ist, ist vor allem, ob in Frankreich künftig weitere Atomkraftwerke gebaut werden. Dies ist zumindest fraglich, da der Zubau neuer Kapazitäten auch in Frankreich auf Widerstand stösst, zumal wenn diese Kapazitäten für den Export gebaut werden. Die folgende Tabelle zeigt die heutige Erzeugungsstruktur in den Ländern des heutigen europäischen Stromverbundes.

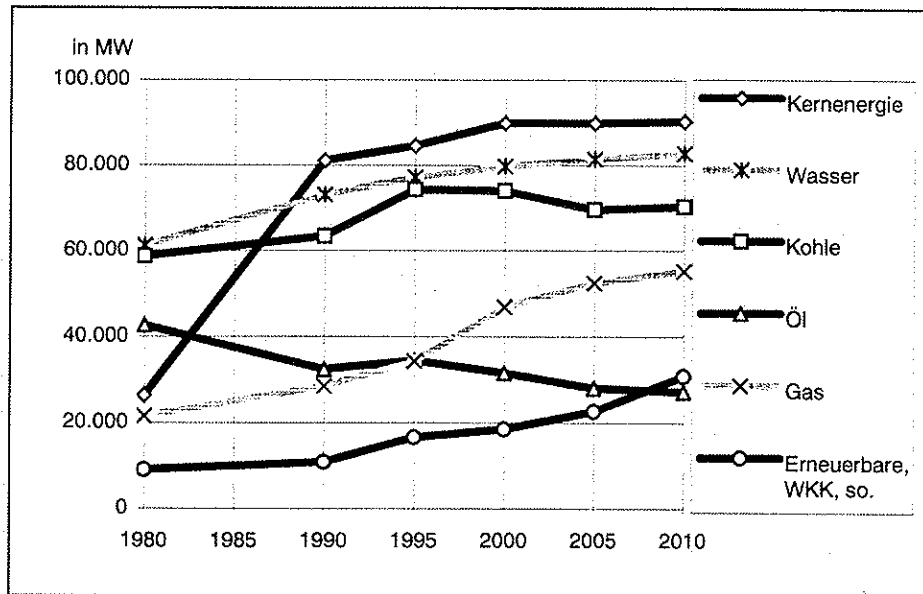
	TWh	%
Konventionelle thermische Kraftwerke	771	46
Kernkraftwerke	627	38
Wasserkraftwerke	265	16
Summe	1'663	100

Tabelle 14 Stromerzeugung und -Struktur in der UCPTE 1995

Zum Vergleich: die Schweiz benötigte 1995 ca. 51 TWh, das sind ca. 3% des UCPTE-Verbrauchs.

In der folgenden Figur sind die vergangenen und die von der UNIPEDE²⁵ prognostizierten Veränderungen der Erzeugungskapazitäten (netto) der Schweiz und der sie angrenzenden Länder dargestellt. Hiernach wird die Kernenergie und die Wasserkraft nur noch einen geringfügigen Zuwachs erfahren, Kohle und vor allem Öl werden zurückgehen, Gas, Erneuerbare und WKK (vermutlich vor allem WKK mit Gas) werden stark zunehmen.

25 UNIPEDE Eurprog 1997, Programmes and Prospects for the European Electricity Sector, Paris 1997



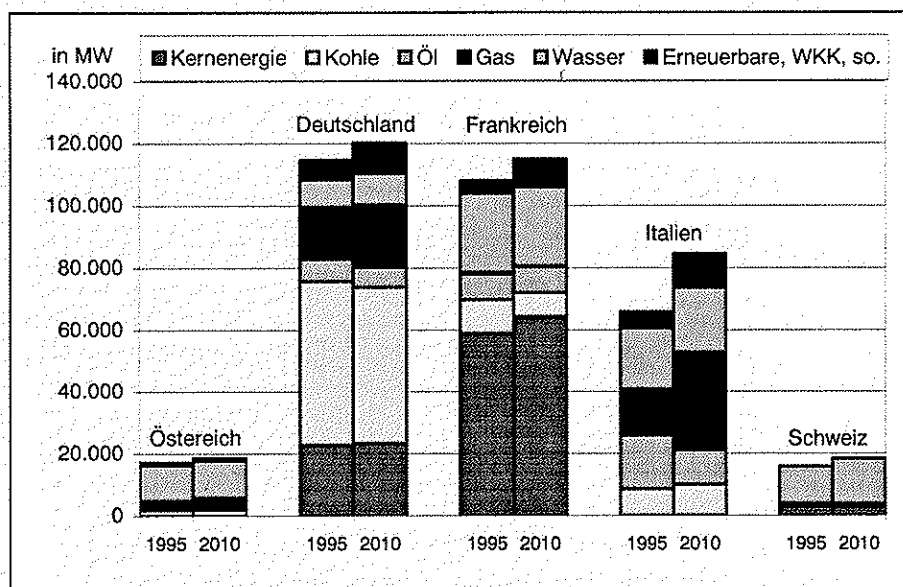
Figur 6 Voraussichtliche Entwicklung der summierten Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern in den Ländern CH, D, I, F, A²⁵

Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in den einzelnen Ländern wird voraussichtlich sehr unterschiedlich verlaufen:

- In Österreich wird ein leichter Zuwachs, vor allem an Gas erwartet.
- In Deutschland ist die Kohle leicht rückläufig, Gas ansteigend, Erneuerbare und WKK nehmen auf tiefem Niveau zu.
- In Frankreich wird eine leichte Steigerung bei der Kernkraft, bei den Erneuerbaren und der WKK erwartet.
- In Italien wird ein grösseres Ansteigen der gesamten Erzeugungskapazitäten erwartet, wobei vor allem Gas aber auch die Erneuerbaren und die WKK zulegen werden. Bei Öl wird ein Rückgang erwartet.
- In der Schweiz wird von der UNIPEPE lediglich eine Steigerung der Erzeugungskapazität bei der Wasserkraft von ca. 20% erwartet. (Das Szenario IIa rechnet im Gegensatz dazu mit einer Steigerung der Stromproduktion aus Wasserkraft um ca. 5%.)

- Da die regenerativen Energien eine jährliche Ausnutzungsdauer von nur 800 bis 2'000 Stunden haben, erscheinen sie in der Darstellung der Erzeugungskapazitäten (Leistungen) stark überhöht gegenüber ihrem tatsächlichen Leistungspotential.

Vor allem der Zubau an Kraftwerkskapazitäten in Italien ist für die Schweiz von Bedeutung. Italien wird künftig erheblich weniger Strom importieren und die Schweiz wird ihre Rolle als Stromtransitland verlieren. Hierbei dürfte Italien mit diesen neuen Kraftwerken zunächst nur zu Spitzenlastzeiten vermehrt Strom selber erzeugen und zu Schwachlastzeiten, wenn auf dem Spotmarkt die Preise tief sind, weiterhin Strom importieren.



Figur 7 Erzeugungskapazitäten 1995 und 2010 der einzelnen Länder nach Energieträgern 1995 und 2010²⁵

Fazit

Der Zubau von Erzeugungskapazitäten in der Schweiz und in den an sie grenzenden Länder wird zwischen 1995 und 2010 im Gegensatz zu den davor liegenden Jahrzehnten stark verlangsamt erfolgen. Lediglich in Italien muss mit einem grösseren Wachstum gerechnet werden. Der Ausbau der Kernkraft wird wahrscheinlich zum Erliegen kommen und Gas wird auf Kosten der Kohle und des Erdöls Marktanteile gewinnen.

5.5 Diskussion der getroffenen Annahmen

Die oben dargestellten Annahmen hinsichtlich des Stromangebotes, des Erzeugungsparks, des Modalsplits und der Nachfrage, die bei der Referenzentwicklung unterstellt werden, beruhen z.T. auf älteren Zahlen und berücksichtigen unter anderem die Auswirkungen der Marktöffnung nicht. Sie müssen aus heutiger Sicht stark relativiert werden, wobei genauere oder treffendere Prognosen kaum möglich sind.

Vor allem die folgenden Bemerkungen wären zu berücksichtigen:

- Die variablen Kosten sind insbesondere beim Bezug aus dem Ausland ungewiss: die künftigen Subventionen der französischen Kernkraftwerke, der deutschen Steinkohle und die Stromangebote von Staaten Osteuropas können heute nur schwer eingeschätzt werden, auch wenn sie von der EG im Prinzip verboten sind (Es sind zahlreiche Formen indirekter oder versteckter Subvention denkbar, die nicht kontrolliert werden können).
- Nach Prognos sind ausser bei der Kernkraft die regionalen Brennstoffpreisunterschiede innerhalb der EG sehr gering. Öl und Gas ist in den Beneluxstaaten ca. 5% günstiger als im übrigen Europa. Ob dies so auch für die künftigen Brennstoffpreise in der Schweiz gilt, ist ungewiss. Da der Stromtransport mit Verlusten verbunden ist, bewirken einheitliche Brennstoffpreise, dass Kraftwerke da gebaut werden, wo der Strom gebraucht wird.
- Die Einführung einer Energieabgabe auf fossile Energieträger in der Schweiz würde diese beispielsweise regional gegenüber der EG verteuern. Ohne entsprechende Gegenmassnahmen würde dadurch die Stromerzeugung im Inland gegenüber dem Stromimport verteuert.
- Prognos geht davon aus,²⁶ dass bei der Kernenergie regionale Brennstoffpreisunterschiede bestehen bleiben. 1995 entsprach der Preis für Kernbrennstoff in Frankreich, das selber über die entsprechenden industriellen Kapazitäten zur Aufbereitung und Entsorgung von Brennstoffen verfügt, knapp 60% verglichen mit demjenigen in der Schweiz oder in Deutschland, ab 2000 bis 2020 rechnen sie mit einem Faktor von 75%.

²⁶ Prognos, Energiereport II, S. 452

- Die aufgeführten variablen Kosten der Wasserkraftwerke (z.B. im Umfang von knapp 50% bei Laufkraftwerken) scheinen bei den Lauf- und bei den Speicherkraftwerken eher hoch.
- Die Investitionskosten für GuD-Kraftwerke sind in den letzten Jahren stark gefallen. Bei den aktuellen Energiepreisen haben Gaskombi-Kraftwerke im Mittel- und Grundlastbereich zurzeit die tiefsten Gestehungskosten.²⁷ Die obigen Gestehungskosten (Vollkosten, vgl. Tabelle 11) sind daher unserer Ansicht nach zu hoch.
- Die fallenden Investitionskosten für Gaskraftwerke (auch reine Gasturbinen) bewirken überdies, dass die künftigen Kosten für die Bereitstellung von Spitzenstrom fallen dürften. Es ist durchaus denkbar, dass Spitzenstrom in Zukunft durch Gasturbinen bereitgestellt wird. Dies wird dann die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von Spitzenstrom aus Wasserkraftwerken stark in Frage stellen.
- Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der GuD-Kraftwerke ist der künftige Gaspreis (resp. Ölpreis, da diese Kraftwerke grundsätzlich auch mit HEL betrieben werden können). Wir gehen von der folgenden Hypothese aus: Ähnlich wie auf dem Wärmemarkt wird sich auf dem Brennstoffmarkt für die Stromerzeugung ein anlegbarer Gaspreis ausbilden. Dieser orientiert sich an der billigsten alternativen Stromerzeugungsmöglichkeit. Der Gaspreis wird so gesetzt, dass es sich bei gegebener Technik und gegebenen Vorschriften gerade noch lohnt, aus Gas Strom zu erzeugen. Das bedeutet, dass die Stromerzeugung aus Gas auch langfristig (relativ zu den anderen Stromerzeugungsmöglichkeiten) wirtschaftlich bleiben wird. In diesem Zusammenhang ist wichtig, dass die Reichweite der Weltenergieserven derzeit für das Erdgas günstiger beurteilt wird als beim Erdöl und beim Natururan²⁸.
- Eine mögliche Reaktion der Anbieter auf die Strommarktiliberalisierung wäre, einen Teil der freien Erzeugungskapazitäten aus dem Markt zu nehmen und somit die Überschusssituation zu beenden. Hierdurch würde sich das Angebot geringer entwickeln als erwartet.

27 Bei Investitionskosten von 1'200 Fr./kW und Gaskosten für Bandlieferungsverträge für Grosskunden von 1,5 Rp./kWh und 40 Fr./kW*a ergeben sich Stromgestehungskosten von 5,5 bis 7 Rp./kWh

28 Prognos, Energiereport II, S. 83, siehe auch Anhang 2: Exkurs zur Verfügbarkeit der Gasvorräte

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass

- bestehende Kraftwerke solange betrieben werden, wie die zu erzielenden Erlöse höher als die variablen Kosten (Betriebskosten) sind.
- neue Kraftwerke nur gebaut werden, wenn die zu erzielenden Erlöse die Vollkosten decken. Dies gilt auch für Erneuerungs- bzw. Ersatzinvestitionen.

6. Markttöffnungsszenarien Schweiz

6.1 Einleitung

Um die möglichen Auswirkungen der verschiedenen Formen einer Strommarkliberalisierung in der Schweiz auf die Elektrizitätswirtschaft und auf die Verbraucher abzuschätzen wurden Szenarien entwickelt, die mit einer Referenzentwicklung verglichen wurden. Die Annahmen und ausführlichen Ergebnisse der Szenarioberechnungen sind im Anhang dargestellt. In diesem Kapitel sind die für die folgenden Argumentationen wichtigen Annahmen und Ergebnisse zusammengefasst.

Die Szenarien stellen keine Prognose der künftigen Entwicklungen dar, es wäre vermessen, über einen Zeitraum von mehr als zehn Jahren verlässliche Vorhersagen treffen zu wollen. Sie sind ein hypothetisches Modell und dienen dazu unter ceteris paribus die Mechanik zu verstehen, welche bei einer Markttöffnung wirkt.

Es werden drei sich grundsätzlich unterscheidende Szenarien untersucht und mit einer Referenzentwicklung verglichen:

- Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten
- Liberalisierung analog EG-Quoten
- Vollständige Markttöffnung ab 2010.

6.2 Randbedingungen und Ergebnisse

Alle Szenarien gehen von einem Überangebot an Kraftwerkskapazitäten aus, was dazu führt, dass Elektrizität auf dem freien Markt zu einem tieferen Preis, als in der Referenzentwicklung angenommen, angeboten wird.

Im gegenwärtigen Zeitpunkt kann nicht genau gesagt werden, ob und wie weit sich die Preise zurückbilden werden. In den Szenarien wird

daher mit einem konstanten und eher hohen Preisabschlag gerechnet, um die maximal möglichen Auswirkungen einer Marktöffnung aufzuzeigen. Die wirklichen Auswirkungen dürften dann – zumindest nach einem Zeitraum von 5 bis 10 Jahren – nach dem Abbau der freien Kapazitäten in Europa bedeutend geringer ausfallen als die Ergebnisse der Berechnungen.

6.2.1 Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten

In diesem Szenario werden die Überlandwerke als Alleinabnehmer eingesetzt und Kunden ab einem bestimmten Jahresverbrauch (1999: 40 GWh, 2000: 20 GWh, 2003: 9 GWh) sind berechtigt, ihren Stromlieferanten frei zu wählen, während Verteilunternehmen keinen freien Marktzugang erhalten.

6.2.2 Liberalisierung analog EG-Quoten Variante a, tiefere Limiten

Bei diesem Szenario soll auch in der Schweiz das von der EG formulierte Liberalisierungsziel (1999: 23%, 2000: 28%, 2003: 33%) weitgehend erreicht werden.

Die Liberalisierungsgrenzen werden gesenkt, das heisst es werden mehr Endkunden zutrittsberechtigt. Verteilwerke werden nicht zugelassen.

6.2.3 Liberalisierung analog EG-Quoten Variante b, teilweise Zulassung der Verteilwerke

Die Liberalisierungsgrenzen bleiben gleich wie im Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten", jedoch werden neben den Endkunden auch Verteilwerke zum Markt zugelassen. Diese Zulassung erfolgt

- im Inland vollständig, jedoch mit der Auflage eine bestimmte Quote des beschafften Stroms aus regenerativer Energie (vor allem Wasserkraft) zu beziehen

- gegenüber dem Ausland nur insoweit, bis das von der EG formulierte Liberalisierungsziel erreicht ist.

6.2.4 Vollständige Markttöffnung ab 2010

Dieses Szenario geht von einer vollständigen Markttöffnung ab 2010 aus. Dabei wird nur die Entwicklung ab 2010 betrachtet, ob vorher eine Liberalisierung gemäss EG Verbrauchslimiten oder eine Liberalisierung nach EG-Quoten eingeführt wurde, ist unerheblich. Als Zeitschnitt sind die Auswirkungen im Jahr 2020 angegeben. Da bei den Berechnungen der Prognos ein stetiger Verlauf aller der wirtschaftlichen Entwicklungen und der Rahmenparameter angenommen wird, unterscheiden sich die Zwischenergebnisse der einzelnen Jahre (2010 bis 2030) kaum voneinander. Somit stehen die Werte von 2020 stellvertretend für die Auswirkungen einer vollständigen Liberalisierung nach 2010.

Im Gegensatz zu den beiden anderen Szenarien wird mit zwei Preisvarianten gerechnet. Die eine Variante rechnet damit, dass auf den Märkten der hohe Konkurrenzdruck und das Überangebot bestehen bleibt und alle Kunden einen Preisabschlag von 2,6 Rp./kWh erhalten. Die untere Variante rechnet weiterhin mit einer Konkurrenzsituation auf den Märkten, aber mit einer Reduktion des Überangebotes, so dass sich ein Gleichgewichtspreis bei den langfristigen Vollkosten der Erzeugung mit einem Abschlag von 1,0 Rp./kWh gegenüber der Referenzentwicklung einstellt.

	Liberalisierung gemäss EG- Verbrauchslimiten	Liberalisierung analog EG-Quoten (Variante a)	Liberalisierung gegenüber EG analog EG-Quoten (Variante b)	Vollständige Markttöffnung ab 2010
Zulassungsgrenze Kunden				
1999	> 40 GWh/a	> 5 GWh/a	> 40 GWh/a	
2000	> 20 GWh/a	> 2 GWh/a	> 20 GWh/a	
2003	> 9 GWh/a	> 0,5 GWh/a	> 9 GWh/a	
2010				alle
Umfang der Zulassung Verteilwerke				
1999			15%	
2000			16%	
2003			17%	
2010				alle
Anzahl berechnete Kunden				
1999	49	496	49	
2000	114	1'400 - 1'700	114	
2003	ca. 280	6'900 - 8'700	ca. 280	
2010				alle
Anteil am Landesverbrauch				
1999	8%	19%	23%	
2000	12%	24%	28%	
2003	16%	30%	33%	
2010				100%
Unterstellte Preisreduktion für berechnete Kunden				
	2,6 Rp./kWh	2,6 Rp./kWh	2,6 Rp./kWh	2,6 Rp./kWh (1,0 Rp./kWh) ¹⁾
Mehrverbrauch aufgrund der niedrigeren Preise				
2000	0,3%	0,5%	0,5%	
2002	0,4%	0,6%	0,6%	
2005	0,5%	0,7%	0,7%	
2020	0,5%	0,7%	0,7%	0,9% (0,3%)
Mindererträge der Elektrizitätswirtschaft in %				
2000	-1,2%	-2,7%	-2,7%	
2002	-1,8%	-3,3%	-3,3%	
2005	-2,5%	-4,2%	-4,2%	
2020	-2,6%	-4,4%	-4,4%	-13,7% (-5,2%)
Mindererträge der Elektrizitätswirtschaft in Mio. Fr.				
2000	100 Mio. Fr.	230 Mio. Fr.	230 Mio. Fr.	
2002	160 Mio. Fr.	300 Mio. Fr.	300 Mio. Fr.	
2005	230 Mio. Fr.	390 Mio. Fr.	390 Mio. Fr.	
2020	275 Mio. Fr.	465 Mio. Fr.	465 Mio. Fr.	1'200 (450) Mio. Fr.

1) Dieses Szenario wurde mit zwei Varianten gerechnet, Werte in Klammern gelten für die tiefere Preisreduktionsvariante

Tabelle 15 Vergleichende Gegenüberstellung der Szenarien

6.3 Beurteilung der Ergebnisse

6.3.1 Auswirkungen auf die Endverbraucherpreise

Im gegenwärtigen Zeitpunkt ist eine exakte Prognose der Preise nicht möglich. Für die Szenarioberechnungen gehen wir davon aus, dass für die gebundenen Kunden tendenziell unveränderte Preise gelten und für die berechtigten Kunden sich ein Preis einstellt, der etwa den variablen Kosten der heutigen Stromerzeugung in einem ausländischen Kraftwerk (inkl. Transport) entspricht. Dies würde gegenüber den Referenzpreisen ein Preisabschlag von ca. 2,6 Rp./kWh²⁹ bedeuten.

Die Minderaufwendungen der Endverbraucher entsprechen direkt den Einnahmehausfällen bei der Elektrizitätswirtschaft und sind daher in der Tabelle 15 nicht separat aufgeführt. Im Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten" profitieren nur wenige Grosskunden fast ausschliesslich aus der Industrie von den Preisreduktionen. Im Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten" profitieren in der Variante a (tiefere Verbrauchslimiten) ein grosser Teil (gemessen am Gesamtverbrauch der Branche 45 bis 65%) der Industrie- und ein kleinerer Teil (15 bis 32%) der Dienstleistungskunden von den tieferen Preisen. In der Variante b (teilweise Zulassung der Verteilwerke gegenüber der EG) gelangen auch die nicht berechtigten Kunden in den Genuss der tieferen Strompreise. Insgesamt sind die Einsparungen in der Variante a und b etwa gleich, der Unterschied besteht in der anderen Verteilung auf die einzelnen Subjekte der Wirtschaft.

6.3.2 Auswirkungen auf die Nachfrage

Die Auswirkungen auf die Nachfrage nach Elektrizität aufgrund der tieferen Preise sind in allen Szenarien relativ gering und liegen weit unterhalb der Prognosegenauigkeit der Referenzentwicklung. Da es

²⁹ Geht man von heutigen Erzeugerpreisen von 8 Rp./kWh aus (siehe Kapitel 5.2.1, Aktuelle Strompreise), so ergäbe sich bei einem Abschlag von 2,6 Rp. ein Erzeugerpreis von 5,4 Rp./kWh. Dieser dürfte nach den Ausführungen in Kapitel 5.2.3, Kosten der Stromerzeugung: empirische Werte und Literaturangaben, die untere Grenze sein, auf die der Preis über längere Zeit fallen wird.

sich aber um Differenzbetrachtungen handelt, spielt die Genauigkeit der Referenzberechnung keine Rolle. Trotz des eher geringen Ausmasses ist der Mehrverbrauch unerwünscht und läuft den Bemühungen der Energiepolitik entgegen.

6.3.3 Auswirkungen auf Produktion, Import und Export

Die kurzfristigen Auswirkungen aller Szenarien auf die Produktions-, die Import- und die Exportmengen dürften in den ersten Jahren nach der Marktöffnung eher gering sein. Wir gehen davon aus, dass die schweizerischen Anbieter gezwungen sein werden, dem Preisdruck nachzugeben und ihre Elektrizität zu konkurrenzfähigen Preisen anzubieten. Die in der Schweiz dominierenden Wasser- oder Kernkraftwerke anders zu betreiben (geringer auszulasten) macht wenig Sinn, da deren Fixkostenanteil hoch ist und auch mit einem nicht kostendeckenden Preis noch lange ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann.

Längerfristig dürfte die Marktöffnung jedoch zu einer Veränderung der Erzeugungsstruktur führen. Da Mischkalkulationen und Kostenüberwälzung auf die Verbraucher nur noch beschränkt möglich sein werden, werden nur noch Investitionen getätigt, die sich über die zu erzielenden Marktpreise amortisieren lassen. Bei den heutigen Preisrelationen bedeutet das ein Trend hin zur Stromerzeugung aus Gas. Der Neubau sowohl von Kernkraft- als auch von Wasserkraftwerken dürfte zum Erliegen kommen.

Es ist allerdings anzunehmen, dass die Schweiz aufgrund ihrer grossen Kapazität an Speicherenergie eine gewisse Rolle als Spitzenenergieexporteur und Bandlastimporteur behalten wird. In der heutigen Überschusssituation ist jedoch ein Preiszerfall von Spitzenlaststrom zu beobachten, so dass momentan die Erlöse aus dem Verkauf von Spitzenlast rückläufig sind. Ob sich in Zukunft die Preise für Spitzenlast wieder erholen werden, ist eine offene Frage. Aufgrund der gesunkenen Investitionskosten könnten GuD-Anlagen oder auch nur Gasturbinen zur reinen Spitzenlastdeckung gebaut werden und somit die Preise auf einem tiefen Niveau stabilisieren.

6.3.4 Fallende Erträge der Elektrizitätswirtschaft

Die oben aufgeführten Mindereinnahmen gelten für die Elektrizitätswirtschaft insgesamt. Der Transport und die Verteilung von Elektrizität bleiben weiterhin Gebietsmonopole und werden somit von der Marktöffnung weniger tangiert. Die Mindereinnahmen treffen somit nur die Erzeugung und ergeben dort somit – relativ betrachtet – einen höheren anteilmässigen Anfall.

Geht man davon aus, dass die Produktionskosten ungefähr die Hälfte der Gesamtstromkosten betragen, so bedeutet dies Einnahmenausfälle, die relativ etwa doppelt so stark ins Gewicht fallen, wie wenn diese auf den Gesamtumsatz der Elektrizitätswirtschaft bezogen werden. Die Stromproduktion muss also im Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten" mit Einnahmenausfällen von ca. 2% im Jahr 2000 und ca. 5% im Jahr 2005 rechnen. Beim Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten" wären es ca. 5 bis 9% und bei der vollständigen Marktöffnung ab 2010 10 bzw. 28%. Dies ist eine Durchschnittsbetrachtung und kann für einige Produktionsanlagen durchaus dramatischer ausfallen. Hierzu kommt, dass durch die Liberalisierung in der EG die Erlöse aus dem Export von Elektrizität³⁰ noch weiter zurückgehen könnten und somit die Einnahmenverluste noch dramatischer ausfallen. Diese Verluste würden allerdings auch ohne eine Liberalisierung innerhalb der Schweiz auftreten.

Zur Kompensation der Einnahmenausfälle bei der Produktion bieten sich der Elektrizitätswirtschaft diverse Kosteneinsparungsmöglichkeiten, mit denen zumindest ein Teil der Ausfälle abgedeckt werden kann:

- Einsparungen beim Betriebspersonal, Automatisierung
- Zusammenlegung von Gesellschaften
- Redimensionierung von Erneuerungsprojekten
- Reduktion der Wasserzinsen, Abgaben und des Gewinns
- Angebot neuer Produkte und Dienstleistungen
- andere.

³⁰ In den letzten Jahren konnte für den Export von Strom im Schnitt ein Betrag von 5,7 Rp./kWh gelöst werden.

6.4 Fazit

6.4.1 Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten"

Eine Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten führt zu einer begrenzten Markttöffnung. Nur wenige grosse Industriebetriebe können profitieren. Die Auswirkungen auf die gesamte Elektrizitätswirtschaft sind gering und können vermutlich durch Gegenmassnahmen aufgefangen werden. Möglicherweise kommen einige Produktionsbetriebe in Schwierigkeiten. Der Druck der Industrie auf die Elektrizitätspreise wird aufgefangen.

6.4.2 Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten", Variante a, tiefere Limiten

Eine Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten führt zu einer weitergehenden Markttöffnung. Etwa zwei Drittel aller Industriebetriebe und ein Drittel der Dienstleistungsbetriebe können profitieren. Die Auswirkungen auf die gesamte Elektrizitätswirtschaft sind spürbar, können aber vermutlich grösstenteils durch Gegenmassnahmen aufgefangen werden. Wahrscheinlich kommen einige Produktionsbetriebe in Schwierigkeiten. Der Druck der Verbraucher auf die Preise wird aufgefangen. Die von der EG vorgegebenen Liberalisierungsziele können nicht ganz erreicht werden.

6.4.3 Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten", Variante b, teilweise Zulassung der Verteilwerke

Werden die Verteilwerke im Inland vollständig und gegenüber dem Ausland mit einer bestimmten Quote am Markt zugelassen (Variante b), können auch die gebundenen Kunden von der Markttöffnung profitieren. Die Zahl der zugelassenen Kunden, die von der Markttöffnung in einem höheren Masse profitieren, wäre dann entsprechend kleiner. Die von der EG vorgegebenen Liberalisierungsziele können erreicht werden. Die finanziellen Auswirkungen auf die Produktionsbetriebe sind praktisch gleich mit denen der Variante a. Durch die Verpflichtung der Verteilwerke, einen bestimmten Prozentsatz aus regenerati-

ver Energie zu beschaffen, kann die Erhaltung der Wasserkraft gesichert werden.

6.4.4 Szenario vollständige Markttöffnung ab 2010

Bei einer vollständigen Markttöffnung und einem Preisabschlag von 2,6 Rp./kWh würden die Produktionsanlagen empfindlich getroffen werden. Ca. 30% Einnahmenverluste sind auch durch massive Einsparungen nur schwer zu kompensieren. Es ist jedoch sehr unwahrscheinlich, dass bis 2010 das Überangebot so gross bleibt, dass die Preisdifferenz 2,6 Rp./kWh gegenüber der Referenz bestehen bleibt, zumal durch die vollständige Markttöffnung auch mehr Nachfrage am freien Markt auftritt, was tendenziell das Angebot verringert.

Der wesentlich wahrscheinlichere Fall, dass sich eine Preisdifferenz in der Grössenordnung von ca. 1,0 Rp./kWh einpendelt, würde zu Einnahmenausfällen führen, die unserer Ansicht nach durch Rationalisierungen und gut geplante Investitionen in der Zeit vor 2010 aufgefangen werden können.

7. Exkurs zur Preisbildung im liberalisierten Markt

7.1 Vorbemerkungen

Eine der Kernfragen der Liberalisierungspolitik lautet: Wie beeinflusst die Marktöffnung die Strompreise? Wie tief können die Angebotspreise sinken? Generell herrscht die Meinung vor, es werde eine deutliche Preissenkung geben. Bei der Bezifferung des Ausmasses jedoch und vor allem bezüglich der Dauer der Niedrigpreisphase scheiden sich die Geister. Trotzdem ist gerade diese Frage von zentraler Bedeutung, wenn man die Auswirkungen verschiedener Liberalisierungsmodelle einigermaßen zuverlässig beziffern will.

Zurzeit ist uns kein Modell bekannt, dass die Mechanismen der Preisbildung im teil- oder vollliberalisierten Strommarkt konsistent und plausibel abbildet. Es soll deshalb an dieser Stelle versucht werden, einige Grundregeln der Preisbildung zu erfassen und daraus Schlussfolgerungen abzuleiten. Zu diesem Zweck ist es notwendig zu unterscheiden zwischen den Mechanismen in einem wirklich liberalisierten Markt einerseits und denjenigen in einem teilliberalisierten Markt, in dem unterschiedlichste Störungen der Marktkräfte möglich sind.

7.2 Preisbildung im liberalisierten Markt

Es sind relativ einfache Regeln, die erlauben die Preisentwicklung im liberalisierten Markt abzuschätzen. Diese setzen allerdings voraus, dass die Marktkräfte nicht durch Interventionen und Subventionen wie beispielsweise Kohlepfennig, Förderung der ostdeutschen Braunkohle oder der französischen Kernkraft, "take or pay"-Verträge etc. gestört werden. Sie lauten:

1. Im liberalisierten Markt sinken die Preise, solange Überkapazitäten auf der Angebotsseite vorhanden sind. In dieser Zeit sind die

- teureren Produzenten nicht in der Lage, ihre Vollkosten am Markt zu decken.
2. Ein Produzent produziert und verkauft trotzdem solange weiter, als seine variablen Kosten mindestens gedeckt sind. Er kann auf diese Weise immer noch einen Kostendeckungsbeitrag erzielen.
 3. Werke mit tiefen variablen Kosten, z.B. Wasserkraftwerke, versuchen immer den höchst möglichen Deckungsbeitrag zu erzielen. Mit anderen Worten, preisrelevant sind jene Werke im Markt mit den höchsten variablen Kosten.
 4. Bei sinkenden Verkaufserlösen und ungestörtem Markt würden als erste Gruppe die kohlebefeuernden Dampfkraftwerke aus der Produktion gehen. Sie weisen variable Kosten von 6 - 7 Rp./kWh³¹ auf. Die installierte Kapazität an Kohlekraftwerken im Zentraleuropa beträgt einige zehntausend MW. Eine Stilllegung eines Teils dieser Kapazitäten würde dazu führen, dass bei Strompreisen von rund 6 Rp./kWh Angebot und Nachfrage in Zentral- und Westeuropa in etwa ausgeglichen wäre. Allerdings ist gerade der Kohlebergbau und die Kohleverstromung stark von politischen und regionalökonomischen Kriterien geprägt. Ob im Rahmen der Liberalisierung auch solche Rücksichten wegfallen, kann zurzeit noch nicht abschliessend beantwortet werden. Dazu kommt, dass sich auch die Preise für Primärenergieträger verändern können und verändern werden. Insbesondere besteht die Möglichkeit in Deutschland und anderen zentraleuropäischen Ländern, einheimische Kohle durch billigere Importkohle zu ersetzen. Damit verändern sich auch die variablen Kosten der Kohlekraftwerke beträchtlich. Trotzdem bleibt im Grundsatz die Aussage bestehen: die untere Preisgrenze für Strom im liberalisierten Überschussmarkt liegt dort, wo die höchsten variablen Kosten eines relevanten Teils (5 - 10%) der Kraftwerkskapazität liegen.
 5. Solange stillgelegte Kapazitäten nicht definitiv aus dem Markt gehen, wird sich der Strompreis nicht wesentlich über die Grenze der höchsten variablen Kosten erholen können. Sobald nämlich höhere Preise realisiert werden könnten, würden auch vorübergehend stillgelegte Werke wieder in Betrieb genommen und damit erneut ein Überangebot entstehen.
 6. Grundsätzlich gilt, dass derartige Marktsituationen mit Preisen, die nur die variablen Kosten decken, nur relativ kurze Zeit andauern können. Die Anpassung der Produktionskapazitäten wird

31 Gemäss Kostenangaben prognos

rasch und ziemlich heftig vor sich gehen. Werke, die lediglich die variablen Kosten mit ihren Erlösen decken können, sind nicht mehr in der Lage, das eingesetzte Kapital zu verzinsen, geschweige denn die nötigen Abschreibungen vorzunehmen. Mit anderen Worten, diese Produzenten weisen einen Cash flow auf, der sich rapid verschlechtert und werden schnell illiquide. In dieser Situation dürfte es praktisch unmöglich sein, neues Fremdkapital zu erhalten. Es wird nicht lange dauern, bis diese Werke fusionieren, liquidiert oder verkauft werden. Der mögliche Verkaufswert solcher Anlagen ist in dieser Marktsituation jedoch sehr gering oder null. Dies könnte einem Käufer ermöglichen, neu mit Anlagen zu produzieren, deren Vollkosten praktisch identisch sind mit den variablen Kosten. Da die Marktpreise für Strom in dieser Übergangsphase jedoch knapp unter den variablen Kosten liegen, ist der Kauf solcher Anlagen risikoreich und nicht interessant.

7. Die Tiefpreissituation wird rasch oligo- und monopolistische Strukturen auf der Produzentenseite entstehen lassen. Die Oligo- und Monopolisten werden so schnell wie möglich das Angebot reduzieren und tendenziell einen Verkäufermarkt herbeiführen wollen. In diesem Fall könnten sie sogar Strompreise erzielen, die nicht nur die Vollkosten decken, sondern sogar noch eine Monopolrente beinhalten. Zwar werden die Wettbewerbsbehörden und eine verbleibende Konkurrenz zwischen den nationalen Monopolen, resp. den übernationalen Gesellschaften eine beliebige Monopolrente nicht zulassen. Trotzdem kann man davon ausgehen, dass die neuen Monopole und Oligopole rasch den Markt abräumen werden. Dadurch kommen Angebot und Nachfrage ins Gleichgewicht und die Strompreise pendeln sich nach einer Übergangszeit tendenziell mindestens im Bereich der Vollkosten der günstigsten Technologien ein. Gelingt es den Monopolisten eine Monopolrente durchzusetzen, dürften die Preise sogar höher zu liegen kommen. Mit anderen Worten, eine erwartete Tiefstpreisphase kann aus ökonomischen Gründen höchstens ganz wenige Jahre dauern.
8. Befinden sich Angebot und Nachfrage mehr oder weniger im Gleichgewicht, werden auch die Tarife für Spitzenenergie wieder anziehen. In der Überschussphase übernehmen die Spotmärkte teilweise die Funktion der Reservehaltung und der Spitzenenergie. Bei ausgeglichenen Angebots- und Nachfrageverhältnissen ist dies nicht mehr möglich. Zwar wird auch dann noch Strom über Spotmärkte gehandelt. Es handelt sich dabei hauptsächlich um Überschussstrom infolge längerer als kalkulierter Laufzeiten, überdurchschnittlicher Hydraulizität und Reservekapazitäten.

Diese Strommengen sind jedoch nicht gesichert. Modellhafte Überlegungen zeigen, dass im Gleichgewichtsmarkt die Absicherung der ungesicherten Spotmengen etwa so teuer zu stehen kommt, dass der Preisvorteil der Spotmärkte wieder verschwindet.

9. Längerfristig wird ein Ersatz teurer Anlagen durch günstigere Erzeugungstechnologien zu beobachten sein. Dies wird insbesondere den Gaskombikraftwerken und neuen dezentralen Systemen (Brennstoffzellen, standardisierte WKK) Auftrieb geben.

Fazit: Die Preisentwicklung nach unten ist durch die variablen Kosten der kohlebefeuerten Dampfkraftwerke relativ gut abgesichert. Mit Ausnahme von kurzfristigen und saisonalen Ausschlägen an den Spotmärkten nach unten dürfte gesicherte Bandenergie kurz- bis mittelfristig (ein bis drei Jahre) und im Jahresmittel nicht wesentlich unter 6 Rp./kWh fallen. Mittel- bis längerfristig (drei bis sechs Jahre) müssten sich die Preise bei den Vollkosten der günstigeren Technologien einpendeln. Dies gilt sowohl für Grund- wie für Spitzenlast.

7.3 Anomalien und Marktstörungen

Offensichtlich hat sich die Preisentwicklung in den nationalen und internationalen Märkten bis jetzt anders verhalten als hier skizziert wurde. Insbesondere stellt sich die Frage, warum nicht schon heute, in einer eindeutigen Überschusssituation, sich die Märkte entsprechend unseren Überlegungen eingependelt haben, warum ansehnliche Angebote auf dem Markt sind, die z.T. massiv unter der 6 Rp./kWh-Limite liegen. Wie bereits ausgeführt, gelten die gemachten Ausführungen zur Preisbildung nur für den Fall, dass die Marktkräfte sich tatsächlich frei entfalten können und sich die Akteure rational verhalten. Da die Marktöffnung heute mit wenigen Ausnahmen noch nicht vollzogen ist und auch in den kommenden Jahren nur teil- und schrittweise erfolgen wird, kann die idealtypische Preisbildung durch verschiedene Faktoren verzerrt werden. Einige wichtige sollen im Folgenden diskutiert werden:

1. Verfügt ein vertikal integrierter Anbieter über ein Netz von gebundenen Kunden, denen er 80 - 90% des erzeugten Stroms zu

Vollkosten oder gar mit Gewinn verkaufen kann, liegen die Grenzkosten der restlichen 10 - 20% der produzierten Energie in vielen Fällen eher tiefer als bei der durchschnittlichen Jahresbetrachtung. Dazu kommt, dass der Anbieter in diesem Fall in der Lage ist, eine Mischrechnung vorzunehmen. Dies erlaubt ihm, den Überschussstrom deutlich unter dem Limit der durchschnittlichen variablen Kosten anzubieten, ohne dass er illiquid wird.

2. Die der Stromproduktion vorgelagerten Märkte für Gas und Kohle sind selber durch tiefgreifende staatliche Interventionen oder monopolistische Strukturen geprägt. Die Preisbildung auf diesen Märkten beeinflusst die Strommärkte direkt und massiv. So ist beispielsweise der Strompreis für die Industrie in England nach der Privatisierung und Liberalisierung deutlich gefallen. Als Hauptgrund dafür werden sinkende Kohlepreise genannt.
3. Eine wachsende Zahl von gas-, aber auch kohlebefeuelten Kraftwerken beziehen ihre Primärenergie auf der Basis von sogenannten "take or pay"-Verträgen. D.h. diese Werke bezahlen auch für Brennstoff, den sie nicht verfeuern. Damit werden auch die Brennstoffkosten zu Fixkosten und der Anteil der variablen Kosten sinkt fast gegen null. Im Überschussmarkt erwirtschaften diese Werke auch noch zu Tiefstpreisen einen positiven Deckungsbeitrag und halten ihre Produktion aufrecht.
4. Der Preiskampf kann durchaus zum Ziele haben, kleinere Konkurrenten auszuschalten und sich für die kommenden liberalisierten Jahre grössere Versorgungsgebiete zu sichern. Die Kosten des Dumpings wären dann sozusagen als Akquisitionskosten für bessere Startpositionen in der Marktöffnung abzubuchen.
5. Eine Entschädigung wirtschaftlich nicht betreibbarer Kapazitäten durch die öffentliche Hand ermöglicht es den Betreibern, weiter im Markt zu halten. Im Rahmen der EG-weiten Strommarktöffnung wäre es ökonomisch richtig und kostenoptimal, wenn die EG als Auslöserin und Betreiberin der Liberalisierung jene Anlagen, die in den kommenden Jahren nicht benötigt werden und welche die höchsten variablen Kosten und die grössten Umweltbelastung aufweisen, auf eigene Kosten stilllegen würde. Dabei dürften Abgeltungen nur für Anlagen erfolgen, die effektiv, ev. zeitlich befristet, stillgelegt werden. Wird das Problem auf die nationale Ebene verschoben, werden die Regierungen resp. die Eigentümer von Anlagen alles daran setzen, einen Teil der Investitionskosten zu retten und mit Abgeltungen die kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit aufrechtzuerhalten. Damit wird jedoch die Überschusssituation auf den europäischen Märkten verlängert, zum Nachteil aller Anbieter.

7.4 Schlussfolgerungen

Die Überlegungen zum Mechanismus der Preisbildung und die gemachten Erfahrungen in bereits liberalisierten Märkten erlauben einige vorsichtige Schlüsse:

1. Die Liberalisierung, in welchem Rahmen sie auch erfolgen wird, drückt die Preise, die von den Produzenten gelöst werden können. Im Überschussmarkt fallen diese Preissenkungen höher aus.
2. In einer Übergangsphase mit Überschusskapazitäten fallen die Produzentenpreise tendenziell bis knapp unter das Niveau der variablen Kosten der teuersten Werke im Markt. Auch in einem sehr unvollkommenen Markt mit vielen Anomalien dürfte dort eine starke Widerstandslinie vorhanden sein. Diese These wird gestützt durch die Erfahrungen in England. Obschon in diesem Land relativ grosse Überkapazitäten vorhanden sind, sind die effektiven Preise, die von den Verteilwerken bezahlt werden, nicht ins bodenlose gefallen. Der mittlere Poolpreis (PPP: pool purchase price) lag 1992, also im dritten Jahr nach der Liberalisierung, bei etwa 23 £/MWh, d.h. bei rund 6 Rp./kWh nach heutigem Geldwert. Dazu ist weiter zu bemerken, dass rund 80% der Verkäufe im Rahmen von ein- oder zweiseitigen Verträgen erfolgten, die in der Regel über dem Poolpreis lagen.³²
3. Je kleiner der Liberalisierungsschritt ausfällt und je grösser der Prozentsatz der gebundenen Kunden am Stromumsatz der vertikal integrierten Unternehmen bleibt, um so stärker können die Spotmarktpreise sinken. Da die Spotmengen jedoch relativ begrenzt bleiben, ist ihre Einfluss auf die Ertragslage der Produzenten beschränkt. Der Kampf um die Gesellschaften mit Verteilgebieten (= gebundene Kunden) entbrennt.
4. Von der Preissenkung profitieren in erster Linie die Grossbezügler der Industrie und in zweiter Linie die mittleren und kleineren industriellen Kunden. In England beispielsweise sind die Tarife für Industriekunden in den ersten sechs Jahren der Liberalisierung real um 9 (small consumers < 880 MWh/a) - 17% (large consumers > 8,8 GWh/a) gesunken. Dagegen blieben die Haushalttarife real auf dem gleichen Niveau³³

32 Borchers H., Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft in England. Erste Erfahrungen und Defizitanalyse. Wuppertal Papers Nr. 12, April 1994, S. 16

33 Furey John (ed.), The British Electricity Experiment. Privatization: the record, the issues, the lessons. London 1996, p. 193 ff.

5. Ein längeres Verharren der Produzentenpreise auf dem Niveau der variablen Kosten können die meisten Erzeuger finanziell nicht durchhalten. Dies gilt auch für öffentliche Eigentümer, die mit ihren angespannten Haushalten nicht in der Lage sein werden, Zuschüsse an notleidenden Unternehmen zu finanzieren. Der Konzentrationsprozess wird sich, zum Teil sogar antizipierend, rasant beschleunigen und oligopolistische Strukturen herbeiführen. Damit gewinnen die Produzenten die Marktmacht, einerseits das Angebot der Nachfrage anzupassen und andererseits ihre vollen Kosten auf die Verteiler und KonsumentInnen zu überwälzen.
6. Mittel- und längerfristig werden sich die Preise an den Grenzkosten der günstigsten Erzeugungstechnologien orientieren. Dies gilt auch für die Spitzenenergie.

8. Auswirkungen auf die Struktur der Elektrizitätswirtschaft

8.1 Wirkungsmechanismen, Übersicht

Die Marktöffnung wird die Strukturen der Elektrizitätswirtschaft in den kommenden Jahren deutlich verändern.

Als Regel gilt: Je schneller und weitgehender die Märkte liberalisiert werden, um so tiefgreifender und beschleunigter wird der Strukturwandel ausfallen.

Zur Hauptsache sind es fünf Wirkungsmechanismen, die den Strukturwandel erzwingen werden:

1. **Direkte Wirkungen der Richtlinie (Unbundling):** Die EG-Richtlinie schreibt die Entflechtung von Produktion, Transport und Verteilung vor. Dies kann zwar auf einer rein buchhalterischen Ebene geschehen, wird jedoch in jedem Fall zur Folge haben, dass stille Quersubventionierungen zwischen diesen Teilbereichen nicht mehr ohne weiteres möglich sind. Der Ruf nach einer nationalen Transportgesellschaft, die alle Übertragungsleitungen übernimmt, betreibt und reguliert, ist bereits zu hören. Dieses Konzept hat durchaus eine innere Logik. Es entspricht auch den Lösungen, wie sie beispielsweise in England oder Norwegen eingeführt worden sind.
Dazu kommt, dass die fortschreitende Liberalisierung bestehende vertragliche Bindungen von regionalen und lokalen Verteilwerken an Produzenten sukzessive verringern und schliesslich aufbrechen wird. Allerdings wird dies erst der Fall sein, wenn die Märkte einmal weitgehend geöffnet sind, d.h. nach der Einführung des freien Netzzuganges für Nachfrager und Anbieter.
2. **Kosten- und Produktivitätsdruck:** Die partielle oder vollständige Marktöffnung führt zu sinkenden Erlösen und Margen. Die Elektrizitätswerke werden alles daran setzen, durch Produktivitätsfortschritte den Kostendruck aufzufangen. Grössere Spar- und Effizienzpotentiale bestehen in der Administration, beim Personal, bei den Investitionen (beim preisbewussten Einkauf und bei der Art der Investition) und bei den öffentlichen Abgaben.

3. **Grössenvorteile:** Economies of scale spielen auch in der Elektrizitätswirtschaft. In der Regel haben grössere Produzenten und Verteilwerke grössere Effizienzpotentiale. Dazu verfügen sie in der Regel über mehr Informationen und Know-how, haben einen besseren Marktzugang und können dank ihrer Marktmacht in stärkerem Masse Preisvorstellungen durchsetzen (die Anzahl der verbleibenden gebundenen Kunden ist von der Grösse des Verteilgebietes abhängig). Eine Ausnahme bilden hier gewisse WKK-Anlagen, die in gewissen Marktnischen auch ohne Grössenvorteilen profitabel sein können.
4. **Cash flow und Überlebensangst:** Auch wenn die im liberalisierten Markt nichtamortisierbaren Investitionen im Vorfeld der Liberalisierung abgegolten werden, wird die Marktöffnung dazu führen, dass gewisse Produzenten und Verteilwerke finanziell nicht überleben können und fusionieren, an ein grösseres Werk verkaufen oder im schlimmsten Fall in Konkurs gehen.
5. **Technische Entwicklungen und Durchbrüche:** Technische Entwicklungen und Durchbrüche hat es immer gegeben. Sie sind nicht primär davon abhängig, dass Märkte teilweise liberalisiert werden. Die Marktöffnung kann jedoch dazu führen, dass sich die Bedingungen für eine rasche Diffusion neuer Technologien und Verfahren verbessern, sobald diese die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreichen.

Diese Wirkungsmechanismen sind sowohl im Bereich der Erzeugung, des Transports wie auch bei der Verteilung zu beobachten. Sie hängen teilweise von den Marktöffnungsmodellen und der Geschwindigkeit der Marktöffnung der umliegenden Länder ab. Bedeutsam sind vor allem Entwicklungen, die zu einer nur partiellen Marktöffnung in umliegenden Ländern führen, allenfalls flankiert durch Massnahmen zur Unterstützung nicht wettbewerbsfähiger Produktionsanlagen.

8.2 Wirkungen auf die Stromproduzenten

8.2.1 Die Struktur der Stromproduzenten

Die organisatorisch-unternehmerische Struktur der Stromerzeugung in der Schweiz weist eine grosse Diversität auf. Von stark vertikal integrierten Unternehmen (BKW, CKW) reicht das Spektrum über

Konglomerate auf der Basis von Verträgen (NOK) bis zu reinen Produktionswerken ohne Verteilung (AET etc.). Dazu kommt eine grosse Anzahl von Partnerwerken, die ihrerseits verschiedenen Verteilern und/oder Produzenten gehören. Die Werke unterscheiden sich nicht nur in Bezug auf ihre Grösse, sondern auch stark in der Zusammensetzung ihres Produktionsparks, sowie bezüglich ihrer durchschnittlichen Gestehungskosten. Auf diesem Hintergrund ist es schwierig, allgemeingültige Aussagen zu machen, die auf alle Erzeuger zutreffen.

	Typen von Produzenten	Beispiele
1	Überlandwerke, Grossproduzenten, zum grossen Teil vertikal integriert, d.h. inkl. Transport und meist mit Verteilung	ATEL, CKW, BKW, NOK, EGL, EOS, EWZ, EWB, IWB ³⁴
2	Partnerwerke, nur Produktion, kein Transport, keine Verteilung	Maggia, Kraftwerke Oberhasli, Mauvoisin, Grand Dixence, KW Hinterrhein und viele mehr
3	Kleinere Produzenten, z.T. mit Verteilung, resp. Verteiler mit Produktionskapazitäten	Griselelektra, EWO-LSW, EWN, EKSch etc. ³⁵

Tabelle 16: Kategorisierung der Stromproduzenten nach Grösse

8.2.2 Die wichtigsten Anpassungsreaktionen der Produzenten

Die Art der Anpassungsreaktionen dürften bei allen Produzenten im Grundsatz vergleichbar sein, jedoch zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Folgende Anpassungsreaktionen sind zu erwarten und haben bereits eingesetzt:

1. **Kosten senken:** Nach Aussagen aus der Elektrizitätswirtschaft liegen die Sparpotentiale bei 5 - 15%, mittel- und langfristig gar

34 Aare-Tessin AG für Elektrizität, Centralschweizerische Kraftwerke, Bernische Kraftwerke, Nordostschweizerische Kraftwerke, Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg, Energie de l'Ouest-Suisse, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, Elektrizitätswerk der Stadt Bern, Industrielle Werke der Stadt Basel

35 Elektrizitätswerke Obwalden, Lungernsee-Werk, Elektrizitätswerk Nidwalden

bei 20 - 25% der gesamten Kosten. Darunter fallen insbesondere:

a) **Rationalisierung der Betriebsabläufe, der Steuerungsprozesse und der Administration, Personalabbau:**

Diese wird zu einer deutlichen Reduktion der Personalbestände führen. Je nach Werk dürften in den nächsten zehn Jahren bis zu einem Drittel des Personalbestandes abgebaut werden. Dieser Prozess hat bereits eingesetzt. Je schneller und weitgehender die Markttöffnung vollzogen wird, um so schneller wird auch der Personalabbau ausfallen. Allerdings ist bei dieser Betrachtung zu berücksichtigen, dass mindestens ein Teil der abgebauten Stellen nicht grundsätzlich verloren gehen, sondern als "outsourcing" in andere Betriebe verschoben werden. Es ist auch zu erwarten, dass die von der Branche bisher bezahlten Löhne, die im nationalen Vergleich eher als überdurchschnittlich einzustufen sind, unter Druck geraten³⁶. Nicht zuletzt werden auch die finanziell gut dotierten Führungsstrukturen gestrafft werden. Die kostensenkende Wirkung von Personaleinsparungen und sinkenden Löhnen bleibt allerdings relativ gering. Die Personalkosten machen in der Elektrizitätswirtschaft lediglich 8 - 20% aus.

b) **Investitionen optimieren:**

Die spezifischen Investitionen (pro kW_{el}) der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft lagen traditionell über ausländischen Vergleichswerten. Einerseits haben im geschlossenen Markt schweizerische Lieferanten sozusagen einen nationalen Bonus abgeholt, andererseits ist häufig auch schweizerischer Gründlichkeit und Perfektion Tribut gezollt worden. In Zukunft wird die Stromwirtschaft sich vermehrt auf das Nötige konzentrieren und das Wünschbare sein lassen. Dazu gehören günstiger Einkauf durch internationale Ausschreibungen³⁷ und wirtschaftlich optimierte Investitionen (kaum mehr Erschliessung neuer teurer Wasserkraftpotentiale). Erneuerungs- und Unterhaltsinvestitionen werden dabei so lange wie möglich aufgeschoben. Ein gewisser Rückgang der Investitionen in Produktionsanlagen lässt sich bereits

36 Diese Aussage gilt nicht oder nur in beschränktem Umfang für Stadt- und Gemeindewerke, in denen die Angestellten im Rahmen der öffentlichen Bescholdungsverordnungen honoriert sind.

37 Die internationale Öffnung der Ausschreibungen hängt allerdings nicht allein und nicht primär mit der Markttöffnung zusammen. Der Beitritt zur WTO und das zu erwartende bilaterale Abkommen mit der EU über das öffentliche Beschaffungswesen beschleunigen diesen Prozess massgeblich.

beobachten (1993: 877 Mio. Fr.; 1994: 628 Mio. Fr.; 1995: 492 Mio. Fr.³⁸). Allerdings schwanken diese Investitionen traditionell stark und ein Teil dieses Rückgangs dürfte auch konjunkturell bedingt sein.

2. **Senkung von Konzessionsabgaben, Steuern etc.:** Gemäss Berechnungen im Auftrag der Elektrizitätswirtschaft belaufen sich die jährlichen Kosten für Konzessionen, Sonder- und Gratisenergie, Steuern etc. in der Stromproduktion auf rund 500 Mio. Fr. Nach Angaben der Gebirgskantone³⁹ betragen die Erträge 1,7 Rp./kWh und Jahr. Davon entfallen 1,1 Rp./kWh auf die Wasserzinsen, 0,6 Rp./kWh auf Vorzugsenergie, Steuern, Konzessionsgebühren etc.⁴⁰ Bezogen auf den Gesamtaufwand der Elektrizitätswirtschaft (Produktion, Transport und Verteilung) von rund 8,2 Mrd. Fr. pro Jahr⁴¹ macht dies mit rund 6% nicht sehr viel aus und liegt sogar unter dem ausgewiesenen Reingewinn der Branche. Setzt man die 1,7 Rp. jedoch in Relation zu den mittleren Verkaufserlösen aus dem Export von 5,67 Rp./kWh⁴² (1996), so schlagen diese Gebühren und Abgaben mit 30% zu Buche. Der Druck der Elektrizitätswirtschaft auf Wasserzinsen, Konzessionsabgaben, Steuern etc. wird in den kommenden Jahren stark zunehmen. Das Gleiche gilt für die Regelungen bezüglich Restwassermengen und für die Vorgaben bei Gewässersanierungen. Ob sich in den nächsten Jahren politische Mehrheiten für eine Abänderung der rechtlichen Grundlagen finden werden, erscheint noch fraglich. Langfristig liegt eine Freigabe der Wasserzinsen durchaus in der Logik der Liberalisierung und muss nicht generell nur zum Nachteil der Bergkantone ausfallen. Allerdings dürften die erzielbaren Konzessionsabgaben und Wasserzinsen bei einer Freigabe je nach Standort und Werk sehr unterschiedlich ausfallen.

38 BEW, "Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1996", S. 44

39 "Öffnung des Elektrizitätsmarktes Schweiz; Folgerungen für die Elektrizitätspolitik der Gebirgskantone", Bericht im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone. Brugger, Hanser und Partner AG, Juli 1997, S. 59

40 Die Zusammensetzung all dieser Abgaben und z.T. vertraglich ausbedungenen Leistungen ist nicht sehr transparent. Die Zahlen variieren je nach Kanton und Werk beträchtlich.

41 BEW, "Schweiz. Elektrizitätsstatistik 1996", S. 6. Gesamtausgaben für Strom. Diese Zahl kontrastiert jedoch beträchtlich mit den Angaben im gleichen Bericht S. 42, wo in einer Gewinn- und Verlustrechnung der Elektrizitätswirtschaft über 17 Mrd. Fr./a als Aufwand insgesamt angegeben werden. Dies kann nur damit erklärt werden, dass in dieser nicht konsolidierten Rechnung jede produzierte kWh zweimal erfasst wird.

42 dito, S. 45

- 3. Absatzgebiete sichern und ausbauen:** Die Grossproduzenten werden alles daran setzen, um ihre bisherigen Absatzgebiete mit gesetzlichen oder vertraglichen Bezugsverpflichtungen möglichst lange an sich zu binden. Entsprechende Ansätze sind heute bei verschiedenen Überlandwerken bereits erkennbar und wohl bei allen bereits in der Schublade. Folgerichtig verlangt die Elektrizitätswirtschaft⁴³ denn auch, dass in den ersten Jahren der Liberalisierung nur die Überlandwerke den Status des "alleinigen Käufers" (single buyer) erhalten sollen. Es ist auch zu erwarten, dass ein Konkurrenzkampf um freiwerdende Versorgungsgebiete resp. ungebundene Wiederverkäufer entbrennen wird. Je mehr gebundene Kunden um so geringer die Ertragseinbusse für den Erzeuger und um so grösser die Möglichkeit über (verdeckte) Mischrechnungen Ertragsminderungen im liberalisierten Bereich zu kompensieren. Es ist jedoch fraglich, ob diese Strategie auf die Dauer aufgehen wird. Wir gehen davon aus, dass über kurz oder lang alle Verteilwerke als berechnete Kunden am inländischen und/oder internationalen Markt auftreten dürfen. Damit wäre die Überlebensstrategie "Sichern neuer Absatzgebiete" nur eine vorübergehend wirksame Massnahme und eher als Lebensverlängerungsstrategie zu bezeichnen. Kommt dazu, dass die von der Richtlinie eindeutig verlangte Entflechtung dieser Strategie entgegensteht.
- 4. Kooperationen, Allianzen und Fusionen:** National und international wird die Liberalisierungspolitik den schon heute laufenden Konzentrationsprozess beschleunigen. In der Schweiz haben die Grossbanken bereits Minderheitsanteile von Überlandwerken verkauft: die Atel AG an die EdF und das RWE, die Watt AG an die Bayern- und die Badenwerke (offenbar mit einer Option zur Übernahme der Mehrheit) und an die NOK. Auch die BEKB hat BKW-Aktien (rund 10% des Aktienkapitals der BKW) an die Preussenwerke abgetreten. Das dürfte jedoch nur der Anfang sein. Die Logik der Liberalisierung besteht darin, dass die Grösse Kostenvorteile und insbesondere Marktmacht mit sich bringt. Dies gilt insbesondere für eine Branche, die ohnehin zur Monopolisierung neigt. Ein kurzer Blick in unsere Nachbarländer mag das illustrieren:

43 Gemäss Angaben VSE

Land	Erzeugerstruktur vor der Liberalisierung	Wahrscheinliche Erzeugerstruktur nach der Liberalisierung
Deutschland	quasi monopolistisch, 9 grosse Verbundwerke, wovon die 5 grössten Werke rund 80% produzieren, RWE allein einen Drittel (mehr als das Doppelte der ganzen CH-Produktion)	Voraussichtlich keine Änderung der Struktur, jedoch Tendenz zu weitergehenden Allianzen ev. Fusionen
Frankreich	Electricité de France als alleiniger Staatsmonopolist	keine Veränderung
Italien	ENEL, Staatsmonopolist	Privatisierung im Gange
Grossbritannien	Central Electricity Generation Board CEGB als Staatsmonopolist	Aufteilung des Monopols in drei Gesellschaften: National Power, PowerGen und Nuclear Electric, neue Anbieter auf dem Markt
Niederlande	4 Regionale Produzenten (1984 waren es noch 16), zusammengeschlossen in der SEP ⁴⁴	Es ist geplant die vier Produzenten zu einer grossen Gesellschaft zu fusionieren
Norwegen	129 Produzenten, die 20 Grössten produzieren 90%	Keine Änderung

Tabelle 17: Gröszenstruktur der Stromproduzenten in ausgewählten Europäischen Ländern⁴⁵

Diese Zusammenstellung zeigt, in welchem Ausmass die Stromproduktion in Europa konzentriert ist. Mit Ausnahme von Norwegen liegt die Produktion zum grössten Teil in den Händen weniger Gesellschaften, die den Markt kontrollieren. Eine weitergehende Konzentration ist absehbar. Diese wird auch die Schweiz erfassen. Die atypische Situation in Norwegen kann damit erklärt werden, dass die Stromgestehungskosten in Norwegen wohl die tiefsten Europas sind und somit der internationale Konkurrenzdruck weitgehend entfällt.

⁴⁴ SEP: Samenwerkende Electriciteits Producenten (Dutch Electricity Generating Board)

⁴⁵ Zahlen aus: "European Electricity Systems in Transition", A comparative analysis of policy and regulation in Western Europe, Elsevier 1997

8.2.3 Auswirkungen auf die Struktur der Produzenten in der Schweiz

1. Beschleunigte Konzentration:

Wir erwähnen diesen Punkt an erster Stelle, weil die Unternehmenskonzentration im Produktionsbereich mit grosser Wahrscheinlichkeit die hervorstechendste Folge der Marktöffnung sein wird. Mit Ausnahme des heutigen NOK-Verbandes, der rund einen Drittel schweizerischen Marktes versorgt, erreicht kein Werk eine Grösse, die international vergleichbar wäre. Der Nachteil dieses "Marktführers" besteht jedoch darin, dass seine Gesteuerungskosten im nationalen Vergleich relativ hoch sind. Die andern Überlandwerke, inklusive Stadtwerke sind tendenziell alle Kandidaten für weitergehende Allianzen und Fusionen. Das Tempo dieses Prozesses hängt direkt von den Randbedingungen der Liberalisierung, den regulatorischen Massnahmen des Gesetzgebers und den konkreten Umständen jedes einzelnen Werkes ab. Heute sind viele der grossen Produzenten noch in öffentlichen Händen. Die allermeisten dieser Unternehmen dürften jedoch in den nächsten drei Jahren in privatrechtliche Aktiengesellschaften umgewandelt werden, da sie nur so den nötigen Spielraum für Allianzen und Kooperationen erhalten. Ob die öffentliche Hand bereit sein wird, Anteile abzustossen hängt in erster Linie von der Einschätzung der Ertragsentwicklung und von Standortüberlegungen ab.

Es ist nicht auszuschliessen, dass in den nächsten zehn Jahren zwei weitere Überlandwerke (nach CKW und EUL) ihre unternehmerische Selbständigkeit verlieren, sei es weil sie Mehrheitsbeteiligungen abgeben, völlig fusionieren oder übernommen werden. Allianzen oder Verflechtungen wären durchaus mit inländischen Produzenten denkbar. Verkäufe und/oder Übernahmen dürften jedoch in erster Linie an, resp. von deutschen Grossproduzenten oder der EdF erfolgen. Zurzeit ist in der Schweiz kein Käufer auszumachen, der das Interesse und die nötige Kapitalkraft für teilweise oder völlige Übernahmen aufbrächte. Dagegen sind unsere Werke für eine EdF oder deutsche Grossproduzenten wegen Synergien des Produktionsparks interessant und finanziell langfristig attraktiv.

Die Auswirkungen auf die Stadtwerke sind weniger eindeutig. Zwar ist es unbestritten, dass eine Fusion der Stadtwerke mit den umliegenden kantonalen Verteilwerken beträchtliche Synergien freilegen würde und deutliche Kosteneinsparungen mit sich brächten. Bei den Stadtwerken liegen jedoch die Verhältnisse gerade umgekehrt, als bei den Überlandwerken. Eine starke und schnelle Liberalisierung, beispielsweise durch Zulassung der

Verteilwerke als berechnigte Kunden, würde die Ertragslage dieser Werke deutlich verbessern. Sie könnten dann ihren Strom entweder günstiger einkaufen oder bestehende Überkapazitäten mit höheren Erträgen an andere Wiederverkäufer abgeben. Heute sind sie gezwungen, die Überschüsse z.T. deutlich unter Gestehungskosten am Spotmarkt abzusetzen.

2. Wachsender Einfluss ausländischer Investoren:

Wir haben diesen Punkt bereits unter dem Titel "Konzentration" erwähnt, er soll hier noch etwas vertiefter behandelt werden.

Die Liberalisierung wird sich nicht auf den nationalen und internationalen Wettbewerb der Stromanbieter beschränken. Sie wird sich direkt auch auf die Kapitalverflechtungen und grenzüberschreitenden Fusionen und Übernahmen auswirken. Bereits bei den erwähnten Beteiligungsverkäufen an französische und deutsche Elektrizitätsgiganten hat sich gezeigt, dass die ausländischen Investoren bereit sind, Preise für schweizerische Werke zu bezahlen, bei denen inländische Anbieter kaum mithalten können. Das hat damit zu tun, dass die Regulier-, Speicher- und Veredelungskapazität der schweizerischen Wasserwirtschaft ausländischen Werken langfristig grosse Synergien anbietet. Es ist zu erwarten, dass diese Konstellation anhält und weitere Beteiligungen "freiwillig" ans Ausland gehen.

Auf ein weiteres Risiko soll hier hingewiesen werden: Die Möglichkeit von Übernahmekämpfen verbunden mit Preisdumping. Wie bereits dargelegt, sind die grossen ausländischen Monopole und Oligopole ungleich viel grösser als die schweizerischen Überlandwerke. In der zurzeit vorherrschenden Überschusssituation ist es nicht ganz auszuschliessen, dass solche Gesellschaften gezielt mit Tiefpreisangeboten versuchen, einzelne Werke in der Schweiz in die Knie zu zwingen, um sie dann zu übernehmen. Es dürfte für einige von ihnen in einer ohnehin erwarteten Tiefpreisphase ein Leichtes sein, während ein paar Jahren mit zwei- bis dreitausend MW den Schweizer Markt, falls er entsprechend weit geöffnet ist, zu überschwemmen. Einer solchen gezielten Marktoffensive hätten die schweizerischen Werke in diesem Fall wohl nicht sehr viel mehr entgegenzusetzen, als sich mit einem grossen ausländischen Partner zusammenzutun.

3. Entflechtung bei den Partnerwerken:

Das System der Partnerwerke ist in der Produktion stark verbreitet. Viele der Wasserproduktionsanlagen, aber auch die grösseren Atomkraftwerke, gehören verschiedenen Partnern. Dabei handelt es sich meistens um Überlandwerke, Stadtwerke oder Werke der SBB. Die organisatorische Konstruktion der Partnerwerke führte nicht nur zu einer besseren Risikoverteilung, sie

ermöglichte den beteiligten Partnerwerken vor allem, ihre Produktionskapazität auszubauen, ohne grosse Kapazitätssprünge mit entsprechenden Problemen der Überschussverwertung in Kauf zu nehmen.

Unabhängig vom Liberalisierungsszenario wird die Marktöffnung dazu führen, dass die einzelnen Werke vermehrt unterschiedliche Bewirtschaftungs- und Verwertungsinteressen aufweisen. Es ist deshalb davon auszugehen, dass eine gewisse Flurbereinigung bei den Partnerwerken einsetzen wird und dass Beteiligungsrechte abgetauscht werden, um Mehrheitsbeteiligungen zu erwerben. Allerdings wird diese Entwicklung, gemessen am Konzentrationsdruck, von untergeordneter Relevanz sein.

4. Kernenergie:

Kernenergie gehört in Europa, mit Ausnahme des Spezialfalles Frankreich, zu den teuren Erzeugungstechnologien. In der Schweiz produzieren die beiden älteren Kleinreaktoren Beznau I und II, sowie Gösgen zu relativ günstigen Konditionen. Mühleberg und vor allem Leibstadt gelten als teuer und liegen über dem nationalen Mittel der Produktionskosten. Die Marktöffnung wird den Betrieb der bestehenden Reaktoren nicht tangieren, da ihre variablen Kosten im Vergleich zu fossilen Werken tief liegen. Möglich sind jedoch drei längerfristige Effekte:

- a) Insbesondere bei den älteren Werken dürfte weniger in lebensverlängernde und sicherheitssteigernde Massnahmen investiert werden.
- b) Ein Ersatz der heutigen KKW nach Ablauf ihrer Lebensdauer wird sehr unwahrscheinlich.
- c) Die Risikoexposition der Betreibergesellschaften steigt, da die Kosten nicht mehr einfach überwältzt werden können. Vor allem die bisher steigende Tendenz aufweisenden Entsorgungskosten der nuklearen Abfälle und die Rückstellungen für den späteren Rückbau dürften die Wettbewerbsfähigkeit der Kernenergie auf dem Markt negativ beeinflussen. Kommt dazu, dass wohl in den nächsten Jahren Rückstellungen für Entsorgung und Rückbau nicht mehr nur rein buchhalterisch ausgewiesen und zur vorzeitigen Rückzahlung von Anleihen verwendet werden dürfen, sondern die Mittel in einen entsprechenden Reservefonds nachzuschies sen sind. Die heutige Praxis der KKW führt dazu, dass bei einer Übernahme eines Werkes durch das Ausland oder einer frühzeitigen Stilllegung tatsächlich keine entsprechenden Reserven greifbar wären.

5. Neue Berufsbilder und Management Ansätze:

Heute wird das Berufsbild in der Elektrizitätswirtschaft, insbesondere in den Führungsfunktionen, von Ingenieuren dominiert. Die Marktöffnung wird dazu führen, dass vermehrt Manager, Betriebswirte und Ökonomen in diese Funktionen berufen werden und das Gesicht der Branche verändern. Marketingüberlegungen und -strategien werden für das Überleben einer Unternehmung noch wichtiger, als die technische Kompetenz. Diese Entwicklung wird auch dazu führen, dass neue Finanzierungskonzepte, optimierte Kapitalbeschaffungs- und Bewirtschaftungsmodelle die Kosten- und Ertragsseite mit beeinflussen werden.

6. Verteuerte Kapitalbeschaffung:

Traditionell galten die Elektrizitätswerke auf dem Kapitalmarkt als Schuldner mit allererster Bonität. Sie hatten in der Vergangenheit nie Probleme – vielleicht mit Ausnahme der Kernkraftwerk-Anleihen –, das benötigte Kapital zu günstigen Konditionen zu erhalten. Die Branche konnte es sich leisten, dank Absatzmonopol und bis zu 75% Engagement der öffentlichen Hand, eine sehr hohe Verschuldung einzugehen. 1995 betrug der Anteil des Fremdkapitals an der konsolidierten Bilanzsumme der Branche 74%⁴⁶. Allein die zehn grössten Emittenten der Elektrizitätswirtschaft haben zusammen Anleihen von weit über 9 Mrd. Franken ausstehend. Nun dürfte jedoch auch in diesem Bereich die Liberalisierung ihre Schatten vorauswerfen.

Wie mehrfach ausgeführt ist zu erwarten, dass im Zuge der Marktöffnung sich die Ertragslage der Produzenten verschlechtern wird. Das wird sich einerseits auf die Kurse ausstehender Obligationen negativ auswirken und andererseits wird der Markt bei Neuemissionen eine deutlich höhere Risikoprämie verlangen. Dass die Kapitalverteuerung durchaus sehr happig ausfallen könnte, zeigt sich bereits heute am sogenannten "Kredit-Spread"⁴⁷ zwischen Anleihen der KKW Leibstadt und den Bundesanleihen. Dieser Spread der Bondrenditen liegt heute zwischen 3 und 5,2 Prozentpunkten⁴⁸. Dies entspricht in etwa der Risikoprämie. Es ist nicht auszuschliessen, dass in Zukunft ähnliche Risikoprämien auch von privatisierten Wasserkraftwerken verlangt werden. Die Auswirkungen wären relativ dramatisch. Da die Kosten der Wasserkraft zu über 90% aus Kapitalkosten bestehen liegt eine Verdoppelung der Gestehungskosten durchaus im Bereich des Möglichen, immer vorausgesetzt, dass die Erlöse

46 NZZ, 18. 11. 1997, basierend auf einer Branchenstudie der UBS

47 Auseinanderklaffen der Bondrendite von Kraftwerk- und Bundesobligationen

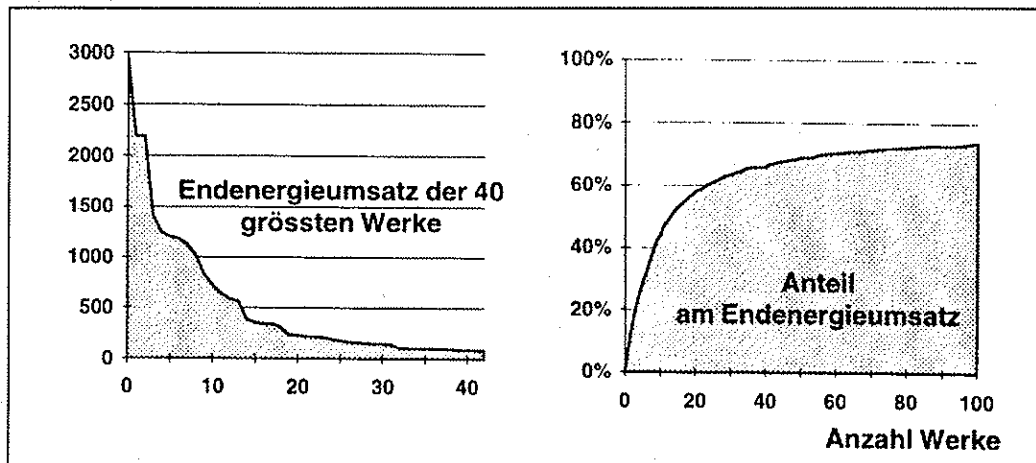
48 vgl. Anmerkung 52

der Produzenten deutlich sinken. Die Schere die sich dabei für die Produzenten öffnen könnte – einerseits sinkende Erlöse, andererseits massive Verteuerung der Produktionskosten – könnte für die ganze Elektrizitätswirtschaft dramatische Auswirkungen nach sich ziehen. Umso wichtiger wird es sein, mit kompensatorischen Massnahmen die Ertragssituation vor allem der Wasserkraft vor allzu tiefen Einbrüchen abzusichern und den Strukturwandel der Schweizer Produzenten – sprich schnelle Konzentration – voranzutreiben.

8.3 Wirkungen auf die Verteilwerke

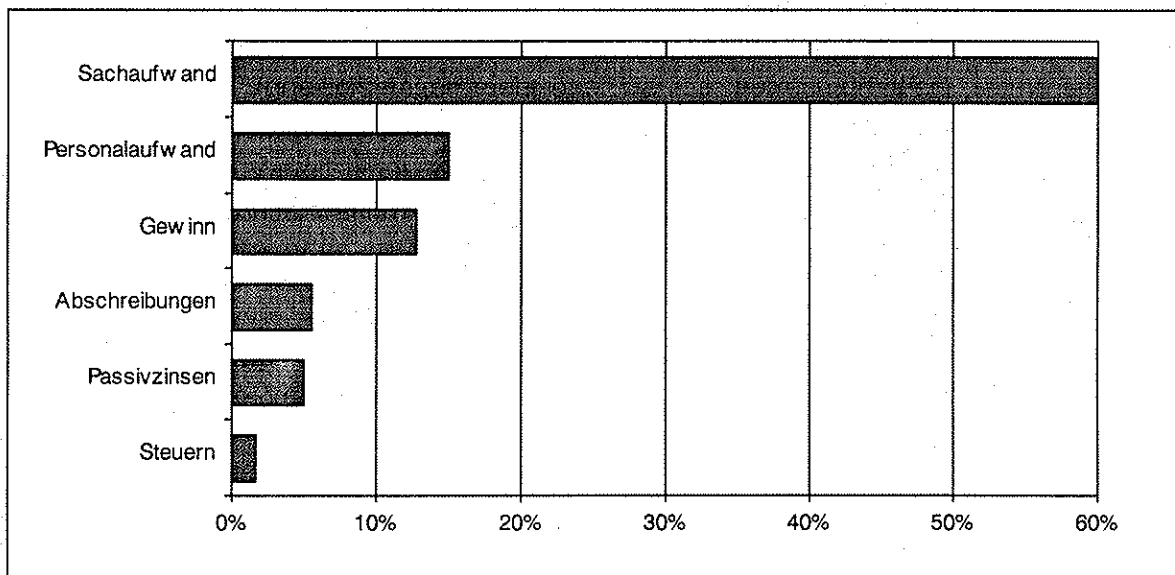
8.3.1 Struktur der Stromverteilung in der Schweiz

In der Schweiz gibt es heute noch rund 1100 Verteilwerke. 140 Werke erzeugen, übertragen und verteilen Strom. 930 Werke sind ausschliesslich in der Übertragung und Verteilung tätig. Die Kostenstruktur und auch die Positionierung dieser Werke weist grosse Unterschiede auf. Rund 40% der EVUs sind Klein- und Kleinstwerke mit einigen Dutzend oder hundert Abnehmern. Viele von ihnen werden im Milizsystem betrieben. Auf der andern Seite sind die wenigen grossen kantonalen und städtischen Werke zu erwähnen, die bis zu einigen hunderttausend Abonnenten versorgen. Als Verteiler treten auch die meisten Überlandwerke auf. Im Mittelfeld sind die zahlreichen kommunalen und städtischen Werke zu finden, die eine eigene Verwaltung besitzen und pro Jahre einige Dutzend bis ein paar hundert GWh verteilen. Die 12 grössten Werke verteilen rund 50% des Endverbrauchs.



Figur 8: Verteilwerke in der Schweiz nach Grösse⁴⁹

Die mittlere Kostenstruktur der Stromverteiler wird dominiert durch den Sachaufwand (darin enthalten die Kosten der Strombeschaffung) und setzt sich wie folgt zusammen:



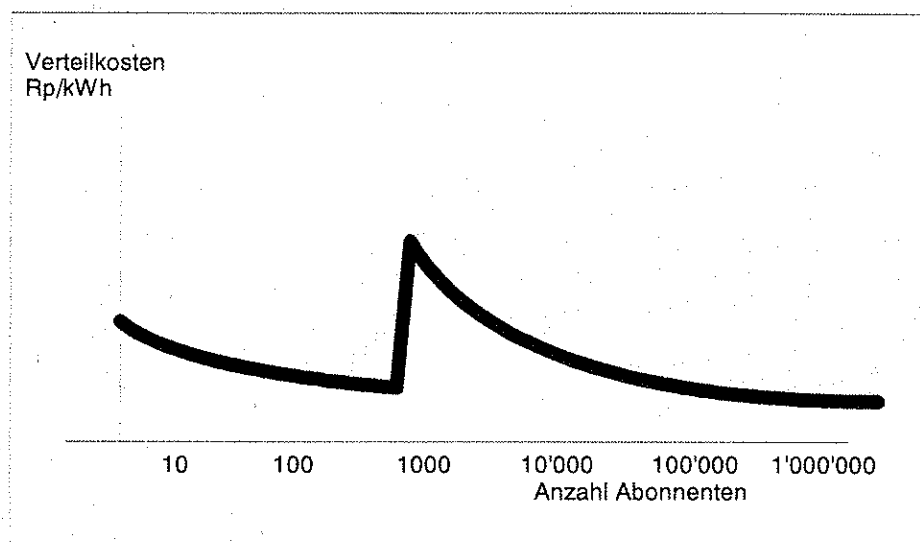
Figur 9 Typische Kostenstruktur eines Verteilwerkes (Stadt Biel), zit. nach Mutzner⁵⁰

49 Mutzner J., Tarife, Preise und Kosten der elektrischen Energie, VSE, Bericht 2.99d, 1997, S. 11

50 dito, S. 55

Im Gegensatz zu Produktionsanlagen, bei denen die Kapitaldienste dominant sind (ca. ein Drittel der Gesamtkosten), überwiegen bei den Verteilwerken die Kosten für die Beschaffung der Energie (60 - 80%), der Personalaufwand liegt bei 12 - 15% und die Passivzinsen machen in der Regel deutlich weniger als 10% aus.

Trotz diesen gemeinsamen Strukturelementen ist die effektive Kostenstruktur der Verteilwerke und das Ausmass der spezifischen Verteilkosten sehr unterschiedlich. Einerseits finden sich Abweichungen in der Kostenstruktur, die ausschliesslich durch höhere oder kleinere Effizienz bedingt sind. Diese Streuung kann in Extremfällen durchaus bis zu 30% ausmachen. Andererseits gibt es aber deutliche Kostenunterschiede, die auf die Grösse der Werke zurückzuführen ist. Dabei finden sich zwei Kostenoptima in Funktion der Grösse (vgl. Figur unten). Jene Kleinverteiler, bis max. etwa 1500 Abonnenten, die Verteilung und Administration des Werkes im Milizsystem oder im Nebenamt betreiben können, weisen sehr tiefe spezifische Verteilkosten auf. Sobald eine Professionalisierung erfolgt, steigen die spezifischen Kosten aufs Maximum und sinken wieder ab bis zu einer Grösse von rund 100'000 Abonnenten. Zwar dürften auch bei noch grösseren Werken gewissen Synergien und Kostensenkungsmöglichkeiten vorhanden sein. Sie wirken sich aber im betrieblichen Bereich nur noch sehr gering aus. Der Vorteil wesentlich grösserer Versorgungsunternehmen besteht darin, dass sie über mehr Marktmacht sowohl beim Stromeinkauf, bei der Bewirtschaftung wie auch beim Kauf von Investitionsgütern, Dienstleistungen aller Art und beim Zugang zum Kapitalmarkt ausspielen können. Diese Marktmacht wird als Nachfragemacht vor allem im liberalisierten Markt zu einem wesentlichen und kostenrelevanten Faktor.



Figur 10: Spezifische Verteilkostenvorteile in Funktion der Werksgrösse⁵¹

Auch im Marktzutritt unterscheidet sich die Situation der Verteilwerke weitgehend. Vor allem in der Nord-Ostschweiz im Versorgungsgebiet der NOK sind die meisten Verteilwerke vertraglich und/oder gesetzlich verpflichtet, ihren Strom ausschliesslich von den NOK zu beziehen. Daneben gibt es den Standardfall der Konzessions- oder Vertragsgemeinden die jeweils eine zeitlich befristete (in der Regel 20 Jahre) vertragliche Regelung mit einem Lieferant eingehen. Diese Lösung findet sich im Versorgungsgebiet der CKW, aber auch im Kt. Aargau, teilweise im Kt. Bern und in der Westschweiz⁵². Auch viele Verteilwerke von kleineren und mittleren Städten sind ähnlich organisiert. Die faktische Bindung an einen Lieferanten bestand in der Vergangenheit hauptsächlich darin, dass kein konkurrierender Anbieter über die entsprechenden Transportleitungen im Hoch- und Mittelspannungsbereich verfügte, um wirksam Konkurrenz zu machen. Im Zuge der Marktöffnung, welche die Netzbetreiber verpflichtet, Strom von Dritten zu transportieren, entfällt diese Fessel. Die mit zeitlich

51 Mündliche Mitteilung EKZ

52 Leider scheint in der Schweiz bis jetzt niemand derartige Daten gesammelt und ausgewertet zu haben. Weder der VSE, noch das Bundesamt für Energiewirtschaft verfügen in dieser Frage über Detailkenntnisse. Im Rahmen dieser Arbeit war es aus zeitlichen und finanziellen Gründen nicht möglich, entsprechende Erhebungen durchzuführen.

befristeten Verträgen oder Konzessionen gebundenen Wiederverkäufer können dann – nach Ablauf ihrer gültigen Verträge – als zugelassene Kunden am nationalen oder internationalen Markt auftreten, selbst wenn die ersten Liberalisierungsschritte die Verteilwerke noch nicht als berechnigte Kunden bezeichnen würden. Vorbehalten bleiben anderslautende Bestimmungen eines Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG).

8.3.2 Auswirkungen der Marktöffnung auf die Verteiler

Grundsätzlich werden die Verteiler unabhängig vom gewählten Netzzugangsmodell auch in Zukunft in ihrem Versorgungsgebiet ein Gebietsmonopol für die Stromverteilung besitzen. Sie können ihre Kosten den KonsumentInnen voll in Rechnung stellen, auch jene Strommengen, die sie nur verteilen aber nicht selber beschaffen. Die Verteiler haben somit den komfortabelsten Part in der ganzen Marktöffnung. Sie geraten im Rahmen der Marktöffnungsschritte, wie sie in der EG-Richtlinie vorgezeichnet sind, weniger stark unter einen Konkurrenz- und Kostendruck. Die Margen, die sie in der alten Ordnung durch den Stromhandel erzielten, werden sie durch den Verkauf von Transport- und Verteilleistungen mehr oder weniger aufrechterhalten können. Trotzdem muss man davon ausgehen, dass die Marktöffnung auch im Verteilsektor zu einer sogenannten Strukturbereinigung, sprich Konzentration führen wird. Das Ausmass und die Geschwindigkeit dieses Wandels hängt massgeblich von zwei Faktoren ab:

a) Marktzugang:

Je schneller die Verteilwerke vollen Marktzugang (ob mit TPA oder SB-Modell) erhalten, um so kleiner wird der Druck, mit anderen Werken zusammenzugehen. Der Marktzugang erlaubt den Verteilern, Strom in der Regel (wenigstens vorläufig und in den Jahren des Überschusses) günstiger zu beschaffen. Dies wird ihnen gewisse Tarifsenkungen erlauben, ohne damit die Ertragslage zu beeinträchtigen. Es wird zwar einige Werke geben, denen die Orientierung am liberalisierten Markt schwerfallen wird und die sich deshalb lieber entweder mit langfristigen Verträgen eindecken oder sich verkaufen, wenn sie dafür gute Konditionen erhalten. Sollte sich der freie Marktzugang für die Verteiler jedoch verzögern, wird die Versuchung gross sein, sich grösseren – vorzugsweise vertikal integrierten – Unternehmen anzuschliessen, die günstigere Konditionen anbieten können.

Für den Spielraum der Werke wird es entscheidend sein, ob sie die Verteilkosten transparent ausweisen und publizieren müssen und ob schweizerische Benchmarks für Verteilkosten für unterschiedliche Bezügerkategorien entwickelt werden. Es wird eine Aufgabe des EMG's sein, diese Transparenz sicherzustellen.

b) Preisüberwachung und Kostenkontrolle der Regulierungsinstanz:

Die Marktöffnung wird eine Preisüberwachung und Kostenkontrolle der nach wie vor monopolistisch organisierten Bereiche erfordern. Die Ausgestaltung dieser Regulierungsinstanz und das Ausmass ihrer Kompetenzen werden die Strukturbereinigung entscheidend beeinflussen. In Norwegen beispielsweise setzt die Regulierungsinstanz jedes Jahr neu fest, wie hoch die maximalen Transport- und Verteilkosten sein dürfen, die den Kunden angerechnet werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Verteiler jedes Jahr Produktivitätssteigerungen, resp. Kosteneinsparungen realisieren können. Entsprechend sinken die zugelassenen Maximalsätze jedes Jahr. Ähnliche Regelungen in der Schweiz würden den Konzentrationsprozess deutlich beschleunigen. In erster Linie gerieten jene Verteilwerke in die roten Zahlen, die am wenigsten effizient arbeiten. Wieviele das sind lässt sich nicht empirisch ermitteln. Nach Erfahrungswerten und Schätzungen dürften dies wohl etwa 5 - 10% der Werke sein (vor allem von den kleinen und mittleren Werken). In zweiter Linie kämen die Werke in Schwierigkeiten, die von ihrer Grösse her suboptimal arbeiten oder wegen ihrer geographischen Situierung (lange Verteilleitungen, geringe Abnehmerdichte, überalterte Infrastrukturen) hohe Kosten aufweisen. Vorsichtig geschätzt dürfte dies weitere 10 bis 20% der Verteilwerke treffen. Wenig oder nicht betroffen werden jene kleinen und kleinsten Verteiler, die im Milizsystem arbeiten (falls allerdings die Produktvielfalt und -komplexität einkaufs- und verkaufsseitig steigt, dürfte das Milizsystem bald überfordert sein, es sei denn, es würden auf sie fokussierte Beratungsangebote und Organisationen gebildet, die sie entlasten (z.B. Einkaufsgenossenschaften).

Auf dem Hintergrund der analysierten Einflussfaktoren und Wirkungsmechanismen lassen sich folgende Auswirkungen im Verteilsektor identifizieren:

1. Umwandlung in Aktiengesellschaften:

Öffentlich-rechtliche Unternehmen, Aktiengesellschaften öffentlich-rechtlicher oder spezialrechtlicher Natur sowie in Gemeindeverwaltungen integrierte Verteilwerke können sich in der Regel nur langsam und mit komplizierten Entscheidungsprozessen auf sich verändernde Marktverhältnisse einstellen. Aus diesem Grund dürften in den nächsten Jahren eine ganze Reihe von

kantonalen und städtischen Werken in Aktiengesellschaften umgewandelt werden. Das hat primär nichts mit einer Privatisierung zu tun, sondern nur mit einer Änderung der Rechtsform. Zwar werden viele Kommunen und auch Kantone nur schwer der Versuchung widerstehen, Minderheitsanteile zu verkaufen und damit die notleidenden öffentlichen Kassen etwas aufzubessern. Interesse an solchen Anteilen haben vor allem umliegende Produzenten, insbesondere vertikal integrierte, die auf diese Weise schrittweise ihre Versorgungsgebiete – sprich gebundene Kunden – ausweiten können.

2. Konzentration:

Allen Relativierungen zum Trotz wird ein Konzentrationsprozess auf Verteilebene anlaufen. Es gibt eine ganze Anzahl von Werken, bei denen ein Zusammengehen betriebswirtschaftlich Sinn macht. In der Vergangenheit standen solchen Allianzen und Fusionen lokalpolitische, historisch bedingte Aversionen und eine gute Verankerung der Werke bei ihren Kunden entgegen. Insbesondere die grossen Werke werden alles versuchen, um freierwerdende oder ungebundene Wiederverkäufer in ihren Versorgungsbereich zu integrieren.

3. Arbeitsplatzabbau:

Es ist zu erwarten, dass in den kommenden Jahren auf Verteilebene (wie auch in der Produktion) kontinuierlich Personal abgebaut wird. Leider fehlen auch bezüglich der Beschäftigten genauere und differenzierte Zahlen. Nach unseren Schätzungen dürften in der Schweiz auf Verteilstufe rund 15'000 Personen beschäftigt sein. Bereits heute ist sichtbar, dass die Personalbestände in den Verteilwerken – je nach Ausgangslage – um 1 - 3% jährlich abgebaut werden. Die heute in der Regel noch überdurchschnittlich guten Besoldungsstrukturen kommen ebenfalls unter Druck. Mit andern Worten, bis in zehn Jahren wird der Personalbestand im Verteilsektor 20 - 30% tiefer liegen als 1995. Dieser Prozess wäre teilweise auch in einem Referenzszenario zu beobachten, wenngleich er durch die Marktöffnung beschleunigt und verstärkt wird. Nicht alle der abgebauten Arbeitsplätze gehen endgültig verloren. Auch hier gilt, dass teilweise Tätigkeiten, insbesondere im Bau, nur ausgelagert und/oder neu gruppiert werden.

4. Diversifikation und neue Produkte:

Die grösseren Verteilwerke überlegen sich, wie sie neben dem Stromverkauf weitere neue Produkte entwickeln und vermarkten könnten. Dank ihrer Kundennähe und den zahlreichen Kundenkontakten (Rechnungsstellung alle zwei Monate) bietet sich an, dass Verteilwerke vermehrt in den Versand- und Discounterhandel

mit Elektrogeräten einsteigen werden. Daneben wird auch das Contracting⁵³ eine grössere Rolle spielen können und sich ev. sogar als exportfähiges Produkt erweisen. Daneben sind auch bereits Ansätze sichtbar, wo Elektrizitätswerke in den Wärmemarkt einsteigen, Sicherheit (Alarmanlagen, Einbruchschutz etc.) verkaufen, Pikett- und Wartungsdienste anbieten und nicht zuletzt sich am liberalisierten Telekom-Markt engagieren. Mit diesen Diversifikationsstrategien lassen sich nicht nur neue Ertragsquellen erschliessen, sie schaffen auch neue Arbeitsplätze in der Elektrizitätswirtschaft. Trotzdem muss man sich bewusst bleiben, dass in den kommenden zehn Jahren die Diversifikationslinien höchstens einige wenige Prozent am gesamten Umsatz erreichen können.

8.4 Auswirkungen auf den Transportbereich

Die EG-Richtlinie schreibt ein Unbundling, mindestens auf Stufe Buchhaltung vor und verpflichtet die EG-Länder "für das Übertragungsnetz einen Betreiber zu benennen, der unter anderem für die Versorgungssicherheit zuständig ist".⁵⁴ Dieser Punkt wird heute in der Schweiz zwischen den verschiedenen Akteuren noch kontrovers diskutiert. Das Bundesamt für Energiewirtschaft steht auf dem Standpunkt, dass "sich die Überlandwerke als Besitzer des Höchstspannungsnetzes zu einer Netzbetreibergesellschaft zusammenschliessen" müssen und dass es "darüber hinaus sinnvoll wäre, die Höchstspannungsleitungen in eine Netzgesellschaft mit gemeinsamen Besitz einzubringen".⁵⁵ Die Elektrizitätswirtschaft stellt sich auf den Standpunkt, das buchhalterische Unbundling genüge den Bestimmungen der Richtlinie. Die heutige Regelung habe sich bewährt

53 Unter contracting versteht man Planung, Bau und ev. auch Betrieb und Finanzierung von Wärmeerzeugungs-, Wärme-Kraft Koppelungs-, Photovoltaik- und anderen kleinen Stromerzeugungsanlagen für Dritte. Es gibt viele verschiedene Varianten des contracting. Für EWs stehen WKK und Photovoltaik im Vordergrund. Bei der WKK bietet es sich auch an, den Betrieb der Anlagen zu übernehmen und die Anlagen stromorientiert zu führen, das heisst den Strombeitrag der WKKs gezielt nach den Bedürfnissen des Verteilers einzusetzen.

54 vgl. Marktöffnung im Elektrizitätsbereich (Bericht Kiener), BEW-Schriftenreihe Nr. 59, 1997, S. 36

55 dito, S. 36

und für tiefgreifende Änderungen sei kein Anlass. Zurzeit betreiben fünf Überlandwerke das übergeordnete Netz, teilen sich in die Netzregulierung und betreiben die ihnen je gehörenden Leitungen autonom. Wie schnell im Transportbereich tatsächlich in den nächsten Jahren strukturelle und institutionelle Veränderungen realisiert werden, lässt sich schwer prognostizieren. Sicher ist, dass der Zusammenschluss in ein nationales Netz eine gewisse Logik beinhaltet, dass für einen effizienten Aufbau und Betrieb der Übertragungsleitungen eine schweizerische Planung und eine schweizerische Betriebsgesellschaft erforderlich sind. Die aktuelle Segmentierung führt tendenziell zu lokalen Überkapazitäten und zu Effizienzverlusten beim Betrieb. **Eine nationale Gesellschaft, an der die bisherigen Netzbetreiber im Ausmass ihrer eingebrachten Anteile beteiligt wären könnte sich zudem im internationalen Strommarkt eine stärkere Position erarbeiten, als die jetzigen Werke je einzeln.**

Die Frage, ob eine nationale Netzgesellschaft unnötig, wünschbar, vorteilhaft oder sogar ein Herzstück einer zukünftigen schweizerischen Elektrizitätswirtschaft darstellen würde, lässt sich nicht abstrakt und auf dem Hintergrund der heutigen Situation beurteilen. Man muss sich dazu die rasante Veränderung aller inländischen und ausländischen Elektrizitätsstrukturen in den kommenden Jahren vor Augen halten. Unsere Position basiert auf folgenden Überlegungen:

1. Die bereits weit fortgeschrittene Konzentration auf Produktionsseite in Europa wird sich noch deutlich akzentuieren. Es wird in wenigen Jahren nur noch ganz wenige Produktionsgiganten (mit Ausnahme kleiner und kleinster Nischenproduzenten) am Markt geben, die sich um Marktanteile und Infrastrukturen streiten.
2. In der Schweiz ist von diesem Konzentrationsprozess noch kaum etwas zu spüren. Die vertikal integrierten Überlandwerke, so weit sie in öffentlichen Händen sind, weisen strukturell eine relativ grosse Trägheit auf, während die privaten (ATEL, CKW, EGL) tendenziell und schrittweise von ausländischen Grossproduzenten übernommen werden. Damit würden auch wichtige Teile des Übertragungsnetz unter ausländische Kontrolle geraten. Am schwersten wiegt dabei der Verlust der Schaltstelle in Laufenburg, auf deren Übernahme sich die Manager der Bayernwerke bereits vorbereiten. Laufenburg stellt ein zentrales Herzstück im Europäischen Stromverbund dar und ein Verlust würde die Position der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft ganz entscheidend schwächen.

3. Eine auch in Zukunft relativ klein parzellierte Produktions- und Übertragungsstruktur in der Schweiz würde zweierlei bewirken: Einerseits werden die unterschiedlichen Interessen der Europäischen Stromgiganten als Partner oder Eigentümer von Werken mit Übertragungsleitungen in unserem Land selbst und zu unserem Nachteil ausgetragen. Sichtbar geworden ist dies bereits im Fall der WATT, an der sich die BKW nicht mehr beteiligen konnten resp. wollten, da die an der BKW beteiligte deutsche Preussag mit den beiden andern deutschen Übernahmepartnern der WATT in angespannter Konkurrenz liegt. Man kann sich vorstellen was passieren wird, wenn einmal zwei Drittel des Übertragungsnetzes der Schweiz in den Händen der EdF, der Bayern- und Essenwerke, der RWE und der Preussag liegen würden. Andererseits wird die, verglichen mit europäischen Dimensionen, kleine Struktur in der Schweiz direkt dazu einladen, schrittweise weitere Teile zu übernehmen.
4. Man muss davon ausgehen, dass sich die Position der schweizerischen Erzeuger wesentlich verbessern wird, wenn sie selber und relativ rasch Kooperationen, Fusionen und strategische Allianzen finden. Dies ist zwar nicht unbedingt der zentrale Wunsch der liberal Denkenden und auch nicht die grosse Erwartung, die man an eine Strommarkliberalisierung stellen würde. Aber angesichts der Entwicklung in den umliegenden Ländern wird den inländischen Produktionsunternehmen keine andere Wahl bleiben. Ein schrittweiser Zusammenschluss verbessert ihre Marktchancen, senkt die Kosten und verhindert das Herausbrechen der wertvollsten Teile.

Auf dem Hintergrund der geschilderten Entwicklung ist es einsichtig, dass der Aufbau eines nationalen Übertragungsnetzes unter Einschluss der Schaltstelle Laufenburg zu einem zentralen Element einer Neupositionierung der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft am Europäischen Strommarkt wird. Die Vorteile liegen auf der Hand. Eine nationale Netzgesellschaft ermöglicht insbesondere:

- eine koordinierte und abgestimmte Schliessung vorhandener Lücken im Hochspannungsnetz
- eine optimale Verwertung der schweizerischen Überschüsse auf dem Europäischen Markt und zwar gemäss den Interessen der inländischen Produzenten und nicht primär nach den Optimierungskriterien der Europäischen Stromgiganten
- Weiterführung und Weiterentwicklung der zentralen Rolle im Europäischen Stromverbund

- Einbinden aller Netzteile inklusive Laufenburg in eine schweizerisch kontrollierte Gesellschaft. Damit kann verhindert werden, dass diese Kernstücke der Übertragungsinfrastruktur ins Ausland abwandern, wie dies zurzeit im Gange ist. Eine Beteiligung ausländischer Gesellschaften an der nationalen Netzgesellschaft ist im Verhältnis ihrer heute gehaltenen Beteiligungen durchaus möglich und auch vorteilhaft.

Nachteile einer nationalen Übertragungsgesellschaft sind u.E. nicht festzustellen. Um diese Lösung zu realisieren braucht es jedoch ein klares Konzept und entschiedenes politisches und gesetzgeberisches Handeln.

8.5 Handlungsbedarf

Basierend auf der Analyse der erwarteten Einflüsse der Marktöffnung auf die Struktur der Elektrizitätswirtschaft auf allen Ebenen zeigt sich, dass ein Handlungsbedarf des Gesetzgebers in folgenden Punkten besteht:

1. **Massnahmen gegen unlautere Dumping- und Übernahmeversuche aus dem Ausland:** Wie kann verhindert werden, dass in der Übergangsphase mit Stromüberschüssen die inländische Wasserkraft mit Dumping-Angeboten aus dem Ausland finanziell in den Ruin getrieben wird und anschliessend zu Schleuderpreisen ins Ausland verkauft werden muss. Folgende Massnahmen stehen im Vordergrund:
 - Annahmequoten für regenerierbare Energie bei berechtigten Verteilwerken. Damit lässt sich verhindern, dass die Verkaufserlöse infolge von Dumpingangeboten in den Keller fallen.
 - Bis die ausländischen Märkte offen und die Überschüsse abgebaut sind werden die Verteilwerke als berechnigte Kunden nur im Inland zugelassen (vgl. Punkt 2 unten).
2. **Marktöffnung gegenüber dem Ausland in der Übergangsphase:** Zum Schutz der Schweizer Produzenten muss im Austausch Reziprozität (gemäss EG-Richtlinie erlaubt) gefordert werden. Bei einer schnelleren Marktöffnung in der Schweiz könnte es sonst zu einer Schwemme ausländischer Billigangebo-

te aus teilliberalisierten Märkten mit teilsubventionierten ausländischen Produktionsanlagen kommen.

3. **Massnahmen zur Sicherstellung des Wettbewerbs im liberalisierten Bereich:** Der Konzentrationsprozess auf der Produzentenseite kann letztlich dazu führen, dass von einem Wettbewerb der Anbieter in der Schweiz nicht mehr gesprochen werden kann. Das Kartellrecht und die Fusionskontrolle dürften nicht ausreichen, die Agglomeration aufzuhalten, insbesondere da die Monopolisierung im benachbarten Ausland viel weiter fortgeschritten ist. Der Schweiz bleibt wohl nur die Möglichkeit, den Binnenmarkt um so stärker ausländischen Anbietern zu öffnen, je höher der Monopolisierungsgrad im Inland zunimmt.

4. **Massnahmen zur Sicherstellung der Effizienzsteigerung im monopolisierten Bereich (Transport und Verteilung):** Zwei Ansätze stehen zur Verfügung:

- Preisüberwachung der Verteilwerke und der den KonsumentInnen angelasteten Verteilkosten
- Vorgaben der Regulierungsbehörde bezüglich der zugelassenen mittleren Kostenansätze für Verteildienstleistungen. Diese Ansätze werden sukzessive gesenkt und Berücksichtigen das Kostensenkungspotential der Verteilwerke.

Voraussetzung für diese beiden Ansätze sind die Ausweis- und Publikationspflicht für die Verteilkosten nach Nachfragegruppe/-segment seitens der Verteiler.

5. **Massnahmen zur Realisierung der nationalen Transportgesellschaft:** Der Gesetzgeber hat es in der Hand, entsprechende Bestimmungen ins Strommarktgesetz aufzunehmen. Es ist auch denkbar, zu diesem Zweck ein separates Gesetz zu erlassen. Mögliche Stufen der Eingriffsintensität:

- Vorschrift einer schweizerischen Kapazitätsplanung
- Vorschrift der Koordination von Planung und Betrieb der Übertragungsnetze auf schweizerischer Ebene
- Vorschrift einer schweizerischen Netzgesellschaft beispielsweise in der Form eines "Partnerwerkes" mit Beteiligung der heutigen Besitzer. Den heutigen Netzbesitzern und -betreibern muss dabei eine Frist gesetzt werden, bis wann die nationale Übertragungsgesellschaft auf privater Basis gegründet sein muss. Das Gesetz müsste auch eine Bestimmung enthalten, dass bei Nichteinhaltung dieser Vorgabe der Bund selber die nationale Netzgesellschaft aufbaut und

die Anteile daran an die vormaligen Netzbetreiber anteilig wieder abgibt.

9. Auswirkungen auf die Umwelt und den Energieeinsatz

9.1 Einleitung

9.1.1 Relevante Aspekte

Im folgenden geht es darum, die Umweltwirkungen der Marktöffnung zu beurteilen. Im heutigen Wirtschaftssystem kann nicht davon ausgegangen werden, dass Preissignale alle Kosten wie zum Beispiel die des Ressourcenverbrauchs und des Verbrauchs an Umweltgütern enthalten. Die unterschiedlichen Produktionsweisen und verwendeten Primärenergien verursachen pro produzierte Kilowattstunde externe Kosten in unterschiedlichem Ausmass. Neben diesem Effekt sind auch die absoluten quantitativen Veränderungen von Ressourcenverbrauch und Emissionen infolge tieferen Preisen und erhöhtem Konsum zu berücksichtigen.

Bei den folgenden Überlegungen geht es darum, jeweils die quantitative Veränderung von nicht internalisierten Kosten der Stromproduktion bei einer Strommarktliberalisierung zu diskutieren. Die Liberalisierung führt in vielen Bereichen allerdings nur zu einer Beschleunigung von Entwicklungen, die sich ohnehin abspielen. Beispielsweise ändert sich die Zusammensetzung des Kraftwerkparkes auch autonom durch Veränderungen der Preise von Primärenergieträgern, durch demokratische Widerstände gegenüber einzelnen Produktionstechniken oder durch ändernde Regulierungsanforderungen bzw. Änderungen von Subventionsgrundsätzen einzelner Staaten.

Als relevante Bezugsgrössen der Umweltwirkungen werden in erster Linie die Veränderungen von CO₂-Emissionen aufgrund fossiler Stromproduktion und der Verbrauch nicht erneuerbarer Ressourcen betrachtet. Für die schweizerische Diskussion ist ausserdem von Bedeutung, wie sich eine Liberalisierung auf Landschaftsveränderungen durch Kraftwerksneubau und durch Überlandleitungen für den Stromtransport auswirkt. Zu diskutieren ist auch der ökonomische Druck auf bestehende Regulierungen wie Restwassermengen und Wasserzinsen (hierzu vgl. Kapitel 10), aber auch allfällige Finanzierungsprobleme bei der künftigen Entsorgung von Kernkraftabfällen

und die Auswirkungen auf die Effizienzpolitik. Weitere Umweltaspekte wie lokale Gefährdung von Gewässern, SO₂-, Wärme- oder Strahlungsemissionen, Lärm etc. als Folge der Liberalisierung werden nicht berücksichtigt.

9.1.2 Stellenwert der Szenarien

Die in diesem Bericht diskutierten Szenarien der Marktöffnung im Vergleich zum Referenzszenario bilden die Grundlage für die Beurteilung der ökologischen Wirkungen der Strommarkliberalisierung. Sie geben dafür den Rahmen, welche Veränderungen stattfinden, wie schnell Anpassungsprozesse verlaufen, wie gross quantitativ die Wirkungen sowohl bezüglich Produktionsmengen als auch bezüglich der Preisentwicklung vorsichgehen werden.

Im folgenden werden die ökologischen Wirkungen auf dieser Grundlage abgeschätzt. Wie bei allen quantitativen Überlegungen ist zu berücksichtigen, dass die grundlegenden Annahmen der Szenarien entscheidend für die Ergebnisse sind. Da hier nur die Wirkung der Liberalisierung im Vergleich zur ohnehin stattfindenden Entwicklung interessiert, spielen absolute Veränderungen der gesamten Bedingungen eine untergeordnete Rolle.

9.2 Mechanismen

9.2.1 Mehrverbrauch durch tiefere Preise

Durch tiefere Preise wird die Wirkung der heutigen Effizienzpolitik (Energie 2000) abgeschwächt und das Ziel, den Stromverbrauch zu stabilisieren gefährdet. Bei den Verbrauchern verringert sich der Anreiz zum Sparen und bei Investitionsentscheiden werden energieintensivere Varianten bevorzugt. Sinkende Energiepreise geben Investoren Signale, weniger in Effizienzsteigerungen zu investieren. Investitionen, die heute nur knapp rentabel sind oder lange Rückzahlfristen haben, werden nicht mehr getätigt. Hieraus folgt gegenüber

der Referenzentwicklung⁵⁶ ein höherer Verbrauch und daraus eine höhere Umweltbelastung.

Auch aus volkswirtschaftlicher Sicht rechtfertigen künftig sinkende Strompreise geringere Aufwendungen für Einsparinvestitionen. Das volkswirtschaftliche Optimum zwischen Investitionen in Produktionsanlagen und Investitionen in Einspartechnologien liegt dort, wo die Grenzkosten beider Alternativen gleich sind. Bei steigenden Grenzkosten beider Investitionsalternativen existiert ein kostenminimierender Mix. Sinken nun die Grenzkosten der Produktion (wie dies durch die Deregulierung scheint), verschiebt sich das Optimum in Richtung Ausbau. Dies ist allerdings nur korrekt, wenn bei dieser Kostenüberlegung externe Kosten immer noch unberücksichtigt bleiben. Wird eine Senkung der Produktions(grenz)kosten durch eine Erhöhung externer Kosten begleitet, könnte das volkswirtschaftliche Optimum durchaus auch bei einem höheren Anteil der Einsparinvestitionen zu liegen kommen.

Für einzelne Marktteilnehmer sind die Signale aus der Deregulierung entscheidend. Die Kosten der Elektrizitätsbereitstellung üben im wirtschaftlichen Umfeld einen direkten Anreiz zur Anpassung der Nutzungseffizienz an den Stand der Technik aus. Eine zu günstige Elektrizität verringert den Druck, nach innovativen Lösungen zu suchen. Es werden unter Umständen nur aufwendig korrigierbare Investitionsentscheide getroffen, die langfristige ungünstige Verbrauchswirkungen zur Folge haben. Beispiele: Effizientere Produktionsmaschinen werden nicht gekauft, Einrichtung von Elektrowiderstandsheizungen (anstelle von Gas/Ölheizungen oder Wärmepumpen).

Die an Bedeutung zunehmende Contracting-Branche verliert einen Teil ihrer Marktchancen, wenn bei sinkendem Marktpreis das realisierbare Gewinnpotential technisch unausgenutzter Effizienzsteigerungen abnimmt.

56 Es werden im folgenden nur die durch die Liberalisierung eintretenden Veränderungen gegenüber der Referenzentwicklung dargestellt. Die Einführung von ISO 14000 beispielsweise wirkt zwar verbrauchsämpfend, würde aber in den Unternehmen auch ohne eine Liberalisierung realisiert werden.

9.2.2 Kostendruck auf die bestehenden Wasserkraftwerke

Die wirtschaftlichen Auswirkungen der Liberalisierung auf die bestehende Nutzung der Wasserkraft werden ausführlich im Kapitel "Auswirkungen auf die Bergkantone" abgehandelt. Wir gehen davon aus, dass die Produktion an Hydroelektrizität im wesentlichen gehalten werden kann, wenn auch der wirtschaftliche Druck stark zunimmt. Umweltseitige Auswirkungen durch eine Verminderung der Produktion resp. eine Substitution werden daher nicht erwartet.

Der Druck auf die Kosten hat aber zur Folge, dass umweltseitige Auflagen wie beispielsweise zur Restwassermenge wesentlich schwerer durchgesetzt werden können. Auch andere Vorschriften zur Umwelt- und Landschaftsschonung wie beispielsweise restriktivere Staukotenregelungen oder Vorschriften zur Renaturierung von Fluss- und Bachläufen, werden, sobald sie mit erheblichen Kosten oder Erzeugungeinbussen für den Betreiber verbunden sind, schwerer bei allen Anlagen durchgesetzt werden können.

Hierbei muss berücksichtigt werden, dass die einzelnen Wasserkraftwerke in ihrer Rentabilität unterschiedlich sind und Probleme nur bei dem Teil der Werke auftreten dürften, die heute bereits an der Schwelle ihrer Wirtschaftlichkeit produzieren.

9.2.3 Zusätzliche Benachteiligung der "neuen" Erneuerbaren

Unter den "neuen" erneuerbaren Energieträgern werden in diesem Abschnitt alle Stromproduktionstechniken subsumiert, die, mit Ausnahme der bereits bestehenden Wasserkraftwerke, auf regenerativen Energien basieren.

In einem deregulierten Wettbewerbsmarkt wird die Wahl homogener Güter wie kWh (bei gleicher Zeit und Verfügbarkeit), abgesehen von den Teilmärkten für Ökostrom, durch den Preis bestimmt. Nachgefragt wird i.d.R. das Angebot, das jeweils zum tiefsten Preis erhältlich ist.

Da die erneuerbaren Energien bereits zu den heutigen Angebotspreisen kaum konkurrenzfähig sind, wird sich die Wettbewerbsfähigkeit dieses Angebots weiter verschlechtern.

Zahlen zur Illustration:

Bereits heute werden Differenzkosten (= Differenz der jeweiligen Erzeugungskosten zum konventionellen Angebot) von 3 - 30 Rp. pro kWh für Sonnenkollektoren, 100 - 140 für photovoltaische Erzeugung 3 - 9 Rp. für Wärmepumpen etc. ausgewiesen. Konkurrenzfähig im Wärme/Brennstoffbereich sind gerade noch Altholzverbrennung (-3 bis 2), Deponie- oder Klärgasumwandlung (-5 bis 4).

Damit wird klar, dass bei einem um 2 bis 3 Rp./kWh reduzierten Marktpreis selbst die wenigen, heute noch wirtschaftlichen erneuerbaren Primärenergieträger aus rein wirtschaftlicher Sicht kaum mehr eine Marktchance haben werden.

Die statische Betrachtung vernachlässigt vorerst die Entwicklung der Kosten und des Angebotes der erneuerbaren Energieträger. Hier können folgende Effekte unterschieden werden:

- Die technische Entwicklung und das Effizienzsteigerungspotential der Nutzung erneuerbarer Energieträger ist bei weitem noch nicht ausgenutzt. Kostensenkungen dürften in diesem Bereich langfristig wesentlich wahrscheinlicher sein als bei den konventionellen Energieumwandlungstechniken.
- Je nach Ausdehnung der heute noch bescheidenen Produktionsmengen in den Betrieben der Umwandlungstechnik könnten sich Kostensenkungen dank Effizienzsteigerungen durch Massenproduktion (economies of scale) realisieren lassen.
- Strom aus regenerativen Energiequellen verfügt im Gegensatz zum einleitend gesagten allerdings über vermarktbare Eigenschaften, die eine qualitative Preisdifferenzierung ermöglichen. Wie Solarstrombörsen zeigen, lassen sich selbst bei Preisunterschieden von 600 % (!!) noch Nachfrager für das Produkt "Solarstrom" gewinnen. Ein deutlich höherer Preis für das ökologisch bessere Produkt könnte von einer zunehmenden Zahl von KonsumentInnen akzeptiert werden. Dies gilt vor allem für die Nachfrage von Haushalten, könnte aber auch bei gewissen verantwortungsbewusst positionierten Unternehmen zutreffen.

Wie kann sich also der Konkurrenzpreis erneuerbarer Energien entwickeln? Hierzu mögliche Fälle:

- a) Staatliche Förderung durch Subventionen oder Förderung von F&E. Je nach Ausmass der Förderung könnte eine relativ stärkere Kostensenkung als beim konventionellen Angebot erreicht werden. Auch ein Halten der Differenzkosten wäre denkbar.
- b) Keine staatliche Intervention: Durch geschicktes Marketing kann es gelingen, die höhere Zahlungsbereitschaft der Nachfrager auszunutzen und dadurch trotz Deregulierungseffekt (bzw. sogar wegen besserer Marktzugänge) Marktanteile zu gewinnen.
- c) Keine staatliche Intervention, nur geringes Marktvolumen für qualitativ differenzierten Strom: Bei diesem Szenario sind kaum weitere Investitionen in F&E zu erwarten, Mengeneffekte bleiben aus, die Produktionskostenschere öffnet sich, der Absatz schrumpft, erneuerbare Energien werden definitiv ein Nischenprodukt.

Da gerade in einem deregulierten Umfeld die künstliche Verbilligung einzelner Erzeugungsarten politisch umstritten ist, das Potential von Variante b) in bezug auf die wirtschaftliche Gesamtnachfrage doch eher bescheiden sein dürfte, scheint Variante c) am plausibelsten. Erneuerbare Energien zur Stromerzeugung dürften es daher in einem liberalisierten Markt ohne Gegenmassnahmen eher schwer haben.

9.2.4 Substitutionspotential durch fossil erzeugte Elektrizität

a) Zentrale Stromerzeugung in grossen Kraftwerken

Die tieferen Elektrizitätspreise und die ungewisse Erlössituation in der Zukunft, ebenso wie die gemeinsame Reservehaltung und die Neudefinition der Versorgungssicherheit vergrössern das Investitionsrisiko bei der Stromproduktion. Um dem entgegenzuwirken werden künftig kürzere Amortisationszeiten und eine höhere Verzinsung des eingesetzten Kapitals verlangt werden. Dies führt in der Tendenz zu weniger kapitalintensiven Anlagen, das heisst zu Anlagen mit höheren Betriebs- bzw. Brennstoffkosten. Bei heutigen Energiepreisrelationen führt dieser Trend zu gasbetriebenen Anlagen (GuD).

Diese im wesentlichen auch ohne eine Liberalisierung zu erwartende Entwicklung, wird Auswirkungen auf die Elektrizitätserzeugungsstruk-

tur in der Schweiz haben. Es werden in Zukunft nur noch Stromerzeugungsanlagen gebaut, deren Gesamtkosten sich durch die am Markt durchsetzbaren Preise amortisieren lassen. Das bedeutet im einzelnen:

- Kein weiterer Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz, da die Möglichkeiten einer günstigen Wasserkraftnutzung weitgehend ausgeschöpft sind.
- Eine Erneuerung bzw. Sanierung bestehender Wasserkraftanlagen in der Schweiz wird nur dann durchgeführt, wenn diese wirtschaftlich ist. Dies wird bei einem Teil der Anlagen zu einer Redimensionierung oder zumindest dazu führen, dass Erweiterungsbauten (Leistungserhöhungen) nur in Ausnahmen vorgenommen werden. Ebenso dürften die Wasserzinsen und Umweltauflagen erheblich unter Druck geraten.
- Es ist zu erwarten, dass bei gegenüber heute unveränderten Preisrelationen in der Schweiz Kernkraftwerke allein schon aus wirtschaftlichen Gründen nicht mehr erneuert werden.⁵⁷ Aus der heutigen Sicht dürften sie durch Gas-GuD-Anlagen ersetzt werden.
- In Deutschland wird die Subventionierung der heimischen Steinkohle entfallen, dafür wird es möglich sein, billige Steinkohle zu importieren. Die Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle wird sich ebenso am Massstab der günstigsten Erzeugungsalternative messen lassen müssen und somit (bei heutigen Preisrelationen) nur wirtschaftlich sein, wenn sie in den Erzeugungskosten auf das Niveau Gas-GuD herunterkommt.

Insgesamt rechnen wir damit, dass die Erzeugungsstruktur in der Schweiz sich bei der Wasserkraft auf dem heutigen Niveau stabilisieren und bei den übrigen Primärenergieträgern eine Verschiebung zum Gas erfolgen wird. Dies gilt grundsätzlich auch für den Strom, der in die Schweiz importiert wird (zumindest bei einer Grenzbetrachtung).

Ob in der Schweiz in den nächsten 5 bis 20 Jahren neue Kraftwerke mit Gas als Primärenergieträger gebaut werden oder ob entsprechender Strom importiert wird, kann heute nicht abschliessend beantwortet werden. Einerseits ist bei den verschiedenen europäischen Ländern aufgrund des Abbaus von Handelshemmnissen bei der

57 So geht auch die Referenzentwicklung (Szenario IIa, Variante 2) von einer Nichterneuerung der Kernkraft aus.

Technik eine Konvergenz der Kosten zu beobachten. Andererseits ist es fraglich, ob sich die Zinsen, Wechselkurse, Grundstücks-, Anlagen- und Lohnkosten⁵⁸ sowie die (umwelt-)technischen Vorschriften der Schweiz soweit ihren Nachbarländern angleichen, dass sich die Stromproduktionskosten nivellieren. Aufgrund der Transportverluste beim importierten Strom wäre es dann günstiger, diesen in der Nähe der Nachfrage, also in der Schweiz selbst zu erzeugen.

b) Dezentrale Erzeugung in Wärmekraftkopplungsanlagen

Aus WKK-Anlagen erzeugter Strom wird sich gegenüber aus konventionellen zentralen Anlagen erzeugtem Strom behaupten müssen. Speziell in der Industrie wird bei tieferen Strompreisen der Anreiz, eigene WKK-Anlagen zu realisieren kleiner. Da GuD-Anlagen (ohne Wärmenutzung) Wirkungsgrade von knapp 60% haben, dürfte sich die Marktposition von dezentralen WKK-Anlagen einerseits verschlechtern, da deren Vorteil der besseren Gesamtenergienutzung kleiner wird.

Unter den heutigen Rahmenbedingungen ist WKK nur sinnvoll, wenn der erzeugte Strom im eigenen Betrieb verbraucht werden kann. Unter der Voraussetzung des freien Netzzugangs für alle Anbieter von Elektrizität (verhandelter Netzzugang für Dritte) erhält die dezentrale Stromerzeugung in WKK-Anlagen andererseits eine gegenüber heute verbesserte Position. Grosse Wärmeverbraucher (vor allem Prozesswärme) können ihre Wärme dann weitgehend wärmekraftgekoppelt erzeugen und den Strom, den sie nicht selber benötigen an benachbarte Industriebetriebe abgeben. Dadurch können WKK-Anlagen grösser dimensioniert (economies of scale) und wirtschaftlicher betrieben werden.

Weiterhin denkbar ist, dass die StromkonsumentInnen (vor allem private Haushalte und interessierte Dienstleistungsunternehmen) bereit sind, für dezentral erzeugten WKK-Strom einen etwas höheren Preis zu bezahlen (dies ist heute bereits bei Strom aus Wind und Solarenergie der Fall). Am Markt könnten Unternehmen auftreten, die

58 Die allgemein tiefen Zinsen in der Schweiz kompensieren zum Teil die heute wesentlich höheren Grundstücks- und Anlagenkosten. Entscheidend ist vor allem die Entwicklung des Wechselkurses, der seinerseits durch das Zinsniveau mit determiniert wird.

sich darauf spezialisieren, Strom aus regenerativen Quellen und aus WKK aufzukaufen und den interessierten Kunden anzubieten.

Für den Ausbau der WKK allgemein und der Klein-WKK im speziellen ist die künftige Organisation des Netzbetriebes (Netzbetreibergesellschaft) massgebend. Zum einen muss das Netz die Abnahme, Verteilung und Reservehaltung übernehmen, zum anderen ist die künftige Vergütung vom ins Netz eingespiessenen WKK-Strom entscheidend. Im neuen Energiegesetz⁵⁹ ist vorgesehen, die öffentliche Energieversorgung zu verpflichten, Überschussenergie aus Wärmekraftkopplungsanlagen von Eigenproduzenten abzunehmen. Die Vergütung richtet sich nach der Beschaffung gleichwertiger Energie zu marktorientierten Bezugspreisen.

9.2.5 Wenig Einfluss auf den Bedarf an Transportkapazität

Zum einen wird durch die tieferen Strompreise ein Mehrverbrauch an Strom erwartet, der tendenziell höhere Transportkapazitäten verlangt. Zum anderen wird die Liberalisierung zu einer besseren Ausnutzung der Transportkapazitäten führen, was den Bedarf verringert.

Voraussetzung für die Liberalisierung ist, dass für die Transportnetze in der Schweiz eine separate Buchführung eingeführt und (nach Möglichkeit) eine Betreibergesellschaft benannt wird. Die Kostenstruktur der Übertragung muss offengelegt und der Preisüberwachung unterzogen werden. Diese heute nicht vorhandene Transparenz erzeugt einen Kostendruck und wird die Rationalisierung des Betriebs zur Folge haben. Neubauten oder Sanierungen werden nur durchgeführt, wenn diese technisch mit Sicht auf das Gesamtnetz unbedingt notwendig sind.

Dass durch die Liberalisierung ein Zubau an Übertragungskapazitäten erforderlich wird, erscheint aus heutiger Sicht fraglich:

- Der Stromverbrauch und die Stromerzeugung in der Schweiz werden sich aufgrund der Liberalisierung nur unwesentlich anders entwickeln als in der Referenzentwicklung. Insbesondere

⁵⁹ Energiegesetz, Entwurf des Bundestates vom 21.8.1996, Beschluss des Nationalrates vom 4.6.1997

die Erzeugung aus Wasser- und Kernkraft dürfte zunächst kaum zurückgefahren werden, wenn auch weniger für den Strom gelöst werden kann. Damit dürften die physischen Netzbelastungen und Austauschbeziehungen sich kaum verändern.

- Es ist zu erwarten, dass Italien Stromerzeugungskapazitäten (Gas-GuD) schaffen und somit die Bedeutung der Schweiz als Stromtransitland zurückgehen wird. Wie und wann dies geschieht, ist jedoch schwer prognostizierbar, da Italien sich solange auf dem Spotmarkt mit billigem Strom eindecken wird, bis die Überschusssituation in Europa vorüber ist. Erst dann dürften die geplanten Kraftwerkskapazitäten gebaut werden. Der Einsatz dieser neuen Kapazitäten dürfte zunächst nur in den Hoch- und Mittellastzeiten erfolgen, in den Schwachlastzeiten dürfte weiterhin billiger Strom importiert werden.
- Auch für Deutschland durchgeführte Studien⁶⁰ rechnen damit, dass sich allenfalls kurzfristig der Stromaustausch etwas ausweitete um sich anschliessend auf einem gegenüber heute tieferen Niveau einzupendeln. Diese Entwicklung wird durch die sich auf dem europäischen Markt angleichenden Preise für Primärenergie begründet. Da es billiger ist, Primärenergie anstatt Strom zu transportieren, werden dort Kraftwerke gebaut, wo der Strom nachgefragt wird, somit wird tendenziell weniger Übertragungskapazität benötigt.
- Durch eine gesamtschweizerische Planung und den koordinierten Betrieb des Netzes beispielsweise durch eine Netzbetreiber-gesellschaft kann das bestehende Netz besser ausgenutzt und somit Kapazitäten frei gelegt werden.

Aus heutiger Sicht ist davon auszugehen, dass der Druck, neue Hochspannungsübertragungen zu bauen in der Schweiz durch die Liberalisierung eher nachlassen wird.

Die Transport- und Verteilnetze werden ein Monopolbereich bleiben, unabhängig davon, ob es in der Schweiz eine oder mehrere Netzgesellschaften geben wird. Die selbständigen Unternehmen (alle Transport- und mengenmässig ca. 50 - 70% der Verteilunternehmen) werden daher in jedem Fall der Preisüberwachung unterstellt und es müssen Anreize bzw. Überwachungsmechanismen geschaffen werden, so dass die Übertragung und Verteilung von Strom möglichst

⁶⁰ Prognos AG (Hrsg.), Energiereport II 1996, Hoster, Frank, Auswirkungen des Europäischen Binnenmarktes für Strom auf Stromhandel und Erzeugungsstruktur - Resultate eines Simulationsmodells des europäischen Kraftwerksparks ZfE 4/96

effizient und kostengünstig erfolgen. Bei den unselbständigen Verteilunternehmen kann der Preisüberwacher (zumindest heute) nur Empfehlungen aussprechen. Gegebenenfalls müssten die Kompetenzen des Preisüberwachers erweitert werden.

Um die Chancen der Liberalisierung zu nutzen, wird es ebenso notwendig sein, dass die Planung und der Betrieb des Hochspannungsnetzes in der Schweiz auf nationaler Ebene erfolgt.

9.3 Quantifizierung

9.3.1 Mehrverbrauch durch tiefere Preise

In den obigen Szenario-Berechnungen wurde die Mengenreaktion der Nachfrage aufgrund der tieferen Elektrizitätspreise abgeschätzt. Die daraus sich ergebenden Auswirkungen auf den Zubaubedarf von Kraftwerken und den zusätzlichen Energieverbrauch mit seinen Auswirkungen auf die Umwelt ist in der folgenden Tabelle wiedergegeben. Hierbei wurde davon ausgegangen, dass der zusätzliche Verbrauch durch Gas-GuD-Anlagen ohne Wärmenutzung gedeckt wird.

2010		Referenz- entwick- lung	Liberalisierung gemäss EU-Verbrauchslimiten	Liberalisierung gemäss EU-Markquoten	völlige Liberalisierung
Vergünstigung	Rp./kWh		2,6	2,6	1,0
von der Vergünstigung betroffener Absatz	TWh		8,8	16,4	54,6
Verbrauch					
- gesamt	TWh	54,56	54,83	54,92	54,75
- Zuwachs abs.	TWh		0,27	0,38	0,19
- Zuwachs rel.	%		0,50	0,70	0,35
erforderliche Kraftwerks- leistung ⁶¹ ca.					
- gesamt	GW	10,91	10,97	10,99	10,95
- Zuwachs abs.	GW		0,06	0,08	0,04
- Zuwachs rel.	%		0,50	0,70	0,35
benötigte Gasmenge	TWh		0,45	0,63	0,32
CO ₂ -Emissionen CH ⁶²					
- gesamt (1996)	Mio. t		43	43	43
- gesamt (Ziel 2010)	Mio. t		39	39	39
- Zuwachs abs.	Mio. t		0,09	0,13	0,07
- Zuwachs rel.	%		0,21	0,30	0,15

Tabelle 18 Auswirkungen des Mehrverbrauchs in den Szenarien auf die Umwelt

Die Auswirkungen des Mehrverbrauchs auf die Umwelt liegen beim zusätzlichen CO₂-Ausstoss in der Grössenordnung von 0,15 - 0,3%. Dieser Zuwachs kann – bei einem entsprechenden politischen Willen – in anderen Sektoren der Energieanwendung kompensiert werden.

⁶¹ bei einer angenommen Jahresausnutzungsdauer von 5000 Stunden

⁶² CO₂-Emissionen aus Brenn- und Treibstoffverbrauch

9.3.2 Rückgang der "neuen" Erneuerbaren

Die quantitativen Auswirkungen billigerer Strompreise auf den Einsatz der "neuen" erneuerbaren Energien (alle regenerativen ausser der bestehenden Wasserkraft) zur Stromproduktion in der Schweiz kann nur sehr grob abgeschätzt werden. Zum einen sind die in der Referenzvariante angenommenen Beiträge der Erneuerbaren zur Stromproduktion nur sehr gering (2010 0,2 TWh oder ca. 0,3%), zum anderen sind die Abgrenzungen unklar. Zählt man beispielsweise aus Abfällen, Klärgas o.ä. gewonnenen Strom hinzu, so erhöht sich die Menge 2010 auf 1,3 TWh oder 2,2%. Des weiteren wird der aus WKK erzeugte Strom zwar nicht zu den erneuerbaren jedoch zumindest zu den alternativen Stromerzeugungsmöglichkeiten gezählt.

In einer Studie, die die Auswirkungen der Solarinitiative auf den Energieverbrauch und die Energieerzeugung darstellt,⁶³ wurden die Auswirkungen einer Förderung von alternativen Stromerzeugungstechnologien untersucht. Dabei wurde angenommen, dass eine alternativ erzeugte kWh mit einem bestimmten Fördersatz belohnt würde.

Bei einer Liberalisierung wird nun der Strom allgemein oder für eine bestimmte Kundengruppe günstiger, was die Erzeugung aus erneuerbaren Energien entsprechend (relativ) verteuert. Geht man von einer symmetrischen Elastizität aus (Verteuerungen haben den selben Mengeneffekt wie Verbilligungen, nur mit umgekehrtem Vorzeichen), so können die Effekte einer Strompreissenkung **grob** abgeschätzt werden. In der erwähnten Studie werden mit einer Förderung von 5,6 Rp./kWh im Jahr 2010 (Variante IIId) 0,61 TWh Solarenergie- und WKK-Potential erschlossen. Dies bedeutet, dass bei einem Referenzverbrauch von ca. 54,6 TWh im Jahr 2010 mit 1 Rp./kWh Verbilligung ca. 0,11 TWh erschlossen werden. Umgekehrt würde eine Vertauung, auch wenn diese relativ ist, einen Rückgang dieser Erzeugungstechnologien in der entsprechenden Grössenordnung bewirken.

⁶³ Ernst Basler + Partner, Bundesamt für Energiewirtschaft, Solarinitiative: Analyse der Auswirkungen, 1996

2010		Liberalisierung gemäss EU-Verbrauchslimiten	Liberalisierung gemäss EU-Marktquoten	völlige Liberalisierung
Vergünstigung	Rp./kWh	2,6	2,6	1,0
von der Vergünstigung betroffener Absatz	TWh	8,8	16,4	54,6
Reduktion Solar/WKK erzeugter Strom	TWh	- 0,05	- 0,09	- 0,11

Tabelle 19: Grobabschätzung des durch die relative Verteuerung weniger produzierten Stroms aus alternativen Quellen

Die oben berechneten Auswirkungen auf den Einsatz alternativer Stromerzeugungstechnologien scheinen gering zu sein. Es ist jedoch zu beachten, dass es sich dabei um Schlüsseltechnologien handelt, die für die Sicherstellung der Energieversorgung in fernerer (20 - 50 Jahre) Zukunft eminent wichtig sind. Die ohnehin nur zögerliche Entwicklung und Einführung dieser Technologien wird durch die Folgen der Liberalisierung tendenziell noch weiter gehemmt. Die Schwächung des Marktes der neuen erneuerbaren Energieträger trifft die Branche in der kritischen Phase des Aufbaus und kann diesen nachhaltig beeinträchtigen.

Dies muss jedoch relativiert werden:

- Für Solarstrom und andere erneuerbare Energien existiert ein Nischenmarkt mit begrenzter Kapazität. Ein Teil der Stromverbraucher ist bereit, für solar erzeugten Strom erheblich höhere Preise zu bezahlen. Eine Vergrösserung der Preisdifferenz zum konventionellen Strom hat auf diesen Markt voraussichtlich keinen Einfluss.
- Mittelfristig (in 5 bis 10 Jahren) rechnen wir damit, dass die Strompreise sich wieder nach oben bewegen dürften. Eventuell entstehen neue Monopole, die in der Lage sind, eine Monopolrente durchzusetzen. Die Preisdifferenz gegenüber der Referen-

entwicklung dürfte damit geringer werden (wenn nicht sogar negativ) und somit für die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien kaum noch eine Rolle spielen.

- Erhalten die kleineren Erzeuger und Abnehmer Marktzugang (verhandelter Netzzugang für Dritte), könnte sich für dezentral erzeugte WKK ein neuer Markt eröffnen.
- Im neuen Energiegesetz⁶⁴ werden die Einspeisebedingungen und Vergütungen für WKK-Strom geregelt. Die Vergütung für WKK-Strom soll sich nach den Beschaffungskosten von gleichwertigem Strom am Markt richten. Ob dies zu attraktiven Preisen führt, die eine Einführung der WKK fördern ist, zu bezweifeln.

9.3.3 Substitutionspotential durch fossil erzeugte Elektrizität

In einer ersten Phase der Liberalisierung dürften sich, wie oben dargestellt, an der Erzeugungsstruktur in der Schweiz keine wesentlichen Änderungen ergeben. Erst ab ca. 2010, insbesondere aber ab 2020/30, wenn die heutigen Kraftwerke erneuert werden müssen, wird sich die Erzeugungsstruktur ändern. Diese Entwicklung dürfte allerdings auch ohne eine Liberalisierung stattfinden und wird durch diese allenfalls beschleunigt. Sie entspricht daher auch weitgehend der Referenzentwicklung.

Geht man davon aus, dass das Produktionspotential der Wasserkraft im wesentlichen erhalten bleibt, dass die heutigen schweizerischen Kernkraftwerke (2010 ca. 22 TWh/a) jedoch durch Gas-GuD-Anlagen (mit bzw. ohne Wärmenutzung) ersetzt werden, ergibt sich das in der folgenden Tabelle dargestellte Bild.

64 Energiegesetz, Entwurf des Bundestates vom 21.8.1996, Beschluss des Nationalrates vom 4.6.1997

		Kernkraft	GuD
Erzeugte Strommenge	TWh	22	22
Vollbenutzungsstunden	h/a	7'000	5'000
Installierte Leistung	GW	3,1	4,4
benötigte Brennstoffmenge	TWh	66	36,7
CO ₂ -Emissionen ohne WKK ⁶⁵	Mio. t		7,2
CO ₂ -Emissionen mit WKK	Mio. t		4,4
zum Vergleich			
Gasverbrauch 1996	TWh		31
CO ₂ -Emissionen 1996 ⁶²	Mio. t		43
CO ₂ -Ziel 2010	Mio. t		39

Tabelle 20: Benötigte Brennstoffmengen und daraus resultierende CO₂-Emissionen beim Ersatz der inländischen Kernkraftwerke durch Gas-GuD-Anlagen in der Schweiz

Ein Ersatz der heutigen Kernkraftwerke durch gasbefeuerte Anlagen würde also neue Kraftwerkskapazitäten in der Grössenordnung von ca. 4 GW und einen zusätzlichen jährlichen Gasverbrauch von ca. 37 TWh bedeuten. Gleichzeitig würden entsprechende Mengen Kernbrennstoff weniger benötigt und sich die Menge radioaktiver Abfälle reduzieren. Durch den Brennstoffverbrauch würden alleine CO₂-Emissionen in der Höhe von ca. 7 Mio. t entstehen, wenn die bei der Stromproduktion anfallende Abwärme nicht genutzt wird. Wird diese genutzt (über WKK), so würde die zusätzliche CO₂-Belastung etwa 4,4 Mio. t betragen. Durch diese Mehrbelastungen würde das für 2010 anvisierte CO₂-Ziel⁶⁶ von 39 Mio. t gefährdet.

9.3.4 Fazit, Diskussion und politischer Handlungsbedarf

Die Umweltauswirkungen aufgrund der höheren Nachfrage nach Strom sind eher gering, sind jedoch den Umweltzielen (Energie 2000) entgegengesetzt, so dass diese noch schwieriger zu erreichen sein werden. Das gleiche gilt für die Marktchancen der Solarenergie und

⁶⁵ Emissionsfaktor 198 g/kWh, nur durch die Verbrennung selbst verursachte Emissionen

⁶⁶ gemäss geplantem CO₂ Gesetz

der WKK, die aufgrund der tieferen Preise für konventionellen Strom gegenüber der Referenzentwicklung schlechter gestellt sind. Für den Verkauf von WKK-Strom könnte sich allerdings aufgrund der neu geregelten Durchleitungsrechte ein neuer Markt eröffnen. Kommt es zu einem Ersatz der Kernkraft durch fossile Energieträger, was nach 2010 auch ohne eine Liberalisierung erwartet werden muss, bedeutet dies einen wesentlichen zusätzlichen Primärenergieverbrauch und damit verbunden erhebliche höhere CO₂-Emissionen, so dass die Ziele von Energie 2000 wohl kaum erreicht werden dürften.

Die Überlegungen zu den Umweltwirkungen gehen von den gleichen Annahmen wie die Szenarien aus. Das bedeutet einen durch die Liberalisierung um 2,6 Rp./kWh tieferen Strompreis für die zugelassenen Kunden und etwa die gleichen Preisrelationen der Primärenergie (Inputenergie für Kraftwerke) wie heute. Tritt jedoch die eher wahrscheinliche Entwicklung ein, dass nach zunächst stark fallenden Elektrizitätspreisen, sich diese wieder erholen und eine Stabilisation auf etwas tieferem Niveau gegenüber heute eintritt, dürften sich die oben beschriebenen Entwicklungen abschwächen.

Zu beachten ist auch, dass die den Berechnungen zugrundeliegenden Annahmen hinsichtlich Preisen und Preisrelationen zwar aus heutiger Sicht am wahrscheinlichsten, jedoch im Grunde genommen sehr unsicher sind. Verschieben sich in Zukunft die Relationen und/oder das Niveau der Primärenergiepreise, so hätte dies für die oben getroffenen Aussagen die folgenden Konsequenzen:

- Bei einem allgemeinen Anstieg der Primärenergiepreise ergibt sich ein Trend zu kapitalintensiveren Erzeugungsanlagen und durch die Verteuerung der Elektrizität ein geringeres Verbrauchswachstum der Nachfrage.
- Bei einer Verteuerung von Gas ergibt sich eine Verschiebung zu Erdöl. (GuD-Kraftwerke können auch mit Erdöl befeuert werden.)
- Wird Gas und Erdöl teurer ergibt sich eine Verschiebung hin zu Kohlekraftwerken, was standortbedingt für die Schweiz höhere Stromimporte bewirken würde, da der Transport von Kohle erheblich aufwendiger ist, als der von Gas oder Erdöl.
- Wird die Kernkraft teurer (z.B. weitere Auflagen nach einem Zwischenfall oder ungelöste Entsorgungsprobleme), so wird das Stromangebot an günstiger Kernkraft schrumpfen, sich das Strompreisniveau erheblich schneller erholen und die Entwicklung hin zu Gas-GuD-Anlagen beschleunigen.

- Bei Engpässen durch Abschaltungen aufgrund von Zwischenfällen wäre sogar kurzfristig ein gegenüber heute höheres Strompreisniveau denkbar, das jedoch nur vorübergehender Natur wäre, da bei einem höheren Preisniveau in relativ kurzer Zeit Gas-GuD-Anlagen aufgestellt würden.
- Die Berechnungen gehen von einer Nivellierung der Preise und Zinsen EG/Schweiz aus. Findet diese nicht statt, könnte dies zu höheren Stromimporten führen.

Aus den oben beschriebenen Wirkungen der Liberalisierung auf die Umwelt ergibt sich der folgende politische Handlungsbedarf:

- Eine Kompensation, oder zumindest eine Abschwächung des CO₂-Ausstosses insbesondere aus dem Mehrverbrauch Gas ist anzustreben. Hierzu wäre eine CO₂- oder Energieabgabe geeignet.
- Der Mehrverbrauch an Elektrizität könnte durch Umwelt- und Energiestandards und durch eine auf die Industrie ausgerichtete Effizienzpolitik aufgefangen werden.
- Um die negativen Einflüsse auf die regenerativen Stromerzeugungstechnologien zu kompensieren, wäre die Förderung der "neuen" regenerativen Energien zu forcieren.

10. Auswirkungen auf die Bergkantone

10.1 Struktur und Interessen der Bergkantone

10.1.1 Ausgangslage

Die Gebirgskantone und -gemeinden in Graubünden, Tessin, Glarus, Innerschweiz, Berner Oberland und Wallis profitieren, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass von der Nutzung der Wasserkraft. Diese Nutzen lassen sich wie folgt quantifizieren:

Art des Nutzens	Mio. Fr./a	Bemerkungen
1 Wasserzinsen, Abgaben, Steuern	410 Mio. ⁶⁷	davon ca. 40% die Gemeinden (164 Mio.)
2 Investitionen in Kraftwerke	300 Mio. ⁶⁸	Mittelwert 1991 - 1995: 43% davon arbeitsplatzwirksam im Berggebiet, 600 - 800 Personenjahre/a
3 Beschäftigung und Lohnsumme in der Produktion ⁶⁹	200 Mio. ⁷⁰	Schätzung 2'000 Personenjahre/a, resp. volle Stellen
4 Beiträge an Infrastrukturen, etc.	40 Mio. ⁷¹	

67 Öffnung des Elektrizitätsmarktes Schweiz. Folgerungen für die Elektrizitätspolitik der Gebirgskantone. Brugger, Hanser und Partner, 1997, S. 79. Die Autoren stützen sich auf Angaben der Gebirgskantone. Die Studie erwähnt unter diesem Titel "Wasserzinsen und übrige Erträge". Es ist unklar, ob Gratis- und Vorzugsenergielieferungen darin enthalten sind.

68 Dito, S. 85. Die hier aufgeführten 300 Mio. Fr. stellen einen Mittelwert der zitierten Schätzung (240 - 340 Mio. Fr.) dar. Die Zahlen variieren über die Jahre und der angegebene Wert ist nur als grobe Angabe der Grössenordnung zu betrachten.

69 Die Zahl ist nicht bekannt. Es liegen nur Angaben über die Zahl aller Beschäftigten der Strombranche nach Kantonen vor. Wir haben in den Bergkantonen im Mittel rund 50% der Stellen der Produktion zugeordnet.

70 Approximative Lohnsumme

71 Finanzielle Belastung der Elektrizität durch öffentliche Gemeinwesen, Studie VSE, Menzl 1996 weist insgesamt 81 Mio. Fr./a aus. Schätzung Anteil Berggebiete 50%.

Art des Nutzens	Mio. Fr./a	Bemerkungen
5 Heimfallpotential resp. Abgeltung von Verzichtserklärungen	50 Mio. ⁷²	Jährlicher Mittelwert. Starke Schwankungen je nach Ablauf von Konzessionen

Tabelle 21 Zusammenstellung der quantifizierten Nutzen der Berggebiete aus der Wasserkraftproduktion (Schätzungen)

Diese Zusammenstellung der Nutzen macht deutlich, dass die Wasserkraft ein wesentlicher Wirtschaftsfaktor für die Berggebiete darstellt. Auf diesem Hintergrund sind die prioritären Interessen des Alpenraums klar ersichtlich. Sie lauten:

- Konstanthalten oder weiterer Ausbau der Erträge aus der Wasserkraft, insbesondere Wasserzinsen und Steuern
- Verhindern eines Abbaus der Investitionen
- Direkte und indirekte Beschäftigungseffekte sichern
- Heimfallrecht nicht aushölen.

10.1.2 Auswirkungen der Marktöffnung auf die Berggebiete

Die Auswirkung der Marktöffnung auf die Berggebiete ist primär mit zwei Themen verknüpft:

- mit der Stellung der Wasserkraft im teil- oder vollliberalisierten Markt
- mit der potentiellen Benachteiligung (höhere Verteilkosten und entsprechend höhere Tarife) von KonsumentInnen in dünnbesiedelten oder peripheren Gebieten.

Wasserkraft: Die möglichen Probleme der Wasserkraftnutzung sind bereits ausführlich weiter oben⁷³ beschrieben und diskutiert worden. Man kann, unter welchem Marktöffnungs- und Preisszenario auch immer, davon ausgehen, dass alle Wasserkraftwerke bis zum Ablauf ihrer technischen Lebensdauer weiterbetrieben werden. Rekapitule-

⁷² dito, Annahme Berggebiete rund 60% von 85 Mio.Fr./a

⁷³ vgl. Kapitel Auswirkungen auf Umwelt- und Energiepolitik und Kapitel Auswirkungen auf die Struktur der Elektrizitätswirtschaft

rend sollen hier noch einmal die wichtigsten Probleme aufgezählt werden, die zu erwarten sind:

1. Die **langfristige Erneuerung der Wasserkraftwerke** ist nicht sichergestellt. Amortisationsfristen von 70 Jahren stellen in einem beweglichen Markt mit schwer prognostizierbaren Erlösen ein grosses Risiko dar. Dazu kommt, dass bei den heutigen Abschreibungsmethoden die Gestehungskosten des Stroms in den ersten Jahren wesentlich höher ausfallen.
2. Mindestens in den nächsten Jahren wird der **Weiterausbau der Wasserkraft stagnieren**. Die Produzenten werden auch andere Investitionen so weit irgendwie vertretbar zurückstellen. Das jährliche Investitionsvolumen dürfte in den nächsten zehn Jahren deutlich unter den langjährigen Durchschnitt sinken.
3. Das **Heimfallrecht von Kantonen und Gemeinden** wird nicht juristisch, aber faktisch ausgehöhlt. Die öffentlichen Körperschaften werden in der Regel nicht in der Lage sein, die mit den grossen Neuinvestitionen verbundenen Risiken selber zu tragen. Sie verfügen auch nicht über die Marktmacht, um eine optimale Verwertung der erzeugten Energie sicherzustellen. Dies gilt insbesondere, solange in Europa und in der Schweiz angebotsseitig grosse Überschüsse vorhanden sind. Die finanzielle Situation bereits heimgefallener Werke dürfte in den kommenden Jahren einigen Kantonen Sorgen bereiten.
4. Es entsteht ein grosser **Druck auf die Erträge der Bergregionen**. Die Stromproduzenten werden alles versuchen, um Konzessionsabgaben, Wasserzinsen, Steuern, Investitionsbeiträge, Kosten durch Gratis- und Vorzugsenergie etc. zu senken. Je tiefer die Preise im liberalisierten Bereich fallen werden und den Stromproduzenten Erlösminderungen oder sogar rote Zahlen bescheren, umso stärker wird dieser Druck werden.
5. Der Kostendruck wird die Produzenten veranlassen, **die Automatisierung und Rationalisierung** in Produktion und Übertragung zu beschleunigen. Von den geschätzten 2000 Arbeitsplätzen in der Stromproduktion im Berggebiet dürften in den nächsten zehn Jahren 20 bis 30% wegrationalisiert werden.

Alle diese Probleme treten in sämtlichen vorgestellten Szenarien auf. Es muss auch festgehalten werden, dass insbesondere der Trend zur Automatisierung und zum Personalabbau bereits eingesetzt hat und auch ohne Marktöffnung, wenn auch etwas langsamer, weitergehen wird.

Mit einer geschickten Liberalisierungsstrategie und den weiter unten dargestellten Kompensationsmassnahmen sind die meisten Probleme lösbar.

10.1.3 Handlungsbedarf

Ein Handlungsbedarf ist in folgenden Punkten gegeben:

1. **Die Erneuerung von Wasserkraftwerken langfristig sicherstellen.** Es gibt dazu verschiedene Handlungsansätze. Grundsätzlich sind alle Massnahmen geeignet, die einerseits die Kosten der Wasserkraft senken und andererseits die Marktpreise positiv beeinflussen. Folgende Massnahmen stehen im Vordergrund:
 - Priorisierung der Wasserkraft durch Festsetzen von Abnahmequoten bei den berechtigten Verteilern
 - Äuffnung eines Erneuerungsfonds, gespeisen durch Abgaben auf transportierte, resp. verteilte Strommengen
 - Einführung eines Auktionierungsverfahrens für nicht mehr beanspruchte Konzessionen resp. Erneuerungsprojekte
2. **Die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft auf dem nationalen und internationalen Markt sichern, resp. wenn nötig verbessern:** Massnahmensseitig sind folgende Ansätze denkbar und möglich:
 - Einspeisungsquoten für erneuerbare Energien bei den berechtigten Verteilern
 - Umlagern von Wasserzinsen und anderen "Produktionsnebenkosten" von der Produktion auf die Endverbraucherstufe
 - Abgelten von stranded investments während einer Übergangszeit.
3. **Sicherstellen des Service public in peripheren Gebieten:** Das EMG muss entsprechende gemeinwirtschaftliche Auflagen an die Verteiler vorsehen.

11. Auswirkungen auf die KleinkonsumentInnen

11.1 Ausgangslage, Struktur und Wirkungsmechanismen

Knapp die Hälfte des Endkonsums entfällt auf KleinkonsumentInnen im Haushalt-, Landwirtschafts-, Dienstleistungs- und Gewerbesektor.

Verbrauchssektor	Anzahl Abonnenten	Verbrauch in GWh
Haushalte/Zweitwohnungen/LW (Niederspannung)	3'300'000	32%
DL/Gewerbe/Kleinindustrie Kleinbezüger (Niederspannung)	ca. 400'000	28%
DL/Gewerbe/Kleinindustrie Grossbezüger (Niederspannung)	ca. 200'000	
Industrie-/DL-HSP-Grossbezüger	15'000	40%
Total	3'915'000	100%

Tabelle 22 Struktur des Hoch- und Niederspannungsverbrauchs 1995 ⁷⁴

Sowohl im Liberalisierungsszenario nach Verbrauchsgrenzen wie auch nach Marktquoten bleiben diese Bezüger Tarifikunden der bisherigen Versorger. Erst in einem Szenario, das entweder den freien Netzzugang für alle Endverbraucher vorsieht oder die Verbrauchsgrenzen für die Zulassung als berechtigte Kunden praktisch aufhebt, könnten auch diese KonsumentInnen ihren Lieferanten mehr oder weniger frei wählen. Trotzdem können diese KonsumentInnengruppen vom Liberalisierungsprozess betroffen werden, wenn auch indirekt:

⁷⁴ Mutzner J., "The Swiss Electricity Supply Industry, Development and Structure", p. 25, SESA/VSE, Zürich 1997

- Vertikal integrierte Unternehmen und Verteiler werden versuchen, Erlösminderungen aus dem liberalisierten Bereich bei den gebundenen Kunden zu kompensieren.
- Die Liberalisierung könnte einen teilweisen Abbau des Service public mit sich bringen, der vor allem die KleinkonsumentInnen trifft und
- in dünn besiedelten oder abgelegenen Gebieten könnte eintreten, dass die höheren spezifischen Verteilkosten auf die VerbraucherInnen überwältzt werden.

11.2 Spezifische Wirkungen

11.2.1 Gebundene KleinkonsumentInnen tragen die Kosten des liberalisierten Bereichs

Zwar erlaubt die EG-Richtlinie keinerlei derartigen Kostentransfer von einer Gruppe zu einer anderen. Im Gegenteil, sie verlangt einerseits völlig Kostentransparenz und andererseits Kostengerechtigkeit, d.h. jede Bezügergruppe soll diejenigen Kosten tragen, die sie verursacht. Trotz dieser klaren Ausgangslage besteht eine gewisse Versuchung für die Verteiler und die vertikal integrierten Produzenten, mindestens einen Teil ihrer Erlösminderungen den gebundenen Kunden anzulasten. Dieses Risiko für die KleinkonsumentInnen ist umso grösser, je stärker der Einfluss der Produzenten auf den Verteilsektor ist, je tiefer die Strompreise im liberalisierten Bereich fallen und je tiefer die Verbrauchsgrenzen für die Zulassung von berechtigten Kunden festgesetzt werden.

Sobald alle Verteilwerke als Kunden im liberalisierten Markt zugelassen werden, nimmt das Risiko der KleinkonsumentInnen wieder ab. Die Hauptlast sinkender Verkaufserlöse tragen dann die Produzenten. Erlösminderungen fallen bei den Verteilwerken nur sehr begrenzt an. Sie können ihre Verteilkosten und Dienstleistungen, sofern sie einigermaßen effizient operieren, weiterhin auf die KonsumentInnen überwälzen. Die Verteilwerke verlieren zwar den Kostendeckungsbeitrag auf jener Strommenge, welche die berechtigten Kunden anderweitig einkaufen werden. Aber bei klarer Kostenkalkulation ihrer erbrachten Dienstleistungen, bei einer transparenten Tarifstruktur und

bei der Berücksichtigung des Prinzips der Kostenwahrheit sollte sich ihre Ertragslage nicht verschlechtern.

In Grossbritannien hat sich gezeigt, dass in den letzten sieben Jahren der Liberalisierung die Endverbraucherpreise der KleinkonsumentInnen real etwa gleich geblieben sind, obschon sie nominell und im Mittel um rund 16% angestiegen sind. Interessant ist auch die Streubreite: die teuersten Verteiler verkauften den Strom bis 20% teurer als die billigsten⁷⁵. Ganz ähnlich fallen die Aussagen über den norwegischen Elektrizitätsmarkt aus, obschon die Liberalisierungsstrategie und -struktur sich grundsätzlich von der englischen unterscheidet. In Norwegen können auch die Kleinverbraucher ihren Lieferanten frei wählen. Trotzdem lautet die Beurteilung: "All in all, household consumers have had little to gain from the market reform, and prices have remained more or less stable in spite of the transition to the new regime"⁷⁶.

Wir gehen davon aus, dass die Schlussfolgerung auch in der Schweiz in wenigen Jahren ähnlich lauten wird. Um dies abzusichern, braucht es jedoch für den monopolisierten Verteilbereich eine Preispublikationspflicht und eine Preiskontrolle, die auf Gesetzesstufe festzuschreiben sind.

11.2.2 Service public

Unter dem Stichwort "Service public" werden folgende Dienstleistungen, resp. Rechte und Pflichten subsumiert:

1. Das Recht aller Endverbraucher, in allen Teilen des Landes, ans Versorgungsnetz angeschlossen und mit Strom versorgt zu werden.
2. Das Recht der Endverbraucher auf transparente, kostengerechte und nicht diskriminierende Tarife
3. Die Pflicht der Versorgungsunternehmen, eine regelmässige, ausreichende und sichere Versorgung sicherzustellen und die dazu notwendigen Infrastrukturen zu erstellen und zu unterhalten

75 The British Electricity Experiment, a.a.O., S. 193

76 European Electricity Systems in Transition, a.a.O., S. 103

4. Die Pflicht der Versorgungsunternehmen, in ihrem ganzen Versorgungsgebiet gleichartigen Abnehmern, die keinen Netzzugang besitzen, in der Regel die gleichen Tarife anzubieten.

Man darf davon ausgehen, dass diese Form des Service public in jedem Liberalisierungsszenario gewährleistet werden kann und wird. Entsprechende Vorschriften sind jedoch in dem EMG vorzusehen.

11.2.3 Teurere Verteilkosten in dünnbesiedelten und abgelegenen Gebieten

Es ist nicht ganz auszuschliessen, dass EndkonsumentInnen in dünnbesiedelten und abgelegenen Gebieten, in denen die spezifischen Verteilkosten deutlich über dem Durchschnitt liegen, auch höhere Endverbraucherkosten werden bezahlen müssen. Es gibt jedoch gute Argumente dafür, dass das Ausmass einer derartigen Entwicklung relativ enge Grenzen aufweist:

1. Es zeigt sich, dass die spezifischen Verteilkosten (Rp./kWh) auch in dünn besiedelten Gebieten mit geringem Energieumsatz nicht a priori höher liegen müssen als in Städten, wo die unterirdische Verlegung der Verteilkabel kostenmässig stark ins Gewicht fällt. Zudem sind gerade im Leitungsbau und Betrieb grosse Kostensenkungspotentiale vorhanden.
2. Das EMG wird aller Wahrscheinlichkeit nach vorschreiben, dass gebundene Kunden in einem Versorgungsgebiet zu gleichen Tarifen versorgt werden müssen (Service public). Das heisst, für den allergrössten Teil der Kunden ändert sich voraussichtlich nichts an den heutigen Verhältnissen. Schon heute sind relativ grosse Schwankungsbreiten bei den Endverbraucherpreisen die Norm. Ausnahmen könnten sich für Bauten ausserhalb der Bauzonen ergeben.
3. Periphere und dünn besiedelte Gebiete profitieren tendenziell vom Kampf der Verteiler und/oder Produzenten um grössere Absatzgebiete, da sie bei Zusammenlegungen von Versorgungsgebieten in der Regel in den Genuss der entsprechenden Einheitstarife kommen können.

11.3 Handlungsbedarf

Aus obenstehenden Ausführungen ergibt sich folgender Handlungsbedarf:

- **Preisüberwachung:** Das EMG muss klare Kompetenzen für die Preisüberwachung im monopolisierten Verteilsektor enthalten.
- **Vorgaben zur Effizienzsteigerung:** Die Verteilwerke weisen grosse Effizienzsteigerungspotentiale auf. Damit diese jedoch in einer nach wie vor monopolisierten Situation auch ausgeschöpft werden, braucht es klare Kostensenkungsvorgaben. Am einfachsten und wirksamsten dürfte das Modell sein, in dem die Regulierungsbehörde resp. der Preisüberwacher jährlich Vorgaben macht, welche maximalen Ansätze für die Verrechnung der Dienstleistungen der Verteiler in Ansatz gebracht werden dürfen.
- **Gesetzliche Vorgaben für die Sicherstellung des Service public**

12. Kompensatorische Massnahmen

12.1 Überblick und Grundsätze

Die in diesem Kapitel vorgeschlagenen kompensatorischen Massnahmen sollen ermöglichen, die identifizierten unerwünschten Wirkungen der Liberalisierung abzumindern oder zu kompensieren. Die meisten der Massnahmen wirken nicht nur eindimensional auf einen Problembereich hin, sondern haben mehrfache Auswirkungen und verbessern die Situation in mehreren Problembereichen. Die Einführung von Abnahmequoten für regenerierbare Energien beispielsweise sichert nicht nur der einheimischen Wasserkraft den Markt (ohne in jedem Fall die Konkurrenz auszuschalten), sie ermöglicht den Betreibern von Wasserkraftwerken in der Regel auch die vollen Erzeugungskosten zu decken, macht die Abgeltung von stranded investments unnötig, verbessert langfristig die Erneuerungsbereitschaft für Wasserwerke und verhindert Dumpingattacken gegen die Wasserkraft aus dem Ausland. Neben den "Breitband"-Instrumenten gibt es auch alternative Kombinationen, resp. regulatorische Ansätze, die sich gegenseitig ausschliessen. Beim angestrebten Massnahmenmix wird es deshalb darum gehen, mit möglichst wenig Eingriffen auszukommen und ein Überregulieren zu vermeiden. Die folgende Matrix veranschaulicht die verschiedenen Wirkungslinien der kompensatorischen Instrumente.

Die Instrumentierung soll folgenden Kriterien gerecht werden:

1. keine Überregulierung sondern minimaler Eingriff mit einem optimalen Mix von Massnahmen
2. einfache Handhabung, keine bürokratischen Vollzugsapparate
3. effizient und wirkungsvoll
4. flexible Anpassung an sich ändernde Bedingungen möglich
5. gute Akzeptanz und mehrheitsfähig
6. umsetzungsnahe, politische Umsetzung wahrscheinlich.

Die vorliegende Zusammenstellung der kompensatorischen Massnahmen entspricht einer Art Toolbox, einem Werkzeugkasten für die Verwaltung und den Gesetzgeber. Es handelt sich (noch) nicht um

ein Massnahmenpaket, das in seiner Wirkung in sich stimmig und abgestimmt ist, sondern um eine Aufzählung und Darstellung der Eingriffsmöglichkeiten. Verschiedene Massnahmen wirken in der gleichen Richtung (z.B. Umlagerung Wasserzinsen auf Endverbraucher, Priorisierung der Wasserkraft, Abgelten von stranded investments etc.) und führen in der Addition zu einer Überkompensation, andere wiederum wirken komplementär. Eine Zusammenstellung von in sich stimmigen Massnahmenpaketen zusammen mit einer Bewertung der Vor- und Nachteile findet sich in Kapitel 13.

Massnahmen	Handlungsbedarf									
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	
	Anpassung Liberalisierungskonzept und -fahrplan	Priorisierung regenerierbare Energien	Abgabe auf nicht erneuerbare Energieträger	Abgaltung von nichtamortisierbaren Investitionen	Fonds für Erneuerungs-investitionen und Effizienzpolitik	Umlagerung Wasserzinsen auf Endkonsumenten	Energie- und Umweltstandards	Auktionierung nicht beanspruchter Erneuerungsprojekte	Regulierungsbehörde, Preiskontrolle und Effizienzvorgaben	
Umwelt										
1 • Sicherung Effizienzpolitik	x		x		xx		xx			
2 • Sicherung des Fortbestandes des heutigen Umweltstandards		x	x		x		xx			
3 • Kompensation des zusätzlichen CO ₂ -Ausstosses		x	x		x	x				
4 • Verbesserung der Marktchancen der erneuerbaren Energien			x		xx	x	x			
Bergebiete										
5 • Absicherung Wasserkraft		xx	x		x	xx		x		
6 • Sicherstellung der Nichtbenachteiligung peripherer Gebiete	x								x	
7 • Sicherung der Einkünfte aus Wasserkraft		xx	x	x	x	xx		x		
KonsumentInnen										
8 • Preiskontrolle im monopolisierten Bereich									x	
9 • Vorgaben anrechenbare Höchstsätze									x	
10 • Service Public	x								x	
Struktur der Elektrizitätswirtschaft										
11 • Massnahmen gegen Dumping		xx		x		x				
12 • Realisation nationale Transportgesellschaft	x									
13 • Effizienzsteigerungen im monopolisierten Bereich									xx	
14 • Sicherstellung Wettbewerb im liberalisierten Bereich	x								xx	

Tabelle 23 Übersicht Handlungsbedarf und kompensatorische Massnahmen

12.2 Anpassungen im Liberalisierungskonzept und -fahrplan

12.2.1 Zielsetzung und Handlungsansatz

Art und Tempo der Marktöffnung bestimmen weitgehend das Ausmass der Auswirkungen auf die Elektrizitätswirtschaft, Insofern stellen die vom Gesetzgeber festzulegenden Leitplanken des Liberalisierungsprozesses die erste, wirksamste und in den meisten Fällen kostenlose Handlungsebene dar. Auf Grund der in diesem Bericht vorgelegten Analyse möglicher Konsequenzen der Marktöffnung und im Hinblick auf den ermittelten Handlungsbedarf sind die Bestimmungen im kommenden EMG auf folgende Teilziele auszurichten und zu modifizieren⁷⁷:

1. Kontrollierte und schrittweise Marktöffnung
2. Mehr Markt und Transparenz und entsprechend Ausschöpfung der möglichen Effizienzgewinne
3. Sicherstellen, dass Energie aus regenerierbaren Quellen insbesondere Wasserkraft nicht durch fossil erzeugte Elektrizität verdrängt wird
4. Sicherstellen des volkswirtschaftlichen Nutzens der einheimischen Energieträger.

12.2.2 Liberalisierungsquote und Verbrauchslimiten

Ein Verzögern der Marktöffnung löst grundsätzlich keine Probleme. Es ist aber richtig, dass eine langsame Liberalisierung (Quote und Verbrauchslimiten) und längere Übergangsfristen insbesondere den Produzenten bessere Anpassungsmöglichkeiten ermöglichen und entsprechend auch das Ausmass an sogenannten stranded investments verringern. Entscheidend dabei ist der Marktöffnungsgrad gegenüber dem Ausland.

Wir haben dargelegt, dass ein Preiszerfall auf den internationalen Märkten zwar zu erwarten ist, aber umfangmässig und zeitlich ganz klar an Grenzen stösst. Kein Produzent kann mehr als drei Jahre

77 Als Grundlage dient der Entwurf des EMG's vom 27. Juli 1997.

Preise durchhalten, die nur oder nicht einmal die variablen Kosten decken. Die Folge wird eine markante monopolistische Konzentration sein und die Monopolisten werden den Angebotsüberhang in kürzester Zeit abräumen. D.h. die Preise werden in relativ kurzer Zeit wieder die Vollkosten der durchschnittlichen Produzenten decken. Für die einheimische Elektrizitätswirtschaft könnte es sich als Vorteil auswirken, wenn die Marktöffnung **nach aussen** erst in grösserem Masse vollzogen wird, wenn die Mengen- und Preisvereinbarungen auf den internationalen Märkten mehr oder weniger abgeschlossen sind.

Es besteht die Möglichkeit, Marktöffnung in einer ersten Phase zu einem grösseren Teil auf das Inland zu beschränken. Dieses Modell würde folgende Liberalisierungsschritte beinhalten:

Phase	Zugelassene Einzelkunden	Zugelassene Verteilwerke	Internationaler Handel
Phase 1	> 40 GWh/a	alle, aber nur im Inland, Bezugsquote für regenerierbare Energie	Überlandwerke
Phase 2	> 20 GWh/a	dito, ev. Quote für zugelassene Käufe im Ausland	dito
Phase 3	> 9 GWh/a	dito	dito
Phase 4	keine Verbrauchslimiten	alle, auch Ausland, sofern Reziprozität	TPA

Tabelle 24: Mögliches Liberalisierungsszenario

Sollte dieses Modell zu Schwierigkeiten mit der EG führen, weil es international den Markt zu wenig weitgehend öffnet, bestünde die Möglichkeit, den Wiederverkäufern eine Quote einzuräumen, mit der sie auch international als berechnigte Kunden zugelassen werden. Diese Quote lässt sich einfach in zeitlichen Schritten vergrössern. Gleichzeitig stellt sie ein hervorragendes Instrument dar, um Dumpingstrategien aus dem Ausland kontrollieren zu können.

Das Modell würde einerseits die erhofften Vorteile der Liberalisierung – wie Konkurrenz, Rationalisierungsdruck und sinkende Preise – sicherstellen, andererseits die inländischen Elektrizitätswirtschaft in einer

Übergangsphase mit Überschüssen auf den internationalen Märkten vor einem ruinösen Konkurrenzkampf schützen.

12.2.3 Gesetzliche Regelung

Wir schlagen deshalb folgende Regelung im EMG vor:

1. Zulassungsschwellen für berechnigte Kunden wie vorgesehen und gemäss Zeitplan EG-Richtlinie
2. Zusätzlich Verteilwerke von Anfang an als berechnigte Kunden zulassen, aber nur im Inland
3. Den Verteilwerken eine Quote vorgeben, wieviel Prozent des eingekauften Stromes aus regenerierbaren Quellen stammen muss. Diese Quote kann vom Regulator, resp. vom Bundesrat halbjährlich den Verhältnissen angepasst werden (vgl. Kap. 12.3).
4. Falls die Liberalisierungsquote mit internationaler Ausrichtung, die so erreicht wird, den EG-Instanzen nicht genügt und Probleme auftreten, könnte den Verteilwerken zusätzlich zugestanden werden, rund 10% ihres Bedarfes im Ausland einzudecken. Damit würde auch die EG-Quote erreicht.

12.3 Priorisierung der Wasserkraft

12.3.1 Zielsetzung der Massnahme

Handlungsbedarf und Zielsetzung lassen sich wie folgt rekapitulieren. Die Priorisierung der Wasserkraft soll

1. sicherstellen, dass Wasserkraft nicht durch billige fossil erzeugte Elektrizität aus dem In- und Ausland ersetzt wird
2. verhindern, dass die Wasserkraftproduzenten wirtschaftlich ausbluten und zu billigen Übernahmeopfern durch Dritte insbesondere aus dem Ausland werden.
3. die Voraussetzungen schaffen, damit der Ersatz auslaufender Anlagen wirtschaftlich und auf die Dauer interessant bleibt
4. Marktbedingungen schaffen, die zu möglichst kleinen stranded investments führen.

12.3.2 Inhalt der Massnahme

Die EG-Richtlinie sieht vor, dass Strom aus erneuerbaren Quellen begünstigt werden darf. Entsprechend kommt die Forderung nach Priorisierung der Wasserkraft bei der Netzeinspeisung in verschiedenen Papieren und Studien vor. Wie eine solche Priorisierung jedoch gehandhabt werden könnte, darüber gibt es u.W. keine konkreten Vorstellungen. Eine Bevorzugung bei der Einspeisung ist nicht vorstellbar. Die Präferenzierung muss auf Seite der Abnehmer geschehen.

Wir schlagen folgendes Vorgehen vor:

1. Wiederverkäufer werden als berechtigte Kunden im Inland zugelassen (vgl. vorhergehendes Kapitel).
2. Das EMG schreibt den Wiederverkäufern mit einer Quote vor, wie gross der prozentuale Anteil an regenerierbarer Energie am gesamten Stromumsatz pro Jahr, resp. pro Halbjahr sein muss.
3. Die Quote wird halbjährlich den sich verändernden Verhältnissen (Hydraulizität, Marktsituation) angepasst.
4. Die Quote wird so festgelegt, dass rund 90%⁷⁸ der Wasserelektrizität im Inland abgesetzt werden kann. Damit richtet sich die Preisgestaltung nicht nach der letzten und teuersten Produktionseinheit, sondern nach den erzielbaren Erlösen bei der Überschussverwertung.

12.3.3 Exkurs zur Preisbildung bei Quotenregelungen

Welcher Preis stellt sich ein, wenn den Wiederverkäufern vorgeschrieben wird, einen bestimmten Anteil ihres Absatzes aus regenerativen Energien zu beziehen?

Entscheidend für die folgenden Aussagen ist, dass die Höhe der Quote so gewählt wird, dass insgesamt nur ein Teil (z.B. ca. 90% oder 95%): des Absatzes der Wasserkraft im Inland gesichert wird. Hierdurch wird erreicht, dass im Inland ein leichtes Überangebot an

78 An welchem Prozentsatz sich die Quote genau orientieren soll muss noch weiter untersucht werden. Es gilt dabei insbesondere sicherzustellen, dass zwischen den Anbietern ein Preiswettbewerb besteht und sich der Marktpreis etwa beim Mittelwert der Gestehungskosten einpendelt.

Wasserkraft entsteht und die inländischen Anbieter einem Konkurrenzdruck ausgesetzt sind. Bei funktionierendem Markt, das heisst bei vollständiger Konkurrenz der Anbieter, wird sich ein Preis einstellen, welcher der lukrativsten Verwertungsmöglichkeit des überschüssigen Stroms (Verwertungspreis ausserhalb des gebundenen Marktes), entspricht.

Dies ergibt sich aus folgenden Überlegungen und Hypothesen:

- Jeder Nachfrager versucht, einen möglichst tiefen Preis und jeder Anbieter einen möglichst hohen zu realisieren.
- Die unterste Preisgrenze der Anbieter ist somit der Verwertungspreis innerhalb oder ausserhalb des gebundenen Marktes, den er für den nicht durch Quoten abgesicherten Produktionsteil erzielen kann. Erhält der Anbieter diesen Preis von den Verteilwerken nicht, wird er lieber andere Verwertungsmöglichkeiten suchen.
- Der obere Preis der Nachfrager ist ebenfalls der Verwertungspreis, da bei einem höheren Preis innerhalb des gebundenen Marktes sofort diejenigen Anbieter, die zum Verwertungspreis ausserhalb verkaufen müssen, bereit wären, zu einem Preis zwischen dem Verwertungspreis und dem höheren Preis ihres Konkurrenten anzubieten.

Diese Überlegungen gelten für einen Markt mit vollständiger Konkurrenz, bei dem weder die Nachfrager noch die Anbieter Marktmacht besitzen und die angebotenen Mengen und offerierten Preise beeinflussen können.

Bei den bereits heute bestehenden Strukturen in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft und unter Berücksichtigung anderer vorhandener Präferenzen ist jedoch ein etwas anderer Preisbildungsmechanismus zu erwarten:

Es muss davon ausgegangen werden, dass die grösseren Elektrizitätsproduzenten sich absprechen, und einen Teil ihrer Produktion zu tiefen Preisen ausserhalb des gebundenen Marktes absetzen und die daraus entstehenden Verluste teilen. Somit dürfte das Angebot innerhalb des gebundenen Marktes und die durch Quoten gesicherte Nachfrage im Grossen und Ganzen übereinstimmen. Aus wirtschafts- und energiepolitischer Sicht wäre wünschbar, dass sich die Preise etwa bei den mittleren Gestehungskosten aller Produzenten einpendeln würde.

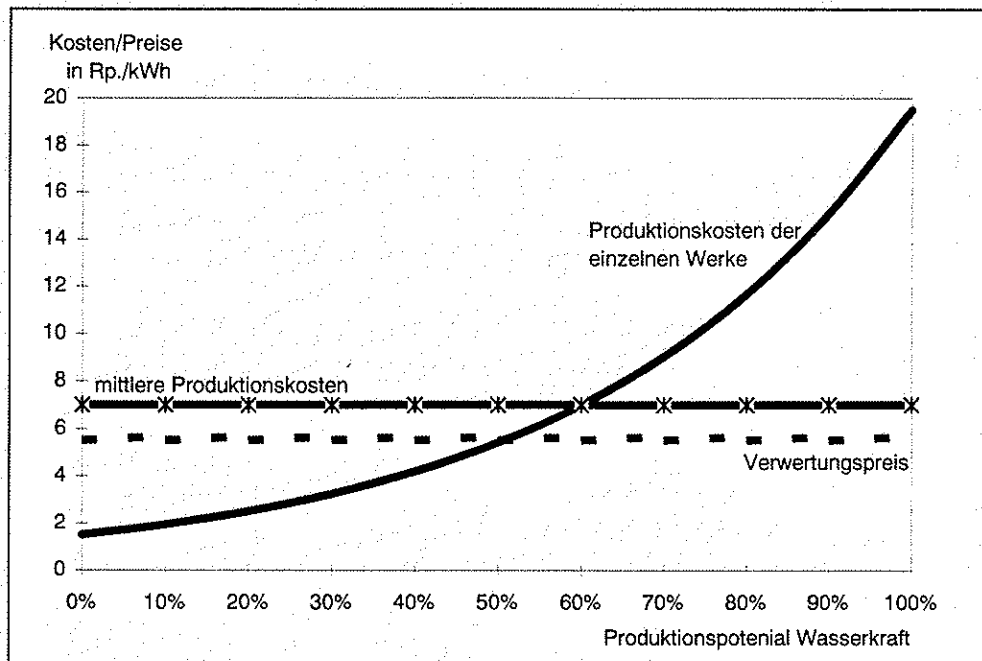
Sollten die Marktkräfte nicht richtig spielen und zu unerwünschten Verzerrungen führen, besitzt der Bundesrat, resp. der eingesetzte Regulator die Möglichkeit, durch Anpassung der vorgeschriebenen Bezugsquote den Markt wieder ins Gleichgewicht zu bringen, resp. zu erzwingen, dass die Erlöse sich bei den mittleren Gestehungskosten aller Produzenten einspielen. Sinken die Preise zu tief ab, wird die vorgeschriebene Bezugsquote erhöht, steigen die Preise über die durchschnittlichen Gestehungskosten, wird sie erniedrigt.

Ferner kann nach den Erfahrungen in anderen Ländern davon ausgegangen werden, dass die Wiederverkäufer nicht unbedingt daran interessiert sind, Tiefstpreisabschlüsse zu tätigen, sondern eher an langfristigen Verträgen, die einen *raisonablen* und kalkulierbaren Preis auf längere Zeit garantieren. Die Preise solcher Verträge dürften sich aber eher an den langfristigen mittleren Gestehungskosten orientieren als an den kurzfristig tieferen Spotpreisen.

Fazit:

Bei vollständiger Konkurrenz und ohne Bezugsquote für regenerierbare Elektrizität wird sich in den ersten Jahren der Liberalisierung ein Preis einstellen, der die Kosten der Wasserkraft nicht deckt. Es entstünden hohe NAI und Defizite bei den Produzenten. Da aber in der Schweiz auf der Anbieterseite nicht von vollständiger Konkurrenz ausgegangen werden kann und auch die Wiederverkäufer an Einkaufsquoten gebunden und eher an langfristig guten Verträgen interessiert sind, dürfte sich ein Preis einstellen, der etwa in der Höhe der durchschnittlichen Erzeugungskosten liegt⁷⁹. In jedem Fall braucht es eine Regulierungsbehörde, wie sie die EG-Richtlinie auch vorsieht, die laufend den Markt beobachtet und die vorgeschriebenen Quoten der Marktentwicklung anpasst.

⁷⁹ Diese Hypothese muss in den ersten Jahren der Liberalisierung sorgfältig überprüft werden.



Figur 11 Produktionskosten und angenommener Verwertungspreis der Wasserkraftproduktion, schematische Darstellung

12.3.4 Wirkungen der Massnahme

- Die Preise für Wasserkraft fallen nicht in den Keller, sondern sollten sich auf einem Niveau halten, das für einen Grossteil der Anlagen die Vollkosten deckt.
- Die Erneuerung ausgedienter Anlagen wird langfristig gesichert, da die Erlösentwicklung (in Grenzen) prognostizierbar bleibt und über die Lebensdauer die Wirtschaftlichkeit garantieren kann.
- die Entwicklung fossiler Produktionsanlagen zu Lasten von Wasserkraftanlagen wird wirksam unterbunden
- die Wasserkraftanlagen behalten ihren Marktwert und somit sind auch Angriffsstrategien die zu einer allzu günstigen Übernahme von Wasserkraftanlagen führen könnten, wirksam abgewehrt.

12.4 Umlagerung der Wasserzinsen

12.4.1 Ziele der Massnahme

Die Umlagerung der Wasserzinsen auf die Endverbraucher verfolgt folgende Ziele:

- die Marktchancen der Wasserkraft verbessern, insbesondere beim Export und im Vergleich zu fossil erzeugter Energie
- die Einnahmen der Bergkantone für ihre Ressourcen langfristig absichern
- Unterstützung der Effizienzpolitik bei den zugelassenen Kunden

12.4.2 Ausgestaltung

Die Wasserzinsen und Abgaben auf die Erzeugung von Elektrizität aus Wasserkraft werden nicht mehr am Ort der Produktion erhoben. Dafür wird bei den Endverbrauchern von Elektrizität eine Abgabe verlangt. Die Abgabe wird auf die Menge des verbrauchten Stroms bezogen⁸⁰ (in Rp. pro kWh). Die Höhe des Abgabensatzes wird so bemessen, dass daraus Einnahmen in etwa gleicher Höhe der heutigen Wasserzinsen und Abgaben resultieren. Die Einnahmen werden an die Stromproduzenten, die Strom aus regenerativer Energie erzeugen, rückvergütet. Die Stromproduzenten leiten dann das Geld wie bisher an die Kantone und Gemeinden weiter.

Für die Bemessung der Ausschüttung sind zwei Modelle denkbar:

- Der Auszahlmodus orientiert sich an den heutigen Finanzströmen. Die einzelnen Bergkantone und -gemeinden werden gleich gestellt wie heute. Bei neuen Konzessionen oder Erneuerungen müsste eine unabhängige Instanz über die Höhe der Wasserzinsen und Abgaben, welche der Kanton oder die Gemeinde erhalten, entscheiden.
- Die Höhe der Ausschüttung wird an der Menge regenerativ erzeugter Elektrizität bemessen. Dann wird für jede regenerativ erzeugte kWh ein bestimmter Betrag ausgezahlt. Denkbar wäre auch, dass die installierte Leistung der Anlage in die Berechnung

⁸⁰ Denkbar wäre auch der Rechnungsbetrag und eine prozentuale Abgabe ähnlich der Mehrwertsteuer.

mit einbezogen wird. Die Vergütung wird dem Anlagenbetreiber ausgezahlt, der weiterhin seine Wasserzinsen und Abgaben an die Gemeinde und den Kanton bezahlt. Diese werden wie heute zwischen den Partnern festgelegt, wobei ihre Höhe bei den Konzessionsverhandlungen ausgehandelt wird. Bei sehr rentablen Anlagen könnten dann die an die Gemeinde oder den Kanton bezahlten Wasserzinsen und Abgaben höher sein, als die Rückvergütungen, die das Werk erhält, bei weniger rentablen Anlagen auch deutlich tiefer.

Die Abgabe wird nur auf den in der Schweiz verbrauchten Strom erhoben. Stromexporte und Transite werden nicht belastet. Andererseits unterliegt der importierte Strom, soweit er inländischen EndkonsumentInnen abgegeben wird, der Abgabe. Soll den Kantonen und Gemeinden insgesamt der gleiche Geldbetrag wie heute zufließen, so ergibt sich der in der folgenden Tabelle berechnete Erhebungssatz von ca. 1 Rp./kWh. Für alle nicht zugelassenen Kunden wirkt diese Massnahme kostenneutral. Die entsprechenden Wasserzinsen und Abgaben sind heute in den Gesamtpreisen bereits enthalten.

Wasserzinsen ⁸¹	241 Mio. Fr./a
Konzessionsgebühren und ähnliche Abgaben	162 Mio. Fr./a
Gratis- und Vorzugsenergie u.ä.	81 Mio. Fr./a
Summe	484 Mio. Fr./a
Heutiger Stromverbrauch	ca. 50 TWh/a
notwendiger Erhebungssatz beim Endverbraucher	ca. 1 Rp./kWh

Tabelle 25 Umlagerung der Wasserzinsen und Abgaben auf den Preis der kWh

⁸¹ Bericht der Arbeitsgruppe Danioth an die Regierungskonferenz der Gebirgskantone, VSE-Studie "Finanzielle Belastung der Elektrizität durch öffentliche Gemeinwesen"

Kriterium	Ausgestaltung
Erhebungsobjekt	Beim Endverbraucher bezogene Strommenge
Bemessungsart	Abgabesatz in Rp. pro kWh verbraucht
Erhebungssubjekt	Endverbraucher über Energierechnung
Handelspolitik	Eventuell Problem, da Strom im Inland verteuert wird, und exportierter Strom im Ausland günstiger verkauft wird ⁸² . Die Abgabe ist jedoch nicht diskriminierend und transparent
Grenzausgleich	nicht vorgesehen

Tabelle 26: Beschreibung der Massnahme Umlagerung der Wasserzinsen

12.4.3 Wirkung der Abgabe

Durch die Erhebung der Gebühren bei der EndkonsumentIn in der Schweiz ergibt sich für die Wasserkraft gegenüber heute eine Vergünstigung. Die Wasserzinsen und Abgaben fallen nicht mehr als Produktionskosten an und geraten somit auch durch die Liberalisierung nicht unter Druck. Es muss darum auch nicht befürchtet werden, dass sie, um die Wasserkraft zu verbilligen, fallen gelassen werden. Eine solche Umlagerung sichert die Einnahmen der Bergkantone und führt per Saldo zu keiner Mehrbelastung der KonsumentInnen.

Schweizer Hydrostrom wird auf der Grosshandelsstufe von Wasserzinsen und Abgaben entlastet. Hierdurch wird die Marktposition der Hydroelektrizität im Inland und Ausland deutlich verbessert. Dies wiederum verbessert die Rentabilität der bestehenden Wasserkraftwerke und sichert deren Existenz und langfristige Erneuerung.

Stromimporte werden für die EndkonsumentInnen teurer, da sie mit der Abgabe belastet werden, unabhängig von der Herkunft des

⁸² Denkbar wäre auch, den exportierten Strom bei der Exportgesellschaft mit der Abgabe zu belasten.

Stroms. Hierdurch wird auch im Inland die Stellung des Hydrostroms verbessert. Benachteiligt wird allerdings aus dem Ausland importierter regenerativ erzeugter Strom, da dieser nicht in den Genuss der Rückvergütung kommt.⁸³

Auch die am Markt zugelassenen Kunden werden mit der Abgabe belastet, da sonst eine Kostenüberwälzung von den zugelassenen auf die gebundenen Kunden statt fände. Dies hat aber weiter zur Folge, dass für die zugelassenen Kunden die Preisreduktionen etwas geringer ausfallen. So würde beispielsweise auch in Frankreich günstig eingekaufter Atomstrom dieser Abgabe unterstellt.

Ein weiterer Vorteil der Umlagerung der Wasserzinsen, Abgaben und Steuern auf die EndkonsumentInnen und deren anschliessende Rückvergütung an regenerativ erzeugte Elektrizität wäre, dass damit nicht nur die Wasserkraft sondern andere regenerative Energieträger relativ zu fossil oder nuklear erzeugter Energie etwas besser gestellt würden. Dies kompensiert – zumindest teilweise – die durch die Liberalisierung entstehenden negativen Effekte auf diese neuen Energien.

Wieweit diese Massnahme eurokompatibel, resp. von den internationalen Handelspartnern akzeptiert würde, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt nicht abschliessend entscheiden. Auf jeden Fall dürfte ein gewisses Restrisiko bestehen, dass diese Regelung gerichtlich oder vor der Kommission in Brüssel angefochten wird.

83 Ob und in welcher Ausformung diese Massnahme EU-konform ist, muss noch genauer geprüft werden. Wir beschreiben hier diese Eingriffsmöglichkeit trotzdem, weil ihr eine gewisse Eleganz nicht abzusprechen ist. Einerseits entfaltet sie eine breite Wirkung in verschiedenen Bereichen mit Handlungsbedarf, andererseits ist sie für die gebundenen EndkonsumentInnen und Wiederverkäufer belastungsneutral.

12.5 Abgabe auf nicht erneuerbare Energieträger

12.5.1 Ziele und Rahmenbedingungen der Massnahme

Mit der Energieabgabe werden folgende Ziele verfolgt:

- Kompensation der zusätzlichen CO₂-Emissionen aus der Strommarktiliberalisierung
- keine Verhinderung von Wärmekraftkopplung
- Verbesserung der Marktchancen der erneuerbaren Energien
- Sicherung der Effizienzpolitik
- eventuell Mittelbeschaffung zur Abgeltung von nichtamortisierbaren Investitionen (stranded investments) und zur Finanzierung der Effizienzpolitik

12.5.2 Ausgestaltung der Abgabe

Bei einer solchen Abgabe können Abgaben auf fossile Primärenergieträger, die bei der Stromproduktion in Inland eingesetzt werden, erhoben werden und zusätzlich die importierten Strommengen aufgrund ihrer Produktionsweise mit unterschiedlichen Abgabebesätzen belastet werden. Dies wäre die präziseste kompensatorische Massnahme, lässt sich jedoch kaum in die Realität umsetzen (Praktikabilität, handelsrechtliche Probleme). Praktikabler und ebenso zielführend sind die bereits in der Öffentlichkeit in Diskussion stehenden CO₂-Abgaben (CO₂-Gesetz) oder Abgaben auf nicht-erneuerbare Energieträger (Energiegesetz gemäss Nationalrat Sommer 97 oder Ansatz gemäss Energie-Umwelt-Initiative). Aus dieser Vielzahl möglicher Massnahmen wird im Folgenden nach den Kriterien "Vollziehbarkeit", "Zielgenauigkeit", "Transparenz" sowie "politische und handelsrechtliche Realisierbarkeit" die nationalrätliche Variante der Abgabe im Entwurf des Energiegesetzes beispielhaft ausgewählt.⁸⁴

⁸⁴ Entwurf Energiegesetz Nationalrat Art. 14bis.

Kriterium	Ausgestaltung
Erhebungsobjekt	Alle fossilen Energieträger (Erdöl, Gas, Kohle)
Bemessungsart	Abgabesatz in Rp. pro kWh Energiegehalt
Erhebungssubjekt	Importeure der fossilen Energieträger
Handelspolitik	Kein Problem, da nicht diskriminierend und transparent
Grenzausgleich	Ein Grenzausgleich für inländische Produktion ist nicht vorzusehen

Tabelle 27: Entwurf Energiegesetz: Abgabe auf nicht erneuerbare Energieträger

12.5.3 Wirkung der Abgabe

Mit der Erhebung der Abgabe auf nicht erneuerbare Energieträger im Inland wird erreicht, dass deren Verbrauch aufgrund der spezifischen Preiselastizität der Nachfrage relativ zur Referenzentwicklung abnimmt. Damit wird der Verbrauch resp. der -zuwachs fossiler (bzw. nuklearer) Energieträger gedämpft und der CO₂-Ausstoss entsprechend gebremst.

Die eingenommenen Mittel werden zur Kompensation der bestehenden und durch die Liberalisierung zusätzlichen Benachteiligung erneuerbarer Energieträger eingesetzt und zur Subventionierung von Produktion, Verbrauch, Forschung und Entwicklung in diesem Bereich verwendet.

Die Förderung erneuerbarer Energieträger (ohne Wasser) ist seit längerer Zeit ein Thema der schweizerischen Energiepolitik. Insbesondere auch im Zusammenhang mit der eingereichten Solarinitiative werden verschiedene Fördermassnahmen und deren Wirkungen diskutiert und analysiert.

Als Massnahme, um die Folgen der Liberalisierung zu kompensieren könnte beispielsweise eine zusätzliche Einspeisevergütung für das Einspeisen von Strom aus neuen regenerativen Quellen in der Grössenordnung von 1 - 3 Rp./kWh dienen (womit nur die Verschlechterung der Wettbewerbssituation aufgrund der Liberalisierung kompensiert wird). Mit einer solchen Förderung würde die Kostendiffe-

renz heute noch rentabler erneuerbarer Energiequellen wieder auf die Situation vor der Liberalisierung gebracht werden.

12.6 Abgeltung nichtamortisierbarer Investitionen (NAI)

12.6.1 Handlungsbedarf und Zielsetzungen

Wie bereits ausführlich erläutert, werden nach der Marktöffnung in der zurzeit vorherrschenden Überschusssituation die Strompreise ab Produktionsanlage für einige Zeit unter Druck kommen. Die berechtigten Kunden können sich zu (tiefen) Marktpreisen eindecken und die Produzenten werden ihre Kosten nicht oder nur mehr teilweise überwälzen können⁸⁵.

Bei den als am wahrscheinlichsten erachteten Preisszenarien 3 und 5 und bei Realzinsen von 3% - 4% ergeben sich 1999 NAI im Bereich von 700 - 1'800 Mio. Fr. (s. folgende Tabelle). Dazu ist allerdings anzufügen, dass bei diesen Berechnungen die heute von den Werken ausgewiesenen Kosten verwendet werden. Diese enthalten die heute üblichen Gewinne, Abgaben und sonstigen Vergütungen und schöpfen die vorhandenen Kostenreduktionspotentiale nicht aus: Eine Reduktion der ausgewiesenen Gestehungskosten (inkl. Gewinne und gewinnabhängige Steuern) um 20%, würde die geschätzten NAI um 26% - 36% reduzieren.

Interessant ist die Tatsache, dass je nach Preisszenario 61% - 88% der ausgewiesenen NAI von nur 4 Anlagen mit den höchsten NAI stammen. Viele andere Anlagen sind zwar auch nicht mehr amortisierbar, aber nur in viel geringerem finanziellem Ausmass: Sie sind entweder kleiner oder weisen günstigere Gestehungskosten auf (wurden also weniger am kommenden Markt vorbeiproduziert).

85 Der Bericht "Nichtamortisierbare Investitionen als Folge der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich" (econcept, Sept. 1997) zeigt für verschiedene Marktpreisentwicklungen und Marktöffnungsgeschwindigkeiten auf, wie gross das Ausmass der Investitionen bei den schweizerischen Wasserkraftwerken und Kernkraftwerken etwa sein wird, das bei den angenommenen Preisentwicklungen nicht mehr amortisierbar sein wird.

	Nichtamortisierbare Investitionen [Mio. Fr. 1999]				
	Preisszenario 2 Überschüsse bis 2005, nachher etwas höhere Preise als heute	Preisszenario 3 Überschüsse bis 2005, nachher tiefere Preise als heute Wahrscheinliches Szenario bei Stilllegungen	Preisszenario 4 Überschüsse bis 2005, nachher deutlich höhere Preise als heute	Preisszenario 5 Überschüsse bis 2009, nachher wie Szenario 3 Bei längeren Produktionsüberschüssen wahrscheinlich	Preisszenario 6 Überschüsse bis 2009, nachher ähnlich Szenario Variante Elektrizitätswirtschaft, lange Überschüsse, tiefe Überschusspreise
Markttöffnung 1999 (Europ. Marktpreise ab 1999):					
Zinssatz r = 3%	655	1'205	277	1'454	
Zinssatz r = 4%	901	1'416	337	1'766	4'879¹⁾
Zinssatz r = 6%	1'242	2'052	637	2'683	6'008¹⁾
Markttöffnung 2006 (Europ. Marktpreise ab 2006):					
Zinssatz r = 3%	331	668	94	821	
Zinssatz r = 4%	343	714	128	858	
Zinssatz r = 6%	525	809	177	951	

1) Die Datenbasis für die Hochrechnung umfasst mehr Werke als die Hochrechnungen bei den übrigen Szenarien

Tabelle 28: Nichtamortisierbare Investitionen bei den untersuchten drei KKW und den 69 Wasserkraftanlagen, die seit 1985 neu gebaut, bzw. erneuert wurden oder die sich zurzeit im Bau befinden: fünf Preis-, drei Realzinsszenarien und zwei Markttöffnungsgeschwindigkeiten (e c o n c e p t, Sept. 1997).

Im Zusammenhang mit den durch die Markttöffnung ausgelösten NAI besteht stellen sich eine Reihe von Fragen:

- Besteht überhaupt ein Rechtsanspruch von Werkbesitzern mit NAI auf Abgeltungen nach der Markttöffnung?
- Gibt es kompensatorische Massnahmen (Bezugsquoten für Wasserkraft, Umlagerung von Wasserzinsen etc.), welche eine Entstehung von NAI weitgehend verhindern?
- Ist es richtig, Einzelwerke in die Betrachtung einzubeziehen? Muss nicht davon ausgegangen werden, dass Produzenten mit ihrem ganzen Produktionspark betrachtet werden müssen, da sie

in der Regel imstande sind, Mischrechnungen zwischen günstigen und teuren Produktionsanlagen vorzunehmen?

- Der Kreis von Investitionen, die bei einer Abgeltung von NAI zu berücksichtigen sind, ist zu bestimmen, insbesondere ob und unter welchen Umständen die ausländischen Bezugsrechte in eine Abgeltungsregelung einzubeziehen sind.
- Für die Ermittlung der NAI muss ein Verfahren mit einheitlichen Kriterien festgelegt werden. Dabei wird die Investitions-, die Abschreibungspolitik und Gewinnausschüttungspraxis der jeweiligen Werke in der Vergangenheit sowie ihre Kosteneffizienz beim Betrieb mitberücksichtigt.
- Zur Entschädigung oder Verhinderung von NAI müssen Massnahmen und Finanzierungsmöglichkeiten für diese Massnahmen aufgezeigt werden.

12.6.2 Der Anspruch auf die Entschädigung von nichtamortisierbaren Investitionen

Mit dem EMG werden die Rahmenbedingungen primär im Bereich der Übertragung und Verteilung von Elektrizität sowie bei den internen Verrechnungsstrukturen integrierter Unternehmungen (Unbundling) verändert. Die monopolistische Preisbildung (Cost plus) ist mindestens teilweise nicht mehr durchsetzbar, was einen Teil der in der Vergangenheit vorgenommenen Investitionen wirtschaftlich in Frage stellt, bzw. zu NAI führt. Ein Teil der Investitionen, die in Zukunft potentiell nicht mehr amortisierbar sind, waren allerdings schon in der Vergangenheit wirtschaftlich umstritten. Es stellen sich somit zwei Fragen:

- Inwieweit schafft das EMG Tatbestände, die abgeltungspflichtige materielle Eingriffe in die Eigentumsrechte der Elektrizitätsgesellschaften sind.
- Wieweit geht die Verantwortung der (früheren) Monopolisten bei Investitionsentscheidungen, die schon früher wirtschaftlich zweifelhaft waren und zu entsprechenden Kontroversen Anlass gaben.

Die Abgeltungspflicht wird dort am eindeutigsten sein, wo die Werke einen gesetzlichen (Leistungs-) Auftrag hatten und umsetzten und wo das EMG bestehende vertragliche Regelungen auflöst. Der allgemeine Versorgungsauftrag (ausreichende, sichere, kostengünstige Elek-

trizität) dürfte für die Begründung von Grenzinvestitionen in der Vergangenheit nicht ausreichen, da immer Alternativen bestanden und auch ergriffen wurden und da keine gesetzlich vorgeschriebene Vorgabe für die inländische Reservehaltung bestand. Die Tatsache, dass einige wenige Werke einen Grossteil der zu erwartenden NAI ausmachen, deutet auf die Bedeutung der Verantwortung der betroffenen Werke für diese Investitionsentscheidungen in der Vergangenheit hin.

Bei den ausländische Bezugsrechten stellt sich die Frage der Reservehaltungsstrategie in der Vergangenheit. Nachdem die entsprechenden Verträge in der heutigen Überschusssituation nicht wirtschaftlich sind, stellt sich auch ohne Marktöffnung die Frage der Verantwortung für diese Entscheidungen, für die heute die betroffenen Kunden dieser Werke bezahlen. Wenn die Bezugskosten nach der Marktöffnung nicht mehr überwältigt werden können, muss die finanzielle Last nicht mehr von den bisherigen Kunden, sondern von den Eigentümern der Gesellschaft und allenfalls von den festen Kunden getragen werden. Die Entschädigungspflicht für die Konsequenzen vergangener unternehmerischer Entscheidungen ist nicht klar. Auch hier bestand kein expliziter Leistungsauftrag für diese Art von Reservestrategie, basierend auf einer angenommenen Nachfrageentwicklung, die so nicht eintrat.

Mit einem Gutachten im Auftrag des VSE werden zurzeit diese Grundsatzfragen juristisch abgeklärt. Eine second opinion wäre in diesem brisanten Thema sicher von grossem Interesse.

12.6.3 Ermittlung der nichtamortisierbaren Investitionen

In der Arbeit "Nichtamortisierbare Investitionen als Folge der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich" (**e c o n c e p t**, Sept. 1997) werden die NAI für die als am gefährdetsten betrachteten Wasser- und Kernkraftwerke abgeschätzt. Für eine Entschädigungslösung müssen die NAI aber präziser ermittelt werden. Am wichtigsten sind dabei die künftigen **Preise** für die produzierte Elektrizität, der zugrundegelegte **Zinssatz**, der aktuelle **Buchwert** der Anlage und die künftigen **Gestehungskosten**:

- **Ungewissheit der Zukunft:** Auch nachdem alle Modalitäten der Marktöffnung festgelegt sein werden, bleiben wesentliche Teile

der Zukunft ungewiss. Zudem wird die Marktöffnung neue Strukturen, Produkte und Verhaltensweisen induzieren, die heute erst zum Teil absehbar sind. Für die Frage der NAI ist die Entwicklung der **künftigen Preise** für die Produktion des jeweils interessierenden Werkes am wichtigsten. Daneben spielen jedoch auch die Gestehungskosten, die Zinssätze sowie allfällige Quersubventionierungs- und Überwälzungsmöglichkeiten eine wichtige Rolle. Der Realzinssatz für die NAI-Ermittlung bzw. für die Bestimmung der erforderlichen Abgeltung sollte u.E. einem **realen Zinssatz für risikofreie Kapitalanlagen** entsprechen: ca. 3% (die Abgeltungszahlung wird berechnet und allenfalls verhandelt, unterliegt aber nach ihrer Festsetzung keinem Auszahlungsrisiko mehr).

Eine Möglichkeit, mit diesen Unsicherheiten umzugehen, ist die Entrichtung einer **dynamischen Entschädigung**, basierend auf der effektiv eintretenden Entwicklung

- **Unternehmenspolitik in der Vergangenheit:** Je nach Investitions- und Abschreibungspraxis in der Vergangenheit können ganz unterschiedliche **Buchwerte** und NAI auftreten⁸⁶. Vorsichtige Produzenten, die schnell abgeschrieben haben und damit ihre Kunden mit höheren Strompreisen belastet haben, bzw. geringere Gewinne ausgeschüttet haben, werden bei der Marktöffnung eher geringe oder keine NAI haben. Produzenten, die damit rechneten, dass die Rahmenbedingungen stets die Kostenüberwälzung erlauben, sind eher mit NAI konfrontiert. Bei den Kernkraftwerken ergibt sich gemäss einer Studie von (STG C&L, August 1997) ein zusätzliches Problem. Ein Teil der Rückstellungen für die Stilllegungskosten und die Entsorgung der nuklearen Abfälle werden durch die Aktivierung der Anlagen gebildet. Dadurch ergeben sich (zu) hohe Buchwerte. Bei der hier gewählten Methode zur NAI-Ermittlung würden deshalb die Rückstellungen für die Entsorgung durch die NAI-Entschädigung teilfinanziert. Daher soll bei der Ermittlung der NAI eine einheitliche Abschreibungsmethode für die vergangenen Investitionen zugrundegelegt werden.
- **Aktuelle Gestehungskosten:** Der Kostendruck bei den bisherigen Marktverhältnissen war gering. Die aktuellen Gestehungskosten enthalten zudem teilweise beträchtliche Gewinne und

86 Ermittlung der NAI: $NAI(1999) = \text{Aktueller Buchwert} - \text{Summe der abdiskontierten künftigen Nettoerträge}$ (e c o n c e p t, 1997, S.6). In der Praxis können unterschiedliche Abschreibungsstrategien beobachtet werden (wie Annuitätenmethode, lineare Abschreibung, unterschiedliche Abschreibungsdauern).

Kosten für Zusatzleistungen der Produzenten (Gratisenergie, Infrastrukturleistungen, etc.). Für eine NAI-Abgeltung müssen dieser Anteil der Gestehungskosten ermittelt und die mit der gegebenen Anlage realisierbaren Effizienzgewinne abgeschätzt werden. Die für die NAI-Ermittlung anrechenbaren Gestehungskosten dürften dann (bei gleichen Wasserzinsen) um 15% - 25% tiefer liegen als heute ausgewiesen⁸⁷ (20% tiefere "Gestehungsn Nettokosten" → 26% - 36% tiefere NAI, s. oben).

Ermittlung des Marktwertes bzw. der nichtamortisierbaren Investitionen

Die Unternehmensbewertung der gefährdeten Kraftwerke erfolgt mit einer einheitlichen Methode und mit einheitlichen Vorgaben über die künftige Entwicklung der relevanten Einflussfaktoren. Sie setzt die vollständige Öffnung der Bücher der entsprechenden Gesellschaften voraus. Das Bewertungsrisiko kann reduziert werden, indem die Abgeltung der NAI über eine bestimmte Periode verteilt und dynamisiert wird, um einen Teil der ungewissen Zukunftsentwicklung abzufangen. Dabei werden die NAI laufend/periodisch aufgrund der effektiven Entwicklung der massgeblichen Einflussfaktoren Neuberechnet, mit allfälliger Anpassung bei den noch folgenden Ausgleichszahlungen. Auch die Art der Dynamisierung der entschädigten NAI über einen Zeitraum von beispielsweise 10 Jahren wird vorgegeben (weitere Hinweise siehe **e c o n c e p t**, 1997, S. 35 f.).

12.6.4 Finanzierung und Auswirkungen

Folgende Varianten der Finanzierung/Vermeidung von NAI stehen im Vordergrund. Es sind auch Kombinationen der verschiedenen Ansätze denkbar:

- Strompreiszuschlag bei den Endverbrauchern
- CO₂-Abgabe
- Langsame Marköffnung über 6 - 10 Jahre mit partiellen Überwälzungsmöglichkeiten für die Produzenten

⁸⁷ Gewinn und Steuern (die mindestens zum Teil vom Gewinn abhängen) machen heute für ein Produktionswerk durchschnittlich etwa 25% der Gestehungskosten aus (Mutzner Juli 1997, S. 55)

- Priorisierung der Wasserkraft
- Umlagerung der Wasserzinsen und anderer Abgaben auf die Endverbraucherstufe

Strompreiszuschlag bei den Endverbrauchern

Die Endverbraucher werden befristet (während beisp. 10 Jahren) mit einem "NAI-Zuschlag" belastet, der in einen **NAI-Pool** fliesst, der durch die Elektrizitätswirtschaft errichtet und verwaltet und durch den Bund beaufsichtigt wird. Steuersubjekt ist der Endverbraucher. Die Erhebung des Zuschlages erfolgt durch die Stromverteiler. Bemessungsgrundlage ist der Stromkonsum der Endverbraucher (unabhängig von der Spannungsebene des Bezuges) bzw. die Lieferung des Verteilwerkes.

Erforderliche Höhe der Strompreiszuschläge bei einer Finanzierung der NAI innerhalb von 10 Jahren, **Preisszenarien 3a, 5a und 6a**, Realzinssatz 4%: **0,18 - 1,23 Rp./kWh** (ohne Bezugsrechte; bei Szenario 6a gemäss Elektrizitätswirtschaft mit Bezugsrechten: 2,0 Rp./kWh).

Ausländische Transitleistungen, Stromexporte ins Ausland sowie der interne Verbrauch dezentraler Eigenversorger werden dabei nicht belastet⁸⁸. Dagegen würden Netto-Stromimporte bei den EndkonsumentInnen mit dem Zuschlag belastet. Dies ist im Sinne einer ausenhandelsneutralen Ausgestaltung der Zuschläge erwünscht. In der aktuellen Überschusssituation wird nach der Marktöffnung mit sinkenden Durchschnittspreisen und daher mit steigender Stromnachfrage gerechnet. Durch die während 5-10 Jahren erhobenen Zuschläge würde das erwartete Wachstum der Stromnachfrage in der Überschussphase gedämpft, was den aktuellen energie- und umweltpolitischen Zielen entspricht.

Langsame Marktöffnung mit Überwälzungsmöglichkeiten

Durch hohe Schwellenwerte für den Marktzutritt (beispielsweise die zurzeit diskutierten 40/20/9 GWh/a für Endbezüger ohne Wiederver-

⁸⁸ Falls sie in das öffentliche Netz eingebunden sind und darüber Energie beziehen, sollte von ihnen verlangt werden, dass sie auch für die von ihnen selbst produzierte und konsumierte Elektrizität zuschlagspflichtig sind.

käufer) lässt sich die Marktexposition der Produzenten stark begrenzen, wobei sie gleichzeitig eher die Möglichkeit haben, die Ausfälle von den relativ wenigen berechtigten Kunden auf gebundene Kunden zu überwälzen.⁸⁹ Für reine Produzenten bzw. Produzenten/Übertrager gilt letzteres nicht. Bei ihnen ist abzuklären, in welchem Umfang und wie lange sie noch mit vertraglich vereinbarten Lieferungen ihre Produktion zu den bisherigen Preisen absetzen können.

Mit der langsamen Marktöffnung werden die berechtigten Kunden bevorzugt. Die Amortisation der (unwirtschaftlichen) Anlagen mit NAI wird durch die festen Kunden der jeweiligen Werke, bzw. durch die verminderten Gewinnausschüttungen und Kostensenkungsmassnahmen der betroffenen Werke finanziert. Da 60 - 70%⁹⁰ der Produktionsanlagen der öffentlichen Hand gehören, werden die verminderten Gewinnausschüttungen und Steuerzahlungen zum grösseren Teil entweder von den SteuerzahlerInnen oder den EmpfängerInnen (verminderter) staatlicher Leistungen getragen.

Priorisierung der Wasserkraft

Wird die Wasserkraft in der Schweiz so priorisiert, dass die gesamte Produktion zu Gestehungskosten übernommen werden müsste, entstehen keine NAI. Allerdings wäre damit der Druck zu Effizienzsteigerungen im Bereich der Wasserkraftproduktion weg. Daher ist ein Priorisierungsmodell anzustreben, das einen Anreiz zu Kostensenkungen vermittelt (siehe Kapitel Priorisierung der Wasserkraft).

Wenn beispielsweise nur die mittleren Gestehungskosten des grössten Teils der Produktion am Markt realisiert werden, kann durch Mischrechnungen bei den Produzenten das Auftreten von NAI verhindert werden.

89 Die Überwälzung ist bei einer sukzessiven Marktöffnung schwer identifizierbar, vor allem wenn gleichzeitig Kostensenkungsmassnahmen ergriffen werden und die "Überwälzung" darin besteht, dass die dadurch freiwerdenden Kostensenkungsspielräume nicht an die festen Kunden weitergegeben werden, sondern zur NAI-Finanzierung verwendet werden.

90 Basis der Schätzung: Mutzner Juli 1997, S. 9: 76,5% des Grundkapitals der schweiz. Werke (inkl. Übertragung/Verteilung) sind in öffentlichem Besitz.

12.7 Fonds für Erneuerungsinvestitionen und Effizienzpolitik

12.7.1 Ziele der Massnahme

Mit dem Fonds werden folgende Ziele anvisiert:

- Sicherung der Erträge der bestehenden Kraftwerke
- Sicherung der Erneuerung bestehender Kraftwerke
- Abgeltung von stranded investments
- Sicherung der Effizienzpolitik
- Verbesserung der Marktchancen erneuerbarer Energien

12.7.2 Alimentierung

Ein solcher Fonds wird, durchaus konform mit der EG-Richtlinie, mit Abgaben in der Form eines festen Betrags pro verkaufte kWh alimentiert. Steuersubjekte sind in diesem Fall alle Endverbraucher.

Kriterium	Ausgestaltung
Erhebungsobjekt	Im Stromnetz durchgeleitete kWh, (Aufschlag auf Durchleitungstarife)
Bemessungsart	Abgabesatz in Rp. pro kWh durchgeleitet
Erhebungssubjekt	Betreiber von Elektrizitätsnetzen (Netzgesellschaft)
Handelspolitik	Kein Problem, da nicht diskriminierend und transparent
Grenzausgleich	Ein Grenzausgleich für inländische Produktion ist nicht vorzusehen

Tabelle 29: Beschreibung einer Möglichkeit zur Alimentierung eines Fonds: Abgabe auf durchgeleiteten Strom

12.7.3 Wirkung

Direkte Wirkung

Eine Abgabe auf Strom, der im schweizerischen Überlandnetz transportiert wird, bewirkt eine der Liberalisierung entgegenlaufende minimale Preiserhöhung. Dies führt zu einer minimalen Dämpfung der erhofften Preissenkung und vermindert tendenziell den induzierten Mehrverbrauch.

Verwendung der Mittel

Die eingenommenen Mittel sind zweckgebunden zu verwenden:

- zur Bezahlung von stranded investments
- für Beiträge an die Erneuerung von Wasserkraftwerken
- zur Unterstützung regenerativer Energien
- Finanzierung der Effizienzpolitik

Eine Konzentration der Förderung auf die Verwendung elektrischer Energie verbessert die Präzision der gewünschten Wirkung und die Transparenz der Mittelverwendung. Träger der Umsetzung sind beispielsweise Energieagenturen, private Anbieter von Einsparleistungen (z.B. in Auktionen) oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Zur Förderung einer rationellen Energienutzung können ebenfalls wettbewerbsnahe Instrumente eingesetzt werden, die die Effektivität des Mitteleinsatzes erhöhen. Zum Vollzug der Solarinitiative wurde beispielsweise die Ausschüttung von Boni beim Unterschreiten von Standards vorgeschlagen. Solche Standards können von Energieagenturen branchenweise festgelegt werden. Die Durchführung von Auktionen für Effizienzsteigerungsprojekte ist ein weiteres wettbewerbsförderndes Instrument.

12.8 Energie- und Umweltstandards

12.8.1 Ziele der Massnahme

Die Ziele der Einführung von Energie- und Umweltstandards sind:

- Sicherung des Fortbestandes des heutigen Umweltstandards
- Unterstützung und Fortführung der heutigen Effizienzpolitik
- Verbesserung der Marktchancen erneuerbarer Energien

12.8.2 Ausgestaltung und Beispiele

In der Schweiz wird bereits seit längerem eine Energie- und Umweltpolitik betrieben, welche Energieeffizienzsteigerungen und eine Verringerung der Umweltbelastungen zum Ziel hat. Neben zahlreichen Gesetzen und Verordnungen ist hier vor allem das Programm Energie 2000 und das geplante Energiegesetz zu nennen. Die im folgenden genannten Instrumente sind zum grössten Teil bereits existent oder zumindest geplant. Zur Dämpfung der Folgen der Liberalisierung erhalten sie jedoch eine zusätzliche Funktion und sollten daher weiter intensiviert und verfeinert werden.

- Beibehaltung der Restwassermengen. Wenn hierdurch der Ausbau der Wasserkraft in einzelnen Fällen aufgrund zu hoher Kosten verhindert wird, ist dies zu akzeptieren⁹¹.
- Verschärfung der Emissionsgrenzwerte für grosse Anlagen, insbesondere für Kraftwerke. Bereits heute grösstenteils in der LRV geregelt. Die Vorschriften sollten sich am technisch/wirtschaftlich möglichen orientieren und müssen daher regelmässig angepasst werden. Dabei muss allerdings vermieden werden, dass Produktionsanlagen in benachbarte Länder mit geringeren Vorschriften abwandern.
- Effizienzstandards für Elektrogeräte Haushalte und Dienstleistungen. Hierdurch kann (vor allem bei den gebundenen Kunden) ein grosses wirtschaftliches Sparpotential erschlossen werden.
- Energieagenturen zur Information und Motivation der Wirtschaft.

91

- Freiwillige Verpflichtungen der Wirtschaft und des Handels zum Verkauf stromsparender Produkte (z.B. Flottenverbräuche, Absenkungspfade).
- Einführung von ISO 14000 bei Industrie- und Dienstleistungsunternehmen. Dies beinhaltet die freiwillige Verpflichtung dieser Unternehmen, Umwelt- und Effizienzziele einzuhalten bzw. zu verbessern. Die öffentliche Hand könnte z.B. nur noch Aufträge an Firmen verteilen, die nach ISO 14000 zertifiziert sind.
- Freiwillige Verpflichtung der Industrie zur Nutzung von Energiesparpotentialen bei der Produktion
- Freiwillige Verpflichtung bei der Planung und Projektierung von Sanierungen und Neubauten die Zielwerte der SIA 380/4 einzuhalten

12.8.3 Wirkung der Instrumente

Die Wirkungen der einzelnen Instrumente sind sehr unterschiedlich. Sie dienen jedoch alle dazu, die Ziele der Schweizerischen Umwelt- und Energiepolitik zu verwirklichen. Der grösste Teil der oben aufgeführten Massnahmen ist bereits heute eingeleitet. Durch eine Intensivierung dieser Massnahmen können der Mehrverbrauch und die Umweltwirkungen die durch die Liberalisierung zu erwarten sind aufgefangen und die heutige Effizienzpolitik gesichert werden.

12.9 Ausschreibung/Auktionierung von Konzessionserneuerungen

12.9.1 Ziele

- Absicherung der langfristigen Erneuerung bestehender Wasserkraftwerke
- Verbesserung der Marktchancen der erneuerbaren Wasserkraft

12.9.2 Auktion erneuerter Konzessionen und Anlagen

Beim Ablauf bestehender Konzessionen besteht die Möglichkeit, die Konzessionsbedingungen neu auszuhandeln und allenfalls den Konzessionär zu wechseln, bzw. die Produktionsanlage heimfallen zu lassen und den Betrieb nach dem Erwerb der nicht kostenlos heimfallenden Anlagenteile in Eigenregie weiterzuführen⁹². Wir unterscheiden die folgenden zwei Situationen:

- Die **Erneuerung** der in Zukunft neu zu konzessionierenden Anlage ist **wirtschaftlich**. In diesem Falle eröffnen sich der KonzessionsgeberIn nach der Marktöffnung neue Möglichkeiten. Sie ist nicht mehr auf die bisherige KonzessionsnehmerIn angewiesen, weil neu der Zugang zum Netz sichergestellt ist. Die KonzessionsgeberIn schreibt daher die Konzession und die Erneuerung der bestehenden Anlagen aus. Das führt tendenziell zum Angebot mit dem attraktivsten Erneuerungsprojekt und den höchsten Wasserzinsen für die KonzessionsgeberIn.
- Die **Erneuerung ist tendenziell unwirtschaftlich** und daher in Frage gestellt. Für solche Fälle wird ein "Fonds zur Sicherstellung der Erneuerung bestehender Wasserkraftanlagen" geschaffen. Nach einer groben Prüfung der Zweckmässigkeit der Erneuerung durch die Fondsleitung wird die zu erneuernde Anlage ausgeschrieben. Die Konzessionsbedingungen werden für die Ausschreibung vorgegeben, also auch der Ansatz für einen allenfalls abzuliefernden Wasserzins. Gesucht werden Erneuerungsprojekte, die eine Weiternutzung der bisher verliehenen Wasserkräfte unter Beachtung der formulierten Rahmenbedingungen (Restwasser, Landschaftsschutz, etc.) ermöglichen. Den Zuschlag erhält derjenige Anbieter, der die geringste Subventionssumme vom Fonds beansprucht, vorausgesetzt das Erneuerungsprojekt erfüllt die gegebenen Rahmenbedingungen.

12.9.3 Auswirkungen

Bei den Speicherkraftwerken im Berggebiet wird der Grossteil der laufenden Konzessionen zur Nutzung der Wasserkraft erst nach 2030 erneuert (siehe SGS 1992, S. 52). Bis dann ist die Nutzung

⁹² Bei der wassergesetzlichen Heimfallregelung fallen die benetzten Anlagenteile kostenlos an die Konzessionsgeberin heim. Für die elektrischen Anlagenteile muss der Sachwert (Erstellungskosten minus Abschreibungen, die dem Zustand der elektrischen Anlagen entsprechen) entschädigt werden.

dieser Wasserkraftpotentiale sichergestellt (auch bei tiefen Strompreisen lohnt sich bei Wasserkraftwerken der Weiterbetrieb, da die variablen Kosten dieser Werke klein sind). Für früher auslaufende Konzessionen oder für den (nicht unbedingt zu erwartenden) Fall, dass sich die Erneuerung der Werke nach 2030 nicht lohnt, ist die Auktion/Ausschreibung eine Möglichkeit, bei unwirtschaftlichen Fällen neue kostenminimale Konzessionsbedingungen und Erneuerungsprojekte am Markt zu finden.

Ist ein Projekt wirtschaftlich, dann führt die Ausschreibung tendenziell zu einem optimalen Projekt und zur Ausschöpfung des bestehenden wirtschaftlichen Spielraums durch die KonzessionsgeberInnen bei der Aushandlung der Konzessionsbedingungen.

12.10 Regulierungsbehörde, Preiskontrolle und Effizienzvorgaben

12.10.1 Ziel der Massnahme

- im monopolisierten Transport- und Verteilsektor ungerechtfertigte Renten verhindern
- eine Kompensation von Verlusten im liberalisierten Bereich zu Lasten der gebundenen Kunden vermeiden
- die Transparenz der Kostenanlastung und Tarifierung sicherstellen
- das zumindest rechnerische Unbundling durchsetzen

12.10.2 Ausgestaltung der Massnahme

Die Funktion des Preisüberwachers im Stromgeschäft ist nicht neu. Bisher waren seine Kompetenzen jedoch eingeschränkt. In allen Fällen, wo die Tarife durch öffentliche Behörden, resp. durch den Souverän festgesetzt werden, konnte der Preisüberwacher lediglich Empfehlungen abgeben. Auf dem Hintergrund der EG-Richtlinie und der Liberalisierungspolitik des Bundes soll der Preisüberwacher jedoch erweiterte Kompetenzen erhalten. Sein Pflichtenheft muss u.E.

insbesondere folgende Aufgaben und die dazu gehörenden Kompetenzen enthalten:

1. Kontrolle der in Transport und Verteilung angelasteten spezifischen Kosten (Rp./kWh)
2. Sicherstellen der Transparenz gegenüber Kunden
3. Kontrolle, dass keine Quersubventionierungen vorgenommen werden
4. Abschätzen der Effizienzsteigerungspotentiale und verbindliche Vorgaben über die jährliche Reduktion der anrechenbaren Kostensätze für Dienstleistungen im monopolisierten Bereich (analog Norwegen)
5. Überwachung der Preisentwicklung für Strom aus erneuerbaren Quellen und halbjährliche Anpassung der Bezugsquote der Verteilwerke an die Markt- und Angebotsentwicklung

Theoretisch ist es auch denkbar, diese Funktion einer neuen Regulierungsbehörde zu übertragen. Angesichts der Tatsache, dass die Preisüberwachung jedoch besteht, über eine relativ gute Infrastruktur verfügt und gute Kenntnisse im Strombereich entwickelt hat, scheint es naheliegender, diese Stelle etwas weiter auszubauen und mit der neuen Aufgabe zu betrauen.

12.10.3 Wirkungen

Es handelt sich um die einzige Massnahme, die einigermaßen sicherstellen kann, dass die Liberalisierungskosten nicht von den gebundenen KonsumentInnen getragen werden müssen. Ohne Kompetenz Vorgaben über die Entwicklung der anlastbaren Kostenansätze zu machen, besteht im monopolisierten Bereich kein Anreiz, Kosten zu senken und Effizienzpotentiale auszuschöpfen.

12.11 Aufbau einer nationalen Netzgesellschaft

Die diesem Ziel dienenden Massnahmen sind bereits im 7. Kapitel beschrieben worden. Es handelt sich im Wesentlichen darum, die entsprechenden Bestimmungen im EMG aufzunehmen, nämlich:

1. Bestimmung, dass die heutigen Netzbetreiber innert einer Frist von drei Jahren eine nationale Transport- und Handelsgesellschaft aufbauen müssen. Die Betreiber haben ihre heutigen Netzteile, inkl. Laufenburg in diese Gesellschaft einzubringen und werden im Ausmass ihrer eingebrachten Werte an der Gesellschaft beteiligt. Die neuen Aktionäre bestimmen eine Geschäftsstelle, die für den Betrieb, Unterhalt und ev. Ausbau des Netzes verantwortlich ist.
2. Sollten die Netzbetreiber diesem Auftrag innert Frist nicht nachkommen, wird der Bundesrat bevollmächtigt, diese Netzgesellschaft stellvertretend zu gründen, die enteigneten Netzteile inkl. Laufenburg einzubringen und die Überlandwerke mit entsprechenden Aktienanteilen an der nationalen Gesellschaft abzugelten.

13. Drei alternative Massnahmenpakete

13.1 Einleitung und Übersicht

Die in Kapitel 12 aufgeführten Massnahmen stellen eine Art Werkzeugkasten dar für die Verwaltung und den Gesetzgeber. Er enthält die wichtigsten Instrumente, die im Hinblick auf die definierten Ziele eine Steuerungskapazität besitzen. Es sind auch diverse Massnahmen aufgeführt, die sich gegenseitig ausschliessen, in ihrer Wirkung überschneiden und/oder in Kombination zu einer Überregulierung führen würden. Es wird nun darum gehen, ein Massnahmenpaket zu schnüren, das einerseits mit dem geringsten Aufwand das beste Resultat erbringt und politisch erfolgversprechend ist.

Auch wenn langfristiges Denken angesagt ist, kann und muss man sich in einem ersten Regulierungsschritt im Rahmen des vorgeschlagenen EMG's auf einen Zeitraum von acht, höchstens zehn Jahren konzentrieren. Es ist heute schon schwierig genug vorherzusehen, was bis zum Jahr 2006 etwa passieren wird und kann. Die weiteren Liberalisierungsschritte und Marktentwicklungen sind jedoch höchst unsicher. Es ist zwar möglich, bei der Wahl der kompensatorischen Massnahmen Gewicht darauf zu legen, dass sie robust sind und an weitere Entwicklungen angepasst werden können. Realistischerweise muss man davon auszugehen, dass das EMG nach einigen Jahren an die sich verändernden Verhältnisse angepasst werden muss.

Für die nächsten zehn Jahre muss sich das EMG auf folgende Sachverhalte und Probleme konzentrieren:

- Die Liberalisierungsquote wird sich an die mittleren Verhältnisse in der EG angleichen müssen und ab 2001/2 etwa 33% erreichen. Diese Vorgabe ist nicht rechtlich begründet, sondern politisch (Konfliktpotential mit EG).
- Die EG-Spotmarktpreise werden sich in den ersten Jahren deutlich nach unten bewegen. Die untere Begrenzung dürfte bei den variablen Kosten der teuersten Kraftwerke liegen. Diese Tiefstpreisphase kann voraussichtlich nur wenige Jahre andauern.
- Sinkende Erträge und Cash flows der Produzenten werden rasch zu deutlichen Risikoprämien am Kapitalmarkt führen. Bei Neu-

und Umfinanzierungen können diese die Gestehungskosten für Wasserstrom annähernd verdoppeln.

- Der Konzentrationsprozess der Anbieter in Europa wird sich stark beschleunigen und innert weniger Jahre zu monopolistischen und oligopolistischen Strukturen führen.
- Das ausländische Interesse an und der Übernahmepressure auf Schweizerische Überlandwerke, Produktionsanlagen und ev. auch auf Verteilwerke wird steigen. In Kombination mit Privatisierungen im Inland, sinkenden Erlösen und Cash flows, steigenden Risikoprämien am Kapitalmarkt und einer traditionell knappen Kapitaldecke der öffentlichen Werke ist eine eigentliche Übernahmewelle durchaus im Bereich des Möglichen.
- Die Auswirkung der Marktöffnung auf Import- und Exportmengen bleibt voraussichtlich sehr gering. Ausländische Angebote werden in erster Linie eingeholt, um im Inland auf die Angebote der herkömmlichen Lieferanten zu drücken.
- Die Ertragseinbussen der Produzenten in der Schweiz setzen sich zusammen aus den Erlösminderungen bei den Stromverkäufen an zugelassenen Kunden und allenfalls aus sinkenden Erlösen aus dem Export. Sie werden jedoch für die Produktionsseite Branche gesamthaft unter 10% liegen.
- Bestehende Wasserkraftwerke produzieren in jedem Fall weiter. Da sie niedrige variable Kosten aufweisen lassen sich praktisch immer noch Kostendeckungsbeiträge erwirtschaften. Es ist jedoch möglich, dass solche Anlagen, wenn sie die Vollkosten nicht mehr decken können, Konkurs gehen und den Besitzer wechseln.
- Nicht gesichert ist langfristig die Erneuerung bestehender Wasserkraftwerke nach Ablauf ihrer Lebensdauer. Der Zubau neuer Kapazitäten wird in den kommenden Jahren unwahrscheinlich.
- Die Konkurrenz aus Gaskraftwerken nimmt deutlich zu, da solche Anlagen in zehn und weniger Jahren abgeschrieben werden, kurze Bauzeiten aufweisen und sowohl bei den variablen wie den Vollkosten im Vergleich sehr günstig liegen.
- Unter Druck geraten die Erträge der Bergkantone aus der Wasserwirtschaft, die sich ohne strukturelle Veränderungen wohl kaum auf dem heutigen Niveau halten können.
- Relativ unbedeutend sind die Auswirkungen auf den Stromkonsum.
- Nicht näher untersucht wurden die Wirkungen auf die Kernkraftwerke in der Schweiz. Als sicher kann jedoch gelten, dass, wohl

mit Ausnahme von Gösgen, die Kernkraftwerke unrentabel werden und entweder subventioniert (NAI), unter Buchwert verkauft oder stillgelegt werden müssen. Die bereits bestehende Problematik betreffend Entsorgungs- und Rückbaufonds wird sich dadurch verschärfen.

Im Folgenden werden die in Kapitel 12 beschriebenen Massnahmen zu drei unterschiedlichen Paketen gebündelt. Die Massnahmenpakete unterscheiden sich primär darin, wie sie die Auswirkungen auf die Wasserkraft auffangen. Dabei geht es einerseits darum sicherzustellen, dass für Wasserkraft auch in Zukunft Preise gelöst werden können, die in etwa die mittleren Vollkosten decken. Andererseits muss sichergestellt werden, dass sich die langfristige Erneuerung bestehender Anlagen lohnt. Diese Absicherung der Wasserkraft kann auf dreierlei unterschiedlichen Wegen realisiert werden, nämlich:

1. durch eine systematische Bevorzugung der regenerierbaren Energieträger, indem insbesondere den Verteilwerken eine Bezugsquote für regenerierbare Energien vorgeschrieben wird;
2. durch eine Verbilligung der Wasserkraft durch Abgeltung nicht amortisierbarer Investitionen (NAI) in Kombination mit einer Abgabe auf nichterneuerbare Energieträger;
3. durch Verbilligung der Wasserkraft auf Produktionsstufe um 20 - 30%, indem Wasserzinsen, Konzessionsgebühren etc. erst auf Stufe EndkonsumentIn erhoben werden.

Zur Grundinstrumentierung aller Pakete gehören die folgenden Massnahmen:

- **Energie- und Umweltstandards:**
Diese sind zur Sicherstellung der Effizienzpolitik insbesondere im liberalisierten Bereich notwendig.
- **Auktionierung nicht beanspruchter Konzessionen und Erneuerungsprojekte:**
Diese Massnahme ist in dem betrachteten Zeitraum von geringer Bedeutung, da die meisten grösseren Erneuerungsprojekte erst nach 2030 anfallen.
- **Regulierungsbehörde, Preiskontrolle und Effizienzvorgaben:**
Die Massnahme ist in jedem Paket notwendig, um im monopolisierten Bereich den Kostendruck aufrechtzuerhalten und die Benachteiligung der gebundenen Kunden zu verhindern.
- **Nationale Transportgesellschaft:**
Eine nationale Transport- und Handelsgesellschaft ist in jedem Paket von Vorteil, da nur sie eine optimale Verwertung der ein-

heimischen Speicher-, Regulier- und Reservekapazität auf den internationalen Märkten ermöglicht.

Paket 1 Bevorzugung regenerierbarer Energien	Paket 2 Abgeltung NAI bei Wasserkraftanlagen	Paket 3 Umlagerung Wasserzinsen
<ul style="list-style-type: none"> • Marktöffnung entsprechend EG-Quoten, Zulassung der Verteilwerke im Inland und mit einer Quote im Ausland • Abnahmequoten für regenerierbare Energien für Verteilwerke • Abgabe auf nicht erneuerbare Energieträger (subsidiär) 	<ul style="list-style-type: none"> • Abgeltung von nicht amortisierbaren Investitionen • Abgabe auf nicht erneuerbare Energien • Fonds für Erneuerungsinvestitionen und Effizienzpolitik 	<ul style="list-style-type: none"> • Umlagerung der Wasserzinsen auf Stufe Endverbrauch • Abgabe auf nicht erneuerbare Energieträger (subsidiär)
In allen Paketen vertretene Massnahmen: <ol style="list-style-type: none"> 1. Energie- und Umweltstandards, wie bisher Bestandteil der Politik 2. Auktionierung nicht beanspruchter Erneuerungsobjekte 3. Regulierungsbehörde, Preiskontrolle und Effizienzvorgaben 4. Nationale Transportgesellschaft 		

Tabelle 30 Übersicht über die drei Massnahmenpakete mit ihren wesentlichen Elementen

13.2 Paket 1: Abnahmequoten für regenerierbare Energieträger

Kernelement dieses Paketes ist die Verpflichtung der von Anfang an im Binnenmarkt zugelassenen Wiederverkäufer, einen bestimmten Prozentsatz ihres Stromumsatzes mit regenerierbaren Energien zu decken. Durch diese Quotenregelung bleibt der Preis für Hydroelektrizität voraussichtlich deutlich über dem Preis an den Spotmärkten. Zudem kann der Preis durch Anpassung der Bezugsquote so beeinflusst werden, dass er im Durchschnitt die mittleren Vollkosten der Produktion in Wasserkraftwerken deckt.

13.2.1 Vorgeschlagene Massnahmen

Das Paket "Abnahmequoten" setzt sich aus folgenden, in Kapitel 12 ausführlich beschriebenen, Massnahmen zusammen:

1. **Anpassung am Liberalisierungskonzept und Zeitplan**
Grossabnehmer, welche die von der EG festgelegten Limiten überschreiten gelten als zugelassene Kunden. Ebenso werden alle Verteilwerke von Beginn weg als berechtigt zugelassen. Die Liberalisierung nach aussen erfolgt nur zu den von der EG vorgeschriebenen Verbrauchslimiten, im Inland werden die Verteilwerke zugelassen.
2. **Priorisierung regenerierbarer Energien**
Die Quoten, zu denen die inländischen Wiederverkäufer regenerierbare Energie einkaufen müssen, müssten im Sommerhalbjahr in der Grössenordnung von 90% und im Winterhalbjahr bei 45% liegen. Im Jahresmittel liegen sie bei knapp über 60%.
3. **Abgabe auf nicht erneuerbare Energieträger**
Die Energieabgabe ist zur Sicherung der Wasserkraft in diesem Massnahmenpaket nicht unbedingt notwendig, sondern unterstützt generell die Energie- und Umweltpolitik subsidiär. Sie verbessert die Konkurrenzsituation der Wasserkraft und der übrigen regenerierbaren Energie im Vergleich zur fossilen Konkurrenz. Um die energiepolitisch erwünschte dezentrale Wärme-Kraft-Koppelung nicht zusätzlich zu belasten, könnte eine Ausnahmeklausel mit folgendem Inhalt eingeführt werden: WKK-Anlagen, die einen Gesamtwirkungsgrad von 90% und mehr über das ganze Jahr erreichen, sind von der Energieabgabe ausgenommen. Aus den Erträgen alimentiert der Bund einen Fonds für die

Effizienzpolitik (20 - 40 Mio. Fr./a) und finanziert die Förderung der alternativen Energieträger. Die Finanzierung dieser Aufgaben kann alternativ auch durch eine Abgabe auf transportierte und verteilte Elektrizität sichergestellt werden. Ein Fonds zur langfristigen Erneuerung von Wasserkraftanlagen ist in diesem Modell nicht nötig. Die Preisregulierung über die flexible Quotenfestsetzung bei der Wasserkraft dürfte ausreichen, um Wasserkraft langfristig attraktiv zu machen. Die für die Energiepolitik nicht benötigten Erträge können für die Senkung der allgemeinen Lohnnebenkosten eingesetzt werden.

4. **Abgeltung von nicht amortisierbaren Investitionen**

In diesem Paket ist eine Abgeltung von NAI im Wasserkraftbereich nicht notwendig.⁹³ Die Preisregulierung qua Abnahmequoten ermöglicht auch in Zukunft und im Normalfall die Amortisation der getätigten Investitionen. Problemfälle, die in kleiner Zahl vorkommen, gehen in der Regel auf gewollte Entscheide der Eigentümer zurück, für die sie auch in Zukunft die Verantwortung tragen sollten.

13.2.2 Auswirkungen und Bewertung

Wichtigste Auswirkungen des Massnahmenpaketes 1:

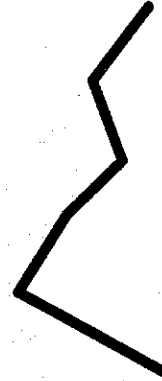
- Durch die Zulassung der Verteilwerke bereits im ersten Liberalisierungsschritt beschleunigt sich der notwendige Strukturwandel in der Elektrizitätswirtschaft. Es ist zu erwarten, dass auf Produzentenseite relativ rasch grössere Zusammenschlüsse stattfinden.
- Der Betrieb der Wasserkraftanlagen kann mehrheitlich wirtschaftlich erfolgen. Teurere Werke lassen sich in einem gut diversifizierten Produktionspark durch Mischrechnung mit älteren günstigen Anlagen verkraften.
- Die Erneuerung von Wasserkraftanlagen nach Ablauf der Lebensdauer dürfte in der Regel gesichert sein.
- Nicht gelöst sind die Probleme der Kernenergie.
- WKK und alternative Energieträger sind in etwa gleichgestellt wie heute. Wird eine Abgabenbefreiung für WKKs mit sehr gutem

⁹³ Nicht untersucht wurde im Rahmen dieser Arbeit die Problematik der Kernkraftwerke, bei denen ohne flankierende Massnahmen ebenfalls grosse Probleme erwartet werden.

Wirkungsgrad vorgesehen, so sind diese Anlagen im Vergleich mit einer normalen Öl- oder Gasheizung sogar besser gestellt.

- Die Wirksamkeit der Massnahmen bezogen auf die Zielsetzungen der Liberalisierung und der Randbedingungen resp. Restriktionen im schweizerischen Kontext darf als sehr gut bezeichnet werden. Mit einer relativ begrenzten Eingriffstiefe werden die wesentlichen Ziele erreicht.
- Die Kosteneffizienz der Regulierungsmassnahmen ist gesamthaft sehr gut. Der Regulierungsaufwand des Bundes bleibt sehr bescheiden und die bei KonsumentInnen verursachten Kosten (Energie- oder Elektrizitätsabgabe) sind praktisch bei null, da die Erträge (Ausnahme Effizienzpolitik) über die Senkung der Lohnnebenkosten zurückgegeben werden.
- Die Wasserkraft geniesst in der Bevölkerung eine hohe Wertschätzung (weisse Kohle) und die vorgeschlagene Quotenregelung dürfte eine gute Akzeptanz finden, da sie für die Endverbraucher mehr oder weniger kostenneutral ist.
- Im Vergleich zum Status quo wird der Wettbewerb im Rahmen der vorgeschlagenen Regulierungen ein wesentliches Element in der Stromversorgung. Beschränkungen bleiben bestehen bei den Verteilwerken, die zu rund 90% auf den Binnenmarkt beschränkt bleiben und bei KonsumentInnen unter 9 GWh Jahresverbrauch.
- Die Leistungsfähigkeit des Steuerungsansatzes bei weitergehender Liberalisierung ist allerdings beschränkt. Wenn den Verteilwerken die Bezugsquote für regenerierbare Energie auferlegt wird (im Sommerhalbjahr über 90%) bleibt der Spielraum für eine grössere Auslandsquote begrenzt.
- Die Konformität mit der EG-Richtlinie ist gegeben.

Paket 1: Abnahmequoten für regenerierbare Energien	Bewertung									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<ul style="list-style-type: none"> Wirksamkeit Kosteneffizienz und Verteilungseffekte Akzeptanz Konkurrenz / Wettbewerb Leistungsfähigkeit bei weitergehender Marktöffnung Konformität zur EG-Richtlinie 										



1 = gering/unbefriedigend, 5 = zufriedenstellend, 10 = gute Zielerfüllung

*Tabelle 31 Bewertung des Massnahmenpaketes 1:
Priorisierung regenerierbare Energien*

13.3 Paket 2: Abgeltung NAI bei Wasserkraftanlagen

Die Grundidee dieses Paketes besteht darin, nicht amortisierbare Investitionen bei Wasserkraftwerken abzugelten. Dadurch sinken die Vollkosten der betroffenen Anlagen auf ein Niveau, bei dem die Werke national und international wieder konkurrenzfähig werden. Die Finanzierung der NAI wird durch eine Energieabgabe auf nicht erneuerbare Energieträger sichergestellt.

13.3.1 Vorgeschlagene Massnahmen

Die wesentlichen Elemente dieses Paketes sind:

1. Abgeltung von nicht amortisierbaren Investitionen:

Um die Rentabilität aller bestehenden Wasserkraftwerke zu gewährleisten, werden die nicht amortisierbaren Investitionen abgegolten. Zur Alimentierung eines entsprechenden Fonds müsste entweder ein Strompreiszuschlag von rund 0,5 - 1 Rp./kWh⁹⁴ bei den Endverbrauchern erhoben oder Erträge einer Energieabgabe auf nichterneuerbare Energien eingesetzt werden. Beide Lösungen sind möglich und vertretbar. Die Finanzierung über Strompreiszuschläge hat jedoch faktisch den Nachteil, dass alle StromkonsumentInnen die günstigeren Tarife der GrosskonsumentInnen zu berappen hätten und umso mehr bezahlen, je günstiger die GrosskonsumentInnen fahren. Die Finanzierung über eine Abgabe auf nichterneuerbare Energien weist den Vorteil auf, dass sie ohnehin erhoben werden muss, wenn die Billigkonkurrenz von Gaskraftwerken gebremst und eine wirksame CO₂-Politik betrieben werden soll. Die zweite Lösung dürfte auf eine grössere Akzeptanz stossen. Sie wird auch von den Bergkantonen vorgeschlagen. Wir gehen deshalb von dieser Finanzierungsvariante aus.

2. Abgabe auf nichterneuerbare Energien:

Die Abgabe entspricht dem Modell, das die Eidgenössischen Räte im Zusammenhang mit dem Energiegesetz diskutieren (Herbst 1997). Das heisst auf fossile Energien wird eine Abgabe von 0,6 Rp./kWh erhoben. Daraus resultieren Erträge von rund einer Mrd. Fr. pro Jahr. Die Abgeltung von NAI dürfte davon – je nach konkreter Ausgestaltung – während rund zehn Jahren etwa 500 Mio. Fr./a absorbieren. Die Abgabe führt ferner – wenn sie international eingeführt wird – zu einer Verteuerung des fossil erzeugten Stroms, wodurch die Stellung des regenerativ erzeugten generell um 1 bis 1,5 Rp./kWh verbessert wird.

3. Fonds für Erneuerungsinvestitionen und Effizienzpolitik:

Da dieses Konzept darauf ausgelegt ist, die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft auch auf sehr tiefem Preisniveau zu erhalten, ergeben sich Probleme bezüglich der langfristigen Erneuerung der Wasserkraftwerke. Einerseits wird die Wirtschaftlichkeit von Erneuerungsinvestitionen in vielen Fällen nicht gegeben anderseits sind die Risiken bei der extrem langen Lebensdauer der In-

⁹⁴ Die Höhe der Abgabe hängt primär davon ab, wie tief die Preise an den Europäischen Märkten sinken werden und in welcher Form und über welche Zeitdauer eine Abgeltung der NAI erfolgen würde.

vestitionen nicht kontrollierbar. Wir gehen davon aus, dass deshalb ein Fonds für Erneuerungsinvestitionen nötig ist. Allerdings fallen diese Erneuerungsinvestitionen in grösserem Umfang erst nach 2030 an, sodass sich der Gesetzgeber in diesem Fall noch etwas Zeit lassen kann. Wichtig sind jedoch die Anstrengungen für die Aufrechterhaltung der Effizienz- und Sparpolitik. Diese werden wie in Paket 1 aus einem Fonds mit 20 - 40 Mio. Fr./a finanziert.

13.3.2 Auswirkungen und Bewertung

Die Auswirkungen des Paketes 2 werden vor allem im Vergleich zu Paket 1 dargestellt. Die wichtigsten:

- In diesem Modell sind die Verteilwerke als berechnigte Kunden nicht zugelassen. Der Strukturwandel in der Elektrizitätswirtschaft wird dadurch verlangsamt. Die Produzenten werden versuchen, möglichst grosse Versorgungsgebiete mit gebundenen Kunden an sich zu binden.
- Der wirtschaftliche Betrieb der Wasserkraftanlagen ist gesichert. Die Produzenten erleiden keine Ertragseinbussen, resp. Ertragsminderungen sind durch Kostenminderungen kompensiert.
- Langfristig ist der Ersatz bestehender Anlagen nicht abgesichert. Auch die wirtschaftlichen Probleme der Kernkraftwerke sind ungelöst.
- Die Konkurrenzfähigkeit neuer Gaskraftwerke wird durch die Energieabgabe um etwa 1 Rp./kWh verschlechtert. In Kombination mit der Abgeltung von NAI dürfte die Wasserkraft jedoch konkurrenzfähig sein.
- WKK und alternative Energieträger werden gegenüber dem Wasserstrom auf Grosshandelsstufe schlechter gestellt. Auf Stufe Endverbraucher dürfte sich die Situation im Vergleich zu heute nur unwesentlich verändern.
- Die Wirksamkeit des Massnahmenpaketes bezüglich Zielsetzungen der Liberalisierung und der Restriktionen ist gut.
- Die Kosteneffizienz der Regulierungsmassnahmen ist gesamthaft gut, jedoch schlechter als in Paket 1. Insbesondere die Abgeltung der NAI ist sehr konfliktträchtig und auch aufwendig. Zur Vermeidung von Missbräuchen ist ein beachtlicher Kontrollaufwand notwendig. Problematisch wird das Vorgehen jedoch, wenn die anderen Europäischen Ländern auch eine Politik der NAI-Abgeltung betreiben und damit die Strompreise an den Spot-

märkten noch tiefer fallen. Die Erhebung der Energieabgabe auf Stufe Endenergie ist verfahrensmässig einfach und nicht mit grösserem Aufwand verbunden.

- Akzeptanz: Es dürfte in breiten Bevölkerungskreisen nur schwer verstanden werden, dass die Elektrizitätswirtschaft Abgeltungen in Milliardenhöhe zu Lasten der EnergiekonsumentInnen erhalten soll. Dies könnte durchaus die Machbarkeit der Strommarktliberalisierung in Frage stellen.
- Das Ausmass an Wettbewerb ist deutlich kleiner als in Paket 1 und findet im wesentlichen nur bei den zugelassenen Kunden statt.
- Bei weitergehender Liberalisierung ist die Leistungsfähigkeit des Ansatzes grundsätzlich gegeben. Allerdings ist nicht ganz auszuschliessen, dass die Wasserkraft bezüglich Abgeltung in eine "landwirtschaftsähnliche" Position hineinkommt.
- Die Konformität mit der EG-Richtlinie ist bezüglich der eingesetzten Instrumente gegeben. Sollte die Schweiz jedoch die Zulassungsgrenzen für berechnete Kunden nicht auf 5/2/0,5 GWh absenken – was offensichtlich heute nicht angestrebt wird – so kann die von der EG vorgegebene Liberalisierungsquote bei weitem nicht erreicht werden.

Paket 2:		Bewertung									
Abgeltung nicht amortisierbare Investitionen in die Wasserkraft		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
• Wirksamkeit											
• Kosteneffizienz und Verteilungseffekte											
• Akzeptanz											
• Konkurrenz / Wettbewerb											
• Leistungsfähigkeit bei weitergehender Marktöffnung											
• Konformität zur EG-Richtlinie											

1 = gering/unbefriedigend, 5 = zufriedenstellend, 10 = gute Zielerfüllung

Tabelle 32 Bewertung des Massnahmenpaketes 2:
Verbilligung der Wasserkraft

13.4 Paket 3: Umlagerung Wasserzinsen

Grundidee: Die wirtschaftliche Situation der Wasserkraft wird massiv verbessert, indem Wasserzinsen und Konzessionsgebühren nicht bei der Produktion, sondern auf Stufe Verbrauch den EndkonsumentInnen belastet werden. Hierdurch wird die Wasserkraft auf Stufe Grosshandel gegenüber den anderen Energien um rund 1,7 Rp./kWh billiger.

13.4.1 Vorgesehene Massnahmen

Die wesentlichen Elemente dieses Paketes sind:

1. Umlagerung Wasserzinsen auf die EndkonsumentInnen:

Wasserzinsen und sonstige Abgaben auf Hydrostrom werden in Form eines Zuschlages auf Stufe EndkonsumentIn erhoben. Die Erträge in der Grössenordnung von 500 Mio. Fr. werden auf die Bergkantone und Standortgemeinden nach einem Schlüssel verteilt, der ihren heutigen Erträgen entspricht. Hierdurch werden die Produktionskosten des Hydrostroms um 1,5 bis 2 Rp./kWh gesenkt. Dies wird durch einen Preisaufschlag beim Endverbraucher kompensiert. Für die EndkonsumentInnen bleibt im Schnitt somit die Elektrizität gleich teuer.

2. Fonds für Effizienzpolitik:

Da die Konkurrenzfähigkeit und damit die Erträge der Wasserstromproduzenten deutlich verbessert sind, kann man auf einen Fonds für Erneuerungsinvestitionen und zur Abgeltung von NAI verzichten. Einzelne teure Werke lassen sich in einem gut diversifizierten Produktionspark verkraften. Dagegen muss der Fortbestand der Effizienzpolitik durch einen Fonds finanziell gesichert werden (vgl. Paket 1).

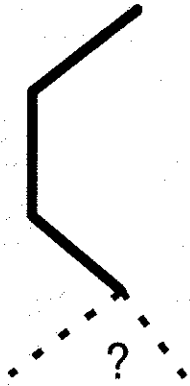
3. Abgabe auf nicht erneuerbare Energien:

Auch in diesem Modell ist die Bedeutung der Energieabgabe zur Sicherung der Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft nur subsidiär von Bedeutung. Sie kommt insbesondere dann zum Tragen, falls die Verbilligung durch die Umlagerung nicht ausreichen sollte, um die Wasserkraft konkurrenzfähig zu halten. Die Ausführungen zu diesem Thema im Massnahmenpaket 1 gelten sinngemäss.

13.4.2 Auswirkungen und Bewertung

Paket 3 unterscheidet sich in seinen Auswirkungen nur wenig von Paket 2. Es weist jedoch eine gewisse Eleganz auf, da es nicht nur für die EndkonsumentInnen kostenneutral ist, sondern auch die Aufwendungen für die Abgeltung von NAI vermeidet und den Bergkantonen langfristig die Erträge aus der Nutzung der Wasserkraft sichert. Trotzdem sind möglicherweise Probleme mit diesem Vorgehen verbunden:

- Importierter Strom sowie fossile und nuklear erzeugt Elektrizität müssen rund 40% der Erträge zur Abgeltung der Wasserzinsen etc. erbringen. Dies ist im Hinblick auf die Ziele "Erhaltung der Wasserkraft" und "Verhindern einer unerwünschten Substitution von regenerierbarem durch fossil erzeugten Strom" durchaus zielführend. Die Lösung bedeutet jedoch faktisch eine Quersubventionierung zugunsten der Wasserkraft. Wieweit dieses Vorgehen Richtlinien konform ist, muss noch sorgfältig geklärt werden.
- Die Kosteneffizienz kann positiv beurteilt werden. Die Erhebung der Zuschläge auf Endverbrauchsstufe stellt keine grösseren administrativen Probleme und auch die Rückvergütung an Standortgemeinden und -kantone ist relativ einfach.
- Wir beurteilen die politische Akzeptanz als relativ gut. Opposition muss vor allem von Seiten der Erdöl- und Gaswirtschaft erwartet werden.
- Konkurrenz und Wettbewerb nehmen eine grössere Rolle ein als im Status quo, sind aber deutlich kleiner als bei einer Zulassung der Verteilwerke als berechtigte Kunden (Paket 1).
- Die Leistungsfähigkeit des Ansatzes bei weitergehenden Liberalisierungsschritten bleibt gegeben.
- Die Frage nach der Konformität mit der EG-Richtlinie kann nicht abschliessend beantwortet werden. Dazu sind zusätzliche Rechtsgutachten notwendig.

Paket 3:		Bewertung									
Umlagerung der Wasserzinsen		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<ul style="list-style-type: none"> Wirksamkeit Kosteneffizienz und Verteilungseffekte Akzeptanz Konkurrenz / Wettbewerb Leistungsfähigkeit bei weitergehender Marktöffnung Konformität zur EG-Richtlinie 											

1 = gering/unbefriedigend, 5 = zufriedenstellend, 10 = gute Zielerfüllung

Tabelle 33 Bewertung des Massnahmenpaketes 3:
Umlagerung der Wasserzinsen

14. Schlussbemerkungen

Die vorliegende Studie versuchte, grobquantitativ und qualitativ die Auswirkungen der Strommarktöffnung in der Schweiz abzuschätzen. Sie lässt jedoch eine Reihe von Fragen offen, die einer vertieften Bearbeitung bedürfen. Dazu gehören insbesondere:

- Die Auswirkungen auf die Kernkraft und entsprechende kompensatorische Massnahmen.
- Die Realisierung einer nationalen Transportgesellschaft, organisatorische, rechtliche und wirtschaftliche Probleme. Es geht auch darum, die entstehenden Nutzen einmal systematisch zu ermitteln und die Positionierung einer solchen Gesellschaft, in Kombination mit einem Handelspool, an den internationalen Märkten besser zu fassen.
- Falls eine Abgeltung von NAI ins Auge gefasst werden sollte, sind die konkreten Prozedurfragen zu lösen und insbesondere den Missbrauchsmöglichkeiten ein besonderes Augenmerk zu schenken.
- Weitere Untersuchungen sind nötig betreffend der Preissteuerung der Wasserkraft durch Anpassung der Bezugsquoten.

Im Grossen und Ganzen darf man abschliessend festhalten, dass die begrenzte Marktöffnung zwar eine Reihe von Problemen und Gefahren mit sich bringt, dass diese aber mit einer klugen und sorgfältigen Gesetzgebung gemeistert werden können. Sicher ist, dass der Schweizer Stromwirtschaft etwas Bewegung gut tun wird.

Zürich, im Dezember 1997

Anhang

Anhang 1

Entwicklung der Stromnachfrage – die Sicht der Elektrizitätswirtschaft

Aus der Sicht der Elektrizitätswirtschaft muss mit der folgenden Entwicklung der Stromnachfrage gerechnet werden⁹⁵:

- Für den Verlauf der Nachfrage werden zwei Entwicklungen unterstellt. Bei der Variante Hoch wird bis 2010 mit einer jährlichen Zunahme des Stromverbrauchs von 2% und anschliessend mit 1% gerechnet, bei der Variante Tief mit 1% bzw. 0.5%.
- Das von Energie 2000 postulierte Ziel der Stabilisierung des Stromverbrauchs ab 2000 wird nicht erreicht.
- Dies führt zu einem Wachstum der Stromnachfrage im Jahr 2020 gegenüber 1995 von 64% bzw. 28%. Zum Vergleich: im Szenario IIa wächst der Stromverbrauch im gleichen Zeitraum um ca. 15%.
- Die Stromnachfrage läge dann bei 85 bzw. 66 TWh/a.
- Das Stromangebot setzt sich zusammen aus
 - Wasserkraft: diese bleibt mit einem Angebot von ca. 34 TWh/a bis 2020 in etwa konstant.
 - Konventionell Thermische Kraftwerke und WKK: diese verzeichnen zwar ein gewisses Wachstum, bleiben aber mit einem Angebot von ca. 3 TWh/a im Jahr 2020 eher unbedeutend.
 - Ergänzende Energiequellen wie Solar, Biomasse u.a. bleiben ohne Bedeutung.
 - Heutige Kernkraftwerke: Diese haben bis 2010 ein Produktionspotential von ca. 22 TWh/a, welches dann aber aufgrund der angenommenen Nutzungsdauer von 40 Jahren rasch abfällt und im Jahr 2020 nur noch 7 TWh/a beträgt.
 - Bezugsrechte Ausland: Diese betragen bis 2010 ca. 14 TWh/a und laufen anschliessend langsam aus. 2020 betragen sie aber immer noch ca. 9 TWh/a.
- Insgesamt ist (bei der Betrachtung des hydrologischen Jahres) auch bei dem unterstellten Wachstum der Stromnachfrage erst nach 2010 mit einer Versorgungslücke (sogenanntes Manko) zu rechnen. Im Jahr 2020 betrüge dies dann 23 bzw. 9 TWh/a.

⁹⁵ VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, Vorschau '95, Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis zum Jahr 2030, Zürich 1995

- Eine länger andauernde Kältewelle (-15°C über 5 Tage) kann zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen. Hierbei ist es möglich, dass einerseits die Kapazität des Übertragungsnetzes (Hochspannung) kritisch werden kann und andererseits die Bezüge aus dem Ausland unterbrochen werden können. Gleichzeitig muss jederzeit damit gerechnet werden, dass das grösste in Betrieb befindliche Kraftwerk plötzlich ausfällt. Bei der höheren Nachfrageentwicklung wäre ab 2010 und bei der tieferen ab ca. 2020 mit Problemen zu rechnen.
- Ein weiterer Aspekt der Versorgungssicherheit reflektiert inwieweit die Schweiz auf Stromimporte angewiesen ist (Selbstversorgung). Die kritische Versorgungssituation bildet hierbei das Winterhalbjahr insgesamt. Da der Energieinhalt der Speicherseen in den einzelnen Jahren starken Schwankungen unterworfen ist, lässt sich das Produktionspotential aus Wasserkraft nur mit Wahrscheinlichkeiten voraussagen. Bisher forderte die Elektrizitätswirtschaft, die im Winter voraussichtlich benötigte Energiemenge mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% zu sichern. Neuere Überlegungen zielen darauf, dass mindestens der mittlere Bedarf langfristig gesichert werden soll. Auch dieser Wert ist willkürlich und bedarf einer politischen Konsensfindung. Es ist zu erwarten, dass das Ziel der Selbstversorgung in Zukunft an Bedeutung verlieren wird und die Reservehaltung europaweit optimiert wird.

Durch die Marktöffnung wird auch die Erreichung des Ziels Versorgungssicherheit eine Veränderung erfahren. Zum einen wird die Versorgungssicherheit der am Markt gehandelten Strommengen ebenfalls Gegenstand der Bezugsverträge sein und somit am Markt ausgehandelt werden. Zum anderen ist zu erwarten, dass die Energieversorger und -verteiler eine gegenüber heute wesentlich zurückhaltendere Investitionspolitik betreiben werden, was die technische Versorgungssicherheit der Anlagen mittelfristig tangieren dürfte.

Ebenfalls wird die Frage der Reservehaltung beeinflusst, die durch die Marktöffnung gegenüber heute gesamteuropäisch optimiert werden dürfte. Hierdurch werden (europaweit) Kapazitäten frei gesetzt, die dann zu einer Erhöhung der überschüssigen Produktionsmöglichkeiten beitragen.

Anhang 2

Exkurs zur Verfügbarkeit der Gasvorräte

Unter Ressourcen werden im allgemeinen alle bekannten und aufgrund von geologischen Vermutungen, Hypothesen und Spekulationen erwarteten Vorräte verstanden. Für Ressourcen gelten somit keine gesicherten Nachweise und keine wirtschaftlichen Kriterien. Im Gegensatz dazu steht der Begriff Energiereserven, der nur diejenigen Vorräte umfasst, die klar identifiziert und unter den gegenwärtigen (und kurzfristig zu erwartenden) Rahmenbedingungen technisch und wirtschaftlich gewinnbar sind. Angaben zur Verfügbarkeit von Energieträgern müssen immer vor dem Hintergrund der jährlichen Bedarfvolumina betrachtet werden.

Bei Erdgas werden die heute noch verfügbaren Ressourcen auf 369 Billionen m³ geschätzt, wovon 147 Billionen m³ als sicher gewinnbare Reserven angesehen werden. Die konventionellen Erdgasressourcen werden damit auf 35% höher geschätzt als diejenigen des Erdöls. Bei den gewinnbaren Reserven sind die Schätzungen für Erdgas und Erdöl etwa gleich hoch. Die Schätzungen über die Höhe der unkonventionellen Erdgasressourcen wie Erdgas aus Kohleflözen, "dichten" Speichergesteinen, Hydraten und Aquiferen sind noch sehr unsicher. Sie bewegen sich jedoch um eine Größenordnung über derjenigen der konventionellen Ressourcen.

Stellt man die Reserveschätzungen den Perspektiven der langfristigen Verbrauchsentwicklung gegenüber (IEA-Szenario "capacity constraint" bis 2010, danach mit konstanten Verbräuchen), lassen sich die dynamischen Lebensdauern der Reserven ableiten. Bei Erdgas wird diese auf ca. 50 Jahre, bei Erdöl auf ca. 30 Jahre geschätzt. Diese Überlegungen zeigen ein weitaus zu pessimistisches Bild, da hierbei der Neuzuwachs an gesicherten Reserven nicht berücksichtigt wird. Dieser Neuzuwachs wird eine beträchtliche Streckung der Energievorräte bewirken. Bezieht man diese Möglichkeiten mit ein, so ergibt sich für die Ressourcen-Lebensdauer (vermutlich technisch gewinnbare Ressourcen) etwa folgendes Bild:

Primär- energieträger	nachgewiesene Reserven	vermutete gewinnbare Ressourcen	Dynamische Reichweite der Reserven	Ressourcen- Lebensdauer
	in EJ	in EJ	in Jahren	in Jahren
Kohle	16'580	111'000	125	795
Erdöl	5'980	9'330	30	53
Erdgas	5'085	12'770	50	114
Natururan	1'200		45	
Regenerative Energieträger		290 EJ/a		unendlich

Tabelle 34 Reichweite der Energievorräte⁹⁶

Die obigen Zahlen sowie die heutige Überversorgung mit Energie lässt leicht den Schluss zu, dass in näherer und mittlerer Zukunft keinerlei Engpasssituationen zu befürchten sind. Bei der Beurteilung der Weltenergieserven ist folgendes zu beachten:

- Die Weltenergieserven sind extrem ungleich verteilt. Politische oder ökonomische Instabilitäten können somit unsere Versorgung mit Energie leicht gefährden.
- Nicht die Verfügbarkeit der Energiereserven, sondern die ökologischen Folgen deren Benutzung stellen eine ernsthafte Gefahr dar. Die Grenzen der ökologischen Belastbarkeit werden viel früher erreicht, als dies die Reichweite der physisch vorhandenen Ressourcen suggeriert.
- Auch wenn die Vorräte gross zu sein scheinen, sind sie doch endlich und werden zu irgendeinem Zeitpunkt aufgebraucht sei. Je tiefer die Preise der fossilen Energie liegen, desto mehr wird diese verschwendet und desto langsamer wird die Nutzung regenerativer Energien vorangetrieben. Der Zeitpunkt der Erschöpfung wird dadurch früher erreicht und der zwangsläufige Übergang zu einer regenerativen Energieversorgung erschwert.

96 Prognos, Eenergierreport II, Stuttgart 1996, S.83ff

Zur Verteilung der Welterdgasreserven

Die Verteilung der Erdgasreserven auf die Regionen der Welt ist sehr unterschiedlich. Da der Transport von Erdgas mittels Pipelines weitaus am wirtschaftlichsten erfolgt, sind für die Schweiz vor allem die Vorräte in Westeuropa, aber auch die in Osteuropa und im nahen Osten von Bedeutung. Die beiden Letzteren bilden alleine ca. 70% der Weltenergiereserven an Erdgas. Derzeit bestehen allerdings nur Verbindungsleitungen nach Osteuropa, so dass aus dem nahen Osten noch kein Erdgas via Pipeline nach Westeuropa importiert wird.

In Westeuropa betrug 1995 die Importabhängigkeit beim Erdgas ca. 38%⁹⁷. Bis 2020 wird sie voraussichtlich auf ca. 68% ansteigen, da mehrere europäische Länder planen, ihren Anteil Erdgas am Primärenergiebedarf deutlich zu erhöhen. Wie sich die Importabhängigkeit entwickeln wird, ist allerdings umstritten. Andere Quellen⁹⁸ kommen zu der Auffassung, dass die westeuropäischen Gasvorräte unterschätzt werden und eine Ausweitung der Fördermengen auch in den nächsten Jahrzehnten soweit möglich sein wird, dass Westeuropa seine Importabhängigkeit in den nächsten Jahrzehnten trotz steigendem Absatz nicht wesentlich erhöhen muss.

Angesichts der gegenüber den westeuropäischen riesigen Vorräte in Osteuropa und dem nahen/mittleren Osten könnte es auch sinnvoll sein die Importabhängigkeit bewusst zu erhöhen um die westeuropäischen Vorräte zu schonen, um für schwierigere Zeiten gerüstet zu sein.

	Reserven in Mia. m ³	eigene Produktion in Mia. m ³	Eigenverbrauch in Mia. m ³
Nordamerika	6'453	689	686
Mittel- und Südamerika	8'045	103	103
Westeuropa	6'381	241	351
Osteuropa	59'190	734	657
Naher/mittlerer Osten	45'261	145	145
Afrika	10'041	84	47
Asien/Australien	14'870	213	219
Total Welt	150'241	2'207	2'207

Tabelle 35 Konventionelle Erdgasreserven, Produktion und Verbrauch zum 1.1.96⁹⁷

97 Gerhard Schmitz und Alexander Block, Gaswirtschaft - Gastechnik, BWK Nr.4 1997

98 Prognos, Energiereport II, Stuttgart 1996, S.383ff

Anhang 3

Marktöffnungsszenarien Schweiz

Einleitung

In dem folgenden Kapitel werden die möglichen Auswirkungen verschiedener Formen einer Strommarktliberalisierung in der Schweiz auf die Elektrizitätswirtschaft und auf die Verbraucher dargestellt. Hierzu werden Szenarien entwickelt, die mit einer Referenzentwicklung verglichen werden. Auf Wunsch des Auftraggebers wurde als Referenzentwicklung das Szenario IIa der Energieperspektiven des BFE (beabsichtigte energiepolitische Massnahmen) übernommen. Die oben bereits dargestellten Grundannahmen dieser Referenzentwicklung gelten auch für die Szenarien mit einer Liberalisierung.

Die Szenarien stellen keine Prognose der künftigen Entwicklungen dar, es wäre vermessen, über einen Zeitraum von mehr als zehn Jahren verlässliche Vorhersagen treffen zu wollen. Sie sind ein hypothetisches Modell und dienen dazu unter ceteris paribus die Mechanik zu verstehen, welche bei einer Marktöffnung wirkt. Daher wurden in den Berechnungsmodellen, welche den Szenarien zugrunde liegen, gegenüber der Referenzentwicklung nur wenige Parameter geändert. Die möglichen Auswirkungen von Trendbrüchen (Durchbrüche neuer Technologien, drastische Marktveränderungen, Kraftwerksunfälle etc.) werden in einem separaten Kapitel diskutiert.

Es werden drei mögliche Formen der Marktöffnung untersucht:

- Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten
- Liberalisierung analog EG-Quoten
- Vollständige Marktöffnung ab 2010.

Um die jeweiligen Auswirkungen der Liberalisierung zu bestimmen, müssen zu zahlreichen Faktoren der Volkswirtschaft und deren Entwicklung Annahmen getroffen werden. Diese Faktoren sind interdependent und werden von der Marktöffnung selbst zum Teil mit beeinflusst. Zudem musste darauf geachtet werden, dass die Annahmen in sich konsistent sind, das heisst zu keinen Widersprüchen in den Aussagen führen. Ferner sollten die wichtigsten Einflussgrössen in ihrer aus heutiger Sicht denkbaren Bandbreite abgebildet werden, um die Extreme der möglichen Auswirkungen aufzuzeigen.

Der Aufbau der einzelnen Kapitel zu den Liberalisierungsszenarien erfolgt nach dem folgenden Schema:

- Form und Ausgestaltung der Liberalisierung
- Bestimmung der betroffenen Nachfrage
- Auswirkungen auf die Preise
- Auswirkungen auf die Nachfrage
- Auswirkungen auf die Einnahmen der Elektrizitätswirtschaft bei unveränderter Nachfrage
- Auswirkungen auf die Einnahmen der Elektrizitätswirtschaft unter Berücksichtigung einer veränderten Nachfrage
- Fazit.

Randbedingungen für die Szenarien

Die folgenden Szenarien gehen von einem Überangebot an Kraftwerkskapazitäten aus, was dazu führt, dass Elektrizität auf dem freien Markt zu einem tieferen Preis, als in der Referenzentwicklung angenommen, angeboten wird.

Im gegenwärtigen Zeitpunkt kann nicht gesagt werden, wie hoch der Preisabschlag sein wird, ob und wie weit er sich zurückbilden wird bzw. welcher neue Gleichgewichtspreis sich einstellen wird (siehe auch Kapitel 5.2.2). Bei den Berechnungen wird daher mit einem konstanten und eher hohen Preisabschlag gerechnet, um die maximal möglichen Auswirkungen einer Marktöffnung aufzuzeigen. Es wäre aber trotzdem möglich, dass sich in den ersten Jahren nach der Liberalisierung kurzzeitig ein höherer Preisabschlag auf dem Markt einstellt. Die wirklichen Auswirkungen dürften dann – zumindest nach einem Zeitraum von 5 bis 10 Jahren – nach dem Abbau der freien Kapazitäten bedeutend geringer ausfallen als die Ergebnisse der Berechnungen.

Referenzentwicklung Schweiz 1995 - 2010

Preisentwicklung

In der Referenzentwicklung wird mit einer moderaten Steigerung der Strompreise gerechnet. Gegenüber 1995 soll bei den Niederspannungsbezüglern der Strompreis bis 2010 um ca. 6% steigen, bis 2010 um ca. 11%. Bei den Hochspannungsbezüglern bleibt er bis 2010 praktisch konstant, danach steigt er um ca. 13% an.

in Rp./kWh	1995	2000	2010	2020
Haushalte	19,2	19,9	20,4	21,4
Industrie/Gewerbe/Dienstleistungen				
Niederspannungsbezüger	19,2	19,9	20,4	21,4
Industrie/Dienstleistungen				
Hochspannungsbezüger	12,7	12,7	12,8	14,4

Tabelle 36 Unterstellte Strompreisentwicklung in der Referenzentwicklung (Szenario IIa⁹⁹ des BFE) in Rp./kWh

Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs in der Schweiz

Beim Gesamtverbrauch wird in der Referenzentwicklung gegenüber 1990 mit einer Steigerung von ca. 18% bis 2010 bzw. mit 19% bis 2020 gerechnet. Bezieht man die Verbrauchszunahmen auf das Jahr 1995, so ergeben sich Steigerungen um ca. 15%. Die Zuwächse werden in allen Sektoren der Volkswirtschaft erwartet, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass. Im Jahr 1996 betrug der Endverbrauch an elektrischer Energie in der Schweiz 48,7 TWh.¹⁰⁰

Die in der Referenzentwicklung erwarteten Zuwächse (1995 bis 2010) liegen also unter den Prognosen der UNIPEDE (ca. 24% für die Schweiz und die angrenzenden Länder), der IEA (ca. 20% für die Schweiz) und des VSE (28% bzw. 64% für die Schweiz). Dies hätte zur Konsequenz, dass die freien Erzeugungskapazitäten (bei unverändertem Zubau) länger anhalten würden, als oben (Figur 4, Seite 41) berechnet.

in TWh	1990	2000	2010	2020
Industrie	16,9	16,25	18,60	19,29
Dienstleistungen	12,1	13,35	14,69	14,90
Haushalte	14,8	17,09	17,58	16,97
Verkehr	2,6	2,87	3,69	4,11
Summe	46,4	49,56	54,56	55,27

Tabelle 37 Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs in der Schweiz, Szenario IIa, ¹⁰¹

⁹⁹ Prognos, Papier vom 14.5.97

¹⁰⁰ VSE Zahlenspiegel 1997

¹⁰¹ Angaben Prognos, Papier vom 20. Juni 1997

Perspektiven der Elektrizitätsversorgung im Winterhalbjahr in der Schweiz

Versorgungsseitig wird als Referenzentwicklung die Variante 2 des Szenarios IIa zugrunde gelegt (kein Neubau oder Ersatz von Kernkraftwerken).

Bei dieser Variante steht bei der Strombedarfsdeckung der Ausbau der Wärme-Kraft-Kopplung sowie der Zubau fossil-thermischer Kraftwerke im Vordergrund. Im Unterschied zur Variante 1 werden die stillgelegten Kernkraftwerke und die auslaufenden Bezugsrechte nicht mehr erneuert. Statt dessen werden die verfügbaren Potentiale der Wärme-Kraft-Kopplung sukzessive ausgeschöpft. Reicht der WKK-Einsatz nicht aus, sollen fossil-thermische Kraftwerke (z.B. GuD-Anlagen auf Gasbasis) die verbleibende Versorgungslücke schliessen. Ferner wird davon ausgegangen, dass – zumindest im Winterhalbjahr – mehr Strom importiert als exportiert wird.

in TWh	1993	2000	2010	2020
Wasserkraft	14,2	14,6	14,8	15,3
Kernkraft	12,8	12,4	12,1	7,8
Therm. Kraftw. + WKK	1,1	1,4	1,5	6,3
Andere	0	0	0,1	0,3
Mittlere Nettoerzeugung	28,1	28,4	28,5	29,7
Importe (Bezugsrechte)	5,3	8,8	8,7	5,1
Exporte	5,3	7,8	4,9	1,8
Mittlerer Saldo	0	1	3,9	3,3

Tabelle 38 Perspektiven der Elektrizitätsversorgung im Winterhalbjahr in der Schweiz, Szenario IIa, Variante 2 ¹⁰²

Betrachtet man die Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern, so wird deutlich, dass eine Substitution von Kernkraft durch Gas stattfindet. Der Rückgang an Kernenergie entspricht praktisch genau dem Zuwachs beim Gas.

¹⁰² Angaben Prognos, Papier vom 20. Juni 1997

in TWh	1993	2000	2010	2020
Wasserkraft	33,1	34,1	34,8	35,4
Kernenergie	21,9	22,6	22,1	14,2
Mineralöl	0,4	0,4	0,4	0,4
Erdgas	0,4	0,8	0,9	8,3
Abfälle, ARA, etc.	0,9	1,0	1,1	1,1
Wind, Holz, Sonne		0	0,2	0,6
Summe	56,8	58,9	59,5	59,9

Tabelle 39 Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern (hydrologisches Jahr) in der Schweiz, Szenario IIa, Variante 2 ¹⁰³

Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten"

Verbrauchslimiten, Zeitplan und Liberalisierungsquote

In diesem Szenario werden die Überlandwerke als Alleinabnehmer eingesetzt und Kunden ab einem bestimmten Jahresverbrauch (Zeitplan siehe Tabelle 40) sind berechtigt, ihren Stromlieferanten frei zu wählen, während Verteilunternehmen keinen freien Marktzugang erhalten.

Aufgrund der vom VSE erfassten bzw. hochgerechneten Zahlen für die Kundenzahl und des betroffenen Anteils am Landesverbrauch ergeben sich für die Anzahl der zugelassenen Kunden und den betroffenen Stromverbrauch die ebenfalls in Tabelle 40 aufgeführten Werte.

Jahr	Jahresverbrauch	Anzahl berechnete Kunden	Anteil am Landesverbrauch in %
1999	> 40 GWh	49	8,2
2000	> 20 GWh	114	12,0
2003	> 9 GWh	ca. 280	16,2

Tabelle 40 Zeitplan der Marköffnung in der Schweiz "Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten", Anzahl berechnete Kunden und Liberalisierungsquote¹⁰⁴

¹⁰³ Angaben Prognos, Papier vom 20. Juni 1997

Der betroffene Verbrauch befindet sich fast ausschliesslich bei Industrieverbrauchern. Bei einer Untergrenze von 40 GWh/a wären 22,5% des Industrieverbrauchs liberalisiert, jedoch nur 2,5% des Verbrauchs des Dienstleistungssektors. Bei einer Grenze von 9 GWh/a wären 40% des Industrieverbrauchs und lediglich 11% des Dienstleistungsverbrauchs liberalisiert. Gemessen am Landesverbrauch wären dies dann 14,2%.

Verbrauch/ Kunden	Industrie		Dienstleistungen	
	in % des Landes- verbrauchs	in % des Industrie- verbrauchs	in % des Landes- verbrauchs	in % des Dienstleistungs- verbrauchs
> 40 GWh	7,4	22,5	0,7	2,5
> 20 GWh	10,2	30,5	1,8	6,5
> 9 GWh	13,3	40,0	2,9	11,0

*Tabelle 41 Anteil der Liberalisierungsquote Industrie und Dienstleistungen
"Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten"*

Sinkende Endverbraucherpreise vor allem bei der Industrie

Aufgrund der Liberalisierung können die berechtigten Kunden gegenüber der Referenzentwicklung zu einem tieferen Preis Strom einkaufen. Dieser Preis ist in einer Überschusssituation tiefer, als wenn Angebot und Nachfrage ausgeglichen wären. In der Überschusssituation tendiert der Strompreis in Richtung variable Kosten der Stromerzeugung, bei einem ausgeglichenen Markt entspricht der Preis den (langfristigen) Grenzkosten der Stromerzeugung.

Die Entwicklung der Preise bei den gebundenen (= nicht berechtigten) Kunden dürfte stabil bleiben (siehe auch Kapitel 11.2.1). Denkbar wäre auch, dass die Elektrizitätsversorger versuchen, die durch die Preisabschläge bei den berechtigten Kunden entstandenen Einnahmefälle durch höhere Tarife bei den gebundenen Kunden zu kompensieren. Andererseits sind Quersubventionierungen durch die EG-Richtlinie untersagt.

Im gegenwärtigen Zeitpunkt ist eine exakte Prognose der Preise nicht möglich. Für die Szenario-Berechnungen gehen wir davon aus, dass für die gebundenen Kunden tendenziell unveränderte Preise gelten und für die berechtigten Kunden sich ein Preis einstellt, der etwa den variablen Kosten der heutigen Stromerzeugung in einem aus-

ländischen Kraftwerk (inkl. Transport) entspricht. Dies würde gegenüber den Referenzpreisen ein Preisabschlag von ca. 2,6 Rp./kWh¹⁰⁵ bedeuten.

in Rp./kWh	1995	2000	2010	2020
Niederspannungsbezüger				
• gebundene Kunden	19,2	19,9	20,4	21,4
• berechnigte Kunden		17,3	17,8	18,8
Hochspannungsbezüger				
• gebundene Kunden	12,7	12,7	12,8	14,4
• berechnigte Kunden		10,1	10,2	11,8

Tabelle 42 Preisentwicklung "Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten"

Leicht höhere Nachfrage

Wir gehen bei den Berechnungen davon aus, dass nach 1 bis 2 Jahren praktisch alle berechtigten Kunden von ihrem Recht Gebrauch machen und ihren Strom am freien Markt einkaufen. In der Realität dürften dabei in den meisten Fällen nur neue Verträge mit dem bisherigen EW geschlossen werden. In den Jahren 2000, 2002 und 2005, die in den folgenden Tabellen als Stichjahre aufgeführt sind, rechnen wir damit, dass alle berechtigten Kunden ihren Strom zu den günstigeren Preisen beziehen. Das Jahr 2020 ist als Orientierung zu verstehen, unter der Annahme, dass die Entwicklungen bis dann ohne Trendbrüche weiterverlaufen.

Aufgrund der tieferen Elektrizitätspreise bei den ungebundenen Kunden muss durch die geänderten Preise mit einer Zunahme der Nachfrage gerechnet werden. Kurzfristig ist die Preiselastizität der Stromnachfrage klein und mittelfristig etwas grösser, da die Verbraucher durch Investitionen die Möglichkeit haben auf stromsparendere Technik zu wechseln respektive diese bei günstigeren Strompreisen nicht anzuwenden. Selbst bei dem von der Liberalisierung am stärksten betroffenen Sektor Industrie fällt nach den Berechnungen der Prognos (Tabelle 43) der Mehrverbrauch von 0,9% bis 1,4% gegenüber der Referenzentwicklung aber eher klein aus. Insgesamt bewegt sich der Verbrauchszuwachs um die 0,5% des Landesverbrauchs, ist also fast vernachlässigbar.

¹⁰⁵ Geht man von heutigen Erzeugerpreisen von 8 Rp./kWh aus (siehe Kapitel 5.2.1, Aktuelle Strompreise), so ergäbe sich bei einem Abschlag von 2,6 Rp. ein Erzeugerpreis von 5,4 Rp./kWh. Dieser dürfte nach den Ausführungen in Kapitel 5.2.3, Kosten der Stromerzeugung: empirische Werte und Literaturangaben, die untere Grenze sein, auf die der Preis über längere Zeit fallen wird.

Sektor		2000	2002	2005	2020
Industrie	in % des Sektorverbrauchs	0,9	1,1	1,4	1,4
Dienstleistungen	in % des Sektorverbrauchs	0,04	0,10	0,16	0,17
Haushalte	in % des Sektorverbrauchs	0	0	0	0
Verkehr	in % des Sektorverbrauchs	0	0	0	0
Summe	in % des Gesamtverbrauchs	0,3	0,4	0,5	0,5

Tabelle 43 Mehrverbrauch an Elektrizität "Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchs-limiten" gegenüber Referenzentwicklung aufgrund der niedrigeren Preise gemäss Berechnungsmodell Prognos ¹⁰⁶

Produktion, Import und Export

Die kurzfristigen Auswirkungen auf die Produktions-, die Import- und die Exportmengen dürften in den ersten Jahren nach der Markttöffnung eher gering sein. Wir gehen davon aus, dass die schweizerischen Anbieter gezwungen sein werden, dem Preisdruck nachzugeben und ihre Elektrizität zu konkurrenzfähigen Preisen anzubieten. Die in der Schweiz dominierenden Wasser- oder Kernkraftwerke anders zu betreiben (geringer auszulasten) macht wenig Sinn, da deren Fixkostenanteil hoch ist und auch mit einem nicht kostendeckenden Preis noch lange ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann.

Längerfristig dürfte die Markttöffnung zu einer Veränderung der Erzeugungsstruktur führen. Da Mischkalkulationen und Kostenüberwälzung auf die Verbraucher nur noch beschränkt möglich sein werden, werden nur noch Investitionen getätigt, die sich über die zu erzielenden Marktpreise amortisieren lassen. (Innerhalb von sich wahrscheinlich bildenden Oligopolen ist eine Mischkalkulation jedoch durchaus möglich) Bei den heutigen Preisrelationen bedeutet das ein Trend hin zur Stromerzeugung aus Gas. Der Neubau sowohl von Kernkraft- als auch von Wasserkraftwerken dürfte zum Erliegen kommen. Ohne Kompensationsmassnahmen könnte auch der Erhalt der bestehenden Wasserkraftanlagen nach Ablauf deren Lebensdauer gefährdet sein.

Nach F. Hoster¹⁰⁷ muss nach der Markttöffnung in Europa in einer Übergangsphase mit einem Anstieg der Importe und Exporte der Länder untereinander gerechnet wer-

¹⁰⁶ Prognos, Papier vom 2. Juni 1997

¹⁰⁷ F. Hoster: Auswirkungen des Europäischen Binnenmarktes für Strom auf Stromhandel und Erzeugungsstruktur - Resultate eines Simulationsmodells des Europäischen Kraftwerksparks, ZfE Zeitschrift für Energiewirtschaft 4/96

den, längerfristig werden sich die Import- und Exportbeziehungen gegenüber heute jedoch zurückentwickeln.

Es ist allerdings anzunehmen, dass die Schweiz aufgrund ihrer grossen Kapazität an Speicherenergie eine gewisse Rolle als Spitzenenergieexporteur und Bandlastimporteur behalten wird. In der heutigen Überschusssituation ist jedoch ein Preiszerfall von Spitzenlaststrom zu beobachten, so dass momentan die Erlöse aus dem Verkauf von Spitzenlast rückläufig sind. Ob sich in Zukunft die Preise für Spitzenlast wieder erholen werden, ist eine offene Frage. Aufgrund der gesunkenen Investitionskosten könnten GuD-Anlagen oder auch nur Gasturbinen zur reinen Spitzenlastdeckung gebaut werden und somit die Preise auf einem tiefen Niveau stabilisieren.

Fallende Erträge der Elektrizitätswirtschaft

Die Mindereinnahmen der Elektrizitätswirtschaft aufgrund der tieferen Erzeugerpreise und die daraus folgernde Ersparnisse bei den KonsumentInnen infolge der Liberalisierung werden bei den einzelnen Kundengruppen berechnet. Da diese sich direkt entsprechen, werden sie nur als Mindereinnahmen bei der Elektrizitätswirtschaft ausgewiesen. Die Berechnungen werden in zwei Schritten durchgeführt:

1. Mindereinnahmen aufgrund der geringeren Preise gegenüber der Referenzentwicklung. Dabei wird der gleiche Stromabsatz unterstellt wie in der Referenzentwicklung.
2. Mindereinnahmen unter Berücksichtigung des Mehrverbrauchs und Vergleich mit der Referenzentwicklung

Die Mindereinnahmen gegenüber der Referenzentwicklung fallen auch ohne die Berücksichtigung des Mehrverbrauchs aufgrund der niedrigeren Preise eher moderat aus. Im Jahr 2000 liegen sie bei ca. 1,2% des gesamten Umsatzes der Elektrizitätswirtschaft von Fr. 8,6 Mrd., das heisst bei ca. Fr. 100 Mio. Im Jahr 2005 erreichen sie den etwa doppelten Betrag, wobei zu diesem Zeitpunkt das heute bestehende Überangebot nicht mehr bestehen dürfte, und somit der Preisabschlag geringer als bei den Berechnungen (Tabelle 44 und Tabelle 45) der Prognos angenommen, ausfallen dürfte. Zu beachten ist allerdings, dass die Erlösminderungen fast ausschliesslich bei Industriestrom anfallen, also primär dieser Sektor in den Genuss der günstigeren Einkaufsbedingungen kommt.

Jahr		2000	2002	2005	2020
Grad der Marktöffnung		> 40 GWh	> 20 GWh	> 9 GWh	> 9 GWh
Industrie	in % des Sektorerlöses	-4,6	-6,3	-7,7	-7,7
Dienstleistungen	in % des Sektorerlöses	-0,31	-0,84	-1,4	-1,4
Haushalte	in % des Sektorerlöses	0	0	0	0
Verkehr	in % des Sektorerlöses	0	0	0	0
Summe	in % des Gesamterlöses	-1,2	-1,8	-2,5	-2,6
Gesamterlös	in Mio. Fr. (=100%)	8'600	9'000	9'300	10'600

Tabelle 44 Mindereinnahmen ohne Berücksichtigung des Mehrverbrauchs gegenüber Referenz aufgrund der niedrigeren Preise¹⁰⁸

Unter Berücksichtigung des Mehrverbrauchs aufgrund der niedrigeren Preise gegenüber der Referenzentwicklung fallen die Mindereinnahmen etwas geringer aus. Im Jahr 2000 betragen sie dann nur noch ca. 1,1% (95 Mio. Fr.). Die Berechnungsergebnisse unterscheiden sich also nur sehr wenig von den obigen.

Jahr		2000	2002	2005	2020
Grad der Marktöffnung		> 40 GWh	> 20 GWh	> 9 GWh	> 9 GWh
Industrie	in % des Sektorerlöses	-4,2	-5,7	-7,5	-7,5
Dienstleistungen	in % des Sektorerlöses	-0,3	-0,8	-1,3	-1,4
Haushalte	in % des Sektorerlöses	0	0	0	0
Verkehr	in % des Sektorerlöses	0	0	0	0
Summe	in % des Gesamterlöses	-1,1	-1,6	-2,3	-2,4
Gesamterlös	in Mio. Fr. (=100%)	8'600	9'000	9'300	10'600

Tabelle 45 Mindereinnahmen mit Berücksichtigung des Mehrverbrauchs gegenüber Referenz¹⁰⁸

Die oben berechneten Mindereinnahmen gelten für die Elektrizitätswirtschaft insgesamt. Der Transport und die Verteilung von Elektrizität bleiben weiterhin Gebietsmonopole und werden somit von der Marktöffnung nur wenig tangiert. Die Mindereinnahmen treffen somit nur die Erzeugung und ergeben dort somit relativ betrachtet, einen höheren anteilmässigen Anfall.

¹⁰⁸ Prognos, Papier vom 2. Juni 1997

Geht man davon aus, dass die Produktionskosten ca. die Hälfte der Gesamtstromkosten betragen, so bedeutet dies Einnahmenausfälle, die relativ etwa doppelt so stark ins Gewicht fallen, wie wenn diese auf den Gesamtumsatz der Elektrizitätswirtschaft bezogen werden. Die Stromproduktion muss also mit Einnahmenausfällen von ca. 2% 2000 und ca. 5% 2005 rechnen. Dies ist eine Durchschnittsbetrachtung und kann für einige Produktionsanlagen durchaus dramatischer ausfallen.

Zur Kompensation der Einnahmenausfälle bei der Produktion bieten sich der Elektrizitätswirtschaft diverse Kosteneinsparungsmöglichkeiten, mit denen zumindest ein Teil der Ausfälle abgedeckt werden kann (siehe auch Kapitel 8.2.2):

- Einsparungen beim Betriebspersonal, Automatisierung
- Zusammenlegung von Gesellschaften
- Redimensionierung von Erneuerungsprojekten
- Reduktion der Wasserzinsen, Abgaben und des Gewinns
- Angebot neuer Produkte und Dienstleistungen
- andere.

Fazit

Eine Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten führt zu einer begrenzten Marktöffnung. Nur wenige grosse Industriebetriebe können profitieren. Die Auswirkungen auf die gesamte Elektrizitätswirtschaft sind gering und können vermutlich durch Gegenmassnahmen aufgefangen werden. Möglicherweise kommen einige Produktionsbetriebe in Schwierigkeiten. Der Druck der Industrie auf die Elektrizitätspreise wird aufgefangen.

Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten"

Verbrauchslimiten, Zeitplan und Liberalisierungsquote

Bei diesem Szenario soll auch in der Schweiz das von der EG formulierte Liberalisierungsziel erreicht werden. Dieses sieht den folgenden Zeitplan vor:

Jahr	Liberalisierungsquote
1999	23%
2000	28%
2003	33%

Tabelle 46 Von der EG vorgegebener Zeitplan und vorgeschriebene Liberalisierungsquote der einzelnen Länder

Diese Liberalisierungsziele lassen sich in der Schweiz im Prinzip auf zwei Wegen erreichen:

- a) Die Liberalisierungsgrenzen werden gesenkt, das heisst es werden mehr Endkunden zutrittsberechtigt. Verteilwerke werden nicht zugelassen.
- b) Die Liberalisierungsgrenzen bleiben gleich wie im Szenario "Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten", jedoch werden neben den Endkunden auch die Verteilwerke im Inland vollständig und gegenüber dem Ausland in gewissem Umfang zum Markt zugelassen. Gleichzeitig werden die Verteilwerke verpflichtet, die im Inland zugelassene Menge zu einem bestimmten Prozentsatz aus Wasserkraft zu beziehen.

Da die den Berechnungen hinsichtlich Gesamtnachfrage und Einnahmen der Elektrizitätswirtschaft zugrundeliegenden Wirkungsmechanismen beider Varianten weitgehend identisch und diese somit in ihren (berechneten) Auswirkungen auf die Stromerzeugung und -nachfrage insgesamt gesehen weitgehend gleich sind, werden sie in diesem Kapitel gemeinsam behandelt. Die sich dabei vor allem für die einzelnen Nachfragegruppen ergebenden zum Teil erheblichen Unterschiede sind im folgenden aber dargestellt.

Variante a – tiefere Verbrauchslimiten

Es werden nur Endverbraucher als berechtigte Kunden zugelassen und die Zulassungslimiten entsprechend angepasst. Hierbei müssten die Grenzen sehr tief gesetzt werden und die Anzahl der zugelassenen Kunden würde gross. Mit der unten vorgeschlagenen Lösung würden zwar die von der EG vorgeschriebenen Liberalisierungsziele nicht ganz erfüllt, eine noch tiefere Wahl der Grenzen (unter 0,5 GWh) dürfte aber kurzfristig organisatorisch nicht zu bewältigen sein.

Jahr	Verbrauch	Anzahl berechtigte Kunden	Anteil am Landesverbrauch
1999	> 5 GWh	496	19,3%
2003	> 2 GWh	1400 - 1700	23,8%
2006	> 0,5 GWh	6900 - 8700	29,9%

Tabelle 47 Zeitplan, Anzahl Kunden und betroffener Anteil am Landesverbrauch bei einer Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten, Variante ohne Wiederverkäufer¹⁰⁹

Bei diesen Limiten sind bei der Industrie 46% (Limite 5 GWh/a) bzw. 64% (Limite 0,5 GWh/a) betroffen. Ungefähr die Hälfte bis zwei Drittel der industriellen Nachfrage werden somit berechtigt. Deutlich grösser ist der Anteil des Sektors Dienstleistungen geworden, der jetzt, gemessen am Landesverbrauch, mit 4 bzw. 8,6% am Markt zugelassen ist.

Verbrauch/ Kunden	Industrie		Dienstleistungen	
	in % des Landes- verbrauchs	in % des Industrie- verbrauchs	in % des Landes- verbrauchs	in % des Dienstleistungs- verbrauchs
> 5 GWh	15,3	46,0	4,0	15,0
> 2 GWh	18,1	54,5	5,7	21,5
> 0,5 GWh	21,3	64,0	8,6	32,0

Tabelle 48 Aufteilung des betroffenen Verbrauchs auf Industrie und Dienstleistungen

Variante b – teilweise Zulassung der Verteilwerke

Bei dieser Variante werden die Limiten für Endkunden wie im Szenario 1 belassen. Die Verteilwerke werden zusätzlich in dem Umfang am Markt gegenüber dem Ausland als berechtigte Kunden zugelassen, bis die von der EG geforderten anteilmässigen Liberalisierungsziele erreicht sind. Beispielsweise dürfen im Jahr 2001 alle Verteilwerke 16% ihres Stroms, den sie an nicht zugelassene Kunden absetzen, am freien Markt beschaffen.

¹⁰⁹ Mitteilung des VSE vom 14.5.97 basierend auf einer Umfrage

Jahr	Verbrauchslimite	Anteil am Landesverbrauch		
	Endkunden	Endkunden	Verteilwerke	Summe
1999	> 40 GWh	8,2%	15%	23%
2000	> 20 GWh	12,0%	16%	28%
2003	> 9 GWh	16,2%	17%	33%

Tabelle 49 Zeitplan, Anzahl Kunden und betroffener Anteil am Landesverbrauch Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten, Variante b bei teilweiser Zulassung der Wiederverkäufer gegenüber dem Ausland

Zusätzlich werden die Verteilwerke am inländischen Markt vollständig zugelassen, jedoch mit der Auflage, einen bestimmten Teil ihres Stroms aus regenerativer Energie zu beziehen. Dieser Teil ist so bemessen, dass der Absatz des grössten Teils der schweizer Wasserkraft im Inland gewährleistet werden kann.

Gesamtnachfrage	TWh	50		
Produktion aus Wasser	TWh	34 = 68%		
lib. Menge	%	23%	28%	33%
lib. Menge	TWh/a	11,5	14	16,5
an zugelassene verkaufte Wasserproduktion ¹⁾	TWh/a	7,0	8,6	10,1
Rest Wasserproduktion	TWh/a	27,0	25,4	23,9
davon 90%	TWh/a	24,3	22,9	21,5
gebundene Nachfrage	TWh/a	38,5	36	33,5
notwendige Quote	%	63,0%	63,6%	64,2%

1) Ann. 90% mal CH Anteil

Tabelle 50 notwendige Quote für die Beschaffung der nur im Inland Liberalisierten Strommenge aus regenerativer Energie, wenn 90% der im Inland erzeugten Wasserkraft im Inland abgesetzt werden soll. Zahlen für das gesamte Jahr, Zahlen gerundet für ca. 2000

Die Aufteilung der liberalisierten Nachfrage auf Industrie und Dienstleistungen entspricht, was die berechtigten Endkunden angeht, dem Szenario 1 (Tabelle 40, Seite 181). Neu kommen die Verteilwerke ab 1999 mit etwa der doppelten berechtigten Nachfragemenge gegenüber dem Ausland auf den Markt. Da die Verbrauchslimite der Verteilwerke sich nur unwesentlich ändert, entspricht im Jahr 2003 ihre Nachfragemenge etwa der der berechtigten Endkunden auf den Markt. Inwieweit und an welche Kunden die hierdurch erzielten Ersparnisse bei der Stromerzeugung weitergegeben werden ist in der Kompetenz der Verteilwerke. Hier ist eine breite Varianz möglich.

Sinkende Endverbraucherpreise

Bei der Variante a (tiefere Verbrauchslimiten) gehen wir von den selben Preisen wie in Tabelle 42 (Seite 183) aus. Bei der Variante b (teilweise Zulassung der Verteilwerke) würden sich, wenn die Verteilwerke die bei ihren liberalisierten Mengen erzielbaren Preisvorteile (Annahme: 2,6 Rp./kWh) an die gebundenen Kunden weiterleiten, folgende Preise einstellen:

in Rp./kWh	1995	2000	2010	2020
Niederspannungsbezüger				
• gebundene Kunden	19,2	19,5	19,9	20,8
• zugelassene Kunden		17,3	17,8	18,8
Hochspannungsbezüger				
• gebundene Kunden	12,7	12,3	12,3	13,9
• zugelassene Kunden		10,1	10,2	11,8

Tabelle 51 Preisentwicklung Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten in Rp./kWh

Die folgenden Berechnungen gehen von der Variante a aus, also dass von der Liberalisierung nur die berechtigten Kunden in den Bereichen Dienstleistung und Industrie profitieren und einen gegenüber der Referenzentwicklung tieferen Strompreis erzielen können. Die Auswirkungen dieser Variante auf die Elektrizitätswirtschaft (Mengenanstieg und Erlösverminderung) sind geringfügig stärker, als die der Variante b, bei der auch die gebundenen Kunden von der Marktöffnung profitieren würden. Da bei diesen Kunden die relativen Preisreduktionen geringer ausfallen, fallen auch die Mengenreaktionen kleiner aus. Der Unterschied ist jedoch zu klein, als dass er eine separate Darstellung rechtfertigen würde.

Produktion, Import und Export

Im wesentlichen wirken die selben Mechanismen wie bei der Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten. Die Auswirkungen sind jedoch deutlich spürbarer, da die liberalisierten Mengen etwa doppelt so gross sind. Die Auswirkungen auf den Import und Export dürften gering bleiben. Der Druck auf die Erzeugungsanlagen wird jedoch stärker, so dass bei Ersatz- oder Neuinvestitionen insbesondere in Wasserkraftanlagen sehr zurückhaltend investiert werden dürfte. Denkbar wäre, dass es für berechnigte Wiederverkäufer attraktiv wird, eigene GuD-Anlagen zu installieren und als sogenannte independent power producers am Markt auftreten.

Bei der Variante b kann durch die Abnahmeverpflichtung der Verteilwerke die Verwertung der schweizerischen Wasserkraft sichergestellt werden. Nähere Ausführungen hierzu siehe auch Kapitel 12.3.

Leicht höhere Nachfrage

Der Mehrverbrauch fällt deutlich höher aus, bleibt insgesamt jedoch gering. Daher wurde bei der Berechnung des Mehrverbrauchs nur die Variante a durchgerechnet. Bei der Variante b dürfte dieser etwas geringer ausfallen, da Kundensegmente mit eher höheren Tarifen in den Genuss der Vergünstigungen kommen, bei denen die Preisreduktion relativ kleiner und somit auch ihre Mengenreaktion geringer ist.

Wie im Szenario "Liberalisierung gemäss EG Verbrauchslimiten" ist die Mengenreaktion der Nachfrage aufgrund der niedrigeren Tarife mit 0,5 bis 0,7% insgesamt bescheiden, obwohl sie im Sektor Industrie mit 1,5 bis 1,7% zu Buche schlägt.

In %		2000	2002	2005	2020
Industrie	in % des Sektorverbrauchs	1,5	1,6	1,7	1,7
Dienstleistungen	in % des Sektorverbrauchs	0,20	0,25	0,25	0,25
Haushalte	in % des Sektorverbrauchs				
Verkehr	in % des Sektorverbrauchs				
Summe	in % des Gesamtverbrauchs	0,5	0,6	0,7	0,7

Tabelle 52 Mehrverbrauch an Elektrizität gegenüber Referenz aufgrund der niedrigeren Preise ¹¹⁰

Fallende Erträge der Elektrizitätswirtschaft

Die Auswirkungen dieses Szenarios sind etwa doppelt so hoch wie die des Szenarios "Liberalisierung gemäss EG Verbrauchslimiten". Im Jahr 2000 betragen die Mindereinnahmen der Elektrizitätswirtschaft insgesamt ca. 2,9% oder ca. Fr. 250 Mio., im Jahr 2005 etwa 4,5% oder ca. Fr. 450 Mio. Allein im Sektor Industrie (Variante a) betragen die Mindereinnahmen 9,5 bis 13%. In der Variante b liegen die Mindereinnahmen in der gleichen Grössenordnung, sind jedoch auf alle Sektoren verteilt.

¹¹⁰ Prognos, Papier vom 2. Juni 1997

Grad der Marköffnung	Liberalisierungsziel	2000	2002	2005	2020
		23%	28%	33%	33%
Industrie	in % des Sektorerlöses	-9,5	-11,2	-12,1	-13,1
Dienstleistungen	in % des Sektorerlöses	-1,9	-2,7	-4,0	-5,5
Haushalte	in % des Sektorerlöses				
Verkehr	in % des Sektorerlöses				
Summe	in % des Gesamterlöses	-2,9	-3,6	-4,5	-4,8
Gesamterlös	in Mio. Fr. (=100%)	8'600	9'000	9'300	10'600

Tabelle 53 Mindereinnahmen ohne Berücksichtigung des Mehrverbrauchs gegenüber Referenz aufgrund der niedrigeren Preise¹¹¹

Unter Berücksichtigung des Mehrverbrauchs sind die Mindereinnahmen etwas geringer. Sie betragen nur noch insgesamt 2,7% oder Fr. 230 Mio., bzw. 4,2% oder Fr. 390 Mio. In der Variante b dürften allerdings aufgrund der kleineren Mengeneffekte die Mindereinnahmen etwas höher ausfallen.

Grad der Marköffnung	Liberalisierungsziel	2000	2005	2010	2020
		23%	28%	33%	33%
Industrie	in % des Sektorerlöses	-8,7	-10,3	-12,1	-12,1
Dienstleistungen	in % des Sektorerlöses	-1,8	-2,5	-3,8	-3,8
Haushalte	in % des Sektorerlöses				
Verkehr	in % des Sektorerlöses				
Summe	in % des Gesamterlöses	-2,7	-3,3	-4,2	-4,4
Gesamterlös	in Mio. Fr. (=100%)	8'600	9'000	9'300	10'600

Tabelle 54 Mindereinnahmen mit Berücksichtigung des Mehrverbrauchs gegenüber Referenz¹¹¹

Die Auswirkungen dieses Szenarios fallen etwa doppelt so stark aus wie die des Szenarios "Liberalisierung gemäss EG-Verbrauchslimiten". Die Mindereinnahmen bei der Produktion liegen somit in der Grössenordnung von 5 bis 9% gegenüber der Referenz, vorausgesetzt die Überschusssituation hält bis 2005 an. Diese Mindereinnahmen sind zwar schmerzlich, jedoch gehen wir davon aus, dass sich diese bis 2005 zum grössten Teil durch effizienzsteigernde Massnahmen (Kapitel 8.2.2) kompensieren lassen und nur in Einzelfällen zu grösseren Schwierigkeiten führen.

¹¹¹ Prognos, Papier vom 2. Juni 1997

Fazit

Eine Liberalisierung gemäss EG-Marktquoten führt zu einer weiteren Markttöffnung. Etwa zwei Drittel aller Industriebetriebe und ein Drittel der Dienstleistungsbetriebe können profitieren. Die Auswirkungen auf die gesamte Elektrizitätswirtschaft sind spürbar, können aber vermutlich grösstenteils durch Gegenmassnahmen aufgefangen werden. Wahrscheinlich kommen einige Produktionsbetriebe in Schwierigkeiten. Der Druck der Verbraucher auf die Preise wird aufgefangen.

Werden die Verteilwerke mit einer bestimmten Quote am Markt gegenüber dem Ausland zugelassen, können auch die gebundenen Kunden von der Markttöffnung profitieren. Die Zahl der zugelassenen Kunden, die von der Markttöffnung in einem höheren Masse profitieren, wäre dann entsprechend kleiner. Durch eine Verpflichtung der Verteilwerke, die im nur Inland liberalisierte Strommenge zu einem gewissen Prozentsatz aus regenerativer Energie zu decken, kann die Verwertung der Schweizer Wasserkraft zu einem angemessenen Preis sichergestellt werden.

Vollständige Markttöffnung ab 2010

Das folgende Szenario geht von einer vollständigen Markttöffnung ab 2010 aus. Es wird grob skizziert, welche Folgen für die Elektrizitätswirtschaft erwartet werden müssen. Dabei wird nur die Entwicklung ab 2010 betrachtet, ob vorher eine Liberalisierung gemäss EG Verbrauchslimiten oder eine Liberalisierung nach EG-Quoten eingeführt wurde, ist unerheblich.

Im Gegensatz zu den obigen Szenarien wird mit zwei Preisvarianten gerechnet. Die obere Variante rechnet damit, dass auf den Märkten der hohe Konkurrenzdruck und das Überangebot bestehen bleibt und alle Kunden einen Preisabschlag von Rp. 2,6 pro kWh erhalten. Die untere Variante rechnet weiterhin mit einer Konkurrenzsituation auf den Märkten, aber mit einer Reduktion des Überangebotes, so dass sich ein Gleichgewichtspreis bei den langfristigen Vollkosten der Erzeugung mit einem Abschlag von Rp. 1,0 pro kWh gegenüber der Referenzentwicklung einstellt.

Leicht höhere Nachfrage

Bei einer völligen Markttöffnung sind die Mengenreaktionen aufgrund der niedrigeren Strompreise kaum grösser als bei den anderen beiden Szenarien. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei den jetzt ebenfalls in den Genuss der tieferen Preise kommen-

den Niederspannungsbezüger die relativen Preisabschläge erheblich kleiner sind und somit ihre Mengenreaktion nur schwach ausfällt.

		2010	2010	2020	2020
Preisabschlag	Rp.	2,6	1,0	2,6	1,0
Industrie	%	1,7	1,7	0,6	0,7
Dienstleistungen	%	0,5	0,6	0,1	0,1
Haushalte	%	0,7	0,7	0	0
Verkehr	%	0	0	0	0
Summe	%	0,9	0,9	0,3	0,3

Tabelle 55 Mehrverbrauch an Elektrizität gegenüber Referenz aufgrund der niedrigeren Preise bei einer vollständigen Liberalisierung¹¹².

Fallende Erträge der Elektrizitätswirtschaft

Bei einem Preisabschlag von Rp. 2,6 pro kWh ergäben sich bei einer vollständigen Marköffnung ca. 14% Einnahmenausfälle in der Elektrizitätswirtschaft, bei einem Abschlag von Rp. 1,0 pro kWh ca. 5%. In Franken bedeutet dies ca. 1,2 Mrd. bzw. 450 Mio. Da von den Preisabschlägen hauptsächlich die Produktionsanlagen betroffen werden, bedeutet dies Einnahmenverluste in der Grössenordnung von 30% bzw. 10%.

in %	2010	2010	2020	2020
Preisabschlag in Rp.	2,36	1,0	2,36	1,0
Gesamterlösreduktion in %	-13,7	-5,2	-13,7	-5,2
100% = Mio. Fr.	8'611	9'299	9'877	10'635

Tabelle 56 Mindereinnahmen mit Berücksichtigung des Mehrverbrauchs gegenüber Referenz¹¹³

Fazit

Bei einer vollständigen Marköffnung und einem Preisabschlag von 2,6 Rp./kWh würden die Produktionsanlagen empfindlich getroffen werden. Ca. 30% Einnahmenverlu-

¹¹² Prognos, Papier vom 28. Juli 97

¹¹³ Prognos, Papier vom 28. Juli 97

ste sind auch durch massive Einsparungen nur schwer zu kompensieren. Es ist jedoch sehr unwahrscheinlich, dass bis 2010 das Überangebot so gross bleibt, dass die Preisdifferenz 2,6 Rp./kWh gegenüber der Referenz bestehen bleibt, zumal durch die vollständige Marktöffnung auch mehr Nachfrage am freien Markt auftritt, was tendenziell das Angebot verringert.

Der wesentlich wahrscheinlichere Fall, dass sich eine Preisdifferenz in der Grössenordnung von ca. 1,0 Rp./kWh einpendelt, würde zu Einnahmenausfällen führen, die unserer Ansicht nach durch Rationalisierungen und gut geplante Investitionen in der Zeit vor 2010 aufgefangen werden können.

Zugrundegelegte Quellen

- Ahlemeyer Dr. W., "Strommarktliberalisierung", 2. Verhandlungsrunde der Begleitgruppe Strompolitik Kt. Bern, Bern, 1997
- American Wind Energy Association, Statement by Karl Gawell, "Tradeable Requirements for Renewable Power", July 1996
- American Wind Energy Association, "Electricity Journal Article Highlights Renewables Portfolio Standard", August 1996
- American Wind Energy Association, "The Renewables Portfolio Standard", May 1996
- Ecoplan "Elektrizitätsmarktöffnung: Auswirkungen im Kanton Bern", 2. Zwischenbericht, Studie im Auftrag BFE und BVE, Bern, Dezember 1997
- BEW, "Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1996", Sonderdruck aus Bulletin SEV, Bern, Nr.8/1997
- BEW, "Öffnung des Elektrizitätsmarktes", Schriftenreihe Nr. 54, Bern, Juni 1995
- BEW, "Marktöffnung im Elektrizitätsbereich", Schriftenreihe Nr. 59, Bern, Januar 97
- Bierhoff, R., "Die Strommarktliberalisierung in der EG-Ausgestaltung und Konsequenzen für den Praktiker", RWE Energie AG
- Bundesministerium für Wirtschaft, BMWi, "Rexrodt: Reform des Energiewirtschaftsrechts kommt planmässig voran", Bonn, 1997
- Bundesministerium für Wirtschaft, BMWi, Bundesrats-Drucksache, Deutschland, "Entwurf des Gesetzes zur Neuordnung des Energiewirtschaftsrechts. Gegenüberstellung der Bundesregierung zur Stellungnahme des Bundesrates" Bonn, 12.3.1997
- Bundesministerium für Wirtschaft BMWi- Tagesnachrichten, "Binnenmarkt-Richtlinie Strom endgültig verabschiedet"
- Bundesministerium für Wirtschaft BMWi- Tagesnachrichten, "Wettbewerb auf Strommarkt wird Preise senken"
- Borchers H., "Privatisierung der Elektrizitätswirtschaft in England", Wuppertal Papers Nr. 12, April 1994

- Brugger, Hanser u. Partner, "Öffnung des Elektrizitätsmarktes Schweiz, Folgerungen für die Elektrizitätspolitik der Gebirgskantone", Zürich, 10.7.1997
- Bulletin SEV, "Die europäische Integration - Aussichten für die schweizerische Elektrizitätsversorgung", 6/1990
- Bulletin SEV, Der schweizerische Haushalt-Stromverbrauch, 4/1997
- Bundesamt für Statistik, "Landesindex der Konsumentenpreise, Produzenten- und Importpreisindex, Durchschnittspreise für Energieträger", 1996/1997
- Bundeskabinett, Deutschland, "Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts", Drucksache 806196, Bundesanzeiger, Bonn, 8.11.1996
- Bundesrat, Deutschland, "Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts", Stellungnahme, Bonn, 19.12.1996
- Burkhardt, Dr. U., "Finanzielle Belastung der Elektrizität durch öffentliche Gemeinwesen", Jahreskostenuntersuchung, Finanzdepartement Kt.UR, 1996
- DEN NORDISKE ELBORSEN, "The Futures Market", 21.4.1997
- econcept/Ernst Basler + Partner, "Liberalisierung der Strommärkte: Auswirkungen und Handlungsspielräume", Offerte, März 1997
- econcept, "Auswirkungen des liberalisierten Strommarktes auf die Elektrizitätswirtschaft in der Schweiz, Berechnungsvorgaben für den Auftrag der Prognos AG", Mai 1997
- Edge, Gordon, "Pool price risk spread around at pioneering merchant plant", Power Economics, August 1997
- Energiegesetz, Entwurf des Bundesrates vom 21.8.1996, Beschluss des Nationalrates vom 4.6.1997
- Ernst Basler + Partner AG, Ecoplan, "Solarinitiative: Analyse der Auswirkungen" Zollikon, Juni 1996
- ETHZ, Inst. für Elektrische Energieübertragung, Prof. Dr. Hans Glavitsch, "Marktöffnung - auch ein systemtechnisches Problem, offener Strommarkt als Herausforderung für die Systementwicklung", Bulletin SEV/VSE, 1997
- Europäische Gemeinschaften, Amtsblatt, "Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt", Nr. L 27/20, Brüssel, 30.1.97

- Europäische Richtlinien: "Marköffnung im Elektrizitätsbereich: Fahrplan", Brüssel
- Europäische Union, Der Rat, "Gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt", Richtlinie 96/92/EG, Brüssel, Dez. 1996
- Europäische Union, Der Rat, "Gemeinsamer Standpunkt des Rates vom 25. Juli 1996 im Hinblick auf den Erlass der Richtlinie 96/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt", Brüssel, Juli 1996
- Eurostat, Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften, "Energiepreise 1980 - 1995, Gas, Elektrizität und Erdöl in der EG", Brüssel, November 1995
- FDP, "Informationsplattform der FDP zu aktuellen energiepolitischen Themen und den energiepolitischen Prioritäten für die Zukunft", Juni 1996
- Filippi M., Meier M., IEW; Romerio F., CUEPE; i.A. v. BEW, "Reform des Elektrizitätsmarktes", im Auftrag BEW, Bern, Oktober 1995
- Forschungsgemeinschaft KOF/SGZZ, "Ökonomische Rahmenbedingungen, Jahresbericht 1996", St. Gallen/Zürich, Dezember 1996
- Fuchs Allen, Heimfallverzicht und Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft", Zeitschrift Wasser, Energie, Luft, Baden, Heft 5/6, 1997
- Furey John (ed.), "The British Electricity Experiment", London, 1996
- Garbely M., Romerio F., Université de Genève, "Deux défis pour le marché suisse de l'électricité de demain: l'ouverture à l'Europe et l'ouverture à la concurrence", Serie de publications du CUEPE No 65, Décembre 1996
- Gas Turbine World, "1996 Handbook"
- Glavitsch, Prof. Dr. H., "Marköffnung - auch ein systemtechnisches Problem, offener Strommarkt als Herausforderung für die Systementwicklung", Bulletin SEV/VSE, 1997
- Gubser H.R., NOK, Auftrag des VSE, "Grobanalyse der Grenzen und Möglichkeiten einer dezentralen Stromversorgung in der Schweiz"
- Guggenbühl, H.P. "Den Markt öffnen, aber wem?", NZZ, 22.9.1997
- Hagenmeyer, E. "Stromerzeugung und Netzausbau im Wettbewerb", Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96

- Hagenmeyer E., "Liberalisierung im Strommarkt - Herausforderung für die EVS (Energieversorgung Schwaben)", 1997
- Hanser Ch., "Struktur und Perspektiven des Elektrizitätsmarktes Schweiz, Folgerungen für die Wasserzinspolitik der Gebirgskantone" BHP, Zürich, 30.1.1994
- Harig H. D., "Auswirkungen eines liberalisierten Strommarktes auf die Wirtschaft", Preussen Elektra AG, Kiel, 1997
- Höckel M., BKW Bern, "Wirtschaftlichkeit von Speicherkraftwerken", Bulletin SEV/VSE, S. 17-23, 2/95
- Hogan W., Harvard University Cambridge, Massachusetts, "Reshaping the Electricity Industry: Competition and Transmission "Rights", Background Materials", Swiss Seminar, Mai 1997
- Hoster F., "Auswirkungen des Europäischen Binnenmarktes für Strom auf Stromhandel und Erzeugungsstruktur - Resultate eines Simulationsmodells des europäischen Kraftwerksparks", Zeitschrift für Energiewirtschaft 4/96
- International Energy Agency, "Electricity Information 1995", OECD, Paris, 1996
- International Energy Agency, "Energy Policies of IEA Countries", 1996 Review, OECD, Paris, 1996
- International Energy Agency, "Schwedischer Länderbericht Electricity", 1995
- Kartellkommission, "Zusammenfassung der Kartellkommission zu den Diskussionen über die Öffnung des Elektrizitätsmarktes und des Gasmarktes"
- Kiener, Dr. E., (Direktor BEW), "Öffnung des Elektrizitätsmarktes", Die Volkswirtschaft - Magazin für Wirtschaftspolitik, 3/97
- Kolstad C.D., Tolley G.S., "Resource and Energy Economics", Vol. 18 Nr. 4, 1996
- Konferenz Kantonalen Energiedirektoren, "Arbeitspapier zur Öffnung des Elektrizitätsmarktes Schweiz", Bern, Frühjahrstagung vom 18.4.1997
- Krawinkel H., "Umregulierung des Stromsektors am Beispiel skandinavischer Länder", Energiepolitik Skandinavien, Solarzeitalter 2/96
- Leprich Dr. U., "Wettbewerbliche Impulse durch den Energiebinnenmarkt: Risiken oder Chancen für die Umwelt", Öko-Institut, Freiburg i.B., im Auftrag WWF, Januar 1995

- Mainzer Memorandum für eine Umwelt- und verbrauchergerechte Liberalisierung der Energiemärkte
- Menzl, "Finanzielle Belastung der Elektrizität durch öffentliche Gemeinwesen", VSE, Zürich, 1996
- Middttun A., (Ed.), "European Electricity Systems in Transition; A comparative Analysis of Policy and Regulation in Western Europe", Oxford 1997, Elsevier
- Ministerie van Economische Zaken, Nederlande, "Current lines towards an electricity market. The framework for a new Electricity Act in the Netherlands"
- Ministry of Industry and Energy, "The energy sector and water resources in Norway", Oslo Norway, 1997
- Moen J., Hamrin J., "The Electricity Journal, March 1996, Regulation and Competition without Privatization: Norway's Experience", März 1996
- Mösli, A. "Stromsparen ohne Zwang, Sozialforscher führen Projekt in Effretikon durch", Artikel TA
- Mutzner J., "Tarife, Preise und Kosten der elektrischen Energie", VSE Bericht Nr. 2. 99d, Zürich, Juli 1997
- Mutzner J. "The Swiss Electricity Supply Industry, Development and Structure" VSE, Bericht Nr. 374e, Zürich, 1997
- Nagra, "Die Finanzierung der durch KKW verursachten Entsorgungskosten ist gesichert", Nagra informiert Nr. 28
- Nagra, "Die Kosten der Endlagerung radioaktiver Abfälle", Nagra informiert Nr. 28
- NUTEK, "The Swedish National Board für Industrial and Technical Development", Nutek in Brief, Feb. 1995
- Swedish Inter-Party Agreement on Energy Policy, "A Sustainable Energy Supply", Näring & handel, 1997
- Prognos, Arbeitsunterlage, "Erste Ergebnisse der Nachfragewirkungen der Deregulierung", im Auftrag BEW, 26.5.1997
- Prognos, Arbeitsunterlage 2, "Erste Ergebnisse der Nachfragewirkungen der Deregulierung", im Auftrag BEW, 2.6.1997

- Prognos, Arbeitspapier "Auswirkungen der Liberalisierung auf das Stromangebot in der Schweiz, Zwischenergebnisse", 20.6.1997
- Prognos, Arbeitspapier, "Ergebnisse und Berechnungen", 28.7.1997
- Prognos, "Studie zu den Auswirkungen der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich", Offerte z.H. BEW, Feb. 97
- Prognos, "Energieraport II, die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020", Schäfer-Pöschel Verlag, Stuttgart, 1996
- Prognos, "Wirtschaftliche Auswirkungen der Szenarien IIa und IIb; Endbericht", im Auftrag BUWAL, Basel, August 1996
- Prognos, "Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes", im Auftrag BEW, Basel, November 1996
- Prognos, "Energieperspektiven der Szenarien I bis III 1990 - 2030 Synthesebericht", im Auftrag BEW, EDMZ Bern, Nov. 1996
- Regierungskonferenz der Gebirgskantone, Arbeitsgruppe Danioth, VSE-Studie "Finanzielle Belastung der Elektrizität durch öffentliche Gemeinwesen", Entwurf, 15.4.1997
- Regierungskonferenz der Gebirgskantone, "Schwerpunkte zur Öffnung des Elektrizitätsmarktes Schweiz", Beilage 1, Der Hintergrund, Medienorientierung vom 4.9.1997
- Rohrbach K., "Marktöffnung im Elektrizitätsbereich", 7.3.1997
- Ruh, Hans, "Anders, aber besser", Verlag im Waldgut, Frauenfeld, 1996
- Ryhiner, D., Kunze, U., "Drehzahlvariables monovalentes Mini-BHKW", Sonderdruck Nr 1388 aus GWA 2/97, Zürich
- Schlatter A., EKZ, "Marktöffnung / Liberalisierung der Schweizer Stromwirtschaft", Zürich Juni 1996
- Schmitz Gerhard und Block Alexander, "Gaswirtschaft - Gastechnik", BWK, Brennstoff, Wärme, Kraft, Nr. 4, April 1997
- Schulte-Beckhausen, Sabine, "Die Europäische Richtlinie über den Elektrizitätsbinnenmarkt", (Vortrag bei SGU, 18.9.1997 in Zürich)

- Schulte-Beckhausen, Sabine, "Kommunale Unternehmen und Wettbewerb", Wirtschaft und Technik, 9/1997
- Schwedische Gesetzesblätter, "Gesetz über gewisse Bestimmungen betreffend elektrischer Anlagen", (letzte Änderung 1995), 1996
- Schweizer Solarpreis 1997, "Solar 91", Swissolar, E2000, Oktober 1997
- Schweiz. Greinastiftung, "Neue SGS-Energiestudie 1996-2070, Marktwirtschaft im Schweizer Landschafts- und Gewässerschutz", Zürich, Mai 1996
- Shell International Limited (SIL), "The Evolution of the World's Energy Systems", 1996
- Sozialdemokratisch-gewerkschaftlichen Fraktion des Thurgauer Grossen Rates, Studie: "Effizienter Strommarkt Thurgau - eine nicht zu verpassende Chance!", Frauenfeld, 1997
- Strahm H., et al., "Rahmenbedingungen der Strommarktiliberalisierung, Anforderungen aus Umweltschutz- und KonsumentInnen-sicht", 1996
- Sulzer, "Markterfolg für Sulzer-Weltneuheit? Pilotversuch mit Brennstoffzellen in Winterthur", NZZ, 21.5.1997
- Surrey J., "The British Electricity experiment. Privatization: the record, the issues, the lessons", Earthscan, London, 1996
- Sury N. Putta and Glenn S. Barnette, "Competitive Values of Electric Generation Plants in New York Based on Social Cost", 1995
- Swedish Inter-Party Agreement on Energy Policy, "A Sustainable Energy Supply", Näring & handel, 1997
- Swedish Ministry of Industry and Commerce, "The New Swedish Electricity Market"
- UCPTE Jahresbericht 1995
- UCPTE Jahresbericht 1996
- UCPTE Halbjahresbericht 1996
- UNIPED, "Latest Publications October 95 - December 96", Paris, Januar 1997
- UNIPED, "Investments and Planning in the European Electricity Supply Industry", December 1996

- UNIPED, Eurprog 1997, "Programmes and Prospects for the European Electricity Sector", May 1997
- United States Association For Energy Economics, (De)regulation of Energy: Intersecting Business, Economics and Policy, Conference Proceedings, Boston, October 1996
- Vettori A., "Der Elektrizitätsmarkt im Kt. Basel-Landschaft, Möglichkeit des free access", Lizentiatsarbeit Universität Basel, 1993
- VSE, Verband Schweiz. Elektrizitätswerke, Jahresbericht 1995
- VSE, Verband Schweiz. Elektrizitätswerke, Vorschau 95 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis zum Jahr 2030, September 1995
- VSE-Projektgruppe "Marktöffnung", "Öffnung des Elektrizitätsmarktes in der Schweiz: Probleme und Möglichkeiten", Zürich, August 1996
- VSE Zahlenspiegel 1997
- Weller, T. "Gewinner und Verlierer" Die Deregulierung des Strommarktes", BWK, Bd. 49, 1997
- Wolak, Frank A. "Market Design und Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison", Department of Economics Stanford University, Stanford, CA,
- W&P Online, "Gemeinsame Regeln für den Elektrizitätsbinnenmarkt", 1997
- W&P Online, "Entwurf - Amtliche Begründung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts", 1997
- W&P Online, "Liberalisierung des Energiemarktes: Politische Rahmenbedingungen"