

Öffnung des Strommarktes Beiträge der energiewirtschaftlichen Forschung

Tagungsband der Veranstaltung vom 22. November 2001

Bundesamt für Energie

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen - EWG

Ouverture du marché de l'électricité Apports de la recherche sur l'économie énergétique

Rapport du congrès du 22 novembre 2001

Office fédéral de l'énergie

Programme de recherche Bases de l'économie énergétique - EWG

Organisation

Silvia Aepli, OKA Agentur für Organisation und Kommunikation, Postfach 112, 3000 Bern 32, www.okapublic.ch
Im Auftrag des Forschungsprogramms Energiewirtschaftliche Grundlagen des Bundesamtes für Energie, www.ewg-bfe.ch

Organisation

Silvia Aepli, OKA Agentur für Organisation und Kommunikation, case postale 112, 3000 Berne 32, www.okapublic.ch
Charger par le programme de recherche Bases de l'économie énergétique de l'office fédéral de l'énergie, www.ewg-bfe.ch

Tagungsleitung / Conduite du congrès

Dr. Ruedi Meier, Programmleiter Energiewirtschaftliche Grundlagen, Bolligenstr. 14b, 3006 Bern

Referenten / Conférenciers

Dr. Rainer Bacher, Direktor Bacher Consulting, Hochstr. 3, 5405 Baden-Dättwil
Frank Bodmer, Wissenschaftl. Mitarbeiter, Wirtschaftswissenschaftliches Zentrum der Universität Basel, Petersgraben 51, 4003 Basel
Reto Dettli, Partner econcept AG, Lavaterstr. 66, 8002 Zürich
Prof. Dr. Massimo Fillipini, Centre for Energy Policy and Economics, ETH Zentrum, 8092 Zürich und Università della Svizzera italiana
Werner Graber, Leiter Strommarkt/Netz, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, Monbijoustr. 16, 3001 Bern
Dr. Rolf Iten, Mitglied der Geschäftsleitung INFRAS, Gerechtigkeitsgasse 20, Postfach, 8039 Zürich
Walter Ott, Managing Partner econcept AG, Lavaterstr. 66, 8002 Zürich
Martin Renggli, Leiter der Abteilung Energiewirtschaft und -politik, Bundesamt für Energie, 3003 Bern
PD Dr. Franco Romero, Centre universitaire d'étude des problèmes de l'énergie CUEPE, Battelle, 7rte de Drize, 1227 Carouge
Dr. Heini Sommer, Mitglied der Geschäftsleitung Ecoplan, Schützengasse 1, Postfach, 6460 Altdorf

Weitere Informationen / Informations supplémentaires

www.ewg-bfe.ch
Dr. Ruedi Meier, Programmleiter EWG, 031 332 49 10 / 031 33324 69, ruedimeier@bluewin.ch
Martin Beck, Bereichsleiter EWG/BFE, 031 322 56 29, martin.beck@bfe.admin.ch

2001

Dieser Tagungsband wurde im Rahmen des Forschungsprogrammes Energiewirtschaftliche Grundlagen -EWG des Bundesamtes für Energie erarbeitet. Für den Inhalt sind alleine der/die Referenten verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen • Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 • office@bfe.admin.ch • www.admin.ch/bfe

Vertrieb: BBL/EDMZ, 3003 Bern, www.admin.ch/edmoz

BBL/EDMZ Bestellnummer: 805.558 d und f

Bundesamt für Energie BFE

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen • Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 • office@bfe.admin.ch • www.admin.ch/bfe

WIE WIRD DER STROMMARKT GEÖFFNET?

Martin Renggli, Peter Ghermi ¹

Diskussionsbeiträge von verwaltungsexternen Fachleuten zur Elektrizitätsmarktverordnung

Nach der Genehmigung des EMG durch das Parlament hat das BFE von Januar bis September 2001 in mehreren Runden mit allen betroffenen Kreisen Gespräche über die Gestaltung des Verordnungsentwurfs durchgeführt. Der Meinungsbildungs- und Entscheidungsprozess wird auch nach einer Annahme des Elektrizitätsmarktgesetzes in der Referendumsabstimmung weitergehen. Die Entwicklung des Elektrizitätsmarktes muss genau beobachtet werden. Die Marktöffnung gemäss Gesetz soll stufenweise erfolgen. Die Erfahrungen sollen in die nötigen Rechtserlasse einfließen. Diese Zukunftsgestaltung sollte auch seitens Wissenschaft und Beratung mit konstruktiven Beiträgen unterstützt werden.

Da unter Zeitdruck und mit beschränkten personellen Ressourcen im Bundesamt ein Verordnungsentwurf auszuarbeiten war, haben auch verwaltungsexterne Fachleute Diskussionsbeiträge geleistet; dies nicht zuletzt auch auf Wunsch des Parlamentes. Einige der heute präsentierten Arbeiten stehen in einem lockeren, andere (unten aufgeführten) in einem engen Zusammenhang mit der Ausarbeitung des Verordnungsentwurfs vom 5. Oktober 2001. Die verwaltungsexterne Unterstützung hatte kein flächendeckendes Ausmass. Es ging darum, bei heiklen Vollzugsfragen die Machbarkeit, beispielsweise des Benchmarking für Netzbetreiberinnen, nachzuweisen oder Lösungsvarianten zu vertiefen, beispielsweise in der Frage der Kennzeichnung der Elektrizität. Obwohl an der heutigen Veranstaltung nicht auf der Traktandenliste, sind für die Gesetzgebung auch die Veröffentlichungen der Arbeitsgruppen des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen wichtige Grundlagen.

Die folgenden Dokumente wurden (oder werden) im Auftrag des Bundesamtes für Energie erarbeitet und in Begleitgruppen diskutiert. Die Verantwortung für den Inhalt der Berichte liegt jedoch bei den Autoren. Die Elektrizitätsmarktverordnung wird durch die Publikationen in keiner Weise präjudiziert.

¹ Martin Renggli, Bundesamt für Energie, 3003 Bern, Tel. 031 322 56 33, martin.renggli@bfe.admin.ch
Peter Ghermi, Bundesamt für Energie, 3003 Bern, peter.ghermi@bfe.admin.ch

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Kennzeichnung von Elektrizität (mögliches Vorgehen gemäss Art. 12 EMG)

Econcept/Eidg. Anstalt für Wasserversorgung, Abwasserreinigung und Gewässerschutz (EAWAG)

Im EMG ist in Art. 12 die Einführung einer Kennzeichnungspflicht für Elektrizitätsangebote vorgesehen. Gezeigt wird, wie die Ausgestaltung der Kennzeichnung die folgenden Anforderungen erfüllen soll: 1. Die Herkunft muss einwandfrei nachgewiesen werden können. 2. Das Verfahren muss dem hohen Anteil des grenzüberschreitenden Stromflusses gerecht werden und berücksichtigen, dass die Kennzeichnung in der Schweiz auch unabhängig von der EU realisierbar bleibt. 3. Der Vollzug soll möglichst einfach sein.

Bezug: BBL/EDMZ, 3003 BERN; www.admin.ch/edmoz; Bestellnummer 805.042 d
Download ab Internet: www.ewg-bfe.ch (Publikationen)

Fokusgruppen-Erhebung zur Kennzeichnung von Elektrizität (Informationsbedürfnisse von Konsumentinnen und Konsumenten)

EAWAG

Die befragten KonsumentInnen wünschen Informationen über die Erzeugungsart und die Herkunft der Elektrizität sowie zum Preis der Stromversorgung. Von Seiten der Autoren wird ein zweistufiges Kennzeichnungsmodell angeregt. 1. Die Basisdeklaration ist auf die Angabe des Strommix' reduziert und enthält einen Hinweis, wie die Kunden nähere Informationen beziehen können (verpflichtender Teil der produktbezogenen Kommunikation). 2. Die produktbezogene Detaildeklaration enthält neben dem Strommix vor allem Angaben zur Stromherkunft und zum Preis.

Bezug: BBL/EDMZ, 3003 BERN; www.admin.ch/edmoz; Bestellnummer 805.044 d
Download ab Internet: www.ewg-bfe.ch (Publikationen)

Grundsätze für Netzbenutzungstarife

Infras/econcept/Centre for Energy Policy and Economics (CEPE)

Diskutiert werden die verschiedenen Anforderungen (Transparenz, Einfachheit, Verursachergerechtigkeit usw.), die an die Struktur (nicht an die jeweilige Höhe) der Durchleitungsvergütung gestellt werden. Ausländische Erfahrungen werden von den Autoren berücksichtigt. Das vom Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) präferierte Modell wird kritisch analysiert, und es werden hierzu von den Autoren Ergänzungen oder Änderungen angeregt, wie auch konkrete Vorschläge zur Umsetzung in der Verordnung zum EMG gemacht.

Bezug: BBL/EDMZ, 3003 BERN; www.admin.ch/edmoz; Bestellnummer 805.050.1 d
Download ab Internet: www.ewg-bfe.ch (Publikationen)

Bericht über das Benchmarking-Pilotprojekt (deutsche + französische Zusammenfassung, 23 Seiten)

PriceWaterhouseCoopers (PWC)

Die Zusammenfassung der Pilot-Studie behandelt die wichtigsten Aspekte des Benchmarkings der Schweizer Stromnetze. Im Zentrum steht zunächst die internetbasierte Datenermittlung. Basierend auf den schliesslich relevanten Daten von 30 EW's werden verschiedene Methoden des Benchmarkings erprobt. Im Vordergrund steht die Bestimmung der hauptsächlichen Kostentreiber im Stromnetzbereich. Mittels DEA-Analyse und multipler Regression kristallisieren sich die Anzahl der Kundenanschlüsse, die Transformatorenleistung in der Hoch- und Mittelspannung, sowie die Spitzenlast als wichtige Ursachen im Bereich der Betriebskosten heraus.

Download ab Internet: www.ewg-bfe.ch (Publikationen)

Arbeitsbericht zum Benchmarking-Pilotprojekt (insgesamt 76 Seiten)

PWC/Bacher Consulting

Die ausführliche Version des Benchmarking-Pilot-Projekts zu den Stromnetzkosten wird mit Anhängen ergänzt. Insbesondere werden die verwendeten statistischen Verfahren wie Regressions- und Dateneinhüllungs-Analyse näher erklärt. Der Inhalt der Fragebögen wird ebenfalls ersichtlich, wie auch der Ablauf der Befragung.

Download ab Internet: www.ewg-bfe.ch (Publikationen)

Verrechnung von Kosten zwischen den Spannungsebenen

Prof. H. Glavitsch

Es werden die zwei Prinzipien der Kostenwälzung: Brutto- und Nettoprinzip erklärt. Dies sind die grundlegenden Prinzipien der Kostenumlage zwischen der verschiedenen Spannungsebenen. Die Begründung für unterschiedliche Umlagemechanismen liegt in der Bereitstellung von Anlagen für die Nutzung durch Verbraucher auf unteren Spannungsebenen.

Bezug: BBL/EDMZ, 3003 BERN; www.admin.ch/edmoz; Bestellnummer 805.050.2 d

Download ab Internet: www.ewg-bfe.ch (Publikationen)

Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung

CEPE

Im Falle von Norwegen wird insbesondere die anreizorientierte Regulierung (Erlösbergrenze mit Benchmarking) analysiert. Im Falle von Schweden ist das kostenorientierte Konzept mit ex-post-Monitoring von Interesse. Die schwedische Regulierungsbehörde fordert von den Netzbetreibern

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

zwar eine Preissenkung; das Konzept wird dennoch von Experten wegen der geringen Anreizwirkungen im Unterschied als ineffizient kritisiert.

Bezug: BBL/EDMZ, 3003 BERN; www.admin.ch/edmoz: Bestellnummer 805.049 d
Download ab Internet: www.ewg-bfe.ch (Publikationen)

Verbesserung der Bedingungen der Wasserkraftwerke in der Schweiz

CEPE/USI/LASEN (EPFL)/EAWAG

Im Rahmen dieser Analyse sind die aktuellen wirtschaftlichen, ökologischen, politischen, rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen (Ist-Analyse) zu erfassen und aus Sicht der Wasserkraftproduzenten anhand eines Chancen-Risiken-Profiles zu beurteilen. Anhand von Szenarien sollen zudem die absehbaren zukünftigen Entwicklungen bezüglich Kostensenkung und Erlössteigerung analysiert werden. Speziell untersucht wird der Ökostrom als erlösseitige Chance für die Wasserkraftwerke.

In Erarbeitung
Download im Internet ab Dezember 2001: www.ewg-bfe.ch (Publikationen)

Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz und Möglichkeit einer räumlichen Differenzierung

CEPE

Die Studie gibt einen Überblick über die heutige Wasserzinsregelung (Teil 1), stellt anhand der Theorie der ricardianischen Rente mögliche Formen flexibler Wasserzinsen dar (Teil 2) und beschreibt die Auswirkungen solcher Alternativen auf die Wasserkraftwerke und die öffentliche Hand (Teil 3).

In Erarbeitung
Download ab Internet sobald verfügbar: www.ewg-bfe.ch (Publikationen)

Informationen über das Elektrizitätsmarktgesetz und den Vernehmlassungsentwurf der Elektrizitätsmarktverordnung sind verfügbar unter www.energie-schweiz.ch

QUELLES SERONT LES MODALITÉS DE L'OUVERTURE DU MARCHÉ?

Martin Renggli, Peter Ghermi²

Des spécialistes externes à l'administration s'expriment à propos de l'ordonnance sur le marché de l'électricité

Après l'adoption de la LME par le Parlement, l'OFEN a mené avec tous les milieux concernés, de janvier à septembre 2001, plusieurs rondes de discussion sur l'aménagement du projet d'ordonnance. Le débat dépassionné et la recherche d'un consensus sont appelés à se poursuivre une fois acceptée la loi sur le marché de l'électricité, qui fait actuellement l'objet d'un référendum. Il s'agit en effet d'étudier de près l'évolution du marché de l'électricité. Son ouverture selon la loi devrait s'effectuer par étapes, et les expériences servir à élaborer les actes normatifs nécessaires. Cet aménagement tourné vers l'avenir bénéficiera d'apports constructifs de scientifiques et de consultants.

Vu qu'il fallait élaborer très rapidement le projet d'ordonnance à l'office et avec des ressources en personnel limitées, des spécialistes externes à l'administration ont été associés à la discussion, ce qui répondait d'ailleurs à un vœu du Parlement. Certains des travaux présentés aujourd'hui ont un rapport éloigné, d'autres (résumés ci-dessous) étroit avec l'élaboration du projet d'ordonnance du 5 octobre 2001. Le soutien externe à l'administration n'avait pas une étendue globale. Il s'agissait de démontrer la faisabilité d'épineuses questions d'exécution, comme le benchmarking des exploitants de réseaux, ou d'approfondir des variantes de solutions, par exemple dans la question du marquage distinctif de l'électricité. Par ailleurs, les publications des groupes de travail de l'Association des entreprises électriques suisses, absentes de l'ordre du jour, sont des bases importantes pour la législation.

Les documents qui suivent ont été – ou sont – élaborés sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie et discutés dans des groupes de suivi. Les auteurs portent toutefois la responsabilité de leur contenu. Ces publications n'engagent en rien la teneur de l'ordonnance sur le marché de l'électricité.

² Office fédéral de l'énergie, 3003 Berne, Tel 031 322 56 33, martin.renggli@bfe.admin.ch
Peter Ghermi, Bundesamt für Energie, 3003 Bern, peter.ghermi@bfe.admin.ch

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Kennzeichnung von Elektrizität (mögliches Vorgehen gemäss Art. 12 EMG) [Marquage de l'électricité (modèle de procédure selon l'art. 12 LME)]

Econcept/ Institut fédéral pour l'aménagement, l'épuration et la protection des eaux (IFAEPE)

La LME prévoit à son art. 12 l'introduction d'une obligation de marquage pour les diverses offres de courant. L'étude indique comment l'aménagement du marquage permettrait de remplir les exigences suivantes: 1. Prouver la provenance de manière incontestable. 2. Prendre en compte dans la procédure la part importante du flux de courant transfrontalier et le fait que le marquage soit aussi réalisable en Suisse indépendamment de l'UE. 3. Introduire l'exécution la plus simple possible.

Commande: OFCL/OCFIM, 3003 Berne; www.admin.ch/edmz; n° de commande 805.042 d
Téléchargement à partir d'Internet: www.ewg-bfe.ch (publications)

Fokusgruppen-Erhebung zur Kennzeichnung von Elektrizität (Informations- bedürfnisse von Konsumentinnen und Konsumenten) Enquêtes sur le marquage distinctif de l'électricité (besoin d'information des consommateurs)

IFAEPE

Les consommatrices et les consommateurs interrogés désirent des informations sur le mode de production et la provenance de l'électricité, ainsi que sur l'approvisionnement en courant. Les auteurs préconisent un modèle de marquage distinctif en deux étapes. 1. La déclaration de base est réduite à l'indication du mix de courant et indique aux clients la démarche pour se procurer des informations plus précises (volet contraignant de la communication orientée produit). 2. La déclaration détaillée signale essentiellement, outre le mix de courant, sa provenance et son prix.

Commande: OFCL/OCFIM, 3003 Berne; www.admin.ch/edmz; n° de commande 805.044 d
Téléchargement à partir d'Internet: www.ewg-bfe.ch (publications)

Grundsätze für Netzbenutzungstarife [Principes de détermination des tarifs d'utilisation du réseau]

Infras/econcept/Centre for Energy Policy and Economics (CEPE)

La discussion porte sur les diverses exigences (transparence, simplicité, principe de l'utilisateur-payeur, etc.), que la structure (et non les montants respectifs) de rétribution de l'acheminement doit remplir. Les auteurs examinent aussi diverses expériences réalisées à l'étranger. Le modèle préféré par l'Association des entreprises électriques suisses (AES) fait l'objet d'une analyse critique, et les auteurs suggèrent encore des compléments ou des changements, ainsi que des propositions concrètes pour la mise en œuvre de l'ordonnance d'exécution de la LME.

Commande: OFCL/OCFIM, 3003 Berne; www.admin.ch/edmz; n° de commande 805.050.1 d
Téléchargement à partir d'Internet: www.ewg-bfe.ch (publications)

Bericht über das Benchmarking-Pilotprojekt

(deutsche + franz. Zusammenfassung, 23 Seiten)

[Rapport relatif au projet-pilote de benchmarking (résumé franç. + all., 23 pages)

PriceWaterhouseCoopers (PWC)

Le résumé de l'étude-pilote traite les aspects essentiels du benchmarking des réseaux électriques suisses. Le premier point abordé est la collecte des données à l'aide d'Internet. Diverses méthodes de benchmarking sont testées sur la base des données pertinentes de 30 centrales électriques. Il s'agit en priorité de déterminer les sources de coûts essentielles dans le domaine du réseau électrique. Une analyse de l'enveloppe de données et une régression multiple montrent que le nombre de raccordements de clients, la puissance des transformateurs à haute et moyenne tension et la charge de pointe sont d'importantes causes de coûts d'exploitation.

Téléchargement à partir d'Internet: www.ewg-bfe.ch (publications)

Arbeitsbericht zum Benchmarking-Pilotprojekt (insgesamt 76 Seiten)

[Rapport relatif au projet-pilote sur le benchmarking (76 pages au total)]

PWC/Bacher Consulting

La version complète du projet-pilote de benchmarking des coûts du réseau électrique comprend encore des annexes. Des explications portent sur les méthodes statistiques utilisées, comme l'analyse de régressions et l'analyse d'enveloppe des données. Le contenu des questionnaires et le déroulement de l'enquête y sont aussi publiés.

Téléchargement à partir d'Internet: www.ewg-bfe.ch (publications)

Verrechnung von Kosten zwischen den Spannungsebenen

[Imputation des coûts du réseau de distribution électrique]

H. Glavitsch

L'analyse porte sur les deux méthodes d'imputation des coûts, l'une dite nette et l'autre dite brute. Tels sont les principes à l'œuvre dans le report de coûts entre niveaux de tension. Ces divers mécanismes d'imputation s'expliquent par le fait que des installations fournissent du courant à des consommateurs qui se situent à des niveaux de tension inférieurs.

Commande: OFCL/OCFIM, 3003 Berne; www.admin.ch/edmoz: n° de commande 805.050.2 d

Téléchargement à partir d'Internet: www.ewg-bfe.ch (publications)

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung **[Régulation des prix de distribution au début de l'ouverture du marché]**

CEPE

La Norvège se prête à l'analyse d'une régulation centrée sur les incitations (plafond de recettes et benchmarking). Quant à la Suède, elle illustre le concept d'orientation sur les coûts avec suivi et évaluation ex-post. L'autorité suédoise de régulation exige des exploitants qu'ils réduisent leurs prix; les experts considèrent toutefois ce concept comme inefficace, en raison de son faible effet incitateur.

Commande: OFCL/OCFIM, 3003 Berne; www.admin.ch/edmz: n° de commande 805.049 d
Téléchargement à partir d'Internet: www.ewg-bfe.ch (publications)

Verbesserung der Bedingungen der Wasserkraftwerke in der Schweiz **[Amélioration des conditions centrales hydrauliques en Suisse]**

CEPE/USI/LASEN (EPFL)/ IFAEPE

Cette analyse vise à présenter, sous forme d'état des lieux, les conditions-cadres du point de vue économique, écologique, politique, juridique et technique, ainsi qu'à les évaluer en relation avec les producteurs d'énergie hydraulique, à l'aide d'un profil de chances et de risque. Des scénarios esquissent en outre les développements futurs prévisibles, sous l'angle de la réduction de coûts et de la hausse des recettes. Une section est consacrée au courant vert, comme opportunité pour les centrales hydrauliques d'accroître leurs ventes.

En cours d'élaboration

Téléchargement à partir d'Internet dès décembre 2001: www.ewg-bfe.ch (Publications)

Bedeutung der Wasserzins in der Schweiz und Möglichkeit einer räumlichen Differenzierung **[Rôle des redevances hydrauliques en Suisse et possibilité de différenciation spatiale]**

CEPE

Cette étude donne une vue d'ensemble de la réglementation actuelle sur les redevances hydrauliques (section 1), expose à l'aide de la théorie de la «rente ricardienne» des formes possibles de redevances hydrauliques souples (section 2) et décrit les répercussions de telles alternatives pour les centrales hydrauliques et les collectivités publiques (section 3).

En cours d'élaboration

Le site www.suisse-energie.ch propose des informations relatives à la loi sur le marché de l'électricité et au projet de consultation de l'ordonnance sur le marché de l'électricité.

BENCHMARKING ZUR ERMITTLUNG DER KOSTEN VON EFFIZIENT BETRIEBENEN NETZEN

Dr. Rainer Bacher ¹

Zusammenfassung

Dieses Papier erläutert den Begriff „Benchmarking“ und zwar mit spezieller Anwendung auf die Ermittlung der Kosten von effizient betriebenen elektrischen Verteilnetzen.

Benchmarking stellt einen über längere Zeit ablaufenden, dynamischen Prozess dar. Der Prozess des Benchmarkings von elektrischen Netzen beginnt mit der Bestimmung der „Objekte des Leistungsvergleichs“, d.h. derjenigen Netzunternehmen, welche verglichen werden sollen. Danach identifizieren unabhängige Experten zusammen mit den Netzbetreibern die für einen systematischen Vergleich aussagefähigen Bewertungskriterien. Nun werden die Kennwerte oder Variablen für die einzelnen Kriterien ermittelt und über mathematische Methoden in Beziehung zu den Kennwerten der verglichenen Netze gesetzt. Eine Iteration dieses Prozesses endet in einer Rangordnung der Leistung der verglichen Unternehmen. Parallel dazu findet ein iterativer Lernprozess statt, der Verbesserungen bei der Festlegung der „Objekte des Leistungsvergleichs“, bei „Bewertungskriterien und Indikatoren“, bei der Festlegung der „Gruppen der vergleichbaren Unternehmen“, der „mathematischen Vergleichsmethoden“ wie auch der „Parameter der Vergleichsmethoden“ bewirkt. Schlussendlich führen Erkenntnisse des Vergleichs bei den Institutionen auf Massnahmen, um im Vergleich festgestellte Leistungsdefizite zu verbessern oder die Rolle des „Klassenbesten“ zu halten, bzw. weiter auszubauen.

Ein Rahmen und Umsetzungsschritte für diese „Verbesserungsprozesse“ bei Netzbetreibern wird durch das Elektrizitätsmarktgesetz EMG und die dazugehörige Verordnung EMV, bzw. durch die regulatorischen Behörden festgelegt. Durch die Tatsache, dass Benchmarking einen über Zeit ablaufenden, dynamischen Prozess darstellt, sollten klare Rahmenbedingungen und Zielgrössen vorgegeben werden. Diese legen fest, wie gross der unternehmerische Freiraum der Netzbetreiber ist. Rahmenbedingungen, gemeinsam mit Freiheitsgraden bedeuten aber auch, dass Zielgrössen gemessen, bzw. die Einhaltung der Rahmenbedingungen beobachtet werden sollten. Erreichte oder übertroffene Zielgrössen sollten unternehmerisch belohnt, nicht erreichte Ziele jedoch in nachfolgenden Perioden kompensiert werden.

¹ Dr. Rainer Bacher, Bacher Consulting, Hochstrasse 3, 5405 Baden-Dättwil; Tel. 056 493 59 30, rainer.bacher@bacherconsulting.com, www.BacherConsulting.com

LE BENCHMARKING COMME PROCESSUS DE MESURE DE LA GESTION DES COÛTS D'UN RÉSEAU EFFICACE

Résumé

Ce document a pour but de faire comprendre le concept de «benchmarking», en relation avec le calcul des coûts de réseaux de distribution d'électricité gérés de manière efficace.

Le concept de benchmarking recouvre un processus dynamique, de longue haleine qui, dans le domaine des réseaux électriques, se déroule en plusieurs phases distinctes. La première consiste à définir les «objets de comparaison». Autrement dit, il convient de préciser quelles sortes d'entreprises peuvent être comparées entre elles. En deuxième lieu, des experts indépendants établissent, avec le concours des exploitants de réseaux, les critères d'évaluation pertinents pour une comparaison systématique. On obtient ainsi, pour chaque critère et pour chaque réseau, une série de variables et de données, que l'on dégrossit à l'aide d'un modèle mathématique. Une itération de ce processus se termine par l'établissement d'un classement des performances des entreprises sous revue. Parallèlement, l'opération donne lieu à un processus d'apprentissage itératif permettant une définition plus exacte des «objets de comparaison», des «critères d'évaluation et des indicateurs», des «groupes d'entreprises comparables», des «méthodes de comparaison mathématiques» et des «paramètres de la méthode de comparaison». En fin de compte, les enseignements que les exploitants tirent de cette analyse les incitent à combler leurs lacunes (dans le cas d'une comparaison défavorable) ou à maintenir leur position dans le peloton de tête, voire à faire encore mieux (dans le cas d'une comparaison favorable).

La loi sur le marché de l'électricité et son ordonnance d'exécution offrent un cadre et des outils – par le biais d'autorités de régulation - aux exploitants de réseaux afin qu'ils puissent mettre en pratique ces «processus d'amélioration». Parce que le benchmarking est un processus dynamique qui s'inscrit dans la durée, il faudrait fixer au préalable des conditions-cadres et des objectifs précis, délimitant ainsi la marge de manœuvre concédée aux exploitants de réseaux dans la gestion de l'entreprise. Cela impliquerait toutefois de veiller au respect des ces conditions-cadres en procédant à une évaluation des résultats. On pourrait ainsi récompenser les exploitants qui atteignent ou dépassent les objectifs fixés. A l'inverse, on pénaliserait ceux d'entre eux qui n'y parviennent pas.

1. Einführung

In diesem Artikel wird auf wesentliche Aspekte des Benchmarkings zur Ermittlung der Kosten von effizient betriebenen Netzen eingegangen. Der Artikel stützt sich dabei, was die Methodik des Benchmarkings betrifft, auf international bekannte und publizierte Methoden und Grundlagen ab. In diesem Papier werden die Details der mathematischen Methoden und Ansätze in den Hintergrund gedrängt, die Sensitivitäten, bzw. kritischen Stellen der jeweiligen Methoden jedoch diskutiert.

Was die praktische Anwendung des Benchmarkings zur Bestimmung der Kosten von effizient betriebenen elektrischen Netze betrifft, wird vor allem auf öffentlich zugängliche Berichte des Bundesamtes für Energie (Pilotprojekt „Benchmarking Netze“ [4]-[8]) zurückgegriffen. Entsprechende Referenzen und Zitate sind in diesem Papier hervorgehoben.

Bei den elektrischen Netzen wird nur auf Verteilnetze eingegangen, d.h. nur die Verteilnetze stellen die „Objekte des Leistungsvergleichs“ dar.

1.1 Der Begriff „Benchmarking“

Zitat [9] „Der englische Begriff Benchmarking stammt ursprünglich aus dem Vermessungswesen und bezeichnet dort eine Vermessungsmarkierung, einen Bezugspunkt und Standard, an dem etwas gemessen und beurteilt wird. In der Managementlehre kann Benchmarking definiert werden als ein Leistungsvergleich zwischen Institutionen mit gleichem oder ähnlichem Aufgabenbereich mit dem Ziel, in einem qualitativen Prozess von den Besten zu lernen, um die eigene Leistungsfähigkeit zu erhöhen. Eine weitere Beschreibung ist durch einen Imperativsatz möglich: „Finde eine andere Institution, welche die Aufgaben im Vergleich zur eigenen Institution besser erfüllt („best practice“), studiere aufmerksam, weshalb die andere Institution so gut ist, überlege, wie die eigene Leistung auf dieser Stufe verbessert werden könnte, setze die Pläne um und beurteile die Resultate.“

- *Benchmarking hilft, die **Stärken und Schwächen** der Institution im **Vergleich** zu anderen, vergleichbaren Instanzen aufzuzeigen.*
- *Die Definitionen des Begriffs „Benchmarking“ weisen auf zwei Kernaspekte hin: Den **Lernprozess** und die **breite Anwendbarkeit** des Instruments, sowohl was die Vergleichsobjekte als auch die möglichen Vergleichspartner betrifft.*
- *Im Zentrum steht das **Lernen** von anderen Institutionen. Nicht die Vergleiche kontextloser Kennzahlen stehen im Vordergrund, sondern die Ursachen, welche die Unterschiede in der Performance erklären.*

*Benchmarking ist also weit mehr als eine abgegrenzte Bewertungsmethode, sondern Bestandteil einer auf ständige Verbesserungen orientierten **Unternehmensphilosophie**.“ [Ende Zitat]*

1.2 Benchmarking im Kontext von effizient betriebenen Netzen

Beim Betrieb elektrischer Netze ist Benchmarking insofern wichtig, als Strommärkte meist eine Trennung des Netzbetriebes von der Erzeugung und dem Handel elektrischer Energie fordern und Netze als „natürliche Monopole“ gelten, wo kein direkter Wettbewerb herrschen kann. Der Stromkonsument als Netznutzer soll jedoch auch bei den Netzkosten Transparenz erhalten. Durch den

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Vergleich von Netzkosten und Netz-Leistungen anderer Netzbetreiber durch einen Benchmarking-Prozess soll ein gewisser Druck auf die Netzbetreiber entstehen.

Zitat [5] „Die Liberalisierung der Strommärkte wird generell als Mittel verstanden, die Kunden in den Genuss von Preisreduktionen kommen zu lassen. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen auch den Netzbetreibern Anreize gegeben werden, Kosten und Preise zu senken. Dies soll mittels Benchmarking erfolgen. ...

Beim Benchmarking geht es darum, die Netzkosten der einzelnen Unternehmen vergleichbar zu machen. In der Folge wird erwartet, dass die besten Energieversorgungsunternehmen (EVU) auch weiterhin den Branchenstandard festlegen und ihre Kosten zunehmend senken. Die übrigen EVU müssen aus Wettbewerbsgründen zu den Branchenbesten aufschliessen. Der Branchenstandard verbessert sich auf diese Art und Weise ständig. Die Netzkosten sinken und damit auch die Gesamtkosten für Strom.“ [Ende Zitat]

2. Festlegung der Umgebungseigenschaften von Verteilnetzen

In der Schweiz liegen, bis auf das Pilotprojekt des Bundesamtes für Energie (BFE) im Jahre 2001, [4]–[8] und [11], noch keine längerfristigen Erfahrungen mit den über Jahre ablaufenden Prozessen des Benchmarkings von elektrischen Netzen vor.

Wie in [4]-[8] detailliert erläutert ist, wurden nach einer Datenerhebung über das Internet und aufgrund anschliessender Anwendung systematischer Benchmarking-Methoden (Methoden-Diskussion: siehe späteres Kapitel) folgende Erkenntnisse betreffend der Vergleichs-Indikatoren für Verteilnetz-Pilotprojekt-Teilnehmer ermittelt:

Aus [4]:

Dimension	Variable
Betriebsgrösse	• <i>Totale Anzahl Netzanschlüsse pro Ebenengruppe</i>
	<i>Leitungen und Kabel:</i> • <i>Leitungsstranglänge pro Ebenengruppe [km]</i> • <i>Kabellänge pro Ebenengruppe [km]</i>
Netzwerkkomplexität	• <i>Angaben über die pro Ebenengruppe angeschlossenen Erzeugungseinheiten</i>
Netzkapazität	• <i>Spitzenendverbrauch aller Endenergieverbraucher der Ebenengruppe 6+7 (NS)[MW]</i>
Wartung	• <i>Transformatoranzahl pro Ebenengruppe</i>
Verbrauchsmessung	• <i>Energie-Zähler über alle Ebenengruppen</i>
Kundenstreuung	• <i>Haushaltsanteil der tot. Anzahl Verbraucheranschlüsse in [%]</i>

Abbildung 1 (aus [4]): Mögliche „Vergleichsindikatoren“ für ein Benchmarking der Betriebskosten von Schweizer Elektrizitäts-Verteilnetzen

Wie aus Abb. 1 hervorgeht, müssen zur Anwendung von Vergleichs-Methoden „Dimensionen“ bestimmt werden. „Dimensionen“ zeichnen sich hier dadurch aus, dass

- man annehmen kann (Hypothese), dass sie jeweils einen statistisch signifikanten Teil der Verteilnetz-Kosten verursachen,
- sie von allen verglichenen Teilnehmer gleichartig interpretiert werden und bei allen über einen gewissen Zeitraum gleich genau messbar sind.

Die Spalte „Variable“ in Abb. 1 deutet an, welche messbaren Grössen verwendet werden sollen, um den Wert der „Dimension“ festzustellen. Zum Teil können mehr als eine Variable innerhalb einer „Dimension“ (z.B: bei der Dimension „Betriebsgrösse“) dann angewendet werden, wenn sich diese zur möglichst vollständigen Bestimmung von nicht direkt kontrollierbaren bzw. kostenverursachenden Grössen, ergänzen.

Die Abb. 1 deutet auch an, dass bei einem Benchmarking oft weitere Erklärungen notwendig sind bzw. durch Analysen Erkenntnisse entstehen, und erst so die „Dimensionen“ und „Variablen“ von allen richtig und gleichartig verstanden werden. Z.B. wird der Begriff „Ebene“ bzw. „Ebenengruppe“ erwähnt, der auf spezielle Eigenschaften im Schweizer Verteilnetz-System hinweist: Dort existiert eine Hierarchie von 7 Netzspannungsebenen, welche untereinander wesentlich verschiedene Eigenschaften aufweisen:

- Unterschiedliche elektrische Eigenschaften
 - o Spannungsebenen (Ebene 1: Höchstspannung; Ebene 7: Tiefste Spannungsebene; Ebenen 2, 4, 6: Transformationsebenen), verschiedene Verlustanteile, etc.
- Unterschiedliche Funktionalität
 - o Überregionaler, „horizontaler“ Transit von elektrischer Energie
 - o Regionaler, „vertikaler“ Transit von elektrischer Energie
 - o lokale Verteilung von elektrischer Energie
 - o Netzteile gebaut als „Versicherung“ für Erzeugungsausfälle
 - o Netzteile gebaut als „Versicherung“ für eine sichere Stromversorgung bei Endverbrauchern
- Unterschiedliche geographische Ausdehnungen
 - o grossflächige, vermaschte Netze über grosse Distanzen
 - o regionale Netze ohne starke Vermaschung mit anderen Regionen
 - o kommunale Netze

Wie in [5] festgehalten ist, wurden mit den Verteilnetz-Pilotunternehmen noch weitere „Bewertungskriterien“ auf Relevanz zur Ermittlung der Effizienz von Netzbetriebskosten untersucht, siehe Abb. 2.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Aus [5]:

Dimension	Variable
<i>Topographie</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Fläche der Ebenengruppe 6+7 [km²]</i> • <i>Anteil Gebirgsfläche in [%]</i>
<i>Kundenstreuung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Anteil von Kunden in ländlichen Gebieten [%]</i>
<i>Netzkapazität</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Total installierte Leistung MVA der Transformatoren pro Ebenengruppe</i>
<i>Betriebsgrösse</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Endenergieverbrauch p.a. der direkt an die Ebenengruppe angeschlossenen Verbraucher (pro Ebenengruppe) [MWh]</i> • <i>Energie p.a., abgegeben an die direkt an die Ebenengruppe angeschlossenen Wiederverkäufer (pro Ebenengruppe) [MWh]</i> • <i>Totaler Endenergieverbrauch p.a. über alle Ebenengruppen in [MWh]</i> • <i>Totale Energiemenge p.a., welche insgesamt aus den eigenen Ebenengruppen an externe Wiederverkäufer bzw.- Vertriebspartner abgegeben wird [MWh]</i>
<i>Qualität</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Versorgungsqualität</i>

Abbildung 2 (aus [5]): Weitere kostenerklärende "Indikatoren" bei elektrischen Verteilnetzen

Wichtig ist die Feststellung, dass „statistische Methoden“ beigezogen, bzw. durch Anwendung systematischer Methoden „kostenerklärende Variable“ gefunden werden müssen, um die Sensitivität von Variablen zur Erklärung der Kosten zu bestimmen.

Bevor auf die Bedeutung der Wahl und Parameter von „statistischen Methoden“ auf den Prozess des Benchmarkings eingegangen wird, muss noch festgehalten werden, dass nicht nur bei der Wahl der „technischen“ Umgebunggrössen (d.h. die Variablen der Abbildungen 1 und 2), welche den „Variablenraum der Benchmarking-Methode“ definieren, sondern auch bei den Kosten ein erheblicher Freiraum besteht, der jedoch schon frühzeitig im Benchmarking-Prozess eingeschränkt werden sollte.

3. Festlegung der zu vergleichenden Netzkosten von Verteilnetzen

Der Prozess, der zur Festlegung der zu vergleichenden absoluten Netzkosten der Netzbetreiber führt, ist weniger technisch orientiert und stärker durch politische und ökonomische Entscheide geprägt.

Gemäss [2] werden anrechenbare Netz-Betriebskosten und netzbezogene Kapitalkosten verglichen. In [2] sind Prinzipien und Aussagen zu den „Anrechenbaren Betriebskosten“, den „Nicht-Anrechenbaren Betriebskosten“, den „Anrechenbaren Kapitalkosten“, den „Berechnungsgrundlagen für die kalkulatorischen Zinsen“ und zu der Berichterstattung betreffend der „Kosten- und Leistungsarten“ pro Netzebene formuliert.

Die Datengrundlage für die in einen Vergleich eingehenden Kapitalkosten sind gemäss [2] u.a. Wiederbeschaffungswerte basierend auf standardisierten Anlagekategorien (z.B: Allgemeine Anlagen wie Grundstücke, Betriebsgebäude) und standardisierte Nutzungsdauern (z.B. 40 Jahre für ein Kabel Mittelspannung).

Um zu verstehen, inwieweit Strukturen von messbaren technischen Kriterien und inwieweit Strukturen von anrechenbaren Kosten eines Unternehmens Auswirkungen auf Effizienzwerte haben, muss das algorithmische Zusammenspiel von Inputs, Outputs und Methoden analysiert werden.

4. Wahl von „Inputs“ und „Outputs“

Mehrere Grundsatz-Entscheide, welche auch von Regulierungsbehörden geprägt werden können, beeinflussen die Antwort auf die Frage: Welches sind die Grundsätze, die auf bessere, bzw. weniger günstige Effizienzwerte bei einem Vergleich mit anderen Unternehmen führen.

Tatsache ist, dass der schlussendlich ermittelte Effizienzwert von Grundsatzentscheiden in den folgenden Punkten abhängig ist:

- Der gewählte technische Indikatorensatz, bzw. die Anzahl und Typen von gewählten technischen, messbaren Variablen beeinflussen den relativen Effizienzwert.
- Die gewählte Methode oder Methodenkombination oder Varianten können den Effizienzwert beeinflussen.
- Die gewählte Gruppierung von vergleichbaren Unternehmen kann den Effizienzwert beeinflussen.

Je nach Verteilnetz-Unternehmenstypen, Verteilnetz-Unternehmensgrössen und –Anzahl kann die Sensitivität des Effizienzwertes, je nach Grundsatzentscheid, hoch sein. Es muss jedoch festgehalten werden, dass Grundsätze, welche die entsprechenden Freiräume der obigen Punkte einengen würden, nicht eindeutig im voraus bestimmbar sind und Teile des Benchmarking-Prozesses selber darstellen („Lernen“).

Es gilt jedoch: Bei einem Benchmarking bekommt dasjenige Unternehmen im Vergleich mit anderen einen besseren Effizienzwert, wenn bei gleichen normierten, anrechenbaren und in die Methodik eingehende Netz-Kosten („Input“) mehr Leistungen („Output“, gemessen durch die technischen Indikatoren oder Variablen) erbracht werden oder wenn für gleichen Leistungen weniger Kosten aufgewendet werden.

Wegen der Tatsache, dass mehrere Leistungen (Outputs) existieren, ist die Aussage „mehr Leistungen erbringen“ so jedoch noch nicht eindeutig definiert. Erst die Kombination mit den algorithmischen Methoden (nachfolgend diskutiert) ergibt eindeutige Aussagen.

„Input“ entspricht den selber kontrollierbaren, gesamten und anrechenbaren Netzkosten. „Output“ wird definiert durch diejenigen messbaren Variablen, welche nicht selber beeinflussbar sind (siehe Spalte „Variablen“ in den Abbildungen 1 und 2).

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Um die Resultate eines Benchmarking von Verteilnetzen richtig zu interpretieren, muss vorerst der Effekt verstanden werden, wenn eine einzige Input-Grösse (d.h. die anrechenbaren, selber kontrollierbaren „Netz-Kosten“) mehreren Output-Grössen gegenübersteht.

Dies wird am besten an einem konkreten Beispiel erklärt: In [4] wurden für die Verteilnetz-Pilotprojektteilnehmer mit statistischen Methoden vier signifikante Output-Grössen bestimmt:

Aus [4]:

Input (kontrollierbar)	Outputs (nicht direkt kontrollierbar)
<i>Total kontrollierbare Betriebskosten</i>	<i>Gesamtanzahl Kundenanschlüsse</i>
	<i>Spitzenlast</i>
	<i>Anteil Transformatorenleistung in Hoch- und Mittelspannung</i>
	<i>Anzahl der angeschlossenen Erzeugungseinheiten</i>

Abbildung 3 (aus [4]): Vier technisch messbare Output-Grössen, mit denen eine Input-Grösse (Netz-Betriebskosten in [4]) bewertet werden soll

Konkret deutet dieses Beispiel an, dass die Methodik (in diesem Fall die Regressionsanalyse) darüber bestimmt, welche Output-Variablen verwendet werden sollten, um nachfolgend die Effizienz der miteinander verglichenen Unternehmen zu bestimmen.

Bevor auf die Methodik im nachfolgenden Kapitel eingegangen wird, wird hier das Resultat der eigentlichen Effizienzanalyse beispielhaft vorweggenommen und erklärt.

In [4] wird folgende Tabelle als mögliches (fiktives) Resultat der Anwendung von Benchmarking-Methoden präsentiert:

Unternehmen	Effizienzwert	Effizienzrang
A	100%	1
E	100%	1
C	95%	3
B	90%	4
D	90%	4
F	85%	6
J	85%	6
I	80%	8
H	75%	9
G	70%	10

Abbildung 4 (aus [4]): Beispielhafte Effizienzwerte von 10 zu vergleichenden Unternehmen

Die 10 Unternehmen A – J der Abbildung 4 haben alle Ihre jeweiligen Netzkosten (Input) und Ihre vier Output-Werte bereitgestellt. Ausgehend von diesen Werten wurden mit einer Benchmarking-Methode pro Unternehmen jeweils ein Effizienzwert berechnet, welcher per Definition zwischen 0% und 100% zu liegen kommt. Dasjenige Unternehmen mit dem höchsten Effizienzwert ist das „beste“ (in Abb. 2: A und E), bzw. effizienteste Unternehmen, dasjenige Unternehmen mit dem tiefsten Wert

ist das „am wenigsten effiziente“, bzw. „ineffizienteste“ Unternehmen der Vergleichsgruppe (In Abb. 2: G).

Was bedeutet ein hoher, bzw. tiefer Effizienzwert für das Unternehmen? Zwei Interpretationen sind von grosser Bedeutung:

- 1) Unmittelbar aus dem Benchmarking: Ein Effizienzwert von 85% z.B. für das Unternehmen F bedeutet, dass es mindestens ein anderes Unternehmen innerhalb der Vergleichsgruppe gibt (sogenannte „Peers“), welches die Leistungen des Unternehmens F mit 85% der Kosten des Unternehmens F erzielen könnte, also um 15% günstiger. Jedes Unternehmen erhält durch den individuellen Effizienzwert auch einen „auf Effizienz basierten Kostenwert“, welcher beim Unternehmen F 85% derjenigen Kosten beträgt, welche in das Benchmarking als „Input“ eingegangen sind.
- 2) Je nach Regulierungsform, kann dieser „auf Effizienz basierter Kostenwert“ verschieden im Laufe der Jahre umgesetzt werden.

Zitat [5] „Jetzt kann jedem Unternehmen ein Ziel vorgegeben werden, um die Differenz zu den Klassenbesten zu verringern. Oft ist dies nur ein Anteil der Differenz zu den Klassenbesten, abhängig vom Vertrauen in die Analyse. Dieser Anteil variiert in internationalen Studien je nach Zuverlässigkeit der verwendeten Daten und Modelle zwischen 40% und 75%. Im vorliegenden Beispiel könnte die regulierende Behörde ein Ziel beispielsweise so setzen, dass jedem Unternehmen auferlegt wird, 60% der Differenz zu den Klassenbesten während einer 5-Jahresperiode aufzuholen. Für Unternehmen I würde dies folgendes bedeuten: Die Differenz beträgt 20% zu den Klassenbesten. 60% von 20% ergeben 12%. Daraus ergibt sich ein fünfjähriger Durchschnitt von 2.4%. Unternehmen I müsste seine Effizienz somit pro Jahr um 2.4% steigern.“ [Ende Zitat]

Verschiedene Regulierungsverfahren mit entsprechende Zeiträumen zur Umsetzung von „auf Effizienz basierter Kosten-Werte“ sind möglich, z.B. durch eine Gesamt-Ertragsregulierung, siehe auch [2, 3].

Wichtig ist die Tatsache, dass bei elektrischen Verteilnetzen, wo viele der Output-Grössen nur beschränkt direkt und durch das Verteilnetz-Unternehmen selber beeinflussbar sind, eine Steigerung der Effizienz sich meist nur über eine entsprechend prozentuelle Senkung der direkt beeinflussbaren Netz-Kosten (Input) oder eine strukturelle Änderung der Unternehmensgrösse (d.h. Veränderung der selber nicht direkt beeinflussbaren technischen Output-Parameter über Zusammenarbeit mit anderen Unternehmen, Fusionen, etc.) erreichen lässt.

Beachtet werden muss auch, dass nicht die gesamten anrechenbaren Kosten in die Benchmarking-Methode eingehen müssen. Methodisch gesehen gilt, dass das Benchmarking nur auf die nicht-beeinflussbaren Netz-Kostenanteile angewendet wird. Es ist nun dem „System“ überlassen, zu entscheiden, welche Anteile der Netzkosten „nicht-beeinflussbar“ sind. Je nachdem, könnten diese nicht-beeinflussbaren Netzkosten vor Beginn des Benchmarkings der beeinflussbaren Kosten aus dem Verfahren extrahiert werden und anschliessend als „voll zu vergütende“ Kosten wieder zu den effizienten Zielgrössen addiert werden. Der durch die Benchmarking-Methode unmittelbar ermittelte Effizienzwert bezieht sich somit nicht notwendigerweise auf die gesamten anrechenbaren Netzkosten, sondern oft nur auf Teile der gesamten anrechenbaren Netzkosten.

Es stellt sich nun die Frage, wie sensitiv die durch diverse Benchmarking-Methoden ermittelten Effizienzwerte auf

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

- die Anzahl und Typen der Output-Werte,
- die gewählte Benchmarking – Methode selber und
- die Parameter bzw. Features der Methode reagieren.

5. Eigenschaften der Regressions- und DEA-Benchmarking-Methoden

Wie in [4], [5] und auch [10] detailliert dargestellt, eignen sich vor allem zwei Klassen von Methoden für das Benchmarking von elektrischen Verteilnetzen: Die Regressionsanalyse und die DEA (Data-Envelopment-Analysis)-Methode. Beide Methoden produzieren, basierend auf einem gegebenen Satz von Output-Werten und einem oder mehreren Input-Werten pro Unternehmen eine Effizienz-Rangierung wie in Abb. 4 darstellt. Die beiden „Klassen von mathematischen Methoden“ unterscheiden sich algorithmisch jedoch wesentlich und bestimmen die Effizienzwerte auf unterschiedliche Art. Die Effizienzwerte selber sind im Vergleich beider Methodenklassen und angewendet auf dasselbe Sample in vielen Fällen ähnlich, jedoch in den wenigsten Fällen identisch. Auch die Effizienz-Reihenfolge kann in vielen Fällen ähnlich sein, muss jedoch nicht identisch sein.

Vereinfacht kann gesagt werden, dass Regressionsmethoden versuchen, einen Satz von Parametern einer nicht-linearen „Standard-Funktion“ zwischen den Output- und Input-Grössen so zu finden, dass insgesamt für alle verglichenen Unternehmen eine minimale totale Abweichung der „Standard-Funktion“ der gemessenen Variablenwerte zum gegebenen Kostenwert entsteht. Das Hauptproblem liegt in der Festlegung der „Standard-Funktion“, wobei sich gemäss [4] bei den Verteilnetz-Pilotunternehmen und der Wahl der vier Output-Grössen der Abb. 3 eine „log-linear“ Funktion als beste Funktion erwiesen hat.

Die diversen Varianten der Methode der DEA basieren heute auf rein linearen funktionalen Zusammenhängen zwischen den Input- und Output-Grössen. Im Gegensatz zu der Regressionsmethode, welche eine durchschnittliche Abweichung einer Summen-Funktion zu minimieren versucht, versucht die DEA-Methode bei jedem in der Vergleichsgruppe teilnehmenden Unternehmen Einheitspreise pro Output-Grössen so festzulegen, dass ein möglichst grosser Teil der selber kontrollierbaren Netz-Kosten (max. 100%) erklärt werden kann, ohne dass jedoch die erklärbaren Kosten, bei gleichen Einheitspreisen pro Output-Grösse, auch schon eines einzigen anderen Unternehmens der Vergleichsgruppe 100% übersteigen.

Aufgrund der linearen Modellwahl bei der DEA-Methode weist diese Methode alle Eigenschaften von LP (Lineare Programmierung)-Methoden auf, wie z.B.

- Sehr hohe Methodenrobustheit.
- Erhöht man die Anzahl Output-Variablen für eine Vergleichsgruppe, wird die eigene Effizienz gleich bleiben oder sich verbessern, aber nicht schlechter werden. Der Wahl der Typen und Anzahl von Output-Variablen kommt eine grosse Bedeutung zu.
- Eliminiert man Unternehmen in einer Vergleichsgruppe bei gleichbleibender Anzahl von Output-Variablen, wird die eigene Effizienz nicht schlechter werden, sondern gleich bleiben oder sich verbessern. Die Wahl der Anzahl Gruppen (falls nicht nur genau eine einzige Gruppe für alle

Verteilnetz-Unternehmen festgelegt wird) mit vergleichbaren Unternehmen und die Zuordnung von Unternehmen zu Gruppen kann eine grosse Bedeutung auf die konkreten Effizienzwerte haben.

- Aufgrund der Existenz der dualen Lösung bei LP-Problemen, lassen sich einfach Varianten mit VRS („Variable Return to Scale“ – Variable Skalenerträge) berechnen. Bei Anwendung des VRS-Modells, wird im Vergleich zu einer Rechnung mit dem „normalen“ CRS (Constant return to scale – Konstante Skalenerträge) der eigene Effizienzwert nicht schlechter werden, sondern gleich bleiben oder sich verbessern.

Die methodische Stärke der Regressionsmethode liegt vor allem darin, dass sie statistisch ausgleicht und Fehler in den Output- und Input-Daten mitberücksichtigen, bzw. eliminieren kann. Die DEA-Methode alleine kann dies nicht: Negativ wirkt sich aus, dass sie stark sensitiv auf Fehler bei den Output-Werten einzelner Unternehmen reagieren kann. Auf der anderen Seite weist die DEA-Methode, wegen der strikten Linearität des Modells, nicht die Probleme auf, die bei der Wahl der nicht-linearen „Standard-Funktion“ der Regressionsmethode auftreten.

Wie in [4] gezeigt wurde, ist eine Kombination beider Methoden angezeigt: Zuerst wird eine Regressionsmethode durchgeführt, um die statistisch signifikanten Output-Variablen systematisch zu bestimmen und die Datenfehler zu eliminieren und anschliessend wird, mit dem Satz der durch die Regressionsmethode bestimmten Output-Variablen, eine lineare DEA-Analyse durchgeführt, welche zu den konkreten Effizienzwerten führt.

6. Kritische Aspekte

Wichtig ist, dass ein **intelligenter Vergleich** stattfindet, d. h. unter anfänglicher aktiver Berücksichtigung so vieler Umgebungsgrössen (d.h. Variablen, Indikatoren), wie möglich. Zudem weist das Schweizer Umfeld durch eine sehr grosse Anzahl (900+) von kleinen Verteilnetzunternehmen eine hohe Heterogenität auf, welche systematisch analysiert werden sollte: Erst eine vertiefte Analyse von vielen Verteilnetz-Unternehmen in der Schweiz kann helfen aufzuzeigen, ob eine Vergleichs-Gruppenbildung² notwendig ist oder nicht, ob pro Gruppe unterschiedliche Output-Variablen definiert werden müssen oder nicht und ob dieselben Methoden[-Kombinationen] sich für alle Gruppen gleich gut eignen.

Wie in diesem Papier mehrfach erwähnt, ist Benchmarking bei Verteilnetzen weit mehr als ein einmalig angewendetes Arbeitsinstrument, sondern Teil eines Innovations- und Lernprozesses.

² Dies könnte dann z.B. notwendig sein, wenn aufgrund unterschiedlicher Umgebungen ein Verteilnetz-Unternehmen A verglichen mit einem Verteilnetz-Unternehmen B auch über lange Zeit und auch durch Fusionen, Kooperationen, Kostensenkungen, etc. keine Chance hat, die Effizienz des Unternehmens B zu erreichen.

In [9] werden zur Charakterisierung dieser Lernprozesse folgende Funktionen und Fragen formuliert:

Funktion [9]	Zu beantwortende Frage (z.T. übernommen aus [9])
1. Mess- und Massstabsfunktion	- <i>Wo stehe ich als Netzbetreiber im Vergleich zu den anderen ?</i>
2. Erkenntnisfunktion	- <i>Was machen andere Netzbetreiber besser, was schlechter ?</i> - <i>Welches sind die Ursachen dafür?</i> - <i>Was können wir von anderen übernehmen?</i>
3. Zielfunktion	- <i>Welche Veränderungen sind notwendig, um die Position der eigenen Institution (möglichst dauerhaft) zu verbessern?</i> - <i>Welche Ziele sind für die Verbesserung vorzugeben? Können und wollen wir selber Klassenbester werden?</i> - <i>Welche Voraussetzungen müssen geschaffen werden, um den Verbesserungsprozess erfolgreich zu gestalten?</i>
4. Implementierungsfunktion	- <i>Welche Massnahmen sind notwendig, um die geplanten Veränderungen zu realisieren?</i> - <i>Auf welchen Gebieten bestehen besonders günstige Bedingungen für die Verbesserung der eigenen Position?</i>

Da „Benchmarking“ als ein Prozess angesehen werden muss, der die Prozessteilnehmer von einem Anfangszustand über mehrere Jahre in einen neuen Zustand überführen will, sollten sowohl die Startbedingungen für diesen Prozess, die wesentlich sich verändernden Umgebungseinflüsse des Prozesses, wie auch der Weg hin zum Zielzustand transparent analysiert und prognostiziert werden.

Ein Rahmen und Umsetzungsschritte für diese „Verbesserungsprozesse“ bei Netzbetreibern wird durch das Elektrizitätsmarktgesetz EMG [1] und die dazugehörige Verordnung EMV [2] festgelegt, bzw. deren Umsetzung durch die regulatorischen Behörden überprüft. Durch die Tatsache, dass „Benchmarking“ einen über Zeit ablaufenden, dynamischen Prozess mit entsprechenden Risiken für alle Beteiligten darstellt, ist es wichtig, wenn neben klaren Rahmenbedingungen auch klare Zielgrößen vorgegeben werden. Gemeinsam legen diese den unternehmerischer Freiraum der Netzbetreiber fest.

Diese Rahmenbedingungen, gemeinsam mit technischen, betriebswirtschaftlichen und unternehmerischen Freiheitsgraden, bedeuten aber auch, dass von den Netzbetreibern Zielgrößen gemessen und regelmässig in „normierter Form“ an die regulatorischen Behörden gemeldet werden sollten, bzw. die regulatorischen Behörden für die Einhaltung der Rahmenbedingungen verantwortlich zeichnen müssen. Erreichte oder übertroffene Zielgrößen können zudem unternehmerisch belohnt werden, nicht erreichte Ziele jedoch in späteren Zeitperioden auch kompensiert werden.

7. Zusammenfassung

Benchmarking der Kosten von Verteilnetzen ist viel mehr als ein **reiner eindimensionaler Kennzahlenvergleich**, da die Bewertung der Kosten von Verteilnetzen die Erfassung und den Vergleich mehrerer Output-Variablen als Notwendigkeit voraussetzt. Erst vernetzte Funktionen der Output-Variablen führen auf die Erklärung der Input-Variablen (Kosten) und somit auf mehrdimensionale Effizienzvergleiche.

Benchmarking ist kein einmalig anzuwendendes Instrument, sondern ein andauernder Prozess mit einer integrierten Anwendung **systematischer Methoden**. Benchmarking von Verteilnetzen darf nicht als einmalige Aktion, sondern muss als **kontinuierlicher Verbesserungsprozess** verstanden werden.

Benchmarking muss sich durch ein stark **strukturiertes Vorgehen** auszeichnen. Es ist ein systematischer Informationssammlungs- und -verarbeitungsprozess, wobei das gleichartige Verständnis für die zu erhebenden Informationen und die Effizienz bei der Erhebung der Informationen von zentraler Bedeutung sind.

Benchmarking-Resultate sind abhängig von der **Wahl der Vergleichsgruppen**, von der **Wahl der Variablentypen**, von **Methoden-Kombinationen** und der **Methodenvarianten-Wahl**. Die Einschränkung auf nur eine Methode mit einem Output-Variablensatz von Anfang an könnte sich insofern als kritisch erweisen, als einerseits einige kostenverursachende Umgebungsbedingungen nicht „fair“ erfasst würden und andererseits Schwächen und Stärken der gewählten Methode erst im Vergleich oder in der Kombination mit anderen Methoden erkennbar sind.

Benchmarking ist entscheidend durch die Frage nach den **Ursachen der Abstände zu den Klassen- bzw. Gruppenbesten** gekennzeichnet und den individuellen Strategien, wie diese Abstände reduziert werden können.

Benchmarking ist ein **Lernprozess**, der positive Bereitschaft zur Veränderung voraussetzt [9].

Benchmarking bedeutet **Kommunikation** mit vergleichbaren Netzbetreibern, gegenüber der Öffentlichkeit, gegenüber den Mitarbeitenden und auch gegenüber Behörden. Es setzt **Offenheit und Bereitschaft** voraus, die eigene Leistungsfähigkeit transparent gegenüber aussen darzustellen [9].

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Literaturverzeichnis³

- [1] Bundesamt für Energie, Bern, Schweiz: Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) vom 15. Dez. 2000
www.energie-schweiz.ch/imperia/md/content/energiemrkteetrgertechniken/txtEMG_d.pdf
- [2] Bundesamt für Energie, Bern, Schweiz: Elektrizitätsmarktverordnung EMV (Vernehmlassungsentwurf, Schweiz, Entwurf Version 5. Okt. 2001)
www.energie-schweiz.ch/imperia/md/content/medienmitteilungen/14.pdf
- [3] Bundesamt für Energie, Bern, Schweiz: Erläuternder Bericht zur Elektrizitätsmarktverordnung EMV (Schweiz, Okt. 2001)
<http://www.energie-schweiz.ch/imperia/md/content/medienmitteilungen/15.pdf>
- [4] N.O. Walti, Ch. Weber, PricewaterhouseCoopers, Schweiz: Benchmarking der Schweizer Stromnetze: Ein Pilotprojekt im Auftrag des Bundesamtes für Energie (Sept. 2001) Sonderdruck VSE, Nr. 1.4 d/01
- [5] Bundesamt für Energie, Bern, Schweiz: BFE-Arbeitsbericht zum Benchmarking-Pilotprojekt (2001) (Web: <http://www.ewg-bfe.ch> ... Publikationen)
- [6] Bundesamt für Energie, Bern, Schweiz: BFE Anhang zum Bericht Projekt Benchmarking-Pilot (2001) (Web: <http://www.ewg-bfe.ch> ... Publikationen)
- [7] Bundesamt für Energie, Bern, Schweiz: (Deutsch) Bericht über das Benchmarking-Pilotprojekt (2001) (Web: <http://www.ewg-bfe.ch> ... Publikationen)
- [8] Bundesamt für Energie, Bern, Schweiz: (Français) Rapport sur le projet pilote de benchmarking (2001) (Web: <http://www.ewg-bfe.ch> ... Publikationen)
- [9] Reto Steiner, Institut für Organisation und Personal der Universität Bern, Schweiz: Grundlagen und kritische Erfolgsfaktoren von Benchmarking im öffentlichen Sektor
<http://www.iop.unibe.ch/Dateien/Publikationen%20Steiner/Beitrag%20Publikation%20Benchmarking.doc>
- [10] Antonio Giuffrida and Hugh Gravelle, National Primary Care Research and Development Centre, Centre for Health Economics, University of York, UK.: Measuring Performance in Primary Care: Econometric Analysis and DEA (<http://www-users.york.ac.uk/~econ32/9936.pdf>)
- [11] Jörg Wild, Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung: Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz vdf, Hochschulverlag AG an der ETH, 1. Auflage, 2001, ISBN 3-7281-2783-3

³ Alle Dokumente in der Literaturliste mit Web-Internet-Angaben wurde am 26. Oktober 2001 überprüft und waren zu diesem Zeitpunkt abrufbar.

GRUNDSÄTZE NETZBENUTZUNGSPREISE

Konzeptionelle Überlegungen für zielführende Vorgaben in der Elektrizitätsmarktverordnung

Rolf Iten¹

Anna Vettori INFRAS, Walter Ott, econcept, Jörg Wild cepe

PRINCIPES DE BASE POUR LES PRIX D'UTILISATION DU RESEAU

Réflexions conceptuelles pour des objectifs précis dans l'Ordonnance sur le marché de l'électricité

Résumé

La confédération peut fixer, en se basant sur la LME, au niveau d'ordonnance des principes de base pour les prix d'utilisation du réseau. Le but de cette étude est l'élaboration de propositions pour ces principes de base. A cette fin seront présentés (1) les buts à poursuivre et les exigences face aux principes de base ; (2) les bases théoriques et des expériences à l'étranger; (3) des solutions possibles et la comparaison de ces solutions avec les propositions de l' AES ; (4) des recommandations pour la formulation des structures des prix de réseau dépendamment des buts. L'étude parvient aux conclusions suivantes : Le choix de la formulation dépend premièrement des buts à atteindre. Par rapport aux prix d'utilisation du réseau, la question qui se pose, est de savoir, s'il faut privilégier des buts d'efficacité ou d'économie d'énergie. Si prévale l'exploitation du réseau efficace (dans le sens économique du terme), alors les prix d'utilisation de réseau tripartis obtiennent un meilleur résultat que les prix d'utilisation de réseau bipartis. Si par contre le but est l'économie d'énergie et l'efficacité de l'ensemble de l'économie, alors les prix bipartis (prix dépendant de la consommation et de la performance) sont plus judicieux. Par rapport au raccordement au réseau, les incitations à l'usage efficace du réseau et le principe d'équité parlent en faveur de la conservation du système actuel avec l'encaissement de cotisations du coût et du raccordement au réseau.

¹ Rolf Iten, INFRAS, Gerechtigkeitsgasse 20, Postfach, CH-8039 Zürich, Tel. +41 1 205 95 95, Fax +41 1 205 95 99, E-Mail zuerich@infrs.ch, zertifiziert nach ISO 9001/14001, www.infrs.ch

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Zweck des Auftrages und Vorgehen

Der Bund kann abgestützt auf das EMG auf Verordnungsstufe Grundsätze für die Netzbenutzungspreise auf verschiedenen Spannungsebenen festlegen. Ziel der vorliegenden Arbeit ist, Vorschläge für diese Grundsätze zu erarbeiten. Dazu wurden

1. die zu verfolgenden Ziele und die Anforderungen an die Grundsätze formuliert,
2. die theoretischen Grundlagen und die ausländischen Erfahrungen dargelegt,
3. Lösungsmöglichkeiten aufgezeigt und mit den vorliegenden Vorschlägen des VSE verglichen,
4. Empfehlungen für die Ausgestaltung der Netzpreisstrukturen in Abhängigkeit der Zielsetzungen formuliert.

Ziele der Grundsätze für Netzbenutzungspreise

Drei Zielsetzungen stehen im Vordergrund:

1. Aus ökonomischer Sicht stehen **Effizienzziele** und damit die **Verursachergerechtigkeit** im Vordergrund.
2. Gemäss EMG ist die Durchleitung **nicht diskriminierend** und die Grundsätze für die Berechnung der Vergütung **transparent** und **kostenorientiert** auszugestalten.
3. Aus energiepolitischen Gründen sollten die Preisgrundsätze neben der Verursachergerechtigkeit auch **Energiesparziele** berücksichtigen.

Insbesondere zwischen der Effizienzzielsetzung und der energiepolitischen Zielsetzung bestehen Zielkonflikte.

Theoretische Grundlagen und ausländische Erfahrungen

Bei Elektrizitätsnetzen handelt es sich v.a. wegen Unteilbarkeiten und beträchtlichen Fixkosten um sogenannte „natürliche Monopole“. Die üblicherweise effiziente („first best“) Grenzkostenpreissetzung führt bei natürlichen Monopolen zu Defiziten (die Fixkosten können nicht gedeckt werden, da infolge zunehmender Skalenerträge die Durchschnittskosten stets über den Grenzkosten liegen). Wenn der Preis auf dem Wert der Grenzkosten festgelegt wird, deckt er die Durchschnittskosten nicht, es entsteht ein Verlust. Die energieabhängigen Grenzkosten der Elektrizitätsverteilung machen weniger als die Hälfte der Netzkosten aus. Eine Preisgestaltung, die sich an den Grenzkosten je kWh orientierte, würde deshalb zu beträchtlichen Verlusten führen.

Um diesen Verlust zu verhindern, können die Preise so weit über den Grenzkosten angesetzt werden, dass die Fixkosten auch gedeckt werden können („second best Lösung“):

- **Durchschnittskostenpreise:** Wenn sich die Preise an den Durchschnittskosten – und nicht an den Grenzkosten – orientieren, kann das Defizit gedeckt werden, jedoch auf ineffiziente Weise, da die Preise die Knappheiten nicht signalisieren.
- **Ramsey-Pricing:** Falls mehrere Kundengruppen mit unterschiedlichen Preiselastizitäten der Nachfrage beliefert werden, könnten die Durchschnittspreise derart differenziert werden, dass NachfragerInnen mit hoher Elastizität weniger, solche mit niedriger Elastizität stärker belastet werden. Damit kann die Kostendeckung wohlfahrtsökonomisch optimal erreicht werden.
- **Zwei- oder mehrstufige Preise:** Die mengenabhängigen Grenzkostenpreise können um eine fixe Grundgebühr ergänzt werden, die zur Deckung der Fixkosten dient. Diese Grundgebühr kann auch abhängig von bestimmten Grössen festgelegt werden.

Im Fall der Netzbenutzungspreise stehen aus theoretischer Sicht die Ramsey-Preise und zwei- bzw. mehrstufige Preise im Vordergrund, da diese zu effizienteren Lösungen führen als reine Durchschnittspreise. Die Vorgabe im EMG, dass die Netzpreise nicht-diskriminierend festzusetzen sind, schliesst allerdings Ramsey-Preise aus. Diese führen nämlich zu einer Diskriminierung der wenig preissensitiven zugunsten der preiselastischen NachfragerInnen. Somit verbleibt als interessanteste mögliche Lösung die zwei- bzw. mehrstufige Preissetzung.

Die energieabhängige Preiskomponente sollte sich dabei an den energieabhängigen Grenzkosten orientieren. Da die Fixkosten zwar unabhängig von der nachgefragten Energie sind, aber sehr stark durch die nachgefragte Leistung bestimmt werden, sollte die Grundgebühr möglichst leistungsabhängig ausgestaltet werden. Leistungsunabhängige Fixkosten können schliesslich als Grundgebühr pro Kunde in Rechnung gestellt werden.

Die **theoretischen Grundlagen** zeigen insgesamt in Richtung eines Preiskonzepts, welches sich aus zwei bis drei Komponenten zusammensetzt:

1. **Energieabhängige Komponente**, die sich an den Grenzkosten je kWh Energie orientiert;
2. **Leistungsabhängige Komponente**, die sich an den Grenzkosten je kW Leistung orientiert;
3. **Grundgebühr** pro Kunde bzw. pro Kundin zur Deckung der übrigen Fixkosten.

Es stellt sich insbesondere die Frage, ob die Erhebung einer Grundgebühr zielführend ist. Ausgehend vom Energiesparziel ist auch eine Lösung denkbar, bei der die Fixkosten energieabhängig überwälzt werden.

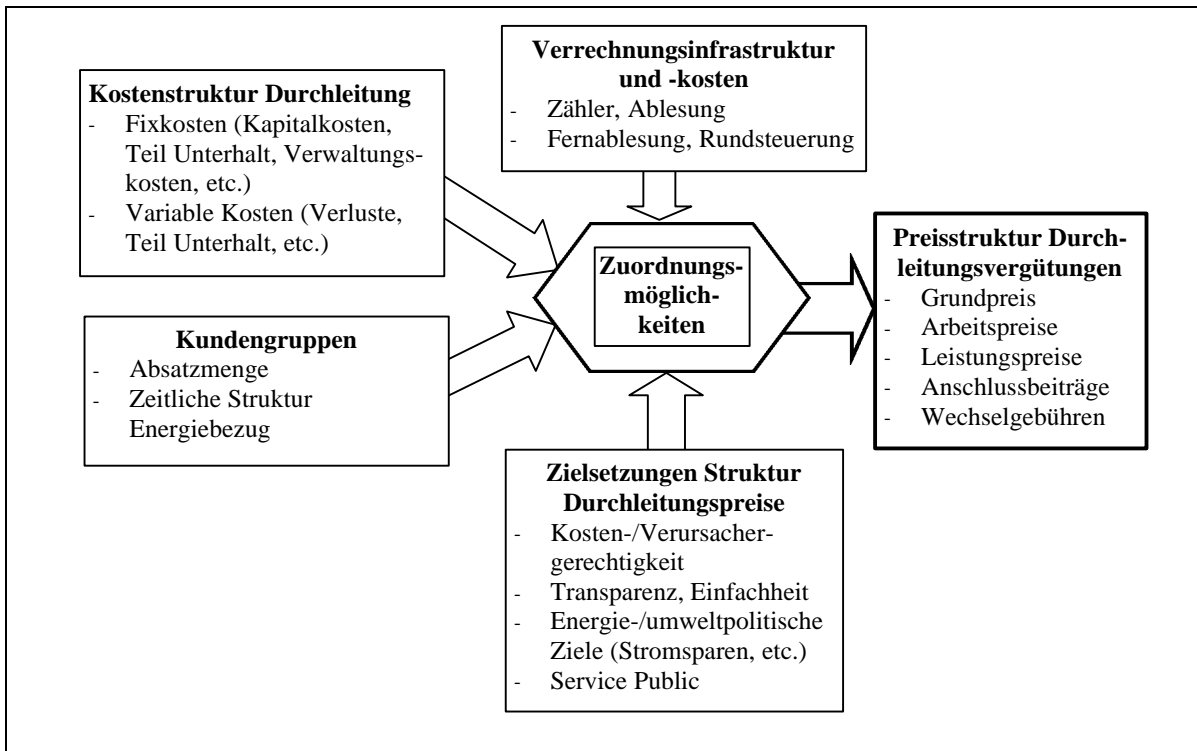
Die **ausländischen Vorgehensweisen und Ausgestaltungen** decken sich weitgehend mit den theoretischen Vorschlägen und hängen insbesondere von den verfolgten Zielsetzungen ab (vgl. z.B. Neuseeland).

In Ländern wie Norwegen und Schweden, deren Elektrizitätswirtschaften gut mit der Schweiz vergleichbar sind, stehen die oben genannten drei Preiselemente zur Wahl. Ausserdem wird in diesen Ländern auf eine explizite Regulierung der Preisstruktur verzichtet und die Festlegung der Struktur der Netzpreise den Netzbetreiberinnen überlassen. Es werden lediglich allgemeine Vorgaben (Ursachergerechtigkeit, Nichtdiskriminierung etc.) gemacht. In Schweden hat die Freiheit bei der Wahl der Preisstruktur dazu geführt, dass die leistungsabhängige Preiskomponente zu 80% für die Einnahmen der Netzbetreiberinnen sorgt. Einige Netzbetreiberinnen erheben ihre gesamten Netzkosten leistungsabhängig.

In Neuseeland hingegen existieren Empfehlungen zur Preisstruktur. Im Wissen, dass die Grenzkosten der Netznutzung gering sind und deshalb die Erhebung einer Grundgebühr effizient wäre, wird eine Beschränkung der Fixkomponente empfohlen, um Energiesparanreize zu bewirken.

Modelle für die Netzbenutzungspreise

Die Umsetzung der Kostenelemente in die Preisstrukturen basiert auf der Kostenstruktur der Netznutzung und erfolgt im Hinblick auf die massgeblichen Zielsetzungen, unter Berücksichtigung kundenspezifischer Merkmale (Verbrauchsprofile, Zähler- und Verrechnungsinfrastruktur) sowie der Praktikabilität. Die folgende Figur zeigt die Bestimmungsfaktoren der Preisstruktur für die Netznutzung:



Figur 1: Bestimmungsfaktoren der Strukturen für die Durchleitungsvergütungen

Ausgehend von der Analyse der Netzkostenstruktur wurden zwei Modelle ausgearbeitet:

1. **Dreigliedriger Preis** mit einem Grundpreis, welchem mit Ausnahme der einmalig anfallenden Kosten (Anschluss) die wiederkehrenden abnehmerabhängigen Kosten verrechnet werden, einer leistungsabhängigen Komponente, welche alle leistungsabhängigen Kosten enthält, und einer energieabhängigen Komponente, welche alle energieabhängigen Kosten sowie die nicht eindeutig zuteilbaren Kosten enthält.
2. **Zweigliedriger Preis**: Im Gegensatz zum dreigliedrigen Netzbenutzungspreis wird beim zweigliedrigen auf den Grundpreis verzichtet. Die abnehmerabhängigen Kosten und die nicht eindeutig zuteilbaren Kosten werden auf die energieabhängige Preiskomponente umgelegt.

Welchem Modell der Vorzug gegeben wird, hängt in erster Linie von der Gewichtung der Ziele ab:

- Grundsätzlich sind dreigliedrige Preise geeignet, wenn eine verursachergerechte Zuordnung der Kosten auf die Preiselemente und dadurch eine effiziente Netznutzung angestrebt wird.
- Zweigliedrige Preise sind auf der anderen Seite geeigneter, wenn auch Energiesparziele unterstützt werden sollen. Die Effizienzeinbuße im Netzbereich ist gering, wenn keine Grundgebühr erhoben wird, sofern für KleinbezügerInnen ein Mindestbetrag eingeführt wird.

Vergleich mit dem VSE-Modell

Grundsätzlich sind sich die Vorschläge recht ähnlich. Alle gehen von den verursachten Kosten aus, versuchen, möglichst verursachergerecht die Kosten den jeweiligen Abnehmern anzulasten, unter Berücksichtigung von Zählerinfrastruktur und -kosten sowie von Transparenz- und Einfachheitskriterien. Die Hauptdifferenz zwischen den Vorschlägen besteht bei der Umlegung der vom Verbrauch unabhängigen und der fixen Kostenelemente. Die VSE-Vorschläge gehen generell davon aus, dass ein **Grundpreis** verrechnet wird. Bei den in dieser Studie vorgeschlagenen zwei Varianten geht die Variante mit dreigliedrigem Preis in die gleiche Richtung. Diese stimmt bis auf die Zuteilung der fixen Kosten der Geschäftsführung mit dem VSE-Vorschlag grundsätzlich überein.

Spezialfragen

Netzanschluss: Für den Netzanschluss wird den KundInnen heute in den meisten Fällen ein Anschlussbeitrag belastet. Dieser setzt sich aus dem Netzkostenbeitrag und dem Netzanschlussbeitrag zusammen. Letzterer deckt die Kosten des Hausanschlusses. Der Netzkostenbeitrag deckt einen Teil der Mehrbeanspruchung des Verteilnetzes. Wie bei den Netzbenutzungspreisen gibt es auch bei der Verrechnung der Anschlusskosten in Abhängigkeit der angestrebten Zielsetzungen zwei Varianten:

1. Wird in erster Linie eine effiziente Netznutzung angestrebt, ist eine Beibehaltung des heutigen Systems zweckmässig.
2. Sollen verstärkt auch Energiesparziele erreicht werden, ist der Netzkostenbeitrag über den Netzbenutzungspreis zu verrechnen.

Die durchgeführten Analysen sprechen für die Variante 1 mit der Beibehaltung des heutigen Systems mit Netzanschluss- und Netzkostenbeiträgen, da ansonsten Fehlallokationen im Dimensionierungsbereich auftreten können.

Lieferantenwechsel: Die Kosten, die beim Lieferantenwechsel entstehen, sind abnehmerabhängige Kosten. Für die Verrechnung wurden ebenfalls zwei Varianten betrachtet:

1. Aus Effizienzgründen sind die Kosten für einen Lieferantenwechsel möglichst verursachergerecht den wechselnden KundInnen anzulasten.
2. Aus Wettbewerbsüberlegungen hingegen sind die Kosten für einen Wechsel über die allgemeinen Netzbenutzungspreise zu verrechnen.

Erfahrungen im Ausland zeigen, dass das Vorhandensein von Wechselgebühren den Wettbewerb stark einschränkt. Die Aufhebung von Wechselgebühren ist deshalb eine der zentralen Voraussetzungen für einen kompetitiven Strommarkt. Variante 2 steht deshalb eindeutig im Vordergrund.

Schlussfolgerungen

Tabelle 1 zeigt die beiden vorgeschlagenen drei- und zweigliedrigen Preisstrukturen²:

	GrosskundInnen (mit Leistungsmessung)	KleinkundInnen (ohne Leistungsmessung)	Variante für KleinkundInnen (ohne Leistungsmessung)
Dreigliedrige Preisstruktur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grundgebühr ▪ Leistungskomponente ▪ Energiekomponente 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grundgebühr ▪ Energiekomponente (inkl. leistungsabhängige Kosten) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grundgebühr ▪ Spitzenlastdifferenzierung der Energiekomponente
Zweigliedrige Preisstruktur	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leistungskomponente ▪ Energiekomponente (inkl. Fixkosten) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiekomponente (inkl. Fixkosten und leistungsabhängige Kosten) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiekomponente ▪ Mindestbetrag (für KleinstverbraucherInnen)

Tabelle 1: Überblick über die vorgeschlagenen drei- und zweigliedrigen Preisstrukturen

Die Frage, welche Ausgestaltung der Netzbenutzungspreise gewählt werden soll, hängt in erster Linie davon ab, welche Ziele primär erreicht werden sollen:

- Bei den **Netzbenutzungspreisen** stellt sich in erster Linie die Frage, ob Effizienz- oder Energiesparziele stärker gewichtet werden sollen. Steht die (betriebswirtschaftlich) effiziente Netznutzung im Vordergrund, schneiden dreigliedrige Netzbenutzungspreise besser ab als zweigliedrige. Heisst das Ziel hingegen Energiesparen und gesamtwirtschaftliche Effizienz, dann sind zweigliedrige Preise (verbrauchsabhängige Energie- und Leistungspreise) geeigneter. In Bezug auf Transparenz und Nichtdiskriminierung gibt es zwischen den beiden Modellen ebenfalls Unterschiede, allerdings sind diese weniger ausgeprägt und weniger bedeutend als bei den anderen Zielen.
- Beim **Netzanschluss** sprechen die Anreize zu effizienter Netznutzung und die Verursachergerechtigkeit für die Beibehaltung des bisherigen Systems mit Verrechnung von Netzanschluss- und Netzkostenbeiträgen. Dies bedeutet, dass das Effizienzziel stärker gewichtet wird als das Energiesparziel. In Bezug auf Transparenz und Nichtdiskriminierung gibt es zwischen den beiden Modellen ebenfalls Unterschiede, allerdings sind diese weniger ausgeprägt und weniger bedeutend als bei den anderen Zielen.

² Die Energiekomponente des Netzbenutzungspreises wird in der Regel nach Hoch- und Niederlastphase differenziert (ev. zusätzlich auch nach Sommer/Winter).

- Bei den **Wechselgebühren** scheint eine Abkehr vom Grundsatz der Verursachergerechtigkeit dazu geeignet, den Wettbewerb beim Stromverkaufsgeschäft zu fördern. Damit echte Wahlfreiheit für KleinverbraucherInnen und damit ein verstärkter Effizienzdruck entstehen können, sollten keine Wechselgebühren verrechnet werden. Die Kosten für den Lieferantenwechsel sind dann über die allgemeinen Netzbenutzungspreise zu finanzieren. Mit dieser Lösung wird das Ziel der Wettbewerbsförderung stärker gewichtet als das Effizienzziel.

Eine zusammenfassende Beurteilung der verschiedenen Preismodelle findet sich in Tabelle 2. Allerdings hängt die definitive Beurteilung bei Preisen mit mehreren Elementen von der Zuteilung der Kosten auf die einzelnen Preiskomponenten ab (so könnten beispielsweise die Grundgebühren eines dreigliedrigen Preises sehr gering und die Preisstruktur dann auch aus der Sicht des Energie-sparzieles vorteilhaft sein).

Ziel Modell	Effiziente Netznutzung	Einfachheit/Transparenz	Nichtdiskriminierung	Wettbewerbsförderung	Energiesparen
Dreigliedriger Netzbenutzungspreis	++	+	++		+
Zweigliedriger Netzbenutzungspreis	+(+) ¹⁾	++	+		++
Netzkostenbeiträge	++	++	-		-
Umlegung der Netzkostenbeiträge auf Netzpreise	-	-	-		++
Wechselgebühren	++			--	
Umlegung der Wechselgebühren auf Netzpreise				++	+

1) Je nach Ausgestaltung (bei Spitzenlasttarifizierung eher ++)

Tabelle 2: Zusammenfassende Beurteilung der verschiedenen Preisstrukturen

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

LIBERALISIERUNG UND SERVICE PUBLIC: MIT SPIELREGELN ZUM DOPPELSIEG

Dr. Heini Sommer¹

Kurzfassung

Der Service Public – verstanden als Grund- oder Mindestausstattung an bestimmten Gütern oder Dienstleistungen – besteht im Strombereich aus folgenden Kernelementen:

- **Freier Netzzugang:** Damit alle KundInnen ihren Stromlieferanten in Zukunft frei wählen können, müssen die NetzbetreiberInnen die nichtdiskriminierende Durchleitung der Energie gegen ein Entgelt gewährleisten.
- **Sicherung der Grundversorgung:** Die Sicherung der Grundversorgung bedingt, dass alle KundInnen einen Netzanschluss erhalten können, die Netze sicher und leistungsfähig sind und eine ausreichende und regelmässige Energielieferung zu angemessenen Preisen erfolgt.
- **Einhaltung einer gewissen Preissolidarität:** Innerhalb eines Netzes sollen die Durchleitungsvergütungen für alle KundInnen einer bestimmten Spannungsebene gleich sein. Zwischen Netzgebieten sollen die maximalen Preisdifferenzen auf eine Bandbreite beschränkt bleiben.
- **Weitere Anforderungen:** Die Förderung erneuerbarer Energien und die Aufrechterhaltung eines Grundangebots an Energieberatungs- und weiteren Dienstleistungen sind weitere Bestandteile des Service Public im Strombereich. Umstritten ist, ob auch die Sicherung von Arbeitsplätzen zum Service Public gehört.

Die Liberalisierung des Strommarktes ist nicht aufzuhalten. Sie wird verschiedene Effizienzgewinne mit sich bringen, von welchen die KundInnen in Form einer preisgünstigeren Energieversorgung profitieren können. Ohne rechtliche Leitplanken wird die Marktöffnung aber auch dazu führen, dass einzelne Elemente des Service Public nicht erfüllt werden oder in Zukunft gefährdet sind. Zu diesen gefährdeten Elementen zählen insbesondere der freie Netzzugang, die flächendeckende Erschliessung und die Preissolidarität.

Dieser potenziellen Gefährdung wird im **Elektrizitätsmarktgesetz (EMG)** und in der **Elektrizitätsmarktverordnung (EMV)** mit verschiedenen Bestimmungen Rechnung getragen. Sie **sorgen dafür, dass der Service Public auch in einem liberalisierten Strommarkt gewährleistet bleibt**. In ausgewählten Bereichen ist gegenüber heute sogar ein (leichter) Ausbau des Service Public zu erwarten. Diese Ergänzung ergibt sich vor allem durch

- die Angleichung von Preisunterschieden zwischen verschiedenen Netzgebieten

¹ Dr. Heini Sommer, Ecoplan, Postfach, 6460 Altdorf, Tel. 041 870 90 60, Fax 041 872 10 63, sommer@ecoplan.ch, www.ecoplan.ch

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

- die zusätzliche Förderung für Energie von unabhängigen Produzenten durch sofortige Marktöffnung
- die Kennzeichnung von Erzeugungsart und Herkunftsland der angebotenen Energie

LIBÉRALISATION ET SERVICE PUBLIC: DES RÈGLES DU JEU GARANTES DU SUCCÈS

Résumé

Le service public au sens de mise à disposition de certains biens ou services de base ou minima comporte, dans le secteur de l'électricité, les aspects principaux suivants:

- **Libre accès au réseau:** pour permettre à tous les usagers de choisir librement leur fournisseur, il faut que les distributeurs permettent, moyennant rémunération, l'utilisation de leurs réseaux pour le transit de l'énergie, sans discrimination;
- **Assurer un approvisionnement de base:** cela présuppose que tous les usagers peuvent bénéficier d'un raccordement, que les réseaux sont fiables et performants et qu'une fourniture d'énergie suffisante et régulière est assurée à des tarifs adéquats;
- **Egalité de tarification:** la rémunération de transit pour une tension donnée devra être la même pour tous dans un réseau donné; les écarts de tarifs entre réseaux devront se tenir à l'intérieur d'une fourchette étroite;
- **Autres conditions:** la promotion d'énergies renouvelables et l'offre permanente d'un service d'étude de besoins, de conseil et de consultation etc. font partie du service public du secteur de l'électricité; le point de savoir si le service public devra veiller à la sécurité de l'emploi reste controversé.

La libéralisation du secteur est inévitable avec, comme effets, des gains d'efficacité dont les usagers pourront profiter sous forme d'un approvisionnement en énergie moins cher. Sans un encadrement juridique convenable, cette libéralisation risque à la longue de compromettre certains aspects du service public ou de conduire à leur disparition. Le libre accès aux réseaux, la couverture territoriale en énergie et la solidarité tarifaire pourraient en particulier être mis en danger.

La **loi sur le marché de l'électricité (LME)** et l'**ordonnance sur le marché de l'électricité (OME)**, comportant diverses dispositions dans ce sens, notamment celles visant à **assurer le service public dans un marché dérégulé**, tiennent compte de ce danger potentiel. On peut même s'attendre sur certains points à un (léger) renforcement du service public, notamment par

- un nivellement tarifaire des différents réseaux
- la promotion complémentaire d'énergie provenant de producteurs indépendants du fait de la libéralisation immédiate

le marquage du mode de production et du pays d'origine de l'offre de l'énergie.

1. Einleitung

Die Liberalisierung des Strommarktes und die dadurch ausgelösten Veränderungen sorgen seit mehreren Monaten für heftige politische Diskussionen in der Schweiz. Zwar wurde der Abstimmungstermin zum Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) inzwischen ins Jahr 2002 verschoben, trotzdem hat die Auseinandersetzung in der Presse und in den Parteien nicht nachgelassen.

Die Debatte dreht sich vor allem über Sinn und Unsinn weiterer Privatisierungsschritte² und um Fragen der zukünftigen Versorgungssicherheit bzw. der Gewährleistung des Service Public. Die eigentliche Öffnung des Stromnetzes zur Durchleitung von Elektrizität für EndverbraucherInnen und Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) wird demgegenüber weniger intensiv diskutiert.³

Im vorliegenden Artikel gehen wir auf den zweiten Diskussionspunkt ein und untersuchen, ob der Service Public im Strombereich mit oder ohne EMG besser fährt. Die Fragestellung ist bewusst so gewählt. Heute geht es nämlich nicht mehr darum, ob die Liberalisierung des Strommarktes überhaupt kommt, sondern ob die Marktöffnung im Rahmen des EMG stattfindet oder mehr oder weniger „wild“ über die Schweiz hereinbricht.

Das Schlagwort „Service Public“ wird von vielen gebraucht, leider geben sich die wenigsten Mühe, dieses auch mit Inhalt zu füllen. Ohne klare Definition und präzisen Anforderungen verbleibt die Diskussion um den Service Public jedoch im „Nebulösen“. Dies wollen wir vermeiden: In Kapitel 2 geben wir einen Überblick über Definition und Kernelemente des Service Public. Anschliessend wird in Kapitel 3 aufgezeigt, welche Auswirkungen von der Liberalisierung des Strommarktes auf diesen klar beschriebenen Service Public zu erwarten sind. Dabei wird unterschieden, ob die Marktöffnung mit oder ohne EMG stattfindet. Im letzten Kapitel 4 werden die wichtigsten Ergebnisse dieser Analyse zusammengefasst.

2. Der Service Public im Strombereich

2.1 Definition

Im weiteren Sinn wird unter Service Public eine bestimmte, politisch festgelegte Grund- oder Mindestausstattung mit ausgewählten Gütern und Dienstleistungen, meist aus dem Bereich der Infrastrukturen, verstanden.⁴ Die politische Vorgabe kann sich dabei sowohl auf den Preis (Reduktion des Preises oder von Preisunterschieden) als auch auf die Qualität und Quantität (z.B. Erhöhung der Versorgungsdichte, vielfältiges Angebot) beziehen.

Eine etwas engere Definition, die Service Public als Synonym zu gemeinwirtschaftlichen Leistungen versteht, wurde von uns in der Studie „Service Public im liberalisierten Strommarkt“ erarbeitet:

² In der politischen Diskussion werden die Begriffe „Liberalisierung“ und „Privatisierung (Abgabe der Kontrolle oder der Aktienmehrheit der öffentlichen Hand an einem Unternehmen)“ häufig gleichgesetzt. Dies ist auch bei der Diskussion ums EMG festzustellen, obwohl das EMG keine Privatisierung von kommunalen oder kantonalen EVU verlangt, sondern lediglich einen freien Netzzugang und effiziente Strukturen in der Elektrizitätswirtschaft will.

³ Einige GegnerInnen des EMG wollen jegliche Liberalisierung im Strommarkt verhindern und lehnen daher auch den freien Netzzugang ab.

⁴ Angelehnt an: Thierstein A. und Abegg C. (2000), Angebot öffentlicher Dienstleistungen, Wettbewerbsfähigkeit und räumliche Kohäsion, S. 7. Vgl. auch Infraso/Oetterli (1999), Liberalisierung und Grundversorgung.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

- Service Public ist die Gesamtheit aller kommerziell nicht rentablen Leistungen in einem Markt (welche in einem rein marktwirtschaftlichen Umfeld also nicht erbracht würden)
- die durch ein öffentliches Interesse (auf Grund von Bestimmungen und/oder Bestellungen der öffentlichen Hand) begründet sind
- und durch Private oder durch die öffentliche Hand selbst erbracht werden.

Diese Definition macht deutlich, dass „Service Public“ letztlich nur dort ein Problem ist, wo der Markt nicht ohnehin ein Angebot herbeiführt, das aus politischer Sicht als akzeptable Grundversorgung betrachtet wird. Dies kann in mehrerer Hinsicht der Fall sein:

- **räumlich**, indem bestimmte Teilräume, meist die dünner besiedelten Regionen, mit einer Marktlösung preislich oder qualitativ weniger gut versorgt sind
- **sozial**, indem bestimmte sozio-ökonomische Gruppen (z.B. einkommensschwache oder ausländische Haushalte oder ältere Menschen) preislich oder qualitativ weniger gut versorgt sind resp. eine schlechtere **Auswahl** haben
- **ökologisch**, indem beispielsweise erneuerbare Energiequellen wegen hoher Produktionskosten nicht im erwünschten Ausmass genutzt werden.

2.2 Kernelemente des Service Public im Strombereich

Will man die Auswirkungen der Marktöffnung auf den Service Public im Strommarkt untersuchen, so reichen die obigen generellen Definitionen nicht aus. Es ist vielmehr im Detail festzulegen, welche Leistungen als Service Public konkret zu erbringen sind. Da der Service Public von den technischen und organisatorischen Voraussetzungen abhängt, muss diese Festlegung jeweils sektorspezifisch für Post, Schienenverkehr, Strasse oder Elektrizität vorgenommen werden.

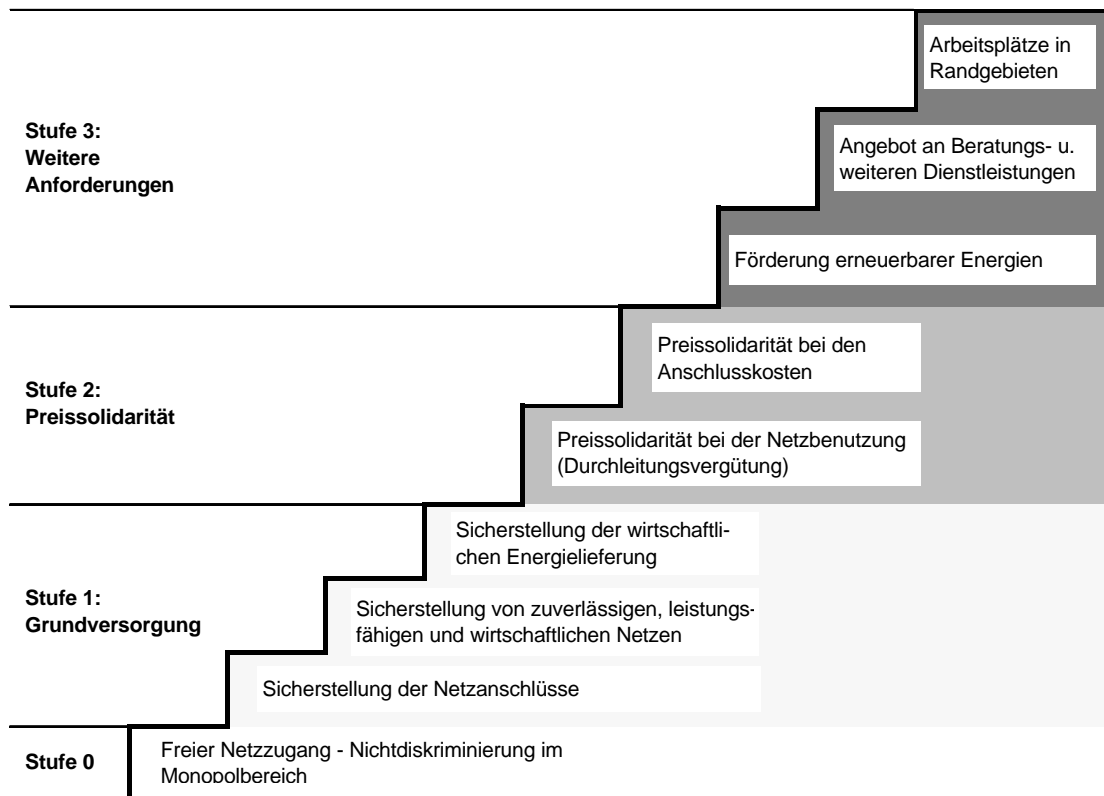
Ob eine Leistung im öffentlichen Interesse liegt oder nicht, kann weder von der Ökonomie noch von anderen Fachdisziplinen abschliessend bestimmt werden. Es gibt auch keine generell anerkannten Normen oder Mindeststandards, weder in der Schweiz noch in der Europäischen Union.⁵

Daher ist es notwendig, dass die Politik die entsprechenden Entscheide fällt und klare Vorgaben festlegt. Dies gilt nicht nur für den Strombereich, sondern auch für die übrigen erwähnten Sektoren.

Die nachstehende Zusammenstellung gibt einen systematischen Überblick zu den Elementen des Service Public, wie sie zur Zeit für den Strombereich diskutiert werden. Die Zusammenstellung erfolgt an Hand eines Stufenmodells. Je höher die Stufe ist, desto grösser wird der Interventionsbedarf des Staates, um die Marktergebnisse in die gewünschte Richtung zu lenken.

⁵ Vgl. dazu European Commission (1996), Services of General Interests; European Commission (1999) Opening Up to Choice. The Single Electricity Market.

Grafik 2: Stufen bzw. Kernelemente des Service Public im Elektrizitätsbereich



- **Stufe 0: Freier Netzzugang**

Der freie Netzzugang gegen ein Entgelt stellt eine Grundvoraussetzung dar, damit alle KundInnen von der Liberalisierung des Strommarktes profitieren können. Dabei muss sichergestellt werden, dass die Durchleitungsvergütung weder diskriminierend noch prohibitiv hoch ist. Ebenso dürfen mit dem Wechsel zu einem anderen Energielieferanten keine prohibitiven Gebühren verbunden sein.

- **Stufe 1: Gewährleistung der Grundversorgung**

Zur Gewährleistung der Grundversorgung gehören die folgenden drei Komponenten:

- **Sicherstellung der Netzanschlüsse:** Alle KundInnen im Siedlungsgebiet sollen die Möglichkeit haben, sich an ein Netz anzuschließen. Diese Anschlusspflicht soll auch für einzelne Höfe oder Anlagen ausserhalb des Siedlungsgebietes gelten, so dass die Netzanschlüsse räumlich umfassend gesichert sind.
- **Sicherstellung von zuverlässigen, leistungsfähigen und wirtschaftlichen Netzen:** Eine weitere Voraussetzung zur Gewährung der Grundversorgung ist, dass nebst dem Netzanschluss auch die Netze selbst sicher, zuverlässig und leistungsfähig sind. Dazu haben die Netzbetreiberinnen in ihrem gesamten Netzgebiet die erforderlichen Vorkehrungen hinsichtlich Netzkapazitäten und Systemdienstleistungen zu schaffen und zu unterhalten.
- **Sicherstellung der wirtschaftlichen Energielieferung:** Als dritte Teilkomponente zur Gewährleistung der Grundversorgung gehört eine ausreichende und regelmässige Energielieferung zu angemessenen Preisen. Damit wird sichergestellt, dass nicht nur die tech-

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

nischen Voraussetzungen (Anschluss an ein funktionierendes Netz) gegeben sind, sondern dass die KundInnen tatsächlich auch mit Elektrizität versorgt werden.

Mit der Grundversorgung gemäss Stufe 1 ist nur gemeint, dass die Versorgung gewährleistet wird; Preisunterschiede können aber auftreten. Deren Ausgleich ist Thema von der folgenden Stufe 2.

- **Stufe 2: Einhaltung einer gewissen Preissolidarität**

Bezüglich der Preissolidarität kommen grundsätzlich alle drei Komponenten der Grundversorgung (Netzanschluss, Netzbenutzung, Energielieferung) in Betracht.

- **Netzbenutzung:**

Innerhalb eines Netzgebietes sollen alle KundInnen der gleichen Spannungsebene die gleiche Durchleitungsvergütung entrichten müssen. Insbesondere soll damit vermieden werden, dass dezentral gelegene KundInnen mit höheren Durchleitungskosten belastet werden. Diese Vorgabe entspricht in etwa der heutigen Praxis der NetzbetreiberInnen.

Zwischen verschiedenen Netzgebieten wird zwar nicht eine vollständige Preissolidarität verlangt, die Durchleitungskosten auf der Ebene eines Kantons sollen jedoch nicht erheblich über dem schweizerischen Mittelwert liegen.

- **Netzanschluss:** Beim Netzanschluss wird im Grundsatz ebenfalls eine Preissolidarität verlangt.⁶

- Bei den **Energiepreisen** (Preisen für die Elektrizitätslieferung) wurde bisher – mit wenigen Ausnahmen – nicht ernsthaft eine Preissolidarität gefordert. Die Liberalisierung bringt durch den Marktzutritt gerade die Chance, dass für alle Kunden die gleichen „Einkaufsmöglichkeiten“ geschaffen werden. Ein zusätzlich „verordneter Einheitspreis“ würde der Liberalisierung fundamental widersprechen.

- **Stufe 3: Weitere Anforderungen**

Verschiedene weitere Anforderungen vor allem bezüglich energiepolitischer Zielsetzungen werden in der politischen Diskussion mehrheitlich ebenfalls zum Service Public gezählt. Dazu gehören insbesondere die Förderung erneuerbarer Energien und das Anbieten von Beratungs- und weiteren Dienstleistungen (z.B. Contracting). Umstritten ist die Frage, ob auch die Sicherung von Arbeitsplätzen (vor allem in den dezentralen Gebieten) als Aufgabe des Service Public zu betrachten ist.

3. Auswirkungen der Liberalisierung auf den Service Public

In den folgenden Abschnitten werden für die vier Stufen des Service Public die Auswirkungen der Liberalisierung aufgezeigt. Dabei wird unterschieden, ob die Strommarktliberalisierung innerhalb der durch das Elektrizitätsmarktgesetz (EMG⁷) und die Verordnung zum Elektrizitätsmarktgesetz (EMV⁸) vorgegebenen Rahmenbedingungen erfolgt, oder ohne neue gesetzliche Grundlage mehr oder weniger punktuell und unkontrolliert stattfindet.

⁶ Aus ökonomischer Sicht stehen wir der Vorgabe von gleichen Anschlussgebühren kritisch gegenüber: Die Preisrelation wird zugunsten der zentralen Elektrizitätsversorgung verzerrt. Insellösungen mit dezentraler Stromversorgung (z.B. Brennstoffzellen, Blockheizkraftwerke, Solarenergie) werden benachteiligt, da die KundInnen bei der zentralen Elektrizitätsversorgung dank der Preissolidarität nicht alle Kosten zu tragen haben.

⁷ Elektrizitätsmarktgesetz vom 15. Dezember 2000 (Referendumvorlage).

⁸ Elektrizitätsmarktverordnung gemäss Vernehmlassungsentwurf vom 5. Oktober 2001.

3.1 Freier Netzzugang – Nichtdiskriminierung im Monopolbereich

Der Druck auf einen freien Netzzugang wird sich mit oder ohne EMG insbesondere von der Seite grosser Stromkunden in den nächsten Jahren noch verstärken.

Ohne EMG werden einzelne Grosskunden versuchen, den Zugang über eine Klage bei der Wettbewerbskommission zu erzwingen. Der Entscheid der Wettbewerbskommission in Sachen Freiburger Elektrizitätswerke hat deutlich gemacht, dass solche Klagen auf einen freien Netzzugang durchaus erfolgreich sein können.⁹ Die Wettbewerbskommission wird aber nicht in der Lage sein, eine umfassende Marktöffnung zugunsten der grösseren Abnehmer herbeizuführen und erst recht nicht für die kleinen Einzelunternehmen und Privatkunden.¹⁰ Sie kann nur Verfügungen für Einzelfälle treffen. Bevor die Kommission eine Endverfügung erlässt, können - je nach Dauer des Verfahrens - mehrere Monate oder Jahre verstreichen.

Zusammenfassend ist davon auszugehen, dass es ohne einen gesetzlich geregelten Netzzugang zu keiner breiten Marktöffnung kommt. Während einzelne Grosskunden den Netzzugang aufgrund ihrer Marktmacht oder einer Klage bei der WEKO zwar durchsetzen können, werden insbesondere kleinere Unternehmen und die Haushalte nicht von den Vorteilen eines freien Strommarktes profitieren können.

Mit dem EMG wird der **Strommarkt** über den geregelten Netzzugang (Regulated Third Party Access) **geöffnet**. Dies bedeutet, dass nach einer gewissen Übergangsphase alle **KundInnen berechtigt** sind, bei einem beliebigen Stromproduzenten ihren Strombedarf einzukaufen. Die EVU müssen ihre Netze diskriminierungsfrei (EMG Art. 5) gegen ein Entgelt (EMG Art. 6) für die Durchleitung der Energie zur Verfügung stellen.

Zusätzlich sind im EMG und im Verordnungsentwurf verschiedene weitere Details geregelt, die einen möglichst diskriminierungsfreien Zugang gewährleisten. Besonders zu erwähnen sind:

- Die Durchleitungsvergütung hat sich nach den Kosten eines effizient betriebenen Netzes und eines angemessenen Betriebsgewinns zu richten (EMG Art. 6, Abs. 1). Monopolgewinne sind ausdrücklich unzulässig (EMG Art. 6, Abs. 2). Die Durchleitungskosten sind nach einem einheitlichen Berechnungsmodell und mit vorgegebenen Werten bezüglich Verzinsung des Kapitals und Abschreibung der Anlagen zu ermitteln (EMV Art. 6 und 7).
- Den EndkundInnen dürfen keine Kosten beim Wechsel ihres Energielieferanten auferlegt werden (EMV Art. 14).
- Die Durchleitungsvergütung muss veröffentlicht werden (EMG Art. 10, Abs. 3) und in der Rechnungstellung sind die einzelnen Bestandteile (Durchleitungsvergütung, evtl. Abgaben an die öffentliche Hand und Kosten der Energielieferung) separat auszuweisen (EMV Art. 15).
- Eine speziell eingesetzte Schiedskommission (EMG Art. 15) hat das Recht, von sich aus Durchleitungsvergütungen zu prüfen. Sie kann die Durchleitung sowie die Vergütung für die Durchleitung vorsorglich verfügen (EMG Art. 16, Abs. 1).

Zusammen mit dem EMG führt die Liberalisierung nicht zu einer Beschränkung, sondern im vorliegenden Bereich zu einem Ausbau des Service Public, da in Zukunft für alle der diskriminierungsfreie Zugang gewährleistet ist.

⁹ Vgl. dazu den Entscheid der Wettbewerbskommission vom 5. März 2001 gegen die Freiburger Elektrizitätswerke aufgrund einer Klage der Watt Suisse AG und des Migros-Genossenschaftsbundes. Der Entscheid wurde bei der Rekurskommission für Wettbewerbsfragen angefochten.

¹⁰ Vgl. dazu die Antwort des Bundesrates vom 24.05.2000 auf die Einfache Anfrage von Nationalrätin Susanne Leutenegger Oberholzer bezüglich den Konsequenzen einer verzögerten Strommarktöffnung vom 24.03.2000.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

3.2 Grundversorgung

Die Auswirkungen der Liberalisierung auf die Grundversorgung werden anhand der drei Teilbereiche Netzanschlüsse, sichere und leistungsfähige Netze und Energielieferung untersucht.

3.2.1 Sicherstellung der Netzanschlüsse

Zur Zeit wird der Service Public von den EVU auf freiwilliger Basis weitgehend gewährleistet. Alle KundInnen innerhalb des Siedlungsgebiets werden ans Netz angeschlossen. Ausserhalb des Siedlungsgebiets werden Anschlüsse getätigt, soweit sie aus Sicht der EVU wirtschaftlich vertretbar sind.

Wie sich diese Anschlusspolitik **ohne EMG** entwickelt, ist relativ schwierig abschätzbar. Es ist denkbar, dass sich die EVU – im Hinblick auf eine spätere Marktöffnung – aus weniger rentablen Gebieten zurück ziehen und sogenannte „verwaiste Gebiete“ entstehen. Dies könnte in erster Linie in Randregionen zutreffen, die nur eine sehr geringe Bevölkerungsdichte aufweisen und zusätzlich aufgrund topographischer Gegebenheiten einen hohen spezifischen Erschliessungs- bzw. Unterhaltsaufwand (pro Laufmeter) bedingen. Wahrscheinlicher ist allerdings, dass noch vermehrt kostenorientierte Preise verlangt werden, nicht aber der Anschluss grundsätzlich verweigert wird.

Mit dem EMG wird eine generelle Anschlusspflicht postuliert. Die Netzbetreiberinnen werden verpflichtet, alle KundInnen in ihrem Netzgebiet anzuschliessen (EMG Art. 11, Absatz 2).¹¹ Selbst ausserhalb des eigenen Netzgebietes kann eine Netzbetreiberin unter bestimmten Bedingungen durch den jeweiligen Kanton zum Anschluss von KundInnen verpflichtet werden (EMG Art. 11, Absatz 4).

Mit diesen Bestimmungen wird der Service Public mindestens auf dem heutigen Niveau sicher gestellt.

3.2.2 Sicherstellung von zuverlässigen, leistungsfähigen und wirtschaftlichen Netzen

Zur Grundversorgung gehört nebst dem Netzanschluss selbstverständlich auch ein Netzsystem, welches zuverlässig sowie leistungsfähig ist und zu angemessenen Preisen benutzt werden kann.¹²

Die ausländischen Erfahrungen mit Netzunterbrüchen (Schweden) haben auch in der Schweiz zur Befürchtung geführt, dass im Zuge der Liberalisierung der Ausbau und Unterhalt der Netze nicht mehr gewährleistet sein könnte. Tatsächlich konnte bei einzelnen EVU in den letzten Jahren eine generelle Zurückhaltung bei Neu- und Ersatzinvestitionen im Netzbereich festgestellt werden. Ebenso musste bei verschiedenen EVU ein Abbau von Arbeitsplätzen verzeichnet werden. Diese Entwicklungen haben aber stattgefunden, **ohne dass das EMG** in Kraft war.

Auch **mit dem EMG** können Netzengpässe oder sogar Netzunterbrüche in Zukunft nicht vollständig ausgeschlossen werden. Ebenfalls muss mit einem weiteren Abbau von Arbeitsplätzen gerechnet werden. Im EMG und in der EMV sind aber verschiedene Bestimmungen vorgesehen, um sichere und ausreichende Netzkapazitäten zu gewährleisten. Zu erwähnen sind insbesondere folgende Punkte:

¹¹ Für Anschlüsse ausserhalb des Siedlungsgebietes können die Kantone (gemäss EMG Art. 11, Absatz 3) besondere Bestimmungen erlassen (z.B. zur Regelung von Ausnahmen von der generellen Anschlusspflicht).

¹² Auf die Angemessenheit der Durchleitungspreise sind wir bereits in Kapitel 3.1 eingegangen, so dass wir hier auf weitere Ausführungen verzichten.

- Die Netzbetreiberin wird generell zur Gewährleistungen eines „sicheren, zuverlässigen, leistungsfähigen und wirtschaftlichen Netzes“ verpflichtet (EMG Art. 10, Absatz 1a). Dazu haben sie Mehrjahrespläne zu erstellen, welche den Kapazitätsbedarf, Massnahmen zur Beseitigung von Engpässen und die Kosten enthalten (EMV Art. 23, Absatz 2).
- Die Kantone können Netzbetreiberinnen verpflichten, die entsprechenden Verteilnetze bei unzureichender Leistungsfähigkeit zu verstärken oder auszubauen (EMV Art. 23, Absatz 4). Bei kantonsübergreifenden Verteilnetzen liegt diese Kompetenz beim UVEK.
- Die EVU werden verpflichtet, eine ausreichende Zahl von Bildungsplätzen einzurichten, „insbesondere in den für die Versorgungssicherheit wichtigen Bereichen der Elektrizitätserzeugung, -übertragung und -verteilung“ (EMV Art. 28).

Insgesamt gehen wir davon aus, dass mit diesen Bestimmungen die Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Netze mindestens auf dem heutigen Niveau sichergestellt werden können. Ohne EMG ist ein Abbau nicht auszuschliessen.

3.2.3 Sicherstellung der wirtschaftlichen Energielieferung

Der dritte Aspekt der Grundversorgung umfasst die Energielieferung. Diese wird gemäss der Hauptstossrichtung der Liberalisierung dem Markt überlassen. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Wettbewerb wie in anderen Bereichen, am besten für eine regelmässige, ausreichende, sichere und kostengünstige Energieversorgung sorgt.

Ohne EMG sind zwei Problembereiche zu erkennen:

- Erstens droht wie bereits erwähnt eine wilde Liberalisierung. Grosskunden werden Preisermässigungen aushandeln können oder über Klagen bei der Wettbewerbskommission einen freien Netzzugang erzwingen. Kleinkonsumenten und die kleinen und mittleren Unternehmen müssen als feste Kundinnen und Kunden im Monopol verbleiben und können sich ihre Stromlieferanten nicht auf dem freien Markt auswählen. Es besteht daher die Gefahr, dass sie die an die Grosskunden gewährten Preisnachlässe letztlich über Tarifaufschläge ihres Energielieferanten und Netzbetreibers finanzieren müssen.
- Zweitens wird die Befürchtung geäussert, dass durch marktbeherrschende Unternehmen oder Absprachen das Stromangebot (kurzfristig) eingeschränkt wird. Wegen den besonderen Anforderungen der Stromversorgung (zu jedem Zeitpunkt muss gleich viel Strom ins Netz eingespeisen werden, wie bezogen wird, sonst bricht das Netz zusammen) könnten solche Lieferungsengpässe rasch zu überhöhten Preisen führen.¹³

Das EMG sorgt dafür, dass es nach einer Übergangszeit von sechs Jahren keine festen KundInnen mehr gibt. Alle KundInnen können dann ihren Energielieferanten frei auf dem Markt wählen und haben daher die Möglichkeit, allfälligen Preisauflagen ihres bisherigen Lieferanten auszuweichen. Zusätzlich unterliegen die Preise der Elektrizitätslieferung explizit der Überwachung gemäss Preisüberwachungsgesetz und können von der Preisüberwachung mit Entscheidkompetenz festgelegt werden (EMG Art. 17, EMV Art. 27, Absatz 2).¹⁴

Bezüglich der Sicherstellung der Energielieferung werden die Netzbetreiberinnen zur Bereitstellung und zum Einsatz der benötigten Reserveenergie verpflichtet (EMG, Art. 10, Absatz 1c). Zusätzlich wird das Bundesamt zur Beobachtung des Elektrizitätsmarktes (EMV Art. 19, Absatz 1) und der nationalen und internationalen Elektrizitätsversorgung (EMV Art. 20, Absatz 1) verpflichtet.

¹³ Wir erachten diese Gefahr nicht als sehr wahrscheinlich und bei einer Liberalisierung jedenfalls als nicht grösser: Bei einem international verknüpften Strommarkt könnten regional oder national „geschaffene“ Engpässe rasch durch Import beseitigt werden.

¹⁴ Ohne EMG hätte der Preisüberwacher bei behördlich festgelegten Preisen nur ein Empfehlungsrecht.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

- Bestehen dabei Anhaltspunkte für unzulässige Wettbewerbsbeschränkung, „wie zum Beispiel Einschränkung der Erzeugung oder Erzwingung unangemessener Preise“, so hat das Bundesamt Anzeige bei der Wettbewerbskommission zu erstatten (EMV, Art. 20, Absatz 2).
- Zeichnet sich eine erhebliche Gefährdung oder Störung der inländischen Versorgung ab, so hat das Bundesamt dem Bundesrat Vorschläge (inkl. Finanzierung) zu unterbreiten. Der Bundesrat kann dabei insbesondere:
 - die Bilanzgruppenverantwortlichen (in der Regel EVU) verpflichten, langfristige Lieferverträge oder eigene Erzeugungskapazitäten zur Verfügung zustellen (EMV Art. 20, Absatz 2a).
 - die Schweizerische Netzgesellschaft beauftragen, Ausschreibungen für Neubau- und Ausbauprojekte von Kraftwerkskapazitäten oder für den Abschluss von langfristigen Importverträgen vorzunehmen (EMV Art. 20, Absatz 2b).

Zusammenfassend zeigt sich, dass verschiedene Bestimmungen ins EMG bzw. in die EMV aufgenommen wurden, um einerseits Marktmissbräuche bei der Energielieferung zu vermeiden und andererseits die Versorgung mit Elektrizität sicher zu stellen.

3.3 Einhaltung einer gewissen Preissolidarität

3.3.1 Preissolidarität bei der Netzbenutzung (Durchleitungsvergütung)

a) Ausgangslage

Eine empirische Erhebung zu den Durchleitungskosten in der Schweiz hat gezeigt, dass zwischen einzelnen Netzgebieten deutliche Unterschiede vorliegen.¹⁵ Auf der Ebene der einzelnen Netzgebiete ergeben sich durchschnittliche Kosten für die regionale und lokale Verteilung¹⁶ von 4.5 bis 12 Rp. pro kWh. Die Bandbreite beläuft sich auf rund 8.4 Rp./kWh oder ausgehend von einem Mittelwert von 7.2 Rp./kWh auf –38% bis 79%. Die Kostendifferenzen sind in der Grössenordnung als verlässlich zu betrachten, auch wenn sich bei der Kostenabgrenzung und der Datenerhebung beträchtliche Probleme ergaben.^{17 18}

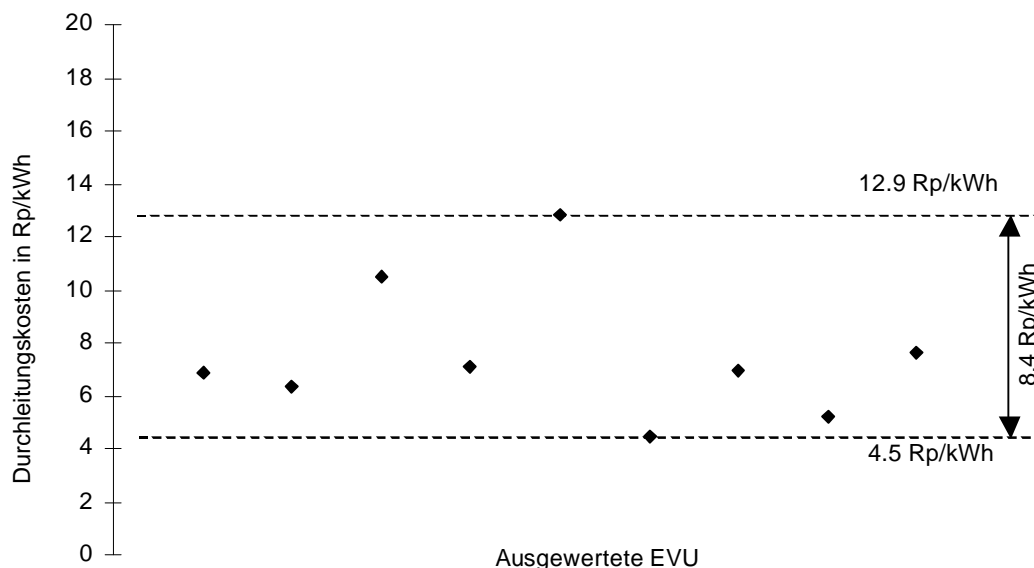
¹⁵ Vgl. dazu Ecoplan (1999), Service Public im liberalisierten Strommarkt. Untersucht wurden insgesamt neun Netzgebiete, in welchen total 239 Gemeinden versorgt werden. Zu den Durchleitungskosten wurden die Kosten für Amortisation und Unterhalt des Netzes sowie für die Systemdienstleistungen (Netzregelung, Ausgleich von Wirkverlusten usw.) gezählt.

¹⁶ Das heutige Netzsystem der Schweiz lässt sich in insgesamt vier Spannungsebenen und drei Transformationsebenen aufteilen. Das Übertragungsnetz (Höchstspannungsbereich 320/280kV) wird gemäss dem EMG in eine Schweizerische Netzgesellschaft überführt. Es ist daher davon auszugehen, dass für diesen Bereich in Zukunft ein einheitlicher Durchleitungspreis zu entrichten ist. Bei den übrigen Netzebenen können sich je nach den spezifischen Verhältnissen regional unterschiedliche Durchleitungspreise ergeben. Die absolut grössten Kostenunterschiede fallen aber in der regionalen und lokalen Verteilung (16 kV bzw. 0.4 kV) an.

¹⁷ Von den insgesamt 30 kontaktierten EVU haben deren 9 die erforderlichen Angaben zur Verfügung gestellt. Diese Werke versorgen zusammen insgesamt 239 Gemeinden mit elektrischer Energie.

¹⁸ Bei der Schätzung der Kostenfunktion für 52 untersuchte Elektrizitätswerke kommt Wild für die mittleren Durchleitungskosten zu einer ähnlichen Grössenordnung. Vgl. dazu Wild Jörg (2001), Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung, S. 217.

Grafik 2: Durchschnittliche Durchleitungskosten für die lokale und regionale Verteilung in ausgewählten Netzgebieten in Rp. pro kWh

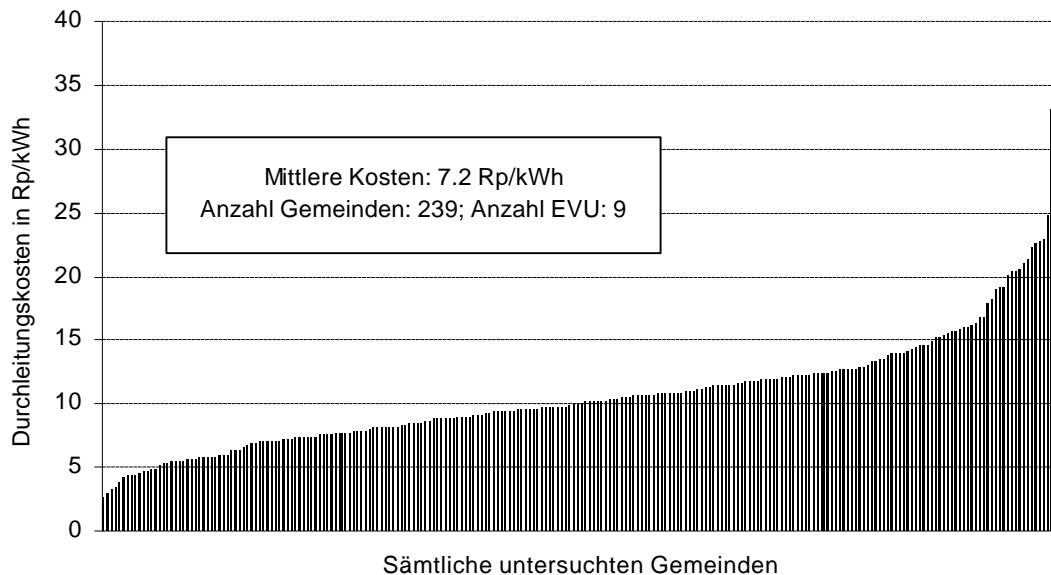


Vergleichbare Unterschiede bei den Netznutzungsentgelten können auch in Deutschland festgestellt werden: Im Niederspannungsbereich beträgt das Netznutzungsentgelt im Durchschnitt 13.2 Pf/kWh; der günstigste Anbieter liegt um 49% unter, der teuerste um 92% über diesem Durchschnittswert.¹⁹

Innerhalb der einzelnen Netzgebiete fallen die Unterschiede wesentlich grösser aus (als bei der vorangehenden Betrachtung der mittleren Durchleitungskosten pro Netzgebiet). Je nach Gemeinde ergeben sich Durchleitungskosten von 2.7 bis 35.9 Rp/kWh. Die relative Abweichung von den mittleren Durchleitungskosten (7.2 Rp./kWh) belaufen sich auf -62% bis +258%.

¹⁹ Vgl. dazu Zeitschrift Contracting & Wärmedienst (4/2001), Netzentnutzungsentgelte verärgern Kunden und Händler, S. 21.

Grafik 3: Absolute Höhe der Durchleitungskosten in Rp./kWh nach Gemeinden



Bezogen auf den Elektrizitätsverbrauch zeigt sich, dass die günstigsten Gemeinden vergleichsweise hohe Elektrizitätsumsätze aufweisen. 17% aller betrachteten Gemeinden haben Kosten unter 7 Rp./kWh, vereinen jedoch bereits die Hälfte des gesamten Elektrizitätsumsatzes (bzw. 41% der Bevölkerung) auf sich. Auf die 13% aller Gemeinden mit den höchsten Kosten (über 15 Rp./kWh) fallen dagegen nur noch 2% des Elektrizitätsumsatzes (bzw. 3 % der Bevölkerung).

Für die Kostenunterschiede zwischen den Gemeinden und Netzgebieten sind verschiedene Faktoren verantwortlich. Von grosser Bedeutung ist vor allem die Kundendichte im Versorgungsgebiet, die Kundenstruktur (Durchschnittsverbrauch pro angeschlossenen Kunden) sowie der Belastungsgrad der Netze (Verhältnis zwischen Durchschnitts- und Spitzennachfrage). Ebenfalls von Bedeutung sind geographische Faktoren wie Netzlänge, Geländeschwierigkeiten und Witterungsverhältnisse.

b) Auswirkungen auf die Preissolidarität innerhalb bestehender Netzgebiete

Bis heute konnte innerhalb eines Netzgebietes – auch ohne EMG – von einer gewissen freiwilligen Preissolidarität ausgegangen werden. Jedenfalls sind uns keine Preisdifferenzierungen innerhalb von Netzgebieten bekannt, welche mit unterschiedlichen Durchleitungskosten begründet werden. In Zukunft ist aber mit der teilweisen (ohne EMG) oder vollständigen Liberalisierung (mit EMG) davon auszugehen, dass sich die Kostenunterschiede vermehrt in den Durchleitungsvergütungen niederschlagen. Die Netzbetreiber haben mittelfristig kaum Anreize, um Quersubventionierungen von einem dichtbesiedelten, kostengünstigen Gebiet in dünnbesiedelte und entsprechend teure Gebiete vorzunehmen. Im Gegenteil: Der Druck des Benchmarking sowie der Zentren auf billige Durchleitungsvergütungen werden solche Differenzierungen fördern.

Ohne EMG aber mit teilweiser Liberalisierung wird die Preissolidarität tendenziell abnehmen. Dies kann entweder über eine direkte Umlegung der Kostenunterschiede auf die Durchleitungsvergütung erfolgen. Denkbar ist aber auch, dass die Netzbetreiberinnen ihr bisheriges Netzgebiet in mehrere

Teilnetze mit unterschiedlichen Kostenniveaus und Durchleitungsvergütungen aufteilen. Das Ausmass dieser Entwicklung hängt davon ab,

- ob es auch ohne EMG zu Durchleitungen kommt, welche überhaupt zu einer klaren Zweiteilung in Durchleitungs- und Energiepreis führen
- wie gross der Druck der potenziell günstigen Teilgebiete ist
- und ob die Kantone aufgrund der heutigen Rechtslage oder zu erlassender Gesetze dieser Entwicklung Einhalt gebieten (wollen).

Mit dem EMG werden die Netzbetreiberinnen zur vollständigen Preissolidarität verpflichtet, indem auf der gleichen Spannungsebene im Netz einer Netzbetreiberin die gleichen Preise zu verrechnen sind (EMG Art. 6, Absatz 4). Damit diese Vorgabe nicht durch die Aufteilung von bestehenden Netzgebieten in neue Teilgebiete unterlaufen werden kann, wird den Kantonen die Kompetenz zugewiesen, die Netzgebiete der auf ihrem Gebiet tätigen EVU zu bezeichnen (EMG Art. 11., Absatz 1).²⁰ Wie die Kantone von dieser Kompetenz Gebrauch machen, ist allerdings offen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass mit dem EMG die (bisher freiwillige) Preissolidarität innerhalb von Netzgebieten beibehalten wird. Ohne EMG ist in Zukunft tendenziell ein Aufbrechen der Preissolidarität zu erwarten (selbst wenn es bei Ablehnung des EMG in den nächsten Jahren nicht zu einer vollständigen Marktöffnung käme).

c) Auswirkungen auf die Preissolidarität zwischen Netzgebieten

Ohne EMG werden die bisherigen Unterschiede zwischen den Netzgebieten fortbestehen, da es weder auf kantonaler noch nationaler Ebene Ansätze gibt, welche für einen Ausgleich sorgen würden.

Mit dem EMG ist ein Ausbau des Service Public geplant, da auf der Kantonsebene die durchschnittliche Durchleitungsvergütung nicht mehr als 25 Prozent über dem gesamtschweizerischen Mittel liegen soll.²¹ Die Kantone sind verpflichtet, entsprechende Massnahmen auf ihrem Territorium zu treffen, um unverhältnismässige Preisunterschiede anzugleichen (EMG Art 6, Absatz 5). Sofern die Obergrenze (trotz kantonaler Massnahmen) überschritten wird, trifft der Bundesrat subsidiär andere geeignete Massnahmen wie z.B. interkantonale Netzgesellschaften oder Errichtung eines Ausgleichsfonds (EMV Art. 12, Absatz 1).

Ein Vergleich mit den in Grafik 1 dargestellten Netzgebieten zeigt, dass diese Regelung in der Praxis Wirkung zeigen könnte: Zwei der untersuchten Netzgebiete mit Durchschnittskosten von 10.5 bzw. 12.9 Rp./kWh liegen um mehr als 25% über dem ermittelten Mittelwert (7.2 Rp./kWh) der neun untersuchten Netze.

3.3.2 Auswirkungen auf die Preissolidarität bei den Anschlusskosten

Heute werden von vielen EVU kostenorientierte Anschlussgebühren erhoben. Die Liberalisierung wird den Druck in Richtung verursachergerechter Anschlussgebühren verstärken.

Im Falle einer unregelmässigen Liberalisierung (ohne EMG) ist daher zu erwarten, dass die Differenzierung in Richtung kostendeckender Anschlussgebühren weiter zunimmt.

²⁰ Preisunterschiede sind noch möglich, indem unterschiedliche öffentliche Abgaben (z.B. sogenannte Konzessionsabgaben der Gemeinden) in jeder Gemeinde separat ausgewiesen und mit der Durchleitungsvergütung in Rechnung gestellt werden.

²¹ Wir haben an dieser Stelle nicht zu beurteilen, ob der Ausbau des Service Public sinnvoll ist. Aus ökonomischer Sicht muss allerdings festgehalten werden, dass die Umlegung von Kostendifferenzen auf die Preise (hier auf die Durchlei-

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Im EMG ist für die festen KundInnen in der Übergangsphase im Grundsatz ein vollständige Preissolidarität vorgesehen. Die Kantone haben festzulegen, in welchen Ausnahmefällen davon abgewichen werden kann (EMG Art. 32, Absatz 2). Nach der Übergangsphase steht es den Kantonen frei, Bestimmungen über die Anschlusskosten zu erlassen (EMG Art. 11, Absatz 3).²²

Zusammenfassend ist festzustellen, dass mit dem EMG der Service Public in der Übergangsphase gegenüber der heutigen Praxis ausgebaut wird. Nach der Übergangsphase hängt die Entwicklung von den Bestimmungen ab, welche die Kantone in diesem Bereich treffen.

3.4 Weitere Anforderungen

Mit der Liberalisierung werden generell alle weitergehenden Leistungen des Service Public unter Druck geraten, die vom Markt nicht kostendeckend entschädigt werden. Konkret sind mit der Liberalisierung folgende Effekte zu erwarten:

- Für erneuerbare Energiequellen wird die Konkurrenz durch Importe von Billigstrom aus osteuropäischen Ländern verschärft. Der dadurch ausgelöste Preisdruck kann zumindest kurzfristig die Rentabilität erneuerbarer Energiequellen gefährden bzw. vermindern.
- Bei sinkenden Strommarktpreisen werden die durch Energieberatung erzielbaren geldmässigen Einsparungen geringer, das Angebot wird tendenziell abgebaut.
- Der Druck zu Kosteneinsparungen bei den EVU steigt, entsprechend müssen durch Rationalisierungen und Netzzusammenschlüsse Synergien ausgenutzt werden. Der teilweise Abbau von Arbeitsplätzen wird dabei kaum zu umgehen sein, auch wenn mit der Liberalisierung der Bedarf nach neuen Stellen entsteht, so z.B. in den Geschäftssparten Marketing, Verkauf, Messwesen und Elektrizitätshandel.

Diese Entwicklungen sind wie erwähnt eine Folge der Liberalisierung. Sie ergeben sich mit oder ohne EMG. Allerdings werden im EMG und in der EMV verschiedene Vorkehrungen getroffen, welche korrigierend in diese Marktprozesse eingreifen:

Bezüglich der **Förderung erneuerbaren Energien** sind insbesondere folgende Bestimmungen zu erwähnen:

- Die Abnahmepflicht und die Preisgarantie für elektrische Energie von unabhängigen Produzenten bleiben bestehen. Die Schweizerische Netzgesellschaft hat die allfälligen Mehrkosten zu übernehmen (EMG Art. 26, Ziffer 4). Gegenüber der bisherigen Regelung werden damit insbesondere kleine Verteilgebiete entlastet, für welche die Abnahmeverpflichtung zu einer spürbaren finanziellen Mehrbelastung führen konnte.
- Für die Lieferung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (ausgenommen Wasserkraft über 1 MW Leistung) gilt der sofortige freie Netzzugang. Für die Produzenten erneuerbarer Energien vergrössert sich damit das Absatzgebiet schlagartig (beispielsweise kann ökologisch hochwertiger Strom aus Kleinwasserkraftwerken auch im Ausland verkauft werden).
- Anlagen zur Produktion erneuerbarer Energien (bis 1 MW, bzw. bis 0.5 MW Leistung bei Wasserkraftwerken), welche nicht wirtschaftlich betrieben werden können, kann der Bundesrat von der Durchleitungsvergütung befreien (EMG Art. 29).

tungsvergütung) grundsätzlich effizient ist. In anderen Infrastrukturbereichen (z.B. Wasser- und Abwasserentsorgung) werden solche Kosten- bzw. Preisunterschiede weitgehend akzeptiert.

²² Diese unterschiedliche Regelung der Preissolidarität während und nach der Übergangsphase ist etwas überraschend.

- Der Bund kann an Wasserkraftwerke während einer Übergangsphase von zehn Jahren zinsgünstige Darlehen leisten, um betriebswirtschaftlich notwendige Amortisationen und Erneuerungen zu finanzieren (EMG Art. 28, Absätze 1 und 2).
- Die Art der Erzeugung und das Herkunftsland der angebotenen Elektrizität müssen angegeben werden (EMG, Art. 12; EMV Art. 25 Absatz 1). Dies verstärkt den Wettbewerb und erhöht die Transparenz für die KonsumentInnen.

Im Hinblick auf die **Beratungs- und weiteren Dienstleistungen** wird ausdrücklich festgehalten, dass die Kantone berechtigt sind, die Zuteilung von Netzgebieten mit einem Leistungsauftrag an die Netzbetreiberin zu verbinden (EMG Art. 11, Absatz 1). Es ist zulässig, in diesen Leistungsauftrag auch Bestimmungen zur Energieberatung, zum Anbieten von Contracting-Dienstleistungen und zu anderen Zielsetzungen aufzunehmen. Damit können auf kantonaler Ebene weitere Anforderungen an den Service Public gestellt werden.²³

Bezüglich der **Arbeitsplatzerhaltung** sind im EMG indirekte Massnahmen vorgesehen. Der Bundesrat kann die Unternehmen zur Erleichterung der Umstrukturierung und zur nachhaltigen Qualitätssicherung zu Umschulungsmassnahmen und zur beruflichen Grundausbildung (Minimalangebot an Lehrstellen) verpflichten (EMG Art. 7, Absatz 3, EMV Art. 28). Damit wird zwar kein explizites Beschäftigungsziel vorgegeben, aber doch ein zweckmässiger Beitrag zur Abfederung des ohnehin kaum abwendbaren Strukturwandels geleistet.

Zusammenfassend sind wir der Ansicht, dass mit den Bestimmungen des EMG und der EMV der Service Public im Bereich der erneuerbaren Energien und der Beratungsleistungen aufrecht erhalten und punktuell sogar ausgebaut werden kann, obwohl diese Bereiche durch die Liberalisierung grundsätzlich unter Druck geraten. Die in der politischen Diskussion umstrittene Frage der Arbeitsplatzerhaltung wird im EMG nicht explizit geregelt, mit einem weiteren Abbau muss daher auch in Zukunft gerechnet werden. Diese Entwicklung ist auch zu erwarten, wenn das EMG in der Volksabstimmung abgelehnt werden sollte.

²³ Siehe dazu Konferenz Kantonalen Energiedirektoren / Bundesamt für Energie (2001), Aufgaben der Kantone gemäss Elektrizitätsmarktgesetz, S. 60ff.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

4. Zusammenfassung

Die konkreten Anforderungen an den Service Public – verstanden als Grund- oder Mindestausstattung an bestimmten Gütern oder Dienstleistungen – müssen sektorspezifisch festgelegt werden. Im Strombereich besteht der Service Public aus folgenden Kernelementen:

- **Freier Netzzugang:** Damit alle KundInnen ihren Stromlieferanten in Zukunft frei wählen können, müssen die Netzbetreiberinnen die nichtdiskriminierende Durchleitung der Energie gegen ein Entgelt gewährleisten.
- **Sicherung der Grundversorgung:** Die Sicherung der Grundversorgung bedingt, dass alle KundInnen einen Netzanschluss erhalten können, die Netze sicher und leistungsfähig sind und eine ausreichende und regelmässige Energielieferung zu angemessenen Preisen erfolgt.
- **Einhaltung einer gewissen Preissolidarität:** Innerhalb eines Netzes sollen die Durchleitungsvergütungen für alle KundInnen einer bestimmten Spannungsebene gleich sein. Zwischen Netzgebieten sollen die maximalen Preisdifferenzen auf eine Bandbreite beschränkt bleiben.
- **Weitere Anforderungen:** Die Förderung erneuerbarer Energien und die Aufrechterhaltung eines Grundangebots an Energieberatungs- und weiteren Dienstleistungen sind weitere Bestandteile des Service Public im Strombereich. Umstritten ist, ob auch die Sicherung von Arbeitsplätzen zum Service Public gehört.

Die Liberalisierung des Strommarktes ist nicht aufzuhalten. Sie wird verschiedene Effizienzgewinne mit sich bringen, von welchen die KundInnen in Form einer preisgünstigeren Energieversorgung profitieren können. Ohne rechtliche Leitplanken wird die Marktöffnung aber auch dazu führen, dass verschiedene Elemente des Service Public nicht erfüllt werden oder in Zukunft gefährdet sind (vgl. nachstehende Tabelle). Besonders zu erwähnen ist etwa der freie Netzzugang, die flächendeckende Erschliessung oder die Preissolidarität.

Im EMG und in der EMV sind detaillierte Bestimmungen vorgesehen, die den Service Public nach unserer Einschätzung – mit Ausnahme der Arbeitsplatzsicherheit - gewährleisten und in einzelnen Bereichen (Preisangleichung zwischen Netzgebieten, sofortige Marktöffnung für Energie von unabhängigen Produzenten, Informationspflicht zur Produktionsart) gegenüber der heutigen Situation sogar noch (leicht) ausbauen.

Tabelle 1: Service Public im liberalisierten Strommarkt (ohne und mit EMG)

Service Public	Situation ohne EMG	Situation mit EMG
Freier Netzzugang		
Freier Netzzugang	nicht gewährleistet	gewährleistet
Grundversorgung		
Netzanschlüsse	verwaiste Gebiete möglich	gewährleistet
Sichere und leistungsfähige Netze	Kapazitätsengpässe denkbar	weitgehend gewährleistet
Energieförderung	Engpässe / Missbräuche denkbar	weitgehend gewährleistet
Preissolidarität		
Anschluss	kostenorientierte Preise	Preisgleichheit in der Übergangsphase
Durchleitung	Preisdifferenzierung	Preisgleichheit innerhalb Netzgebiet, Preisangleich zwischen Netzgebieten
Weitere Anforderungen		
Förderung erneuerbarer Energien	nur sofern rentabel	Abnahmepflicht, sofortiger Netzzugang und weitere Erleichterungen
Energieberatung und weitere Dienstleistungen	nur rentable Leistungen	über kantonale Leistungsaufträge möglich
Arbeitsplatzsicherheit	keine	keine, jedoch Minimalanforderungen bezüglich Umschulung u. Ausbildungsplätzen

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Literaturverzeichnis

- Bundesamt für Energie (2001)
Elektrizitätsmarktverordnung: Erläuternder Bericht. Bern.
- Bundesamt für Energie (1998)
Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz vom 7. Juni 1999. Bern.
- ECOPLAN (1999)
Service Public im liberalisierten Strommarkt. Bern und Altdorf.
- Egger T. (2000)
Service Public und Grundversorgung in Frage gestellt (www.sab.ch/archiv/M-a-200006x.htm).
Brig.
- European Commission (1999)
Second Report to the Council and the European Parliament on Harmonisation Requirements concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity, Directive 96/92/EC, Brussels.
- European Commission (1999)
Opening Up to Choice. The Single Electricity Market. Brussels.
- European Commission (1996)
Services of General Interests. Brussels.
- Guggenbühl P. (2001)
Hintergründe und Auswirkungen des liberalisierten Strommarktes. Vortrag gehalten an der Delegiertenversammlung des GBKZ vom 1. Febr. 2001.
- Konferenz Kantonalen Energiedirektoren / Bundesamt für Energie (2001)
Aufgaben der Kantone gemäss Elektrizitätsmarktgesetz. Chur und Bern.
- NN (2001)
Netznutzungsentgelte verärgern Kunden und Händler, in: Zeitschrift für Contracting & Wärmedienst 4/200, S.21. Düsseldorf.
- Infras/Ötterli J. (1999)
Liberalisierung und Grundversorgung. Zürich.
- Previdoli P. (2001)
Die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes, in: Die Volkswirtschaft 9-2001, S. 30-33. Bern.
- Rechsteiner R. (2001)
Elektrizitätsmarktgesetz: Marktöffnung mit Leitplanken, in: PUSCH Thema Umwelt 3/2001. Bern
- SP Schweiz
Den Service Public in der lokalen Versorgung erhalten. Ein Arbeits- und Positionspapier der SP Schweiz. Bern.
- Thierstein A. und Abegg C. (2000)
Angebot öffentlicher Dienstleistungen, Wettbewerbsfähigkeit und räumliche Kohäsion. Zürich.
- Thierstein A. und Abegg C. (2001)
Service Public zwischen internationaler Wettbewerbsfähigkeit und regionaler Entwicklung, in: Die Volkswirtschaft 2-2001, S. 46-49. Bern.
- Wild J. (2001)
Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung. Zürich

Anhang: Bestimmungen zum Service Public im EMG und in der EMV

Anforderungen an Service Public	Festlegung auf Stufe Gesetz	EMG	Präzisierung auf Stufe Verordnung	EMV
Freier Netzzugang (Stufe 0)				
Freier Netzzugang	Netzbetreiberinnen werden verpflichtet, Elektrizität auf nicht diskriminierende Weise durchzuleiten	Art. 5, 1	Nichtdiskriminierung bezüglich Abschluss und Inhalt des Netzzugangs	Art. 2, 1
			Zuteilungsregeln bei nicht ausreichenden Netzkapazitäten	Art. 3 / Art. 4 / Art. 5
			Grundsätze zur Festlegung der Durchleitungsvergütung und zur Rechnungsstellung	Art. 9 / Art. 15
			Volle Freizügigkeit durch kostenlosen Wechsel des Energielieferanten	Art. 14
	Die Wirtschaftlichkeit der Durchleitungsgebühren muss gegeben sein, Monopolrenten sind verboten	Art. 6, 1 + 2	Effizienzorientierte Durchleitungsgebühren	Art. 8
	Die Transparenz aller Kosten wird durch ein einheitliches Berechnungsmodell gewährleistet	Art. 6, 3+6 / Art. 7, 2	Definition der anrechenbaren Kosten, Grundsätze zur Verrechnung der Durchleitungskosten zwischen Spannungsebenen	Art. 6 / Art. 7
	Die Vergütungsansätze für und die technischen Anforderungen an die Durchleitung sind zu veröffentlichen	Art. 10, 3	Rechtzeitige Veröffentlichung der Durchleitungsvergütung, Messdaten und Informationen	Art. 10 / Art. 2, 2
	Die EVU unterliegen der Auskunftspflicht	Art. 19, 1		
	Die Schiedskommission kann Durchleitungspflicht und Durchleitungsvergütung vorsorglich verfügen	Art. 16, 1	Kompetenz der Schiedskommission zur Prüfung und Verfügung von Durchleitungspflicht und -vergütung	Art. 26, 1+2
Grundversorgung (Stufe 1)				
Sicherstellung der Netzanschlüsse	Die EVU werden zum Anschluss von KundInnen (innerhalb und ausserhalb ihres Netzgebietes) verpflichtet	Art. 11, 2 +4		
	Die Kantone können die Zuteilung der Netzgebiete an Netzgesellschaften vornehmen	Art. 11, 1		
Sicherstellung von zuverlässigen, leistungsfähigen und wirtschaftlichen Netzen	Der Netzbetreiberin obliegt die Gewährleistung eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzes	Art. 10, 1a + 1e	Kanton kann Netzbetreibern zum Ausbau von Netzanlagen (Vergrösserung der Kapazität) verpflichten	Art. 23
	Die EVU können zu Leihstellenangebot im Stromsektor verpflichtet werden	Art. 7, 3	EVU haben ausreichende Zahl von Bildungsplätzen einzurichten (Minimalanforderungen)	Art. 28
Sicherstellung der wirtschaftlichen Energielieferung	Die EVU sind verpflichtet, die erforderliche Reserveenergie bereitzustellen	Art. 10, 1c / Art. 32 1a	Bundesrat kann EVU zu langfristigen Lieferverträgen oder Bereitstellung zusätzlicher Erzeugungskapazitäten verpflichten	Art. 20
			Eingriff gegen unzulässige Wettbewerbsbeschränkung durch Wettbewerbskommission	Art. 18
			Preisüberwachung überwacht Preise für Elektrizitätslieferung	Art. 27

Anforderungen an Service Public	Festlegung auf Stufe Gesetz	EMG	Präzisierung auf Stufe Verordnung	EMV
Preissolidarität (Stufe 2) Preissolidarität bei der Netzbenutzung	Für gleiche Kundengruppen innerhalb eines Netzgebietes gelten die gleichen Durchleitungspreise Unverhältnismässige Preisunterschiede zwischen Netzgebieten werden angeglichen (durch Netz-zusammenschlüsse und/oder Ausgleichsfonds) Die Durchleitungsvergütung wird durch die Schiedskommission überprüft Für feste KundInnen gelten in der Übergangsphase die gleichen Anschlussgebühren	Art. 6, 4 Art. 6, 5 Art. 16, 1 / Art. 32, 1b Art. 32, 2	Harmonisierung der Durchleitungsgebühren: max. 25% Preisunterschied zwischen den Kantonen Kompetenz der Schiedskommission zur Prüfung und Verfügung der Durchleitungsvergütung	Art. 12 Art. 26, 1+2
Weitere Anforderungen (Stufe 3) Förderung erneuerbarer Energien	Abnahmepflicht und Preisgarantie für Strom aus erneuerbaren Energien Für Lieferung von erneuerbaren Energien (ausgenommen Wasserkraft über 1 MW Leistung) gilt die sofortige Markttöffnung (Zinsgünstige) Darlehen an Wasserkraftwerke Herkunft und Produktionsweise von Elektrizität ist zu bezeichnen Gratisdurchleitung für unwirtschaftliche erneuerbare Energie	Art. 7 des Energiegesetzes Art. 27, 1c Art. 28, 1+2 Art. 12 Art. 29 Art. 11, 1	Die Mehrkosten für die Übernahme von Elektrizität von unabhängigen Produzenten hat die Schweizerische Netzgesellschaft zu tragen Voraussetzungen für Gewährung von Darlehen Angabe zur Art der Erzeugung (welche Primärenergie) und zum Herkunftsland Kosten für unentgeltliche Durchleitung werden von der Schweizerischen Netzgesellschaft getragen	Art. 32 Art. 39 Art. 25 Art. 39
Beratungsleistungen und weitere Anforderungen	Zulässigkeit weiterer Anforderungen (z.B. Aufrechterhaltung von Energieberatung, Bereitstellung von Contracting-Angeboten, Preisgestaltung zur Förderung rationaler Stromverwendung)			
Arbeitsmarkt	Ausreichendes Fachpersonal durch Lehrstellenangebot im Stromsektor Rücksicht auf Arbeitsmarkt durch Verpflichtung zur obligatorischen Umschulung des Personals bei Umstrukturierungen	Art. 7, 3 Art. 7, 3	EVU haben ausreichende Zahl von Bildungsplätzen einzurichten (Minimalanforderungen) Umschulung beim einschneidender Restrukturierung	Art. 28 Art. 29

ÜBERLEGUNGEN ZUR FUNKTIONSWEISE DER SCHWEIZERISCHEN NETZGESELLSCHAFT

Frank Bodmer¹

CONSIDÉRATIONS SUR LE FONCTIONNEMENT DE LA SOCIÉTÉ D'EXPLOITATION DU RÉSEAU

Résumé

La Société Suisse pour l'Exploitation du Réseau est responsable de l'entretien du réseau de haute tension. Celui-ci ne cause certes qu'une partie mineure des coûts de l'approvisionnement électrique, mais il en constitue néanmoins un domaine central. C'est pourquoi il faut lui prêter l'attention qui lui convient lors de la libéralisation du marché électrique pour les raisons suivantes :

La fonction assumée par le réseau de haute tension est le transport de l'électricité du producteur au consommateur à travers de longues distances. Ainsi, le réseau permet d'une part le transport d'électricité de régions à coûts de production bas aux régions à grande demande. D'autre part, la stabilité du système de l'approvisionnement électrique est ainsi renforcée, vu que les possibilités de compensation, par exemple, sont élargies en cas d'une panne locale. Dans un marché libéralisé, c'est surtout la première de ces deux réflexions qui revêtira d'avantage d'importance puisque ce n'est qu'à condition de disposer d'un réseau bien aménagé et élargi qu'un marché unifié peut être réalisé. Et c'est la fondation d'une Société Suisse pour l'Exploitation du Réseau qui constitue la meilleure solution pour garantir que ces fonctions soient assumées.

Lors du développement de la société, il faudra garder en vue certains domaines problématiques. Il est certes prévu de créer un marché d'énergie d'ajustement à la consommation. On n'accordera cependant à celui-ci, sans doute, qu'un rôle fort restreint, ce qui suit le modèle bilatéral adopté. Mais ceci ne correspond pas aux intérêts de l'énergie hydraulique suisse. Afin de créer un large marché pour les énergies d'ajustement à la consommation, il faudrait desserrer les restrictions par groupe-bilan lors de la péréquation interne. L'export de l'énergie d'ajustement à la consommation, par exemple à travers la création d'un marché international pour de telles sortes d'énergie, irait dans la même direction.

¹ Frank Bodmer, Wirtschaftswissenschaftliches Zentrum der Universität Basel, Petersgraben 51, 4003 Basel, 061 481 13 57, f.bodmer@bluewin.ch

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Un deuxième domaine problématique est lié au fait qu'il faut assurer des investissements suffisants dans le réseau. Dans ce cas-là nous aurons besoin d'un processus politique - dans l'acceptation la plus large du terme - puisque des atouts économiques ne suffiront pas à générer les investissements nécessaires dans le dispositif du réseau.

En troisième lieu, des conflits pourraient se déclencher quant aux décisions à prendre dans la société pour l'exploitation du réseau. Un problème essentiel semble être que ce sont les propriétaires actuelles des réseaux qui effectuent le contrôle de la société et qu'il n'est pas très clair quelles installations appartiendront à la société.

Un quatrième et dernier domaine problématique est celui du contrôle par l'état. A cause de la grande importance qu'il faut accorder à la qualité de l'approvisionnement du réseau, une régulation par le biais des coûts et des prix ne suffira pas. Ici, il ne faudrait pas perdre de vue les possibilités de discrimination dues, entre autres aussi, à la répartition des intérêts à l'intérieur de la société.

1. Einleitung

Das Hochspannungsnetz macht zwar nur einen kleinen Teil an den Kosten der Stromversorgung aus, ist aber trotzdem ein zentraler Bereich. Bei der Liberalisierung des Strommarktes gebührt ihm deshalb eine entsprechende Aufmerksamkeit, aus den folgenden Gründen: Die Funktion des Hochspannungsnetzes ist der Transport von Strom über grosse Distanzen. Es ermöglicht damit einerseits den Transport von Gebieten mit tiefen Produktionskosten zu solchen mit hoher Nachfrage. Andererseits wird die Stabilität des Stromversorgungssystems erhöht, da z.B. bei einem lokalen Ausfall die Möglichkeiten des Ausgleichs grösser sind. In einem liberalisierten Markt wird der erste dieser Punkte noch bedeutender, da ein einheitlicher Markt nur bei einem gut ausgebauten Netz entstehen kann. Sonst zerfällt der Markt in verschiedene lokale Teilmärkte, die voneinander durch Netzengpässe getrennt sind. Entsprechend wichtig ist bei der Liberalisierung auch die Regelung des Netzzugangs, der diskriminierungsfrei gewährleistet sein sollte.²

Die Netzgesellschaft ist für den Betrieb und die Instandhaltung des Hochspannungsnetzes zuständig. Ihren Funktionen müssen deshalb eng auf die Funktionen und Eigenschaften des Hochspannungsnetzes abgestimmt werden. Folgende Eigenschaften sind dabei zu beachten: Erstens fliesst der Strom nicht auf vorgegebenen Wegen durch das Netz sondern sucht den Weg des geringsten Widerstandes (Loop Flow). Damit hat eine Entnahme respektive ein Zufluss von Energie Auswirkungen auf das gesamte Netz und nicht nur auf die an der Transaktion beteiligten Akteure. Es bestehen mit anderen Worten Externalitäten. Zweitens hat eine Überlastung des Netzes weitreichende Auswirkungen, bis hin zu einem Zusammenbruch des ganzen Netzes. Drittens sind solche Zusammenbrüche sehr kostspielig und damit nach Möglichkeit zu verhindern. Viertens ist eine Duplizierung des Netzes unwirtschaftlich. Es liegt deshalb ein klassischer Fall eines Natürlichen Monopols vor. Diese vier Eigenheiten lassen es als angebracht erscheinen, eine einzige Netzgesellschaft mit dem Betrieb des Netzes zu betrauen. Auf dieser Logik aufbauend, wurde im Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) die Lösung einer einheitlichen Netzgesellschaft gewählt (BUNDESRAT (1999)).

Neben der Entscheidung zur Gründung einer Schweizerischen Netzgesellschaft muss geregelt werden, wie diese funktionieren soll, d.h. Aufgaben, Organisationsform und Besitzverhältnisse müssen festgelegt werden. Da es sich um ein Monopol handelt, werden wettbewerbliche Mechanismen nur eine begrenzte Rolle spielen können. Trotzdem sollten soweit möglich ökonomische Anreize verwendet werden. In Ergänzung braucht es aber eine direkte staatliche Aufsicht. Wir werden nach einer kurzen Übersicht zu den Funktionen der Netzgesellschaft und zum EMG auf einige zentrale Aspekte bei der Ausgestaltung der Netzgesellschaft eingehen.

2. Die Aufgaben der Netzgesellschaft³

Eine erste Funktion der Netzgesellschaft – und sicherlich deren wichtigste – ist die *Sicherstellung der Stabilität des Netzes*, d.h. das Vermeiden von Netzzusammenbrüchen. Idealerweise sollte dies auf möglichst effiziente Weise geschehen, d.h. keine übermässigen Kosten verursachen. Diese Aufgabe ist komplex, wegen der bereits genannten Eigenschaften des Netzes. Eine Einspeisung oder Entnahme von Strom an irgendeinem Punkt des Netzes hat Auswirkungen auf den Zustand des

² Dies gilt in den Marktmodellen mit reguliertem Netzzugang – so wie es für die Schweiz gewählt wurde – auch für die Netze tieferer Spannungsebenen. Auf diesen Bereich wird in der vorliegenden Arbeit aber nicht weiter Bezug genommen. Für eine eingehende Diskussion, siehe z.B. BODMER UND BORNER (2001) und die dort angegebene Literatur.

³ Siehe dazu KIRBY UND HIRST (1999).

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

gesamten Netzes, da Strom nicht auf eindeutigen Wegen durch das Netz fließt. Weiter kann kein Netzbenutzer daran gehindert werden, mehr oder weniger als die geplante Energiemenge zu beziehen oder einzugeben. Das bedeutet, dass die Stromtransporte nicht vollständig planbar sind. Um trotzdem auf mögliche Schwierigkeiten vorbereitet zu sein, braucht die Netzgesellschaft wenigstens Angaben zu den geplanten Transaktionen.

Zur eigentlichen Systemsteuerung benötigt sie sodann Kraftwerke, welche die Netzspannung ausgleichen (Regelenergie) oder die als Ersatz von Ausfällen von Kraftwerken, Leitungen oder für unvorhergesehene Nachfragersteigerungen ans Netz genommen werden können (Ausgleichsenergie). Es ist dies aber nur der kurzfristige Aspekt: Langfristig ist entscheidend, dass die Netzkapazitäten ausreichend sind und die Investitionen dort erfolgen, wo ein Engpass vorliegt oder ein solcher droht. Eine Alternative zu Neuinvestitionen in die Netze sind Anreize für Anbieter und Nachfrager, sich so anzusiedeln, dass die Engpässe entschärft oder verhindert werden. Dazu würde die eine oder andere Form von orts-abhängigen Transporttarifen benötigt, ein Punkt der weiter unten noch einmal aufgegriffen wird.

Die zweite Funktion ist das *Aufrechterhalten eines einheitlichen Marktes*, d.h. erstens ein freier Netzzugang und zweitens die Vermeidung von Engpässen. Wie bereits erwähnt hat das Hochspannungsnetz die Funktion einen Marktplatz für Strom zu garantieren, auf dem ein möglichst einheitlicher Preis gilt. Nun gibt es eine Reihe von Wechselwirkungen zwischen den beiden Funktionen. Erstens können wettbewerbliche Strompreise dazu dienen, die Nachfragespitzen zu senken, indem Strom zu diesen Zeiten entsprechend teurer wird. Damit wird auch die Arbeit der Netzgesellschaft erleichtert, da Netzengpässe oft ebenfalls zu Zeiten der Nachfragespitzen auftreten.⁴ Zweitens können wettbewerbliche Strompreise Anreize für verbesserte Ansiedlungsentscheidungen geben, womit ebenfalls die Netzbelastung reduziert wird. So sollte bei Netzengpässen der Strompreis in Nettoangebotsgebieten tiefer sein als in Nettonachfragegebieten, was Anreize zur einer Erhöhung der Nachfrage in den ersten und des Angebots in den zweiten gibt. Diese Anreize können durch entsprechende Transportpreise noch verbessert werden. So sollte bei knapper Transportkapazität die Einspeisung in Nettonachfragegebieten sowie die Entnahme in Nettoangebotsgebieten billiger sein als im umgekehrten Fall.

Durch den Übergang zu einem freien Markt ergibt sich aber auch eine Reihe von speziellen Problemen. In der bisherigen Situation mit vertikal-integrierten Monopolen galt nämlich, dass Kosten und Nutzen von Massnahmen – wie z.B. Neuinvestitionen – meist an der gleichen Stelle anfielen. Sie wurden damit automatisch internalisiert. In einem freien Markt stellen *Externalitäten* ein grösseres Problem dar. So werden Netzinvestitionen nicht nur bei der Netzgesellschaft Kosten und Nutzen verursachen, sondern weitreichende Folgen für die Produzenten haben. Einige Kraftwerke können einen verbesserten Zugang zum Markt erhalten, andere werden Knappheitsrenten verlieren. Um die richtigen Anreize für Netzinvestitionen zu setzen, müsste versucht werden, die Kosten und Nutzen zu internalisieren. Gleichzeitig wird das Entscheidungsproblem für die Produzenten komplexer, da die Rentabilität von Kraftwerken auch von Netzinvestitionen sowie vom Netzbetrieb abhängt. In einem freien Markt werden die Investitionen in die Netze deshalb ein zentrales Problem darstellen.

Es ist auch noch eine Reihe von weiteren Problemen zu erwähnen. Ein erstes ist, dass der Netzbetrieb bisher von einer Reihe von Unternehmungen gewährleistet wurde, die mehr oder weniger unabhängig waren. Damit dürften die Mechanismen zur Erhaltung der Netzstabilität innerhalb dieser Gebiete gut eingespielt sein. Mit der Vergrößerung des Netzgebietes werden neue Herausforderungen entstehen, die durch die Liberalisierung des Marktes noch vergrößert werden. Zweitens ent-

⁴ Dies ist allerdings nicht notwendigerweise der Fall. So ist es möglich, dass zu Zeiten tiefer Nachfrage viele Kraftwerke nicht am Netz sind, was dann zu lokalen Problemen bei der Systemsteuerung führen kann.

steht durch die Entflechtung der Stufe Transport von den anderen Bereichen das Problem, wie die Netzgesellschaft von allzu eigennützigem Verhalten abgehalten werden kann. Damit ist das Problem der Regulierung sowie des Setzens der korrekten Anreize angesprochen. Bevor diese Punkte in grösserem Detail besprochen werden, soll zuerst kurz auf die wichtigsten Bestimmungen des EMG und des Verordnungsentwurfes eingegangen werden.

3. Die Bestimmungen des EMG und der Verordnung

Die Artikel 8, 9, 10, 30 und 31 des *EMG* beinhalten die Bestimmungen zur Netzgesellschaft. Daneben gelten auch noch die Bestimmungen für die Durchleitung in Art. 5 und 6 (Nicht-Diskriminierung und kostenorientierte Preise). In Art. 8 wird der Netzgesellschaft der Betrieb des Übertragungsnetzes übertragen, unter der Einschränkung dass sie selber nicht in der Produktion oder dem Verkauf von Strom tätig sein darf. Art. 9 schreibt die Rechtsform einer Aktiengesellschaft vor, mit weitgehenden Aufsichtspflichten des Bundes. Bund und Kantone haben das Recht auf je einen Vertreter im Verwaltungsrat. Art. 10 listet die Anforderungen an den Netzbetrieb auf. Art. 30 der Übergangsbestimmungen legt dann fest, dass die Überlandwerke die Netzgesellschaft spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten des EMG gründen. Wie die Kapitalverhältnisse innerhalb der Netzgesellschaft verteilt werden, bleibt den Überlandwerken überlassen. Das Gesetz sieht keine Übertragung des Eigentums der Netzeinrichtungen an die Netzgesellschaft vor.⁵

Die *Elektrizitätsmarktverordnung* vom 5. Oktober 2001 enthält eine Reihe von weiteren Bestimmungen, die der Netzgesellschaft etwas mehr Gestalt geben.⁶ Wichtig sind vor allem die Artikel 4, 13, 16, 17, 20, 21, 22, 23 und 43. Art. 4 gibt dem Betrieb inländischer Kraftwerke und der Belieferung inländischer Verbraucher Vorrang vor dem internationalen Stromhandel. Dies ist von Bedeutung, falls der Stromtransit eine wichtige Rolle spielt. In einem liberalisierten europäischen Markt sollten solche Transite allerdings eine wichtige Rolle spielen. Weiter sind die Art. 16 führt sogenannte Bilanzgruppen ein. Es sind dies Gruppen von Lieferanten und Kunden, die eine möglichst ausgeglichene Energiebilanz haben sollen. D.h. dass die Lieferanten dafür verantwortlich sind, dass die Nachfrage ihrer Kunden über eigene Kapazitäten oder langfristige Verträge gedeckt ist. Ungleichgewichte werden von der Netzgesellschaft ausgeglichen (Ausgleichsenergie). Auf die Bedeutung dieser Bestimmung werden wir im nächsten Absatz noch näher eingehen. Art. 17 setzt die Preissetzung bei der Ausgleichsenergie fest, und zwar im Verhältnis zum Marktpreis für Regelenergie. Art. 21 enthält einige weitere Bestimmungen. So spricht dieser Artikel nun von einem Markt für Regel- und für Ausgleichsenergie.⁷ Weiter ist darin festgelegt, dass die Netzgesellschaft eine Aufsichtspflicht hat auch über diejenigen Teile des Netzes, die ihr nicht gehören. Art. 20 (und 23) enthalten Bestimmungen über die möglichen Schritte bei einer Gefährdung der Versorgungssicherheit.

Neben den Bestimmungen, welche die Netzgesellschaft direkt betreffen, sind auch diejenigen Teile des Gesetzes von Bedeutung, die das Marktmodell regeln. Das EMG setzt auf eine Variante des Modells mit reguliertem Netzzugang (rTPA)⁸, gewissermassen ein Modell rTPA+. Es setzt sich damit von den anderen international gebräuchlichen Modellen ab. In den Ländern Skandinaviens, in den angelsächsischen Ländern und in Spanien wird das Pool-Modell verwendet, das auf einem mit der

⁵ Siehe auch BFE (2001).

⁶ Die Bestimmungen der Verordnung sind zum Zeitpunkt der Niederschrift noch nicht definitiv, da die Verordnung erst in der Vernehmlassung ist.

⁷ Es scheint hier ein gewisser Widerspruch zu Art. 17 zu bestehen: Wenn ein Markt für Ausgleichsenergie besteht, so sollte es nicht nötig sein, den Preis für Ausgleichsenergie im Verhältnis zum Preis für Regelenergie zu bestimmen.

⁸ Von „regulated third party access“.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Netzgesellschaft verbundenen Spotmarkt basiert. Auf einen solchen wird im EMG verzichtet. In den TPA-Modellen, die vom Rest der EU gewählt wurden, fehlt dagegen die Netzgesellschaft. Inzwischen funktioniert aber ein Markt mit ganz ähnlicher Ausgestaltung wie der schweizerische Markt nach EMG. Es ist dies der englische Markt unter dem „New Electricity Trading Arrangement“ (NETA). Im Frühling 2001 wurde nämlich der Pool abgeschafft und durch einen bilateralen Markt ersetzt. Die Netzgesellschaft betreibt nunmehr lediglich einen Markt für Ausgleichsenergie. Und wie in der Schweiz ist auch in England die Idee, dass die Stromverkäufer jeweils selber für die nötige Energie sorgen, um ihre Kunden beliefern zu können, und damit den Ausgleichsmechanismus nur in Nottfällen benutzen. Dies wird in der Praxis durch die sehr volatilen und teilweise sehr hohen Preise für Ausgleichsenergie erreicht.⁹

4. Einige Problembereiche

Zentral für die folgenden Betrachtungen ist die Frage, wie die Netzgesellschaft dazu gebracht werden kann, ihre Aufgaben auf möglichst effiziente Weise wahrzunehmen. Zur Erinnerung: diese Funktionen sind die Aufrechterhaltung des Netzbetriebes sowie das Ermöglichen von Wettbewerb im Strommarkt. Als erstes gilt es dabei abzuklären, wie weit wettbewerbliche Mechanismen eingesetzt werden können, um dieses Ziel zu erreichen. Dabei stehen drei Bereiche im Mittelpunkt des Interesses. Erstens geht es um die Beschaffung von Regel- und Ausgleichsenergie. Hier ist vorgesehen, dass Märkte dafür eingesetzt werden. Ein zweiter Bereich betrifft das Management von Engpässen, wo in der Forschung Vorschläge von marktbasierenden Regelungen vorliegen, die auch bereits teilweise implementiert wurden. Ein dritter Bereich sind die Neuinvestitionen in die Netze. Im folgenden wird argumentiert, dass solche wettbewerblichen Mechanismen wohl nur in einem kleinen Teil der Fälle einsetzbar sind.

Bei einem Verzicht auf wettbewerbliche Mechanismen muss stärkeres Gewicht auf die internen Anreize gesetzt werden. Hier geht es vor allem um die Frage, wie die Netzgesellschaft organisiert werden sollte. Dies betrifft den Status der Netzgesellschaft (gewinnorientiert oder nicht), sowie die Frage, wer die Netzgesellschaft kontrollieren wird: Der Staat, die Überlandwerke oder externe Investoren? Da die Lösung einer gewinnorientierten Gesellschaft in privater Hand gewählt wurde, und da es sich bei der Netzgesellschaft um ein Monopol handeln wird, kann aber nicht alleine auf interne Kontroll- und Anreizmechanismen gesetzt werden. Vielmehr wird auch eine staatliche Aufsicht nötig sein. Hier gilt es zu besprechen, wie diese Aufsicht am besten erfolgen sollte.

Wettbewerbsmechanismen: Ausgleichs- und Regelenergie

Ein erster möglicher Bereich, in dem potentiell Wettbewerbsmechanismen eingeführt werden können, ist bei der Beschaffung von Ausgleichs- und Regelenergie. In einem bilateralen Modell, wie es für die Schweiz vorgesehen ist, wäre die einfachste Lösung, diese Energie ebenfalls über *bilaterale Verträge* zu beschaffen. Dabei würde die Initiative von der Netzgesellschaft ausgehen, welche die entsprechenden Kosten auf die Bilanzgruppen überwälzen könnte. In einer anderen Lösung würden die Bilanzgruppen verpflichtet, einen gewissen Anteil an Ausgleichsenergie bereitzuhalten resp. einzukaufen. Damit würde die Initiative bei den Marktteilnehmern liegen, und es könnte sich ein Ka-

⁹ Zur Erfahrung mit NETA während der ersten Monate, siehe THOMAS (2001) und OSBORN (2001).

pazitätsmarkt entwickeln. Erfahrungen in den USA deuten darauf hin, dass dies eine gut funktionierende Variante ist, die gegenüber bilateralen Verträgen den Vorteil einer grösseren Transparenz hat.¹⁰

Im Verordnungsentwurf wird dagegen die dritte Variante favorisiert, nämlich diejenige eines Marktes für Ausgleichsenergie.¹¹ In denjenigen Wettbewerbsmodellen, die auf eine Version des Poolmodells setzen, wird der Markt für Ausgleichsenergie parallel zum Spotmarkt geführt.¹² Der Spotmarkt wird dabei meist einen Tag im voraus abgewickelt, während der Ausgleichs- oder Reservemarkt für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Echtzeit dient. Die Gebote können dabei gleichzeitig oder getrennt erfolgen. So wurde beispielsweise im kalifornischen Markt auf eine strikte Trennung der beiden Märkte geachtet, um der Netzgesellschaft keine zu grosse Bedeutung zu geben. In Victoria / Australien wurde dagegen der Spotmarkt in Echtzeit abgewickelt, womit die Funktionen des Spot- und des Reservemarktes zusammengelegt wurden. In Kalifornien wurde weiterhin versucht, für alle Kategorien von „Hilfsenergie“ Märkte zu verwenden, also auch für Regelenergie. Dabei ergaben sich unter anderem folgende Probleme: Erstens waren diese Märkte sehr dünn, was zu grossen Preisausschlägen führte. Dies war wohl zu einem grossen Teil durch die strikte Trennung zwischen dem Spot- und den Hilfsenergiemärkten bedingt. Zweitens genossen einige Werke praktisch eine Monopolstellung, weil sie an kritischen Stellen des Netzes positioniert waren. Mit diesen mussten spezielle Verträge abgeschlossen werden.

Die Situation in der Schweiz präsentiert sich insofern anders, als dass der institutionalisierte Spotmarkt fehlen wird. Damit würde der Ausgleichsmarkt in Isolation stehen. Die Erfahrungen in England (NETA) und Kalifornien deuten darauf hin, dass dies zu Schwierigkeiten führen könnte. So ist vorstellbar, dass nur wenig Energie in den Reservemarkt hineingeboten wird, da die Ertragsaussichten dort sehr unsicher sind. Damit könnte es in Situationen von Knappheit zu sehr grossen Preissteigerungen kommen. Dies ist aber möglicherweise im Marktdesign erwünscht, da so der Anreiz für die Marktteilnehmer steigt, den Ausgleichsmarkt nicht in Anspruch zu nehmen und selber für einen Ausgleich zu sorgen. Dies ist zumindest in Kalifornien und England der Fall und scheint nach Art. 16 des Verordnungsentwurfes auch das Ziel des EMG zu sein. Es muss hier allerdings angefügt werden, dass es dafür keine ökonomische Begründung gibt. Vielmehr ist ja einer der Vorteile des Stromnetzes, dass ein solcher Ausgleich extern vorgenommen werden kann. Die Evidenz aus England und Kalifornien ist denn auch, dass dadurch die benötigten Reserven steigen und die technische Effizienz des Systems sinkt. Dies wird zum Problem, sobald die Kapazitäten knapp werden, so wie das in Kalifornien der Fall war.¹³

Es könnte nun gedacht werden, dass der Markt für Ausgleichsenergie eine Chance für die Speicherkraftwerke bietet, da dort die Preise zu Zeiten von Nachfragespitzen stark steigen können. Dies wäre aber nur dann eine attraktive Möglichkeit für die Speicherkraftwerke, falls ein einigermaßen breiter Markt für Ausgleichsenergie entstehen würde. Dies würde wiederum voraussetzen, dass die Bilanzgruppen nicht auf einen Ausgleich ihrer Position gedrängt werden. Eventuell wird auch der europäische Strommarkt eine Gelegenheit bieten, einen breiteren Markt für Ausgleichsenergie zu schaffen. Es wäre nämlich zu prüfen, ob solche Energie nicht auch für die umliegenden Länder angeboten werden könnte, an einer eigens dafür geschaffenen (schweizerischen) Strombörse. Die Schweiz hätte dafür für ihren Wasserkraftwerken einen natürlichen Standortvorteil. Allerdings könnte das

¹⁰ Siehe z.B. CONKLING (1998).

¹¹ Im folgenden wird nur der Markt für Ausgleichsenergie betrachtet. Bei der Regelenergie geht es um die technische Stabilität. Ob ein Markt für Regelenergie entstehen kann, hängt von den Eigenheiten des Systems ab und ob genügend Anbieter für lokale Leistungen vorhanden sind. Ökonomisch erscheint ein solcher Markt aber ohne grössere Bedeutung für die Funktionsweise des schweizerischen Strommarktes. Der Markt für Ausgleichsenergie ergibt hingegen einen Preis für die Nachfragespitzen, was ökonomisch von grosser Bedeutung ist.

¹² Ein Übersicht über die verschiedenen Marktmodelle findet sich in BODMER UND BORNER (2001).

¹³ Siehe dazu THOMAS (2001) für Englands NETA, JOSKOW (2000) für Kalifornien.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

gewählte Modell auch eine ähnliche Lösung schaffen. Die Bilanzgruppen müssen nämlich selber um Ausgleichsenergie besorgt sein. Ohne einen einigermaßen breiten Markt für Ausgleichsenergie würden sie wohl selber entsprechend Reserven halten oder einkaufen. D.h. es könnte ein Kapazitätsmarkt entstehen, so wie er am Anfang dieses Abschnittes beschrieben wurde.

Wettbewerbsmechanismen: Management von Engpässen und Netzinvestitionen

Wie bereits besprochen behindern Netzengpässe das Funktionieren eines Wettbewerbsmarktes. Sie führen zu einem dazu, dass nicht alle Verträge erfüllt werden können, zum anderen entstehen regionale Preisunterschiede.¹⁴ Um Engpässe langfristig zu verhindern, sind Investitionen in den Netzausbau nötig. Die Frage ist nun, ob dazu ökonomische Anreize verwendet werden können. Ideal wäre dabei, wenn einerseits Preissignale andeuten würden, wo die Investitionen erfolgen sollten, und zweitens, wenn die Nutzniesser der Investitionen zumindest einen grösseren Teil der Investitionen finanzieren würden. Die Gefahr ist hier nämlich, dass die Investitionen am falschen Ort erfolgen und deren Kosten auf die Gesamtheit der Netzbenutzer abgewälzt werden (HUNT UND SHUTTLEWORTH (1996)).

Bevor auf die ökonomischen Aspekte eingegangen wird, muss kurz auf die mögliche Bedeutung von Engpässen im Falle der Schweiz eingegangen werden. Ob, wo und mit welcher Häufigkeit Engpässe auftauchen, ist wohl nur den Überlandwerken selber bekannt. Es sind dabei zwei Arten von Engpässen zu unterscheiden. Beim ersten ist die Leitung wirklich an der Nähe der physikalischen Kapazitätsgrenze. Beim zweiten wird diese nicht erreicht, da die Leitung nur so weit belastet wird, dass der Ausfall einer anderen Leitung verkraftet werden könnte. Untersuchungen in anderen Systemen haben nun ergeben, dass die ersten sehr selten auftreten, die zweiten dagegen sehr oft. Von der Abwesenheit von physikalischen Kapazitätsgrenzen auf die Abwesenheit von Engpässen zu schliessen wäre damit falsch (BOUCHER ET AL. (1998)). In der Schweiz ist auch der internationale Aspekt zu beachten. Stromtransporte vom/ins Ausland machen einen gewichtigen Teil der Stromtransporte aus. Die Verordnung (Art. 4) sieht hier in erster Linie einen Vorrang inländischer Verbrauchs/Produktion gegenüber Transittransporten vor. In zweiter Linie sieht Art. 4 der Verordnung Auktionen der Kapazitäten für Importe und Exporte vor. Die Auswirkungen einer solchen Regelung müssten noch im Detail untersucht werden. Es ist aber vorstellbar, dass damit die ökonomischen Renten aus dem Stromhandel von den Produzenten und Importeuren zur Netzgesellschaft verschoben werden. In einem europäischen Strommarkt werden solche Beschränkungen wohl ein grösseres Problem darstellen und man kann hier wohl schon auf die entsprechenden Verhandlungen mit der EU gespannt sein.

Im Poolmodell ergibt sich eine elegante Antwort auf die Engpässe, die ökonomisch korrekte Transportpreise ergibt. Es ist dies der Vorschlag von William Hogan und anderen (z.B. Hogan (1992)), sogenannte Nodalpreise zu verwenden. Wie gesagt entstehen bei Engpässen lokal unterschiedliche Preise. Die Preisdifferenz entspricht dabei beim Nodalpreissystem gerade den Transportkosten. Um die Marktteilnehmer vor den Auswirkungen von Engpässen zu schützen, können diese finanzielle Transmissionsrechte erwerben, die bei einem Ausbleiben von Engpässen einen Wert von Null haben, bei Engpässen der Preisdifferenz zwischen dem Einspeise- und Entnahmepunkt entsprechen. Die Transmissionsrechte bieten eine Versicherung gegen Engpässe. Dieses Modell wird unter ande-

¹⁴ Dazu müssen im bilateralen Modell die Engpässe allerdings länger andauern.

rem in den USA in der Region um Pennsylvania verwendet und scheint gute Resultate zu ergeben (HOGAN (1998)).

Bei den Anreizen zu Neuinvestitionen sieht es dagegen nicht so gut aus. Werden die Transmissionsrechte an diejenigen Akteure abgegeben, die eine Investition vornehmen, so entstehen die falschen Anreize. Es gilt nämlich, dass eine Reduktion der Engpässe zu einer Reduktion des Preises von Transmissionsrechten führt, während sie im umgekehrten Fall erhöht werden. Damit entsteht ein Anreiz in Kapazitäten zu investieren, welche die Engpässe erhöhen. Der Impuls zu Investitionen müsste deshalb von denjenigen Marktteilnehmern ausgehen, die wegen der Engpässe nicht alle gewünschten Transaktionen durchführen können und damit zusätzliche Kosten oder einen entgangenen Gewinn haben. Aber auch hier kann nicht erwartet werden, dass private Initiative nicht ausreichend ist. Die Gründe dafür sind der lokale Charakter von Netzinvestitionen, die Langlebigkeit von Netzinvestitionen (im Vergleich zu möglicherweise kurzfristigen Marktänderungen), externe Effekte, sowie das Problem, dass es meist verschiedene Möglichkeiten gibt, einen Engpass zu beheben (KIRBY UND HIRST (1999) oder JOSKOW (1997)). Es handelt sich mit anderen Worten um ein klassisches Trittbrettfahrerproblem.

In einem bilateralen System, wie es für die Schweiz vorgesehen ist, sind Engpässe ein grosses Problem. Unvorhergesehene Engpässe betreffen nämlich die Erfüllbarkeit von Verträgen. Sie müssten über kostspielige Ausgleichsmechanismen wie allfällige lokale Produktion oder den Ausgleichsmarkt ausgeglichen werden. Sonst kommt es zu einer Nichterfüllung von Verträgen, mit entsprechenden Konsequenzen bezüglich Schadenersatz und Reputation. Die Kosten entstehen dabei bei den Marktteilnehmern und nicht bei der Netzgesellschaft, was bei dieser zu entsprechend schwachen Anreizen führt. Strafzahlungen der Netzgesellschaft für Engpässe könnten hier einen Ausweg bieten.

Gesamthaft dürften wettbewerbliche Mechanismen bei der Funktionsweise der Netzgesellschaft von eher untergeordneter Bedeutung bleiben. Eigenheiten des Strommarktes sowie das für die Schweiz gewählte Modell ergeben dafür einfach zu wenig Spielraum. Es gilt darum, das Augenmerk auf andere Kontroll- und Anreizmechanismen zu richten. Möglichkeiten dazu bieten sich über die interne Organisation der Netzgesellschaft sowie über die staatliche Aufsicht.

Interne Organisation

Bei der internen Organisation spielt eine Kombination von Pflichten, Anreizen und staatlichen Anweisungen. Entsprechende Bestimmungen nehmen im EMG und dem Verordnungsentwurf breiten Raum ein. So legt es die Rechtsform einer Aktiengesellschaft fest, übergibt die Kontrolle an die Überlandwerke und schreibt zwei Verwaltungsratssitze für Bund- und Kantone vor. Die Netzgesellschaft übernimmt zwingend nur den Betrieb des Hochspannungsnetzes, kann aber auch Eigentümerin von Übertragungsanlagen sein. Für den Rest der Anlagen hat sie eine Überwachungspflicht und notfalls auch das Recht, Massnahmen anzuordnen (Verordnung Art. 21). Bei Gefährdung der Versorgungspflicht kann der Bundesrat die Netzgesellschaft verpflichten, Ausschreibungen für Neu- und Ausbauprojekte respektive zusätzliche Importe vorzunehmen (Verordnung Art. 20).

Es ergibt sich damit das folgende Bild: Die Netzgesellschaft dürfte als Aktiengesellschaft gewinnorientiert sein. Sie ist in privater Hand, genauer gesagt in der Hand der Eigentümerinnen der Übertragungsleitungen. Damit entsteht nur ein relativ kleiner Einschnitt in die Tätigkeit der bisherigen Netzbetreiberinnen. Mitunter werden die Überlandwerke nicht gezwungen, ihre Übertragungsanlagen zu verkaufen. Die Rolle des Staates bleibt mit zwei Verwaltungsratssitzen und der Aufsichtspflicht relativ begrenzt. Auffallend ist auch die gemischte Regelung, die für das Eigentum an den Übertra-

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

gungsanlagen gewählt wurde. Diese können, müssen aber nicht an die Netzgesellschaft übertragen werden. Offen bleibt, wie die Anteile der verschiedenen Überlandwerke bestimmt werden. Das Gesetz überlässt diese Regelung bei einer Frist von drei Jahren den Überlandwerken. Obwohl keine Übertragung der Anlagen an die Netzgesellschaft vorgesehen ist, wird die Verteilung des Aktienkapitals wahrscheinlich nach vorhandenen Kapazitäten erfolgen. Hier ist mit komplizierten Verhandlungen zu rechnen, da neben den Netzkapazitäten auch der Wert der Übertragungsanlagen eine Rolle spielt. Diese hängen unter anderem von der Kapazitätsauslastung ab. Eine zusätzliche Unsicherheit entsteht dadurch, dass einzelne Übertragungsgesellschaften versucht sein könnten, ihre Netzanlagen zu verkaufen.

Wie können diese Regelungen beurteilt werden? Die Profit-Orientierung der Netzgesellschaft gilt beispielsweise auch in England. Dort ist die Netzgesellschaft auch Eigentümerin der entsprechenden Anlagen. In den meisten Ländern ist sie aber nicht profit-orientiert, wie z.B. in Schweden, Norwegen und in den verschiedenen Teilmärkten der USA.¹⁵ Dort ist sie auch nur für den Betrieb des Netzes zuständig, aber nicht Eigentümerin der Anlagen. Ein wichtiges Kriterium könnte nun sein zu versuchen, die Kosten und Nutzen möglichst vieler Handlungen der Netzgesellschaft bei dieser zu internalisieren.¹⁶ Dies setzt wohl ein profit-orientiertes Verhalten voraus. Das Problem dabei ist natürlich, dass die Netzgesellschaft ein Monopol innehat und deshalb nicht von alleine dasjenige Verhalten zeigen wird, das dem Allgemeinwohl dient. Dies setzt deshalb eine starke Aufsichtsbehörde voraus, die das Verhalten der Netzgesellschaft überwacht. Hier ergeben sich einige spezielle Probleme, auf die wir im nächsten Abschnitt noch zu sprechen kommen.

Unmittelbar daran schliesst sich die Frage an, in wessen Händen die Netzgesellschaft sein soll. So haben sowohl die industrie-interne als auch eine externe Regelung ihre Vor- und Nachteile. Bei der industrie-internen Regelung verbleiben die Aktien in Händen der Überlandwerke. Diese Lösung ergibt eine gewisse Kontinuität und vermeidet rechtliche Probleme, wie sie bei einem erzwungenen Verkauf des Netzes entstehen könnten. Auch sorgt sie dafür, dass die Eigentümerinnen als Marktteilnehmer direkt von Kosten und Nutzen der Handlungen der Netzgesellschaft betroffen sind. Dies könnte in einigen Situationen durchaus zu verbesserten Anreizen führen. Allerdings besteht bei einer solchen industrie-internen Regelung einige wichtigen Probleme. Es ist nämlich vorstellbar, dass die Netzgesellschaft Konkurrenten der Eigentümer der Netzgesellschaft benachteiligt, sei es bei der Durchleitung, sei es bei den Neuinvestitionen, sei es bei der Beschaffung von Reserve- und Ausgleichsenergie.¹⁷

Ein zweites potentielles Problem ist, dass die Netzgesellschaft durch Gegensätze zwischen den Eigentümerinnen gelähmt werden könnte. Oder dass umgekehrt eine Mehrheit die Interessen der Minderheit nicht berücksichtigen könnte. Bereits bei der Bestimmung der Beteiligungsverhältnisse dürfte es – wie bereits erwähnt – zu Schwierigkeiten kommen. Ein drittes Problem könnte durch die unklare Regelung entstehen, wonach die Netzgesellschaft Übertragungsanlagen besitzen kann, aber nicht alle besitzen muss. Es entsteht hier die Gefahr, dass sie versuchen könnte, die eigenen Anlagen zu bevorzugen. Ein viertes Problem ist, dass bei Profit-Orientierung ohne Besitz der Anlagen der Anreiz besteht, die Kosten der eigenen Leistungen hoch und die Entschädigungen für die Netze tief zu halten. Dieses Problem wird allerdings durch die Beteiligung der Überlandwerke an der Netzgesellschaft wieder etwas entschärft. Eine externe Regelung, so wie z.B. als Vorschlag einer Investorengruppe unter dem Namen „Schweizer Stromnetz AG“ vorliegt, könnte einige dieser Interessen-

¹⁵ Zu England, Schweden und Norwegen, siehe BERGMAN ET AL. (1999), zu den USA JOSKOW (2000).

¹⁶ Dies ist ein Vorschlag von HUNT UND SHUTTLEWORTH (1996), Kap. 13.

¹⁷ Dagegen ist KAUL (2001) der Meinung, dass die rechtliche Form der Aktiengesellschaft sowie die Interessengegensätze der Überlandwerke eine genügende Unabhängigkeit garantieren sollten.

konflikte vermeiden. Allerdings setzt auch diese Regelung eine strikte staatliche Aufsicht voraus, die im folgenden näher besprochen werden soll.

Staatliche Aufsicht

Bei der Regulierung kann zwischen kosten-, und preisorientierter Regulierung unterschieden werden. Ohne hier auf die Details einzugehen, erfolgt bei beiden eine Begrenzung des Gewinnes über Eingriffe beim Preis der Leistungen. Bei der kostenorientierten Regulierung besteht die klare Gefahr, dass übermässig investiert wird. Der Grund dafür ist, dass höhere Kosten über einen höheren Preis kompensiert werden könnten. Wichtiger noch erscheint bei beiden Arten der Regulierung das Problem, dass der Gewinn nur ein Indikator der Tätigkeit der Netzgesellschaft ist. Die Qualität des Netzbetriebes und die ökonomisch korrekten Entscheidungen bei den Netzinvestitionen dürften sich nur zu einem kleinen Teil auf den Ertrag der Netzgesellschaft auswirken, ausser eine entsprechende Regelung wird explizit eingeführt. Es ist dies das allgemeine Problem, dass der Preis nur eine Dimension eines Produktes ausmacht, die Qualität eine andere. Im Falle der Netzgesellschaft dürften solche Qualitätsaspekte einen noch grösseren Raum einnehmen als das bei anderen Gütern der Fall ist. Dies ist durch die relativ tiefen Kostenanteil des Netzes sowie durch die Bedeutung eines stabilen Netzbetriebes bedingt. Die Regulierung muss deshalb auch diese Aspekte erfassen.

Damit kann bei der Regulierung der Netzgesellschaft nicht allein auf traditionelle Regulierungsinstrumente abgestellt werden. Vielmehr wird eine direkte Aufsicht nötig sein. Eine solche ist durch die Regelungen des EMG im Prinzip möglich, da die öffentliche Hand auch Einsitz in den Verwaltungsrat nehmen wird. Allerdings müsste zusätzlich noch eine enge Beziehung zwischen diesen Vertretern und der Regulierungsbehörde hergestellt werden. Die Regulierungsbehörde müsste dabei ihr Augenmerk auch auf die Details des Netzbetriebes sowie der Neuinvestitionen richten und nicht nur auf den Preis und die Diskriminierungsfreiheit des Netzzuganges. Dies setzt eine entsprechende Ausstattung der Regulierungsbehörde voraus. Auch hier gilt, dass eine „Regulierung Light“ nicht ausreicht.

Die staatliche Aufsicht wird auch aus einem anderen Grund wichtig bleiben. So entsteht gegen Neubauten, sei es von Kraftwerken oder sei es von Leitungen, grosser lokaler Widerstand. Die Bauwilligungen werden damit zum Politikum. Langfristig dürfte denn auch hier die zentrale Schwierigkeit liegen bei der Aufrechterhaltung eines zuverlässigen Netzbetriebes.

Als ein Fazit zur Diskussion von Organisation und Regulierung kann gesagt werden, dass eine enge Beziehung zwischen der Eigentumsform und der Striktheit der Regulierung besteht. In England ist die Netzgesellschaft privat und gewinnorientiert, unterliegt aber einer sehr strikten Regulierung, die auch Grössen ausser den Preis miteinbezieht. In anderen Ländern ist diese Regulierung dagegen weniger strikt. Dort wurde dafür auf die Gewinnorientierung verzichtet. Im Prinzip kann diese Gewinnorientierung zu verbesserten Anreizen führen, weil nun die Möglichkeit besteht, die Netzgesellschaft für Fehler pekuniär zu bestrafen. Bei einer laxen Regulierung besteht aber die Gefahr, dass die Gewinnorientierung zu hohen Kosten und schlechter Qualität der Versorgung führt. Die schweizerische Lösung geht einen Mittelweg, indem zwar einerseits im Prinzip Gewinnorientierung besteht, andererseits aber die wichtigsten Kunden der Netzgesellschaft gleich auch die Eigentümer sind. Man darf gespannt sein, wie diese Lösung in der Praxis funktionieren wird.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

5. Schlussfolgerungen

Aus der vorhergehenden Diskussion ergab sich eine Reihe von Problembereichen, die wohl noch weiterer Aufmerksamkeit bedürfen. Erstens wird zwar vorgesehen, dass ein Markt für Ausgleichsenergie geschaffen wird. Dieser dürfte aber eine eng begrenzte Rolle erhalten, was dem gewählten bilateralen Modell folgt. Dies entspricht aber nicht den Interessen der schweizerischen Wasserkraft. Um einen breiten Markt für Ausgleichsenergie zu schaffen, müssten die Restriktion zum internen Ausgleich pro Bilanzgruppe gelockert werden. In die gleiche Richtung ginge ein Export von Ausgleichsenergie, z.B. über die Schaffung eines internationalen Marktes für Reserveenergie.

Ein zweiter Problembereich bezieht sich auf die Sicherstellung von ausreichenden Netzinvestitionen. Hier wird im weitesten Sinn ein politischer Prozess nötig sein, da ökonomische Anreize allein nicht ausreichen werden, die nötigen Investitionen in die Netzanlagen zu generieren.

Drittens wird es möglicherweise bei der Entscheidungsfindung der Netzgesellschaft zu Konflikten kommen. Ein wesentliches Problem erscheint hier, dass die Überlandwerke die Kontrolle über die Netzgesellschaft ausüben und dass nicht klar ist, welche Anlagen der Netzgesellschaft gehören werden.

Ein vierter Problembereich ist die staatliche Aufsicht. Wegen der grossen Bedeutung der Qualität der Netzversorgung reicht hier eine rendite- oder preisorientierte Regulierung nicht aus. Daneben sind auch – unter anderem wegen der Beteiligungsverhältnisse bei der Netzgesellschaft – die verschiedenen Möglichkeiten zur Diskriminierung im Auge zu behalten.

Die verschiedenen Probleme sind von unterschiedlicher Dringlichkeit. Die Regelung des Marktmodells und der Besitzverhältnisse bei der Netzgesellschaft müssen im Gesetz und in der Verordnung geregelt werden. Allerdings wären Korrekturen wohl auch zu einem späteren Zeitpunkt möglich, sollten sich Schwierigkeiten ergeben. Bei den Investitionen in die Netze muss zuerst abgewartet werden, wie das bestehende System funktioniert und wie die Netzgesellschaft an die Sache heran geht. Eine starke Beteiligung der Politik ergibt sich hier rein schon aus dem typischerweise starken Widerstand gegen neue Anlagen. Auch bei der staatlichen Aufsicht werden die Details erst in der Praxis klar werden.

Auf einen Punkt sollte doch noch hingewiesen werden. Aus rein technischen Gründen ist eine schweizerische Netzgesellschaft wohl immer noch viel zu klein. Die Stromflüsse betreffen ein weit grösseres Gebiet und die technische Kontrolle des Systems sollte deshalb nicht nach nationalen Grenzen aufgeteilt werden. Auch die Entstehung eines europäischen Marktes spricht für eine grössere Zuständigkeit. Es ist denn auch zu vermuten, dass längerfristig eine weitere Vereinheitlichung ansteht.

Literaturverzeichnis

- Bergman, L. , G. Brunekreeft, C. Doyle, N.H.v.d. Fehr, D.M. Newbery, M. Pollit and P. Regibeau (1999) „A European Market for Electricity“. Monitoring European Deregulation 2, CEPR, London.
- BfE (2001): „Elektrizitätsmarktverordnung, Erläuternder Bericht“. Entwurf 5. Oktober 2001, Bundesamt für Energie, Bern.
- Bodmer, F. und S. Borner (2001): „Die Liberalisierung des Strommarktes in der Schweiz“. Verlag Rüegger, Chur/Zürich.
- Boucher, J., B. Ghilain and Y. Smeers (1998) „Security Constrained Dispatch Gives Financially and Economically Significant Nodal Prices“. The Electricity Journal, Nov, 53-59.
- Bundesrat (1999) „Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz“. Vom 7.6.1999, EDMZ, Bern.
- Conkling, R.L. (1998) „A California Generation Capacity Market“. The Electricity Journal, Oct, 27-35.
- Hogan, W.W. (1992) „Contract Networks for Electric Power Transmission“. Journal of Regulatory Economics, 4, 211-242.
- Hogan, W.W. (1998) „Getting the Prices Right in PJM“, The Electricity Journal, Aug./Sept., 61-67.
- Hunt, S. and G. Shuttleworth (1996) „Competition and Choice in Electricity“. John Wiley and Sons, Chichester et al..
- Joskow, P.L. (1997) „Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector“. Journal of Economic Perspectives 11, 119-138.
- Joskow, P.L. (2000) „Deregulation and Regulatory Reform in the U.S. Electric Power Sector“. mimeo, Dept. of Economics, MIT, February.
- Kaul, A. (2001): „Corporate Governance Issues einer schweizerischen Netzgesellschaft“. Lizentiatsarbeit, Universität Basel.
- Kirby, B. and E. Hirst (1999): „Maintaining Transmission Adequacy in the Future“. The Electricity Journal, Nov, 62-72.
- Osborn, A. (2001): „NETA Tidy“. International Power Generation, May, 54-55.
- Thomas, E. (2001): „Living with NETA“. International Power Generation, Jul/Aug, 45-46.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

OUVERTURE DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ À LA CONCURRENCE

Evolutions à l'étranger, notamment en Angleterre, en Norvège et en Californie

Franco Romerio¹

STROMMARKTÖFFNUNG

Entwicklungen im Ausland, insbesondere England, Norwegen und Kalifornien

Zusammenfassung

In diesem Beitrag werden die Auswirkungen der Öffnung des Strommarkts in Europa untersucht, mit schwerpunktmässiger Berücksichtigung des britischen und norwegischen Kontextes. Zudem wird, angesichts der Krise, die seit Sommer 2000 festzustellen ist, der « Fall » Kalifornien analysiert. Unser Artikel gliedert sich folgendermassen: kurzer Rückblick auf die Neuregelung des Strommarkts und der damit verbundenen Zielsetzungen; Organisation des Markts und Preisstruktur; Transportnetze und Vertriebsstruktur; « market power »; Energie-Sektoren; Regelwerk; allgemeine Beurteilung der Öffnung des Markts für die Konkurrenz; Fazit (Schlussfolgerungen). Jeder Abschnitt enthält eine kurze Darstellung der Problematik, gefolgt von der Untersuchung des spezifischen Sachverhalts in den einzelnen Regionen.

Unsere Analyse zeigt, dass die Öffnung des Strommarkts für die Konkurrenz von allen festgehaltenen Kriterien aus betrachtet generell als befriedigend bezeichnet werden kann.² Gleichwohl sollten die Probleme und Schwierigkeiten nicht unterbewertet werden. Die Neuregelung des Strommarkts erfordert die Kreation eines kohärenten institutionellen Rahmens, und besonders einer Reglementierungsinstanz, die mit für die Konkurrenz und die Preiskontrolle betreffenden Instanzen zusammenarbeitet. Der Markt muss zudem ausserordentlich gut und effizient organisiert sein und er muss vor allem von den lobbyistischen Eingriffen auf dem Energiemarkt geschützt

1 Franco Romerio, Centre universitaire d'étude des problèmes de l'énergie (CUEPE) Université de Genève, Rte de Drize 7, 1227 Carouge – Genève, Tel. 0041 (0)22 705 96 53, Fax 0041 (0)22 705 96 39, franco.romerio@cuepe.unige.ch

2 Die allokativen und produktiven Wirksamkeit, die Sicherstellung der Energiezufuhr, der Umweltschutz, die Förderung der Wirtschaft und der soziale und regionale Ausgleich.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

werden. Die Reglementierungsinstanz und der Markt müssen sich gegenseitig ergänzen. Hybride Lösungen würden, wie das Beispiel Kalifornien zeigt, jedenfalls schwerwiegende Folgen haben.

Die Öffnungstendenz auf dem europäischen Strommarkt ist eine irreversible Tatsache. Es kommt entsprechend heute nicht mehr darauf an, ob wir « für » oder « gegen » diese Lösung sind, sondern welche Rahmenbedingungen wir für diesen Prozess vorsehen und auf welche Weise wir von den Möglichkeiten profitieren können, die dieser Sachverhalt bezüglich einer besseren Funktion des elektrischen Sektors mit sich bringt.

Wir können in diesem Feld auf keine Ideallösungen oder vorgefertigte Modelle zurückgreifen. Man muss vielmehr, aufgrund der im Ausland nachvollziehbaren Erfahrungen, entscheiden, welche Lösungen für die Schweiz am plausibelsten erscheinen. All diese Erfahrungen zeigen jedenfalls, dass eine flexible und offene Haltung angestrebt werden muss, um die Regelung des Markts im Einklang mit den sich präsentierenden Problemen durchzuführen.

1. Introduction

Dans cet article, nous examinons l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence en Europe, en mettant l'accent sur l'expérience anglaise et norvégienne. Nous présentons aussi le cas de la Californie, à cause de la crise électrique qui frappe cet Etat depuis l'été 2000. Notre papier comprend les sections suivantes: un rappel de l'objectif et de l'origine de la réorganisation du marché de l'électricité, l'organisation du marché et les prix, les réseaux de transport et de distribution, le pouvoir de marché, les filières énergétiques, la réglementation, une évaluation générale de l'ouverture du marché à la concurrence, enfin la conclusion. Chaque section est introduite par un bref rappel de la problématique, suivi de l'examen des expériences effectuées dans les régions étudiées.

2. Objectif et origine de la réorganisation du marché

L'objectif de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence est d'améliorer l'efficacité économique et d'obtenir la baisse des prix. La libéralisation n'implique pas nécessairement la privatisation. Dans l'Union Européenne, l'ouverture du marché a été formalisée par la directive de décembre 1996; à l'exception de quelques cas, les pays membres ont dû l'incorporer dans leur législation nationale à partir de février 1999. La directive représente une étape fondamentale vers la création du marché unique, mais prévoit des exceptions, par exemple la possibilité pour un Etat membre de soutenir, jusqu'à une certaine mesure, les sources d'énergie indigène. L'Angleterre a ouvert le marché de l'électricité à la concurrence en mars 1990; elle a opté pour la privatisation du secteur. La Norvège a ouvert son marché en janvier 1991. Toutefois, elle n'a pas privatisé les entreprises électriques; une partie ont été transformées en sociétés anonymes. Aujourd'hui ce pays est fortement intégré dans le marché nordique, à la suite de la libéralisation dans les pays limitrophes. En Californie, l'ouverture a été décidée en 1996 et réalisée en 1998. Une partie du secteur est resté en main publique.

3. Marché

3.1 Organisation du marché de gros

Nous disposons de plusieurs modèles d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Le modèle de l'«acheteur unique» et du «pool» sont en train d'être supplantés par un modèle comprenant les contrats bilatéraux, le marché spot et des marchés financiers (pour la gestion des risques). Dans l'UE, nous constatons la création de plusieurs bourses de l'électricité. En revanche, les marchés financiers (notamment, les marchés à terme) semblent se développer plus lentement. En Angleterre, le marché vient de subir une réorganisation radicale, probablement inspirée par le modèle nordique. Le «pool» a été remplacé par une série de marchés de court, moyen et long terme, non obligatoires, ainsi que par un mécanisme centralisé de règlement des écarts, visant à assurer la stabilité et la sécurité du réseau. Le nouveau système permet le «demand-side bidding» et les mises sont fermes. La gestion du marché est assurée par ELEXON, qui est contrôlé par les représentants du gouvernement, du régulateur, des consommateurs, etc. Les spécialistes du secteur

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

expriment des points de vue divergents sur l'opportunité de cette réforme, car le «pool» avait donné des résultats relativement satisfaisants. Les pays scandinaves ont créé Nord Pool, qui comprend plusieurs types de marchés. Sur le marché spot, on détermine les fonctions d'offre et de demande et on fixe les prix pour les différentes tranches horaires du lendemain. Les écarts sont gérés par le marché du réglage, notamment grâce aux apports des installations hydroélectriques norvégiennes. Les marchés à terme permettent de se couvrir contre la volatilité des prix. Les opérateurs ne sont pas obligés de passer par Nord Pool. Le capital de cette société est détenu par les entreprises publiques norvégiennes et suédoises de transport. La Californie a créé un marché spot (Cal PX) et différents types de marchés à terme. L'opérateur indépendant (Cal ISO) gère un marché en temps réel, ainsi que d'autres marchés pour les services accessoires. Cal PX et Cal ISO sont contrôlés par des conseils, comprenant une trentaine de membres, représentant différents milieux.

3.2 Organisation du marché de détail

A la base de l'ouverture du marché à la concurrence, il y a le principe de la liberté du choix du fournisseur de la part du consommateur. Dans l'UE, l'éligibilité des consommateurs est en train de se réaliser progressivement. En Angleterre, l'éligibilité complète a été atteinte en juin 1999. Pour le moment, seulement un faible pourcentage de consommateurs domestiques a changé de fournisseur. La viscosité du marché peut s'expliquer par la baisse uniforme des prix entre les différentes sociétés électriques, l'information insuffisante et la position dominante des opérateurs historiques sur l'activité concurrentielle de vente d'énergie. En Norvège et en Californie aussi on constate que l'éligibilité récente des clients domestiques n'a pas entamé de manière sensible la domination des anciens monopoles de distribution.

3.3 Dé-intégration verticale

L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence exige la séparation physique ou comptable de la production, du transport, de la distribution et des fournitures. Ceci pour éviter les financements croisés, voire la discrimination des concurrents. En Angleterre, la réorganisation a comporté la dé-intégration physique jusqu'au maillon de la distribution et des fournitures. La concurrence a probablement souffert du fait qu'il n'y a pas eu de séparation entre ces deux derniers métiers. Depuis quelques années, on constate une progressive re-intégration verticale. A cet égard, il convient de rappeler qu'en 1999, quatre des grands producteurs membres du Pool ont procédé au rachat d'un certain nombre de distributeurs (les Regional Electricity Companies, RECs): EDF chez London Electricity et SWEB, British Energy chez SWALEC, National Power chez Midlands Electricity, PowerGen chez East Midlands Electricity. De son côté, un REC, Eastern Group, a acheté des centrales à charbon pour un équivalent de 6 GW, qui avaient été mis en vente par National Power et PowerGen. En Norvège, en revanche, il n'y a pas eu de séparation physique obligatoire, sauf pour le plus grand producteur (Statkraft SF) et le responsable du réseau national (Statnett SF). Il y a toutefois obligation de dé-intégrer les activités de production / vente et les activités de réseau en des divisions différentes, avec une comptabilité séparée. La création de sociétés juridiquement distinctes ne devient obligatoire qu'en cas de fusion ou acquisition. La Californie aussi s'est engagée dans la dé-intégration verticale du système électrique.

3.4 Prix de gros

En principe, les prix sont déterminés par l'offre et la demande; un déficit provoque la hausse et un surplus la baisse des prix. On constate toutefois une forte réactivité des prix aux variations de l'offre ou de la demande lorsque le marché est tendu, ce qui leur donne un caractère particulièrement volatil. En Europe, les prix sont relativement bas depuis plusieurs années, à cause de l'excédent, estimé à environ 39 GW. Tout au long de son existence, le Pool anglais a manifesté des fluctuations de prix relativement fortes, que les opérateurs couvraient avec des contrats spécialement conçus (les «contrats de différence»). Le niveau insuffisamment bas des prix, selon certains analystes, a conduit à la réorganisation du marché de gros évoquée plus haut. Globalement, les prix du Nord Pool reproduisent les aléas climatiques de la région, avec des sur-réactions des prix à la hausse comme à la baisse. L'impact des aléas de la production norvégienne, presque exclusivement hydroélectrique, est devenu moins important en raison de la création du marché nordique. Les prix sont relativement bas.

La Californie a connu une crise électrique sans précédents à partir de l'été 2000, avec une très forte augmentation des prix de gros, suivie, quelques mois plus tard, par des «black-out roulants» et la fermeture de Cal PX le 31 janvier 2001. Assez rapidement, les résultats relativement satisfaisants de la réorganisation ont été anéantis par un ensemble de facteurs, qu'il convient de rappeler brièvement. Du côté de la demande, le trend était à la hausse et le bloc des prix de détail (voulu par l'Etat) a empêché la réaction des consommateurs lorsque le marché est devenu très tendu. Du côté de l'offre, les investissements avaient subi des graves retards à cause d'une législation très restrictive en matière environnementale; en outre, la production de courant a été négativement affectée par les conditions climatiques (hydroélectrique), ainsi que par l'augmentation du prix du gaz et des crédits d'émission de NO_x (thermique fossile). Le déséquilibre sur le marché, qui en régime de monopole aurait probablement provoqué des black-out, a engendré une très forte augmentation des prix de gros. En outre, le gel des prix de détail a provoqué la faillite de Pacific Gas & Electricity (PG&E) et Southern California Edison (SCE), qui étaient obligés à acheter sur le marché spot à un prix supérieur au prix de détail; il a aussi facilité les black-out, car le consommateur n'avait aucune raison de réagir. Il convient de souligner deux erreurs fondamentales de l'Etat de la Californie: l'imposition du bloc des prix de détail et l'obligation pour PG&E et SCE à acheter sur le marché spot, sans possibilité d'opérer sur les marchés à terme.

3.5 Prix de détail

Pour le moment, les prix de détail ne reflètent pas correctement la variation des prix de gros dans le temps. Ceci engendre des distorsions sur le marché. Pour les gros et moyens consommateurs, on dispose toutefois d'une technologie permettant une tarification en temps réelle. Pour les petits consommateurs, en général on adopte l'approche des «courbes de charge standard». Vraisemblablement, dans l'avenir les sociétés électriques devront diversifier leur offre pour faire face à la concurrence. Dans ce sens, les prix dépendront entre autres de la sécurité souhaitée, de l'origine du courant et des possibilités de combinaison avec d'autres énergies, notamment le gaz.

En ce qui concerne le niveau des prix en Europe, J.-M. Glachant (2000, p. 135-136) fournit les chiffres suivants: grands consommateurs professionnels (70 GWh/an): au 1er janvier 1996, avant l'adoption de la directive européenne, les prix anglais sont les plus bas de tous. Après l'adoption de la directive, au début de 1997, les positions relatives des prix anglais (qui ont pourtant baissé de 7% en monnaie nationale) sont déjà nettement modifiées: la France est passée 7% en dessous de l'Angleterre, et la Belgique 4% en dessous. L'Allemagne n'est plus que 8% au-dessus et l'Espagne

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

11%. Seul l'écart avec l'Italie s'est creusé: 19%. Norvège et Suède sont les pays les moins chers de l'échantillon. Consommateurs professionnels moyens et petits (160 MWh/an): les prix anglais ne sont devenus les moins chers qu'en 1995 et ne le sont restés que jusqu'en 1997. En 1998 et 1999, les prix espagnols ou français sont revenus parmi les meilleurs. Les prix nordiques, hors concours, se trouvaient alors 30 à 35% en dessous des prix anglais. Consommateurs domestiques moyens et petits: les prix nordiques ou anglais sont bien les meilleurs pour un consommateur domestique moyen, mais pas pour un petit consommateur (cette taille de consommateur étant d'ailleurs exceptionnelle dans les pays nordiques). Concernant la Californie, le niveau des prix de détail est peu représentatif, car ils ont été fixés par l'Etat. Il convient enfin de rappeler que les pays européens et la Californie ont introduit des charges transitoires (taxes, aide aux investissements échoués, etc.), qui ont pour effet de freiner la baisse des prix.

4. Réseaux de transport et de distribution

4.1 Monopole naturel

Les réseaux de distribution représentent des monopoles naturels, car il serait extrêmement coûteux de multiplier les lignes de transport et surtout de distribution du courant électrique. En outre, se pose le problème des externalités, car les chemins empruntés par les électrons sont déterminés par les lois de la physique et pas par les contrats, ainsi que le problème des goulets d'étranglement, provoqués par les contraintes thermiques et de voltage. En Angleterre, le National Grid Company (NGC) gère le réseau haute tension et effectue l'appel des centrales. Elle est cotée en bourse. Douze sociétés régionales (RECs), privées, sont chargées de l'exploitation des réseaux en moyenne et basse tension. En Norvège, le réseau d'interconnexion national est géré par l'entreprise publique Statnett SF; les réseaux intermédiaires et locaux sont tenus par environ 250 sociétés. La tendance est toutefois à un regroupement régional des sociétés locales. En Californie, ce sont des sociétés publiques et privées (les «utilities») qui détiennent les réseaux de transport et de distribution.

4.2 Accès des tiers au réseau et tarification du transport et de la distribution

Le monopole naturel peut être court-circuité en imposant le principe de l'accès des tiers au réseau (ATR), c'est-à-dire le droit de transit à un prix non-discriminatoire. Si le prix du transit est défini par le Régulateur, on a le ATR réglementé; s'il résulte d'une négociation entre les parties, on a le ATR négocié. Plusieurs approches ont été conçues pour définir ce prix. Le système du «timbre-poste» prévoit un prix qui est indépendant de la distance, mais dépendant des niveaux de tension. Avec le système des «prix aux nœuds du réseau», on détermine le prix d'équilibre en chaquenoœud, en tenant compte de l'offre et de la demande et des lois de Kirchoff. Ce système peut être complété en organisant des marchés financiers de nature à permettre aux acteurs de se couvrir contre la volatilité des différences géographiques de prix. En principe, on peut affirmer que du point de vue économique le système des «prix aux nœuds du réseau» gère plus efficacement les goulets d'étranglement.

Dans l'UE, le principe de ATR réglementé est en train de s'imposer, car l'expérience allemande de l'ATR négociée n'a pas été satisfaisante. Ceci vaut aussi pour l'Angleterre et la Norvège. En

Angleterre, on a adopté le «timbre-poste»; en Norvège, le «système du point de connexion», qui en fait peut être interprété comme un cas particulier de «timbre-poste», différencié selon un certain nombre de régions. Dans les deux pays, pour gérer les goulets d'étranglement, on pratique le «re-dispatching»: en cas de congestion, le gestionnaire du réseau se substitue aux producteurs pour modifier la répartition de la production entre les centrales interconnectées. En Angleterre le «re-dispatching» s'effectue par «counter-trading»; en Norvège, à travers le «market splitting»³. En Angleterre, dans le passé, le coût du «re-dispatching» était ajouté au prix spot de l'électricité; en Norvège, il est intégré dans le prix de l'électricité. En Californie, on a adopté l'ATR réglementé et le «timbre-poste» différencié selon un certain nombre de régions. Afin de gérer les congestions, Cal ISO effectue une mise aux enchères des capacités. Ceci comporte la correction du prix spot.

4.3 Réglage

Le réglage est absolument nécessaire pour équilibrer de manière continue l'offre et la demande sur l'ensemble du réseau électrique. Les spécialistes sont de l'avis que le problème de la gouvernance du réglage mériterait des analyses plus approfondies. National Grid Company, Statnett SF et Cal ISO sont les responsables du réglage respectivement en Angleterre, Norvège et Californie. Dans ce dernier Etat, on a constaté des lacunes dans la coordination entre Cal ISOP et Cal PX, qui a aggravé la crise de 2000/2001.

5. Pouvoir de marché

5.1 Opérations et pratiques anti-concurrentielles

Il y a «pouvoir de marché» («market power») si une ou plusieurs sociétés sont en mesure d'influencer les prix. La création d'oligopoles, à travers des fusions, acquisitions, alliances, avec participations minoritaires, participations croisées, filiales jointes, accords de coopération, peut engendrer un pouvoir de marché. Dans le cas des énergies de réseau, on peut aussi contrôler le marché en opérant de manière stratégique. Ceci surtout si on détient une part importante de la production de pointe ou si la marge de réserve du système est faible. Par ailleurs, les mises aux enchères représentent souvent des jeux répétitifs que dans une certaine mesure, avec l'expérience, on parvient à maîtriser. Il faut souligner deux éléments permettant de vérifier si une société est en mesure de contrôler le marché: la part de marché qu'elle détient (y compris la part d'énergie de pointe), ainsi que l'éventuelle pression exercée par des entrants potentiels. Une dernière possibilité pour une société d'acquérir un pouvoir de marché est donnée par les goulets d'étranglement dans le réseau. En exploitant ou en provoquant une congestion, on peut en effet parvenir à isoler un marché et *de facto* à bénéficier d'une situation monopolistique. On parle alors de «pocket of market power».

En Angleterre, dans le passé, on a assisté à un comportement stratégique de la part du duopole PowerGen et National Power. Afin de neutraliser leur pouvoir de marché, le Régulateur les a obligés à vendre une partie de leur capacité de production. En Norvège, avec environ 130 compagnies de production, les indicateurs de concentration (comme l'indice d'Herfindahl) sont satisfaisants. Cependant certains analystes relèvent qu'une concentration est en cours, et citent les prises de

³ Il y a «counter-trading» lorsque le gestionnaire du réseau utilise un marché pour modifier la répartition de la production. Le «market splitting» apparaît lorsque le gestionnaire du réseau éclate le marché global en sous-marchés, où s'établissent des équilibres partiels entre offre et demande.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

participation de Statkraft dans le capital d'Oslo Energi Produksjon et dans l'entreprise de Bergen BKK, ou l'alliance conclue entre Oslo Energi, Ostfold Energi et Ostkraft. En Californie, le gestionnaire du réseau affirme que pendant la crise, les producteurs indépendants ont manipulé les prix, tantôt en pratiquant une marge anormalement élevée, tantôt en retirant des capacités disponibles des enchères. Il convient de relever que cet Etat est particulièrement vulnérable de ce point de vue, à cause des contraintes dans le réseau, des tensions entre offre et demande, de l'inélasticité de la demande, ainsi que du manque de coordination entre Cal PX et Cal ISO.

5.2 Internationalisation du secteur électrique

En Europe, on constate la création de groupes très puissants et à l'internationalisation d'une partie du secteur électrique. Les principales sociétés sont loin d'avoir achevé leur redéploiement stratégique. Des opérations de grande envergure sont encore à venir. Les autorités de la concurrence surveillent ce processus pour éviter la formation de nouveaux oligopoles, comme le montre le fait que l'accord des autorités de la concurrence bruxelloises au sujet de la participation d'EDF à hauteur de 25% dans EnBW a été conditionné à la cession des 24.5% que EnBW détenait dans le groupe Watt. En Angleterre, l'internationalisation du secteur électrique a atteint des niveaux exceptionnels, tant dans le sens des entrées (des firmes américaines ou européennes contrôlent la majorité de la distribution anglaise et une part significative de la production), que dans le sens des sorties (où des sociétés britanniques sont devenues des opérateurs internationaux de premier plan). Cette évolution ne menace cependant pas la concurrence en Angleterre. En Norvège, le degré d'internationalisation de l'industrie électrique norvégienne, tant à l'entrée qu'à la sortie, n'a pas atteint de niveau réellement significatif jusqu'à la percée d'Oslo Energi dans la distribution d'Oslo en 1999.

6. Filières énergétiques

6.1 Filières traditionnelles

Afin d'évaluer la compétitivité des filières énergétiques dans un marché ouvert à la concurrence, il faut prendre en considération les prix, le coût du capital et du combustible, le type d'énergie fournie (ruban, intermédiaire, pointe), les préférences manifestées par les consommateurs, ainsi que l'acceptabilité sociale, qui continuera à jouer un rôle important dans les choix énergétiques. L'avantage des centrales à charbon réside dans le coût du combustible; elles risquent toutefois d'être pénalisées par l'introduction des taxes environnementales ou des droits d'émission. L'acceptabilité sociale est faible. Dans le moyen terme, cette filière énergétique ne sera pas particulièrement compétitive. Les turbines à gaz (notamment à cycle combiné) ont des coûts de production relativement bas, les temps de retour sont courts et les émissions dans l'atmosphère sont nettement inférieures que dans les centrales à charbon ou à fuel oil, grâce à la qualité du combustible et aux rendements thermodynamiques très élevés. Le nucléaire ne fournit aucun avantage économique ou social, l'absence d'émission de CO₂ étant neutralisée par le risque radioactif. Ceci ne signifie pas qu'il ne peut pas représenter une option dans des cas spécifiques. Les nouvelles percées technologiques sont entachées par des marges d'incertitude élevées à la fois à cause de la complexité de la technologie, que de la réduction des budgets R&D. L'hydroélectrique a des temps de retour relativement longs, mais le prix de l'eau reste bas, la préférence des consommateurs pour

l'«électron bleu» peut représenter un atout pour cette filière énergétique dans l'avenir, et surtout les aménagements avec accumulation jouent un rôle extrêmement important dans la couverture de la crête des diagrammes de charge.

L'hydroélectricité norvégienne n'a pas subi des contre-coups de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence; aujourd'hui il occupe une place importante dans le marché nordique, notamment dans la gestion des pointes et le marché du réglage. Les turbines à gaz à cycle combiné ont connu un développement extraordinaire en Angleterre, au détriment du charbon. Les contrats «take or pay» entre sociétés électriques et gaziers ont facilité cette percée, qu'aujourd'hui atteint ¼ du parc de production. Des projets d'utilisation du gaz sont à l'étude en Norvège. En Californie, les fournisseurs de gaz ont probablement abusé d'un pouvoir de marché. Parmi les facteurs qui ont provoqué la crise californienne, il y a le doublement du prix de ce combustible. La commission de la réglementation de la Californie accuse le gazier El Paso d'avoir contribué illicitement à l'accroissement des prix par des cessions internes de produit et des rétentions de production.

Le nucléaire a pu être privatisé en Angleterre seulement en 1995. British Energy a su améliorer de manière considérable les performances des centrales nucléaires. Toutefois, les analystes estiment qu'il est très peu probable que le nucléaire pourra maintenir, voire élargir, sa part de marché dans les prochaines décennies. On montre que cette conclusion ne change pas si l'on prend en considération la taxation des émissions de CO₂ et un scénario supposant une augmentation soutenue du prix du gaz naturel. La Norvège est indirectement impliquée dans la question nucléaire à cause de la décision de la Suède d'abandonner cette filière énergétique à l'horizon 2010. Une étude de Amundsen, Nesse et Tjøtta (1999) montre que l'ouverture du marché nordique engendre un gain à la fois en termes sociaux et environnementaux. Le courant importé de l'Allemagne provient cependant des centrales à charbon.

6.2 Nouvelles filières

L'ouverture du marché à la concurrence active à la fois des facteurs positifs et négatifs du point de vue du développement des nouvelles énergies renouvelables (PV, éoliennes, piles à combustibles, etc.) et de la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie. La baisse des prix éloigne encore plus l'objectif de la rentabilité économique. En revanche, la préférence du consommateur pour les produits écologiques, et le besoin pour les sociétés électriques de se donner une image de marque, représente un atout intéressant pour ces nouvelles filières. Les marchés de l'«électron vert» et de l'«électron bleu», que de nombreuses sociétés électriques sont en train de créer, sont très significatifs de ce point de vue. Des études effectuées aux Etats-Unis montrent l'existence de niches qui permettraient aux énergies renouvelables de décoller selon une logique marchande. L'utilisation rationnelle de l'énergie pourrait être favorisée par le fait que les sociétés électriques ne réussissent pas à fidéliser leurs clients uniquement en leur offrant un kWh bon marché. Confrontées à la convergence des prix, elles doivent diversifier qualitativement les produits et répondre aux besoins différenciés de leurs clients, par exemple en offrant toute une gamme de services énergétiques. Le «demand side management» (DSM) permet aux sociétés électriques de reporter dans le temps les investissements de pointe et de limiter le fonctionnement coûteux d'équipement de réserve; pour le client, il peut se traduire par une diminution de la facture électrique. La «production distribuée» permet aux sociétés électriques d'investir plutôt dans les unités de production décentralisées que dans les grandes centrales et le réseau; par ce biais, elles s'approchent des clients, qui vraisemblablement préfèrent l'utilisation des énergies renouvelables que l'installation d'unités de production polluantes dans leur «backyard».

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

L'Angleterre a essayé de développer les nouvelles énergies renouvelables à travers le «NonFossil Fuel Obligation» (NFFO). Pour choisir les installations qui pouvaient participer à ce programme, on organisait un concours public. Etaient retenues les installations qui affichaient les prix de revient les plus bas. Les sociétés de distribution étaient obligées d'absorber l'énergie transformée dans ces installations. La différence entre leur prix de revient et le prix du marché était financée par une taxe perçue sur la production fossile. En dix ans, ce programme a permis l'installation de 1500 MW, comprenant les éoliennes, l'hydroélectrique, la biomasse, le gaz de décharge et les déchets. Le gouvernement actuel vient de décider d'abandonner ce programme et de le remplacer par l'obligation, faite aux fournisseurs, d'offrir à leurs clients un certain pourcentage d'énergie renouvelable (dans le cas contraire, ils doivent payer une somme d'argent⁴). Le gouvernement a aussi conçu le «climate change levy» (CCL), perçu sur l'électricité consommée par l'industrie et le commerce. Cette taxe est remboursée dans la mesure des achats d'énergie renouvelable. Les gros consommateurs ont négocié une réduction de 80% de cette même taxe en échange de l'application de mesures améliorant l'efficacité énergétique.

En Norvège, on ne manifeste pas une sensibilité particulière pour les nouvelles énergies renouvelables, car le pays possède un énorme potentiel hydroélectrique. L'utilisation rationnelle de l'énergie ne semble pas susciter un grand intérêt de la part des sociétés électriques. Ceci est probablement dû au fait que jusqu'à la création du marché nordique la Norvège se trouvait dans une situation de sur-capacité. En outre, dans le passé, les réseaux avaient été surdimensionnés en vue du développement du chauffage électrique. Lors de la libéralisation, la Californie a introduit une taxe dans le but de financer partiellement les projets concernant les énergies renouvelables. Cette mesure avait une durée de 4 ans. Le gel des prix de détail n'a pas encouragé la diffusion des méthodes de gestion de la demande.

7. Réglementation

7.1 Autorités

Personne ne met en doute la nécessité d'une autorité de réglementation dans un marché électrique ouvert à la concurrence. Cette autorité peut avoir des compétences plus ou moins larges. En général, elle s'occupe de problèmes économiques relativement pointus (notamment la tarification du transit sur les réseaux). Elle doit se coordonner avec les autorités de la concurrence et la surveillance des prix. Les problèmes plus généraux de politique économique, sociale et environnementale en général sont confiés à d'autres institutions (agences ou ministères). La coopération avec l'étranger est particulièrement importante, en raison de la dimension internationale des problèmes. L'autorité de réglementation ne doit pas opérer en antagonisme avec le marché. Se pose le problème de l'indépendance de cette autorité par rapport au pouvoir politique et par rapport aux milieux directement intéressés. Dans la littérature spécialisée, on analyse le risque de «capture» du Régulateur de la part des sociétés qu'il est censé réglementer. S'il dépend directement de la «conjoncture politique», les opérateurs doivent supporter un risque supplémentaire provoqué par la réglementation elle-même.

La directive de l'UE de décembre 1996 fournit les points de repère pour l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence dans les pays membres. Elle prévoit un certain nombre de dérogations

⁴ Les détails de ce programme ne sont pas encore connus.

possibles, concernant notamment la sécurité des approvisionnements, la qualité et le prix des fournitures, ainsi que la protection de l'environnement. Depuis 1990, il existe un système de contrôle de la concurrence. Finon (1997) relève que le style réglementaire des pays membres de l'UE est déterminé par les cultures propres à chaque Etat. En Angleterre, le Département du commerce et de l'industrie est responsable de la politique énergétique. L'autorité de réglementation est exercée par l'Office of Gas and Electricity Regulation (OFGEM). En matière de concurrence, elle partage le pouvoir avec le Director General of Fair Trading. Le Régulateur est nommé pour une période de 5 ans. Depuis mars 2000, il existe un nouvel arrêté sur la concurrence, permettant d'imposer des amendes atteignant 10% du chiffre d'affaires de la société. En Norvège, le Ministre du pétrole et de l'énergie est responsable de la politique énergétique et de la réglementation. Le Water Resources and Energy Directorate (NVE), qui est chargé de l'administration des ressources hydrauliques et énergétiques, lui est subordonné. Il existe une autorité de la concurrence (NCA). Une coopération entre les autorités des pays scandinaves s'est instaurée depuis la création du marché nordique. Aux Etats-Unis, le pouvoir réglementaire est partagé entre le gouvernement fédéral et les états. On a constaté des prises de position divergentes entre la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) et la California Public Utilities Commission (CPUC). La CPUC comprend cinq membres, qui restent en fonction 6 ans, désignés par le Gouverneur et entérinés par le Sénat. Les fusions sont contrôlées par l'«antitrust enforcement office». Il convient de souligner que la réorganisation du marché en Californie a été le résultat d'un compromis politique entre milieux ayant des intérêts très divergents. La loi a été approuvée à l'unanimité par le parlement. Les incohérences de la réforme et les interventions inappropriées de l'Etat, que nous avons évoquées plus haut, ont été partiellement provoquées par cette recherche du compromis.

7.2 Fixation des prix de transport et de distribution

Pour fixer les prix du transport et de distribution du courant, le Régulateur peut choisir entre l'approche du taux d'escompte («rate of return regulation») et l'approche incitative («incentive regulation»). Dans la première approche, les prix doivent couvrir les coûts. Se pose toutefois le problème du choix du taux d'escompte. La critique porte sur le fait que la couverture des coûts peut se faire au détriment de l'efficacité. Dans la deuxième approche, les prix sont fixés de manière à obliger les sociétés électriques à être le plus efficaces possible. La critique relève que la recherche de l'efficacité peut porter préjudice à la sécurité. Dans le cadre de la réglementation incitative, on distingue le «price-cap regulation» et la «yardstick regulation». Dans ce dernier cas, les prix sont fixés sur la base des coûts affichés par les entreprises les plus efficaces. Avec le «price-cap», on fixe le prix initial, qui sera ensuite corrigé sur la base du taux d'inflation et d'un objectif d'efficacité.

L'Angleterre a choisi l'approche du «price-cap». Après une première période accommodante, le régulateur a fortement serré les prix des services de réseau, qui a baissé de 30% entre 1993 et 1999. Actuellement, l'objectif d'efficacité est de 4% pour le transport et 3% pour la distribution. Il convient de relever qu'il y a deux ans on a procédé à une révision de la réglementation du prix pour déconnecter en partie les recettes en distribution du montant des kWh distribués. A partir de janvier 1997, l'autorité de réglementation norvégienne applique une nouvelle méthode «cap», en limitant le revenu au lieu du prix. Elle s'est contentée d'une baisse des prix de l'ordre de 6%. La Californie a adopté l'approche de la couverture des coûts historiques.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

8. Evaluation de la réorganisation

Nous effectuons une évaluation globale de la réorganisation des marchés de l'électricité, telle que nous l'avons décrite jusqu'ici, sur la base des critères suivants: l'efficacité allocative et productive⁵, la sécurité des approvisionnements énergétiques, la protection de l'environnement, la promotion économique et l'équité sociale et régionale, ainsi que le contrôle démocratique. Il convient de souligner qu'il est difficile d'effectuer ce genre d'exercice à cause de la complexité des systèmes électriques. Un effort particulier doit être réalisé pour éviter le «wishfull thinking».

8.1 Efficacité allocative et productive

En principe, la concurrence est préférable au monopole. Elle exerce une pression sur les prix vers le bas. Les coûts doivent être constamment maîtrisés. L'entrepreneur ne peut jamais perdre de vue les préférences exprimées par les consommateurs. S'il y a déséquilibre sur le marché, producteurs et consommateurs s'en aperçoivent grâce à la variation des prix.

Les expériences que nous avons étudiées montrent que l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence a provoqué une pression sur les prix vers le bas. Les prix de gros ont manifesté une volatilité relativement élevée, reflétant les aléas de la production et de la consommation. Les instruments financiers (comme les marchés à terme en Norvège ou les «contrats de différence» en Angleterre) sont absolument nécessaires pour se prémunir contre les fluctuations des prix et gérer les risques.

Les vicissitudes vécues par le secteur nucléaire anglais montrent que la concurrence a imposé le «principe de la vérité des coûts». Le marché n'est pas encore suffisamment développé pour permettre aux consommateurs de manifester pleinement leurs préférences en termes de sécurité, origine du courant, substitutions entre agents énergétiques, etc. La tendance est toutefois dessinée. L'écart existant entre les prix de gros et les prix de détail provoque des distorsions plus ou moins graves; tout doit être mis en œuvre pour perfectionner les systèmes de tarification de l'électricité.

Le fonctionnement du marché est complexe et délicat. Nous avons vu que l'apparition de contraintes dans la production et le transport peuvent exacerber les lacunes du système et faciliter l'exercice d'un pouvoir de marché. Ce dernier doit être soigneusement surveillé, car il représente une tentation permanente pour les opérateurs. Le problème de la dé-intégration verticale reste ouvert.

Dans le secteur du transport et de la distribution (monopole naturel), les prix subissent une pression à la baisse, en raison de l'adoption d'approches incitatives. Cependant, l'adoption du principe du «timbre-poste» ne permet pas une véritable internalisation du problème des congestions et peut avoir des conséquences du point de vue de l'efficacité économique.

L'autorité de la réglementation, avec l'autorité de la concurrence et de la surveillance des prix, joue un rôle extrêmement important. Elle doit toutefois opérer en synergie avec le marché. Les solutions hybrides (c'est-à-dire l'ouverture partielle du marché à la concurrence) peuvent provoquer des résultats désastreux. Le cas de la Californie nous l'a clairement montré.

Les expériences à l'étranger montrent enfin que les marchés électriques doivent être pensés conjointement avec ceux du gaz et des permis d'émission. Les autorités responsables doivent coordonner leurs actions.

⁵ Télégraphiquement, on peut affirmer que l'efficacité allocative concerne la maximisation du bien-être, tandis que l'efficacité productive, la minimisation des coûts.

8.2 Sécurité des approvisionnements

Ni la concurrence, ni le monopole fournissent le cadre institutionnel idéal du point de vue de la sécurité des approvisionnements énergétiques. Dans le passé, les marges de sécurité ont été définies uniquement sur la base de critères d'ingénieur, et le consommateur et l'environnement ont dû en payer le prix. Avec l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, les marges de sécurité sont d'abord déterminées par les prix. En principe, les consommateurs sont en mesure de choisir le type de contrat qui mieux répond à leur aversion au risque. Les prix de gros indiquent aux opérateurs s'il faut envisager de nouveaux investissements. Les marchés à terme peuvent jouer un rôle important à moyen terme de ce point de vue. Les stratégies des entrepreneurs et les préférences exprimées par les consommateurs sont importantes, car elles orientent le marché dans le moyen/long terme. Il convient de rappeler que les nouvelles technologies, comme les turbines à gaz, offrent une grande flexibilité à cet égard, car elles peuvent être installées relativement rapidement, afin de répondre à l'accroissement du prélèvement.

L'Angleterre a hérité une sur-capacité relativement importante de l'ancien régime, qui s'est maintenue par la suite, selon certains analystes à cause des défaillances du «pool», que nous avons évoqué au point 3.1. La baisse récente de la sur-capacité de la Norvège est due à la création du marché nordique. Comme on l'a déjà relevé, le marché de détail n'est pas encore suffisamment développé pour répondre aux exigences des consommateurs en matière de sécurité. Le cas de la Californie est évidemment exceptionnel, car le marché a été paralysé par l'Etat.

Les réseaux de transport et de distribution restent fortement réglementés. Il appartient ainsi au Régulateur de savoir trouver le juste équilibre entre l'objectif de la sécurité et celui de l'efficacité économique lorsqu'il définit les prix du transport et de distribution.

Cependant, à l'autorité de réglementation on ne demande pas seulement de définir les marges de sécurité et le degré d'efficacité des réseaux; en général, elle doit aussi surveiller la marge de sécurité de l'ensemble du système électrique, dans le court et le long terme. On peut aussi lui attribuer la mission de vérifier le degré de diversification des approvisionnements en combustible. A cet égard, il convient de rappeler que la libéralisation favorise les turbines à gaz à cycle combiné pour la production de ruban; l'Angleterre a introduit un moratoire pour ce type d'investissement. Pour la couverture des pointes du diagramme de charge, l'hydroélectrique avec accumulation possède un bel avenir.

8.3 Protection de l'environnement

Dans le passé, en général les monopoles publics ont défini des stratégies visant à promouvoir la consommation de courant et ont refusé d'envisager des programmes conséquents de promotion des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Dans les pays qui ont ouvert le marché de l'électricité à la concurrence, on trouve parfois des programmes de développement des énergies renouvelables relativement intéressants (bien qu'insuffisants). En Angleterre, des mesures ont été prises par l'autorité de réglementation et le gouvernement.

L'activation des préférences des consommateurs pour les «énergies vertes», à travers la diversification de l'offre, est significative, bien que ces opérations progressent assez lentement. La promotion des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie, par des sociétés qui cherchent à se donner une image de marque «verte», est probablement insuffisante, à elle seule, pour déclencher un mouvement s'auto-entretenant.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

A notre point de vue, dans l'avenir il faudra envisager des collaborations étroites entre les opérateurs du marché, les autorités de réglementation et les pouvoirs publics.

Il convient de rappeler que l'abolition des subventions, voulue par l'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence, a provoqué la fermeture de mines de charbon particulièrement polluant.

8.4 Promotion économique, équité sociale et régionale

La diminution des prix, déclenchée par l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence, est demandée par toutes les catégories de consommateurs, qui par ailleurs pourront profiter de la diversification qualitative des produits.

Des programmes sociaux, conçus par les gouvernements ou l'autorité de réglementation, assurent la fourniture des services essentiels, comme la lumière, aux plus démunis (par exemple, en Angleterre l'autorité de réglementation est en train de définir sa «Fuel Poverty Strategy»).

Malgré un léger désavantage du point de vue de l'efficacité économique, mentionné plus haut, le principe du «timbre-poste» dans la tarification du prix du transport et de distribution, représente le principal garant de l'équité régionale.

En principe, la globalisation du marché électrique représente un gain du point de vue socio-économique, comme le montre la création du marché nordique.

8.5 Contrôle démocratique

Il convient de démystifier les monopoles publics du passé, qu'aujourd'hui l'on veut porteurs de valeurs qui en réalité n'ont jamais véhiculé. En fait, les monopoles publics s'alignaient sur la volonté des majorités politiques en place et suivaient les conjonctures politiques; ou alors les politiciens en confiaient la responsabilité à des technocrates assez éloignés de la société civile. L'histoire du Central Electricity Generating Board (CEGB), le grand monopole public anglais disparu avec la libéralisation, en représente une illustration extrêmement intéressante.

Dans un marché ouvert à la concurrence, l'autorité de réglementation doit pouvoir bénéficier d'une certaine autonomie par rapport au pouvoir politique; elle poursuit les objectifs fixés par les lois et les règlements. L'indépendance doit être très forte par rapport aux sociétés qu'elle encadre. De par sa nature, elle doit être à l'écoute des consommateurs, notamment dans la période de transition. L'expérience norvégienne et surtout anglaise nous semble assez positive de ce point de vue.

Les autorités de la concurrence jouent un rôle extrêmement important pour empêcher le retour de situations monopolistiques ou oligopolistiques. La coordination entre les autorités des différents pays est fondamentale, en vue de l'internationalisation du secteur.

L'expérience californienne montre que la recherche du compromis à tout prix entre les acteurs de la scène énergétique peut amener à des incohérences, qui résultent rapidement fatales pour le fonctionnement du système électrique et la réorganisation tout entière.

9. Conclusion

Notre analyse montre que l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence peut donner des résultats satisfaisants du point de vue de l'ensemble des critères d'évaluation pris en considération. Toutefois, il ne faut pas sous-estimer les problèmes et les difficultés. La réorganisation nécessite la création d'un cadre institutionnel cohérent. De son côté, le marché doit être très bien organisé et protégé des interférences des lobbies actives sur la scène énergétique.

Le processus d'ouverture des marchés de l'électricité en Europe est irréversible. Aujourd'hui, il ne s'agit plus de décider si nous sommes «pour» ou «contre» la libéralisation. Il s'agit plutôt de décider comment nous souhaitons encadrer ce processus et profiter des opportunités qu'il nous offre pour améliorer le fonctionnement du secteur électrique.

A cet égard, il n'existe pas une solution unique et préfabriquée. Sur la base des expériences déjà réalisées à l'étranger, il faut chercher les solutions qui mieux conviennent aux spécificités de notre pays. Par ailleurs, ces expériences montrent qu'il est nécessaire d'assumer une attitude flexible, permettant de perfectionner la réorganisation au fur et à mesure que se présentent de nouveaux problèmes.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Bibliographie succincte

- AMUNDSEN E.S., NESSE A., TJØTTA A. (1999), Deregulation of the Nordic power market and environmental policy, *Energy Economics*, 21, 417-434.
- BOUTTES J.-P., LEBAN R., TROCHET J.-M. (2001), La crise du marché électrique californien mise en perspective, *Revue de l'Energie*, 526, 250-258.
- COLLIN-SISTERON N. (2001), La crise de l'électricité en Californie. Quelles analyses et quels enseignements?, *Revue de l'Energie*, 526, 238-243.
- FINON D., SERRATO G. (2000), La diversité des stratégies des entreprises électriques américaines face à la libéralisation du marché électrique, *Revue de l'énergie*, 5-19.
- GLACHANT J.M. (2000), *Les réformes de l'industrie électrique en Europe*, Commissariat Général du Plan, Paris.
- GLACHANT, J. M., FINON, D., eds. (1998), *Electricity in Europe in the 21st Century: What Performances and What Game Rules ?*, Proceedings of conference held at the Sorbonne, Paris, November 13-14, 1998 (forthcoming 2001).
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2001), *Competition in electricity markets*, Paris.
- JOSKOW P.L. (2001), California's electricity market meltdown, *Revue de l'Energie*, 526, 244-249.
- MAGNUS E., MIDTTUN A. eds. (2000), *Electricity Market Reform in Norway*, MacMillan, London.
- MITCHELL C. (2000), The England and Wales Non-Fossil Fuel Obligation: History and lessons, *Annu. Rev. Energy Environ.*, 25, 285-312.
- PEÑA-TORRES J., PEARSON P.J.G. (2000), Carbon abatement and new investment in liberalised electricity markets: a nuclear revival in the UK ?, *Energy Policy*, 28, 115-135.
- POLLITT M.G. (1997), The impact of liberalization on the performance of the electricity supply industry: An international survey, *The Journal of Energy Literature*, 2, 3-31.
- ROMERIO F. (2000), Du monopole à la concurrence: le cas exemplaire du secteur de l'électricité en Angleterre et au Pays de Galles, in *Quels systèmes énergétiques pour le XXI^e siècle ? Consommation et synthèse*, Université de Genève, 215-229.
- WORLD BANK (2001), *The California power crisis: Lessons for developing countries*, Washington, D.C.

SIND ALLE STROMPRODUKTE GRÜN?

Mögliches Vorgehen zur Kennzeichnung der Elektrizität

Reto Dettli¹

TOUTES LES FORMES DE COURANT SONT-ELLES ÉCOLOGIQUES?

Procédés envisageables en matière de marquage de l'électricité

Résumé ²

La loi sur le marché de l'électricité (LME) prévoit la possibilité du marquage obligatoire de l'électricité (art. 12 LME). Il s'agit d'indiquer le mode de production et la provenance du courant, afin d'accroître la transparence du marché pour le consommateur. Le marquage est indépendant du label que l'industrie de l'électricité introduit actuellement pour distinguer le courant produit de manière écologique, mais il peut le soutenir.

Après enquête, on constate que le marquage de l'électricité n'est pas pratiqué en Europe. En revanche, divers Etats des USA se sont donné des normes détaillées à cet effet. Le marquage y est considéré comme partie intégrante d'un marché de l'électricité libéralisé.

Pour concevoir les règles de marquage, il faut surmonter trois grosses difficultés:

1. La provenance du courant doit être clairement reconnaissable.
2. Le système doit supporter un part importante d'échanges internationaux de courant et autoriser le marquage en Suisse indépendamment de l'UE.
3. La mise en oeuvre doit être simple.

Le système de marquage proposé est réalisable dans son principe. Il repose sur la responsabilité propre de la branche. Ses caractéristiques sont les suivantes:

¹ Reto Dettli, **e c o n c e p t** AG, Lavaterstr. 66, 8002 Zürich, 01 286 75 86, Fax 01 286 75 76, reto.dettli@econconcept.ch, www.econconcept.ch

² Résumé de l'étude Kennzeichnung der Elektrizität, Mögliches Vorgehen gemäss Artikel 12 EMG, **e c o n c e p t** / EAWAG i.A. OFEN, Bern Januar 2001

L'information relative à la provenance de l'électricité circule de la production au consommateur final parallèlement à la facturation, en lieu et place de certificats. Le marquage prend une forme standard, répondant à certaines exigences minimales (mode de production, provenance). Les précisions concernant les effets sur l'environnement sont facultatives, mais elles doivent correspondre aux normes, afin de permettre la comparaison.

Le système repose sur les bilans énergétiques annuels des installations productrices, vérifiés par des tiers accrédités. Les entreprises fournissant du courant aux consommateurs finaux sont tenues d'adopter le marquage uniforme de leur offre. Producteurs et négociants, de leur côté, doivent fournir ou transmettre les informations nécessaires. Les partenaires ou la branche toute entière définissent librement les modalités d'attestation correspondantes.

Des tiers indépendants vérifient les indications que le marquage fournit aux consommateurs. L'Office fédéral de l'énergie exerce la haute surveillance et accrédite les vérificateurs. Il existe une large tolérance aux écarts entre la composition prévue de l'offre et celle qui se réalisera. Si la divergence est importante, le vendeur est tenu de l'annoncer lui-même à l'OFEN. A intervalles réguliers, les consommateurs sont informés (ex post) sur la composition de leurs achats de courant.

La difficulté est d'intégrer à ce système les importations. La plupart des mouvements transfrontaliers reposent sur des contrats à long terme. Il s'agit d'identifier ces contrats au même titre que la production indigène. Des importations de courte durée, décidées par exemple en bourse, qui ne permettent pas l'indication de provenance, seront déclarées "mode de production inconnu; provenance inconnue". Si la proportion de courant ainsi devenu "anonyme" dépasse la mesure raisonnable, l'électricité sera dite "Euro- Mix", par référence à la composition de la production au sein de l'UCTE. La figure ciaprès indique la répartition des tâches des organes impliqués.

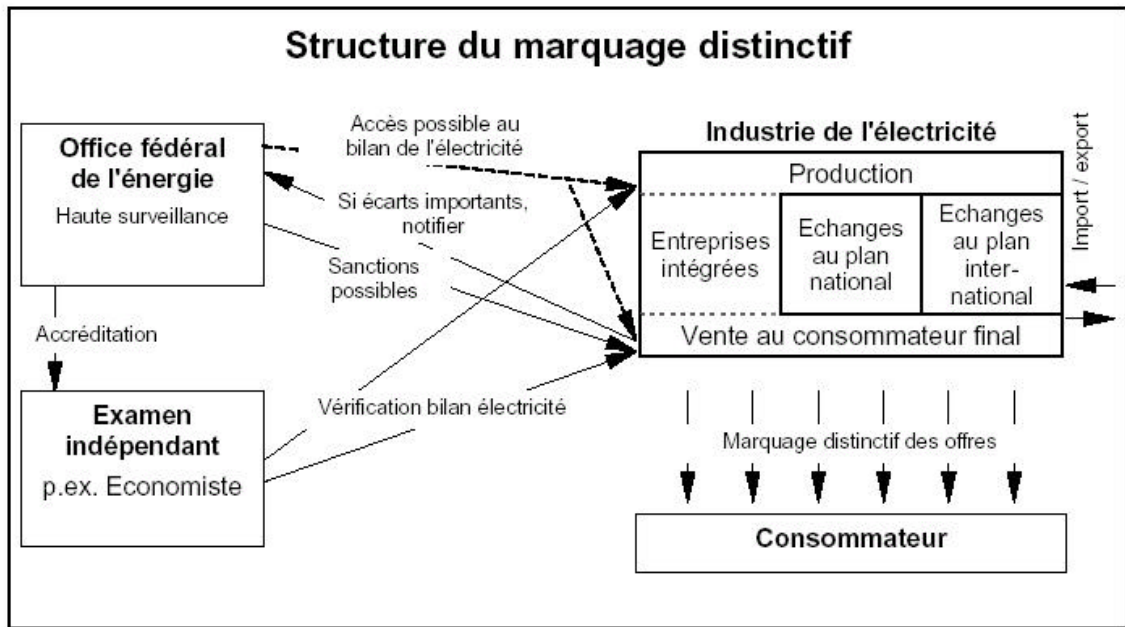


Figure 1: Vue d'ensemble du système de marquage distinctif.

Ausgangslage

Die Elektrizitätsmarktöffnung zu vermehrter Markenbildung und damit verbundenen Qualitätslabeln. Dabei stehen vor allem grüne Stromprodukte im Vordergrund. Zurzeit könnte man den Eindruck erhalten, dass es nur noch grünen Strom zu kaufen gibt. Insbesondere im Zusammenhang mit ökologischen Stromprodukten verlangen KonsumentInnen mehr Sicherheit, dass der von Ihnen bestellte Strom auch effektiv den versprochenen Quellen entstammt.

Damit im geöffneten Markt der Schutz der KonsumentInnen gewährleistet werden kann, ist die Einführung einer Kennzeichnungspflicht für Elektrizitätsangebote vorgesehen (Art. 12 EMG). Die Kennzeichnung soll die Art der Erzeugung und die Herkunft widerspiegeln und damit die Markttransparenz und Sicherheit für die EndkonsumentInnen erhöhen.

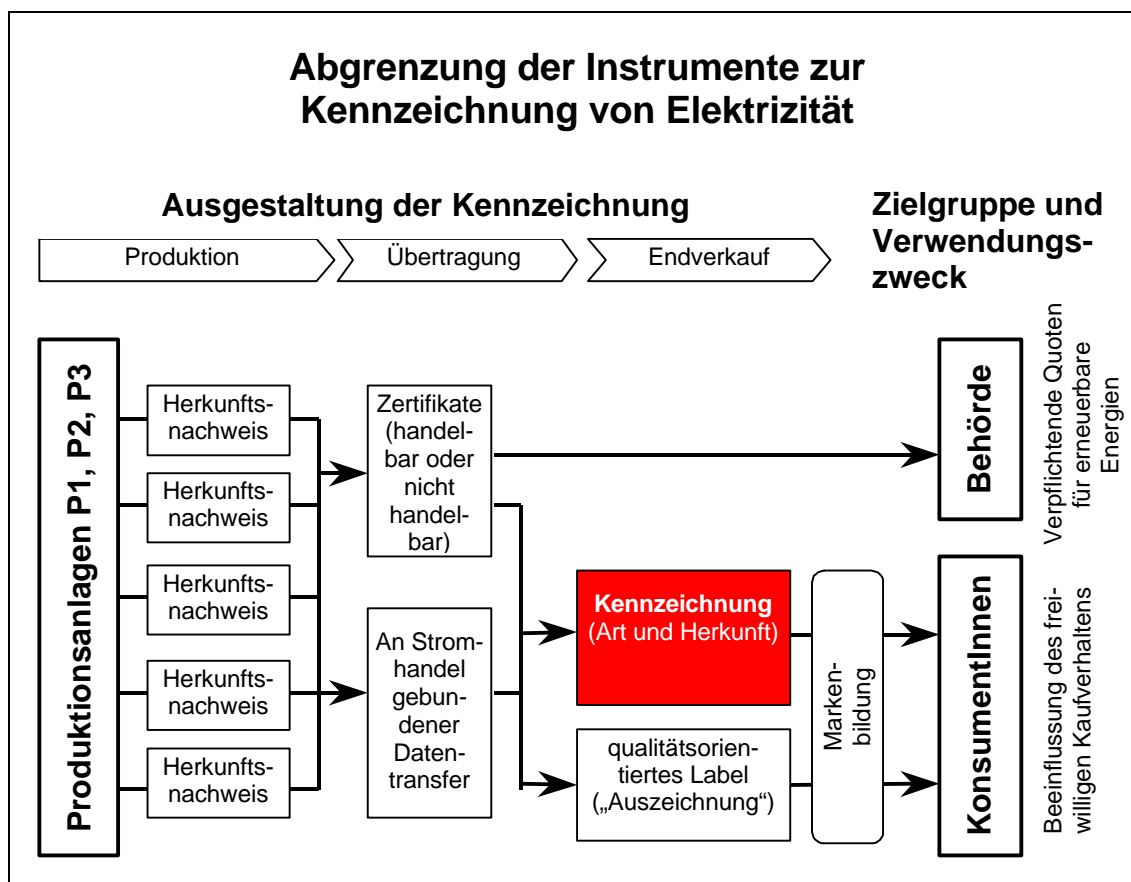
Es ist zu beachten, dass die Kennzeichnung von Erzeugungsart und Herkunft nicht identisch mit den zurzeit in der Einführung stehenden Öko-Labeln der Elektrizitätswirtschaft („Auszeichnung“ von Elektrizität) ist. Sie kann diese jedoch unterstützen. Der nachfolgende Artikel fasst die wichtigsten Ergebnisse der Studie von **e c o n c e p t** und EAWAG „Kennzeichnung der Elektrizität, Mögliches Vorgehen gemäss Art. 12 EMG“ vom Januar 2001 zusammen.

Abgrenzung der Begriffe

Im Zusammenhang mit der Kennzeichnung von Elektrizität besteht eine gewisse begriffliche Verwirrung. Es werden teilweise gleiche Bezeichnungen für unterschiedliche Instrumente oder unterschiedliche Anwendungen verwendet.

Nachfolgende Figur zeigt die in dieser Arbeit verwendeten Begriffe Herkunftsnachweis, Zertifikate, Kennzeichnung und Label. Von zukünftig hoher Bedeutung für das Marketing ist auch die Markenbildung. Kennzeichnungen und Label können eine wichtige Grundlage für die Glaubwürdigkeit von Markenprodukten bilden und verstärken diese.

Die Basis für Zertifikate, Kennzeichnung und Label bildet der Herkunftsnachweis. Ein Herkunftsnachweis belegt die Herkunft der Elektrizität, d.h. die Art der Elektrizitätserzeugung, und ist an die betreffende Produktionsanlage gebunden. Die Informationen des Herkunftsnachweises können im Stromhandel übertragen werden.



Figur 2: Abgrenzung der Begriffe zur Kennzeichnung der Elektrizität

Bei der Kennzeichnung (es wird auch der Begriff Deklaration verwendet) geht es um eine „neutrale“ Darstellung ausgewählter Produkteigenschaften. Die Kennzeichnung zielt vor allem auf die Schaffung von Markttransparenz und kann das freiwillige Kaufverhalten der EndverbraucherInnen beeinflussen.

Internationale Erfahrungen mit Kennzeichnung, Labeling und Zertifikaten

Aus keinem europäischen Land sind bis dato Erfahrungen über eine allgemeine Kennzeichnung für Elektrizität, die alle Stromproduktionsarten umfasst, bekannt. Die Kennzeichnung steckt entweder noch in den Anfängen wie in Österreich oder die Erfahrungen beschränken sich auf freiwillige Initiativen in bezug auf umweltfreundliche Produkte, so etwa die Ökolabels in Schweden und Deutschland.

Die österreichische Kennzeichnungspflicht ist im Vergleich zu anderen europäischen Ländern umfangreich. In den Grundsatzbestimmungen bleiben allerdings zahlreiche Detailfragen offen und werden auf die Bundesländer verlagert. Der entscheidende Nachteil bei diesem Vorgehen ist, dass kein nationaler Standard angestrebt wird.

In Grossbritannien gibt es keine Kennzeichnungspflicht sondern ein Zertifizierungsverfahren für Ökostrom auf freiwilliger Basis mit minimalen Anforderungen an die KundInneninformation. Insbesondere erscheint die fehlende Aufschlüsselung der %-Anteile einzelner Energiequellen problematisch.

	Österreich	Grossbritannien	Schweden / Skandinavien	Deutschland	Schweiz	RECS
Konzept / Grundlagen	gesetzliche Kennzeichnungspflicht	freiwillige Deklaration	freiwilliges Ökolabel sowie ISO-Deklaration (EPD)	verschiedene, freiwillige Verfahren	freiwillige Deklaration und Ökolabel unter einer Dachmarke	freiwilliges System von Herkunftszertifikaten
Energie träger	alle	Regenerative Energien, Deponiegas, Kehrichtverbrennung	Regenerative Energien	Regenerative Energien, Kraft Wärme Kopplung	Regenerative Energien	Regenerative Energien
Ziele	Kunden sollen Stromhändler nach dessen Mix auswählen	Absicherung, dass Kunden erhalten was versprochen wurde	Kunden sollen umweltfreundliche Elektrizität erkennen und kaufen	Förderung / Qualitätssicherung von Ökostrom	Kennzeichnung und Förderung von ökologisch produziertem Strom	standardisiertes Handelssystem für Grünen Strom
Institution	einzelne Landesregierungen	Energy Savings Trust, staatlich finanzierte private Organisation	Umweltverband bzw. private Gesellschaft (EPD)	Private Vereine bzw. Gesellschaften	Privater Verein, breite Unterstützung durch Interessengruppen	verschiedene Akteure der Wirtschaft
Kontrolle	Strommix-Berechnungen, Zuordnung von Kraftwerken	Zugelassene Energieträger, Versorgungsbilanz, Fondsgelder	Umweltauflagen, Versorgungsbilanz	Umweltauflagen, Versorgungsbilanz	Umweltkriterien, Energiebuchhaltung	Zertifikatsdaten, Mengen, Handel, Verbrauch

Figur 3: *Kennzeichnung, Labeling und Zertifikate im europäischen Strommarkt. In keinem Land besteht eine Kennzeichnungspflicht, die sämtliche Produktionsarten umfasst.*

In Schweden, Finnland und Norwegen werden KundInnen mit Hilfe von Ökolabels über die Qualität ihres Stromes informiert. Die bestehenden Konzepte sind freiwillig und auf Elektrizität aus erneuerbaren Quellen beschränkt. Das gleiche gilt für Deutschland. Auch hier gibt es keine allgemeine Kennzeichnungspflicht, hingegen verschiedene Möglichkeiten des Labeling von Ökostromangeboten. In der Schweiz wurde ebenfalls ein Ökolabel für Strom lanciert. Wechselwirkungen mit dem zu entwickelnden Kennzeichnungssystem sind zu beachten.

Darüber hinaus gibt es, ausgehend von den Niederlanden, in mehreren europäischen Ländern eine Initiative der Wirtschaft für einen grenzüberschreitenden, standardisierten Handel mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Diesem liegt ein System sogenannter RECS-Zertifikate zugrunde, die zugleich als Herkunftsnachweise für Elektrizität dienen.

Im Gegensatz zu Europa wurden umfassende Kennzeichnungsstandards in verschiedenen Bundesstaaten der USA eingeführt und es liegen erste Erfahrungen vor. Diese zeigen, dass eine Kennzeichnung sämtlicher Elektrizitätsangebote grundsätzlich machbar ist und dort auch als notwendiger Bestandteil eines liberalisierten Marktes betrachtet wird.

Die wichtigsten Knacknüsse und Grundsatzfragen einer Kennzeichnung

Knacknüsse

Für die Ausgestaltung einer Kennzeichnungspflicht in der Schweiz sind folgende drei Hauptschwierigkeiten zu lösen:

1. Die Herkunft muss einwandfrei nachgewiesen werden können. Bei den vermehrten Handelsbeziehungen im liberalisierten Markt resultieren hohe Anforderungen an die Informationsübertragung. Das betrifft vor allem den Spotmarkt sowie den Stromhandel an der Börse. Beim Börsenhandel ist der Herkunftsnachweis noch aufwendiger, da hier die Handelspartner anonym bleiben.
2. Das Verfahren muss dem hohen Anteil des grenzüberschreitenden Stromflusses gerecht werden und berücksichtigen, dass die Kennzeichnung in der Schweiz auch unabhängig von der EU realisierbar bleibt.
3. Der Vollzug soll möglichst einfach sein.

Grundsatzfragen zur Systemwahl

Bevor ein Kennzeichnungssystem entwickelt werden kann, müssen folgende Grundsatzfragen geklärt werden, welche die Systemwahl und die Ausgestaltung wesentlich beeinflussen:

1. Vollständige oder teilweise Kennzeichnung
Soll die Kennzeichnung sämtliche Primärenergieträger umfassen oder soll sich die Kennzeichnung nur auf erneuerbare Energien (wie in der EU-Richtlinie vorgeschlagen) beschränken?
2. Zertifikate oder Herkunftsnachweise
Soll die Übertragung der Informationen über (handelbare) Zertifikate oder über einen an den Geldfluss gekoppelten Herkunftsnachweis erfolgen?

Die HaushaltskonsumentInnen wünschen eine umfassende Kennzeichnung, die sämtliche Energieträger berücksichtigt³. Unter dieser Voraussetzung erscheint der Informationsfluss über Herkunftsnachweise deutlich einfacher zu bewerkstelligen. Die handelbaren Zertifikate wären bei einer Beschränkung der Kennzeichnung auf erneuerbare Energien zu bevorzugen, da sie international anerkannt werden könnten und ihre Handhabung über Handelsbörsen relativ einfach ist. Der Schweizer Markt ist für die Einführung von Zertifikaten als Nachweis einer Kennzeichnung für sämtliche Energieträger zu klein.

³ Fokusgruppen-Erhebung zur Kennzeichnung von Elektrizität, EAWAG i.A. BFE, Bern 2001

Vorgeschlagene Ausgestaltung

Die nachfolgend vorgeschlagene Ausgestaltung basiert auf den Grundsatzentscheiden für eine vollständige Kennzeichnung (sämtliche Energieträger) und dem Informationstransfer mittels Herkunftsnachweisen.

Ausgestaltung

Die Kennzeichnung wird in Form einer standardisierten Produktkennzeichnung dargestellt. Es werden die minimalen Anforderungen an die Kennzeichnung (Erzeugungsart, Herkunft) definiert. Weitergehende Angaben zu Umweltwirkungen sind freiwillig, sie müssen wegen der Vergleichbarkeit einheitlichen Richtlinien genügen.

Zu bezeichnen sind folgende Primärenergieträger: Wasserkraft, Kernbrennstoff, Kohle, Erdöl, Erdgas, Biomasse, Abfall, Sonnenenergie und Windenergie. Bei unbekannter Erzeugungsart oder Herkunft ist dies anzugeben.

Kennzeichnungspflichtige

Unternehmen, die Strom an EndverbraucherInnen liefern, werden zu einer einheitlichen Kennzeichnung ihrer Elektrizitätsangebote gegenüber den EndverbraucherInnen verpflichtet. Produzenten und Stromhändler werden lediglich verpflichtet, die erforderlichen Informationen bereitzustellen bzw. zu übertragen.

Geprüfte Energiebilanzen der Produzenten

Basis des Kennzeichnungssystems bilden die von akkreditierten unabhängigen Dritten geprüften jährlichen Energiebilanzen der Produktionsanlagen. Die Ausgestaltung des Nachweises im Stromhandel kann durch die Branche bzw. die Handelspartner frei gestaltet werden.

Unabhängige Prüfung

Die Angaben der Unternehmen im Rahmen der Kennzeichnung werden durch unabhängige Dritte überprüft. Das Bundesamt als oberste Aufsicht akkreditiert die unabhängigen Prüfer.

Handhabung Toleranzen

Toleranzen für Abweichungen zwischen der beabsichtigten Zusammensetzung von Stromangeboten und den effektiv realisierten werden grosszügig bemessen. Bei erheblichen Abweichungen besteht eine Selbstdeklaration des Anbieters gegenüber dem Bundesamt. Die KonsumentInnen werden jährlich über die definitiven Eigenschaften ihres Elektrizitätsbezugs (ex post) informiert.

Handhabung Importe

Der Grossteil der Importe beruht auf langfristigen Verträgen. Diese müssen analog zur inländischen Produktion gekennzeichnet werden. Ist bei Importen basierend auf kurzfristigen Verträgen ein Herkunftsnachweis nicht möglich, beispielsweise beim Börsenhandel, werden diese als „Art der Erzeugung: unbekannt; Herkunft: unbekannt“ gekennzeichnet. Sollten die Erfahrungen mit der Kennzeichnung in der Schweiz zeigen, dass der Anteil „Art der Erzeugung: unbekannt; Herkunft: unbekannt“ für die gewünschte Markttransparenz einen zu grossen Anteil einnimmt, wird der importierte Strom

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

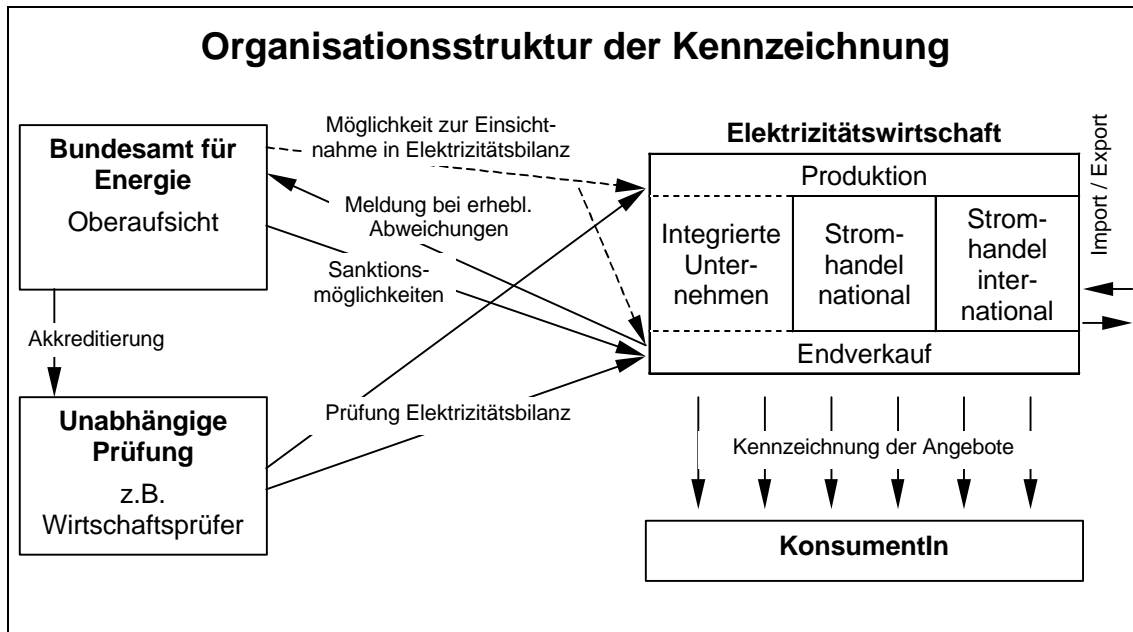
unbekannter Herkunft gemäss Produktionsmix der UCTE⁴ aufgeteilt und mit der Länderkennzeichnung „Euro-Mix“ kombiniert.

Organisationsstruktur einer Kennzeichnung

Die Vollzugsstruktur der Kennzeichnung soll unnötige Doppelspurigkeiten zum Qualitätslabel „naturmade“ und den TÜV-Zertifikaten vermeiden. Diese sollen für den Herkunftsnachweis im Rahmen der Kennzeichnung verwendet werden können. Wir schlagen vor, die Aufgaben und Rechte der einzelnen Akteure wie folgt zu definieren.

- Das Bundesamt für Energie hat die Oberaufsicht inne. Das Bundesamt akkreditiert die unabhängigen Prüfer. Es kann Sanktionen gegen die Endverteiler bei Nichteinhalten der Kennzeichnungspflicht oder bei erheblichen Abweichung der Kennzeichnung des Angebotes von der effektiven Zusammensetzung verfügen. Das Bundesamt kann von den Elektrizitätsanbietern den detaillierten Nachweis zur gekennzeichneten Elektrizität, wie er bei der unabhängigen Prüfung verwendet wurde, zur Einsicht verlangen.
- Die Elektrizitätsproduzenten führen eine Elektrizitätsbilanz, die von akkreditierten unabhängigen Dritten, beispielsweise Wirtschaftsprüfern, jährlich geprüft wird. In der Bilanz sind die von den im Rahmen des Kennzeichnungssystems erfassten Anlagen produzierten Energiemengen sowie sämtliche Strombezüge ersichtlich.
- Die EndverkäuferInnen führen ebenfalls eine Elektrizitätsbilanz, aus welcher Produktionsart und Herkunft der verkauften Elektrizität hervorgeht. Diese Elektrizitätsbilanz wird von akkreditierten, unabhängigen Dritten jährlich geprüft. Dem Bundesamt für Energie wird auf Antrag Einsicht in die Prüfungsunterlagen gewährt. Wenn die Zusammensetzung einzelner Stromprodukte erheblich von der in der Kennzeichnung deklarierten Zusammensetzung abweicht, besteht eine Meldepflicht gegenüber dem Bundesamt für Energie.

⁴ UCTE (früher UCPTTE): Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie koordiniert die Interessen der Übertragungsnetzbetreiber in 16 europäischen Ländern. Die Elektrizitätsproduktion der beteiligten Länder setzt sich für das Jahr 1999 vereinfacht aus 47% fossilen Energien, 37% Kernenergie und 16% Wasserkraft zusammen.



Figur 4: Überblick der Organisationsstruktur der Kennzeichnung gegenüber EndkundInnen. Die Art und Weise des Herkunftsnachweises zwischen Produktion und Endverkauf wird den Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft überlassen. Das Bundesamt hat die Möglichkeit Einsicht in die Elektrizitätsbilanz von Produktion und Endverkauf zu verlangen.

- Unabhängige PrüferInnen werden durch das Bundesamt für Energie akkreditiert. Sie prüfen die Elektrizitätsbilanz der Produzenten und der Endverteiler und bestätigen deren Richtigkeit.
- Stromhandelsunternehmen werden verpflichtet, die Informationen über die Herkunft der Elektrizität in geeigneter Form weiterzugeben.

Ausblick

Bis zur Einführung einer Kennzeichnungspflicht sind noch zahlreiche Präzisierungen und Implementierungsvorgaben nötig. Dazu gehören eine standardisierte Form, Details zum Bezugszeitraum und dem Zeitpunkt der Kennzeichnung, Organisationsfragen, Akkreditierung der PrüferInnen, Verfahren zum Einbezug von Labelverfahren und internationalen Zertifikaten und weitere mehr.

Der Verordnungsentwurf EMV vom 5. Oktober zeigt die vom BFE weiterverfolgte Strategie. Das BFE geht, im Gegensatz zu den Wünschen der Elektrizitätswirtschaft, von einer vollständigen Kennzeichnungspflicht aus. Zuerst sind Fragen zur Bereitstellung der Daten und zur einheitlichen Gestaltung der Information gegenüber den EndverbraucherInnen zu klären. Es ist davon auszugehen, dass dies in enger Zusammenarbeit mit der Elektrizitätswirtschaft sowie KonsumentInnenorganisationen erfolgen wird.

Die Realisierung einer Kennzeichnungspflicht ist nicht nur mit Aufwand für die Elektrizitätswirtschaft verbunden. Sie wird auch im Interesse der Elektrizitätswirtschaft stehen, da sie die Glaubwürdigkeit und Akzeptanz der zahlreichen Elektrizitätsprodukte im Markt deutlich erhöht.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

DEZENTRALE PRODUZENTEN IN ELEKTRIZITÄTSMARKTGESETZ (EMG) UND ELEKTRIZITÄTSMARKTVERORDNUNG (ENV)

Walter Ott¹

Zusammenfassung

Durch die geplante Öffnung des Elektrizitätsmarktes auf der Basis des Elektrizitätsmarktgesetzes werden sich die Grundvoraussetzungen für die Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten verändern. Das Elektrizitätsmarktgesetz enthält neue Schutz- und Fördermechanismen für dezentrale Produzenten und bestimmte Produktionstechnologien, insbesondere für die neuen erneuerbaren Energien. So muss Überschussenergie dezentraler Produzenten und die Produktion aus erneuerbaren Energien (Wasserkraft bis 1 MW) durchgeleitet werden; bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien von nicht wirtschaftlichen Anlagen während 10 Jahren gratis. Die Entschädigung für diese nichtmarktlichen Zusatzleistungen wird klar an die Netzgesellschaft übertragen und kann von dieser auf die Kosten des Höchstspannungsnetzes überwält werden.

Im Hinblick auf den Entwurf der Elektrizitätsmarktverordnung mussten diese Bestimmungen konkretisiert werden. Es galt, die Begriffe zu klären und im Rahmen einer Prozessanalyse mögliche Vollzugsverfahren zu konzipieren sowie zweckmässige Vollzugsinstitutionen zu bezeichnen. Zu diesem Zweck hat das Bundesamt für Energie – BFE, die bestehende 'Kommission für Fragen der Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten' – KAP eingesetzt. **e c o n c e p t** hat zuhanden der Kommission und des BFE Lösungsvorschläge für die offenen Fragen entwickelt, welche in gemeinsamen Workshops mit der KAP und dem BFE bereinigt wurden. Nach der Vernehmlassung der Elektrizitätsmarktverordnung wird die Kommission bei Bedarf Modifikationen und/oder weitere Konkretisierungen veranlassen.

¹ Walter Ott, **e c o n c e p t** AG, Lavaterstr. 66, 8002 Zürich, Tel. 01 286 75 86, Fax 01 286 75 76, walter.ott@econcept.ch, www.econcept.ch

LES PRODUCTEURS DÉCENTRALISÉS DANS LA LOI ET L'ORDONNANCE SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Résumé

Les critères fondamentaux pour les conditions de raccordement changeront pour les producteurs indépendants suite à l'ouverture prévue du marché de l'électricité sur la base de la loi sur le marché de l'électricité. Cette loi contient en effet divers mécanismes de protection et d'encouragement pour les producteurs décentralisés ainsi que diverses technologies de production, en particulier dans le secteur des nouvelles énergies renouvelables. L'énergie excédentaire des producteurs décentralisés et la production issue d'énergies renouvelables (hydroélectricité jusqu'à 1 MW) devront être cédées au réseau. Dans le cas d'énergies renouvelables provenant d'installations non rentables, la fourniture devra être gratuite pendant 10 ans. L'indemnisation de ces prestations complémentaires hors marché est clairement attribuée à la société de réseau et peut être comptabilisée par celle-ci sur les coûts du réseau à très haute tension.

Ces dispositions devaient être concrétisées dans l'optique du projet d'ordonnance sur le marché de l'électricité. Il s'agissait de clarifier les termes et de concevoir des processus possibles d'exécution dans le cadre d'une analyse de processus et de définir des instances exécutives adéquates. L'Office fédéral de l'énergie a fait appel pour ce faire à une instance existante, la «Commission pour les questions relatives aux conditions de raccordement des producteurs indépendants». **e c o n c e p t** a développé des propositions de solution aux questions en suspens adressées à la Commission et à l'OFEN qui ont été adaptées lors de workshops communs avec la CRPI et l'OFEN. Après l'approbation de l'ordonnance sur le marché de l'électricité, la Commission demandera certaines modifications et/ou concrétisations - si nécessaire.

Die Behandlung dezentraler Produzenten in EMG/ENV

Bisher wird die Einspeisung von Überschussenergie unabhängiger Produzenten² im Energiegesetz (EnG) Art. 7 und in der Energieverordnung (EnV) Art. 2 - 6 geregelt:

EnG Art. 7 Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten

1 Die Unternehmungen der öffentlichen Energieversorgung sind verpflichtet, die von unabhängigen Produzenten angebotene Überschussenergie, die regelmässig produziert wird, in einer für das Netz geeigneten Form abzunehmen. Bei Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen gilt diese Abnahmepflicht nur, wenn gleichzeitig die erzeugte Wärme genutzt wird.

2 Bei Elektrizität, die aus mit fossilen Energieträgern betriebenen Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen gewonnen wird, richtet sich die Vergütung nach **marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie**.

3 Wird elektrische Energie angeboten, die durch Nutzung erneuerbarer Energien gewonnen wird, ist auch nicht regelmässig produzierte Überschussenergie abzunehmen. Die Vergütung richtet sich in diesem Fall nach den **Kosten für die Beschaffung gleichwertiger Energie aus neuen inländischen Produktionsanlagen**.

4 Bei Wasserkraftwerken ist die Vergütung nach Absatz 3 beschränkt auf Anlagen mit einer Leistung bis zu **1 MW**. Die nach kantonalem Recht zuständige Behörde kann in Einzelfällen die Vergütung angemessen reduzieren, wenn zwischen Übernahmepreis und Produktionskosten ein offensichtliches Missverhältnis besteht.

5 Die Unternehmungen liefern die Energie zu Bezugspreisen, die sie von den übrigen Abnehmern verlangen.

6 Der Kanton bestimmt die Behörde, die in Streitfällen die Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten festlegt.

7 Die Kantone können Ausgleichsfonds zugunsten derjenigen Unternehmungen der öffentlichen Energieversorgung errichten, welche überproportional elektrische Energie von unabhängigen Produzenten übernehmen müssen. Der Fonds wird von allen Unternehmungen gespiesen, welche im betreffenden Kanton elektrische Energie produzieren, übertragen oder verteilen.

ENV Art. 4 Marktorientierte Bezugspreise

1 Die Vergütung nach marktorientierten Bezugspreisen richtet sich nach den vermiedenen Kosten des Unternehmens der öffentlichen Energieversorgung für die Beschaffung gleichwertiger Energie.

2 Die beanspruchten Systemdienstleistungen (insbesondere Netzregulierung inklusive Konsumanpassung) müssen vom unabhängigen Produzenten abgegolten werden. Die durch die Einspeisung auf Nieder- oder Mittelspannungsebene vermiedenen Kosten des Unternehmens der öffentlichen Energieversorgung sind der Vergütung hinzuzuschlagen.

Durch die geplante Öffnung des Elektrizitätsmarktes auf der Basis des Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG) werden sich die Grundvoraussetzungen für die Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten (**IPP**) verändern. Das Elektrizitätsmarktgesetz enthält neue Schutz- und Fördermechanis-

² **Unabhängige Produzenten:** Inhaber von Energieerzeugungsanlagen, an welchen Unternehmen der öffentlichen Energieversorgung zu höchstens 50 Prozent beteiligt sind und die leitungsgebundene Energien vorwiegend für den Eigenbedarf erzeugen, oder ohne öffentlichen Auftrag vorwiegend oder ausschliesslich zur Einspeisung ins Netz erzeugen.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

men für dezentrale Produzenten und bestimmte Produktionstechnologien, insbesondere für die neuen erneuerbaren Energien. So muss Überschussenergie dezentraler Produzenten und die Produktion aus erneuerbaren Energien (Wasserkraft bis 1 MW) durchgeleitet werden, bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien von nicht wirtschaftlichen Anlagen während 10 Jahren gratis. Die Entschädigung für diese nichtmarktlichen Zusatzleistungen wird klar an die Netzgesellschaft übertragen.

EMG Art. 27 Marktöffnungsstufen

1 Auf den Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes besteht der Anspruch auf Durchleitung nach Artikel 5 für:

a.....

b. Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Umfang:

1.

3. der Überschussenergie, die sie von unabhängigen Produzenten nach Artikel 7 des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998 abnehmen müssen;

c. Elektrizitätserzeugerinnen und -versorgungsunternehmen zur Belieferung von beliebigen Endverbraucherinnen und Endverbrauchern mit Elektrizität, die aus erneuerbaren Energien, ausgenommen Wasserkraft über 1 MW Bruttoleistung, gewonnen wurde.

EMG Art. 29 Vergütung für die Durchleitung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Für die Produktion aus erneuerbaren Energien aus Anlagen bis 1 MW Leistung, die nicht wirtschaftlich betrieben werden können, kann der Bundesrat die Durchleitung während zehn Jahren nach Inkrafttreten dieses Gesetzes als gebührenfrei erklären. Für Wasserkraftwerke gilt dies bis zu einer Leistung von maximal 500 kW. Die für die Netzbetreiber entstehenden Mehrkosten werden von der schweizerischen Netzgesellschaft mit einem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze abgegolten.

EMG Art. 26 Ziff. 4: EnG Art. 7 Abs. 7 wird wie folgt geändert

7 Die Mehrkosten der Elektrizitätsverteilunternehmen für die Übernahme von elektrischer Energie von unabhängigen privaten Produzenten werden von der nationalen Netzgesellschaft mit einem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze finanziert.

Im Hinblick auf den Entwurf der EMV mussten diese Bestimmungen konkretisiert werden. Es galt, die Begriffe zu klären und im Rahmen einer Prozessanalyse mögliche Vollzugsverfahren zu konzipieren sowie zweckmässige Vollzugsinstitutionen zu bezeichnen. Zu diesem Zweck hat das Bundesamt für Energie, die bestehende 'Kommission für Fragen der Anschlussbedingungen für unabhängige Produzenten' (KAP) eingesetzt. **ec o n c e p t** hat zuhanden der KAP und des BFE Lösungsvorschläge für die offenen Fragen entwickelt, welche in gemeinsamen Workshops mit der KAP und dem BFE bereinigt wurden.

Übersicht der Regelungen für dezentrale Produzenten gemäss EnG/ENV und gemäss EMG

Anlagenkategorien und ihre Berücksichtigung durch EnG/ENV und EMG

Anlagentyp	EnG bzw. ENV	EMG
Wasserkraft > 1 MW	Abnahme von Überschussenergie ³ Vergütung richtet sich nach marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie (vermiedene Kosten des EVU)	- - -
Wasserkraft < 1 MW	Abnahme von Überschussenergie ² Vergütung gemäss bisheriger Empfehlung KAP/BFE. Die nach kantonalem Recht zuständige Behörde kann Vergütung angemessen reduzieren, falls offensichtliches Missverhältnis Produktionskosten/Übernahmepreis.	Belieferung beliebiger KundInnen ist nach Inkrafttreten EMG möglich: Durchleitung
Wasserkraft < 500 kW	wie oben	wie oben Durchleitung gebührenfrei , sofern Anlage nicht wirtschaftlich betrieben werden kann
Erneuerbare Energien (ohne Wasserkraft)	Abnahme Überschussenergie ² Vergütung gemäss Empfehlung KAP/BFE (richtet sich nach Kosten gleichwertiger Energie aus neuen inländischen Produktionsanlagen)	Belieferung beliebiger KundInnen ist nach Inkrafttreten EMG möglich: Durchleitung
Erneuerbare Energien < 1 MW (ohne Wasserkraft)	wie oben	wie oben Durchleitung gebührenfrei , sofern Anlage nicht wirtschaftlich betrieben werden kann
Fossile Wärme-Kraft-Kopplung mit Wärmenutzung	Abnahme regelmässig produzierter Energie Vergütung richtet sich nach marktorientierten Bezugspreisen gleichwertiger Energie (vermiedene Kosten EVU)	- - -

³ *Überschussenergie*: die von unabhängigen Produzenten über den am Ort der Produktionsstätte bestehenden Eigenbedarf hinaus produzierte Energie

Vergütung von Strom aus Wasserkraft >1 MW und WKK

EnG Art. 7 Abs.1:

Öffentliche Energieversorger müssen regelmässig produzierte Überschussenergie⁴ unabhängiger Produzenten übernehmen. Bei WKK - Anlagen aber nur, falls die erzeugte Wärme genutzt wird.

Öffentliche Energieversorger: Gemäss EMG "Elektrizitätsversorgungsunternehmen", "Netzbetreiberinnen" oder "Elektrizitätsverteilunternehmen".

Die Übernahme- und Vergütungspflicht soll für die Netzbetreiberin bestehen, an deren Netz der Produzent angeschlossen ist.

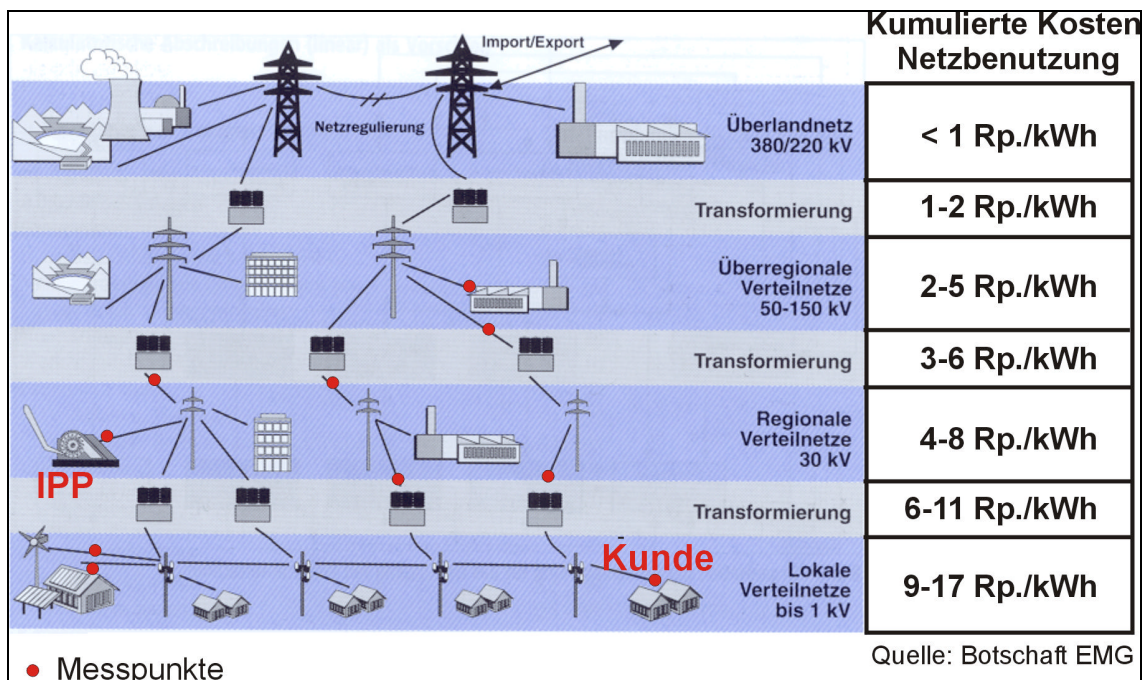
EnG Art.7, Abs.2 und ENV, Art. 5, Abs. 3:

Bei Elektrizität, die aus mit fossilen Energieträgern betriebenen WKK-Anlagen gewonnen wird sowie bei Elektrizität aus Wasserkraftwerken mit einer Bruttoleistung von über 1 MW, richtet sich die Vergütung nach "marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie".

Welche Marktpreise sind als Referenzgrösse für die marktorientierten Bezugspreise geeignet?

Die Vergütung nach marktorientierten Bezugspreisen richtet sich nach den vermiedenen Kosten des EVU für gleichwertige Energie. Die Gleichwertigkeit wird durch die Lieferperioden und die Vorhersehbarkeit der Lieferungen bestimmt. Der Preis der Elektrizität setzt sich aus einem Energiepreis und den Kosten für die Netzbewertung zusammen. Im geöffneten Markt ist klar zwischen diesen beiden Kostenelementen zu unterscheiden. Nachfolgende Figur erläutert die Grössenordnung der Netzkosten.

Grössenordnung der Netzkosten:



Figur 1: Netzebenen gemäss VSE-Durchleitungsmodell und kumulierte Kosten der Netzbewertung.

⁴ Überschussenergie: Produzierte Energie minus Eigenverbrauch

Der marktorientierte Bezugspreis auf Netzstufe i ($i=1$ bis 7 gemäss VSE-Durchleitungsmodell) setzt sich zusammen aus den Kosten der Energie (Arbeit und Leistung) sowie den Kosten der Netzbenutzung der Stufen 1 bis i . Während die Preise für die Netzbenutzung öffentlich sind, sind im geöffneten Markt die Energiepreise aus Wettbewerbsgründen in der Regel nicht bekannt, ausser bei den KleinkonsumentInnen.

Der Endverkaufspreis eines EVU setzt sich zusammen aus dem Preis für die Energie des Vorlieferanten und den Kosten der Netzbenutzung bis zum Lieferpunkt. Zusätzliche Kosten fallen durch die eigene Marge sowie die Netzbenutzung vom Spannungsniveau der Energielieferung bis zum Niederspannungsnetz (Stufe 7) an. In der Marge sind die Aufwendungen für Marketing, Administration etc. des Handelsgeschäftes sowie der Gewinn enthalten. In den Kosten für die Netzbenutzung sind die Kosten für die Administration, den Betrieb und Unterhalt des Netzes, die Kapitalkosten, die Systemdienstleistungen, allfällige Abgaben und Steuern, spezielle Aufwendungen durch den Leistungsauftrag sowie ein „angemessener Betriebsgewinn“ (EMG) enthalten.

Der marktorientierte Bezugspreis kann sowohl „von oben“ (Verkaufspreis Elektrizität ab Werk + Netzbenutzung Stufen 1 bis i + allfällige Handelsmargen) oder von unten (Endverkaufspreise – Netzbenutzung bis Stufe i – Marge EndverkäuferIn) ermittelt werden. Folgende Fälle werden unterschieden:

- Das Abnehmer-EVU von Überschussenergie beschafft Energie von Vorlieferant und verteilt an feste Kunden
- Abnehmer-EVU produziert Energie in eigenen Anlagen oder bezieht von mehreren Vorlieferanten
- Abnehmer-EVU mit Absatz in Versorgungsgebiet < übernommene Energie

Antrag der Kommission KAP

In der Übergangsphase bis zur vollen Marktöffnung richtet sich die Vergütung nach den vermiedenen Bezugskosten beim Vorlieferanten (inkl. Kosten der Netzbenutzung) und zwar nach den zeitlichen Preisdifferenzierungen des Vorlieferanten.

Besteht kein Preis von einem Vorlieferanten (bei Werken mit eigenen Anlagen oder mehreren Vorlieferanten), wird der marktorientierte Bezugspreis für Kunden <100 kW (Kleinkunden ohne Leistungsmessung) sowie Kunden >100 kW (Mit Lastprofilmessung) wie folgt ermittelt:

Vergütung (=Marktorientierter Bezugspreis) = Endverkaufspreis der festen KundInnen – Kosten für die Netzbenutzung bis zur Spannungsebene des dezentralen Einspeisers – $\bar{\epsilon}$ Handelsmarge eines vergleichbaren EVU – Kosten Systemdienstleistungen + Anteil vermiedene Kosten der übergeordneten Netzbenutzung.

Bei vollständiger Marktöffnung wird die Vergütung der Überschussenergie ebenfalls nach obigem Verfahren ermittelt:

Vergütung (= marktorientierter Bezugspreis) = zeitlich gewichteter Endverkaufspreis für Arbeit und Leistung der NiederspannungskonsumentInnen mit Leistungsmessung – Kosten für die Netzbenutzung bis zur Spannungsebene des dezentralen Einspeisers – $\bar{\epsilon}$ Handelsmarge eines vergleichbaren EVU – Kosten Systemdienstleistungen + Anteil vermiedene Kosten der übergeordneten Netzbenutzung.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Ist kein Marktpreis bekannt (z.B.: Niederspannungsbezüger mit Leistungsmessung) bestimmt bei Streitfällen die vom Kanton bestimmte Behörde aufgrund eines regionalen oder nationalen Vergleichs die Vergütung.

Der Anteil der vermiedenen Kosten der übergeordneten Netzbenutzung soll bei den Anlagen ohne Leistungsmessung ca. 30% der vermiedenen Kosten betragen, bei Anlagen mit Leistungsmessung (grosse Bezüger) ca. 80%.

Übersteigt die Übernahmeenergie den Absatz des Versorgungsgebietes, übernimmt das übergeordnete EVU die Elektrizität zu identischen Bedingungen. Allfällige Mehrkosten verglichen mit einem marktorientierten Bezugspreis werden dem übergeordneten EVU gemäss Art. 27 EMG vergütet.

Überwälzung der Mehrkosten infolge der Übernahme der Produktion unabhängiger Produzenten

Gemäss EMG Art. 26, Ziff. 4 gilt:

Die Mehrkosten der Elektrizitätsverteilunternehmen für die Übernahme von elektrischer Energie von unabhängigen privaten Produzenten werden von der nationalen Netzgesellschaft mit einem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze finanziert.

Mehrkosten bei partieller Marktöffnung

Mehrkosten = Übernahmepreis gemäss Empfehlung BFE - Beschaffungskosten beim Vorlieferanten für gleichwertige Energie (gleiche Verteilung auf Tarifperioden).

Besteht kein Preis von einem Vorlieferanten:

Mehrkosten = Übernahmepreis gemäss Empfehlung BFE – [zeitlich gewichteter Endverkaufspreis an die festen KleinkonsumentInnen bzw. KundInnen mit Leistungsmessung – Kosten für die Netzbenutzung bis zur Spannungsebene des dezentralen Einspeisers – Æ Handelsmarge eines vergleichbaren EVU – Kosten Systemdienstleistungen + Anteil vermiedene Kosten der Benutzung übergeordneter Netzebenen].

Mehrkosten bei voller Marktöffnung

Mehrkosten = Vorgeschriebener Übernahmepreis – [zeitlich gewichteter Endverkaufspreis an die KleinkonsumentInnen bzw. KundInnen mit Leistungsmessung – Kosten für die Netzbenutzung bis zur Spannungsebene des dezentralen Einspeisers – Æ Handelsmarge eines vergleichbaren EVU – Kosten Systemdienstleistungen + Anteil vermiedene Kosten der übergeordneten Netzbenutzung]

Verfahren zum Nachweis der Mehrkosten, zu ihrer Abgeltung und zur Überwälzung auf das Hochspannungsnetz

Die Mehrkosten werden halbjährlich einer Clearingstelle gemeldet. Diese kontrolliert die Angaben und vergütet sie anschliessend. Die vergüteten Mehrkosten werden zu den Hochspannungsdurchleitungspreisen des folgenden Halbjahres addiert. Nach diesem Halbjahr wird ein allfälliger Saldo dem übernächsten Halbjahr verrechnet. Vor der Gründung der schweizerischen Netzgesell-

schaft werden die Mehrkosten nach Massgabe der Leistungskilometer (MW x km) auf die verschiedenen Höchstspannungsnetzbesitzer (Überlandwerke) verteilt.

Umsetzung der Gebührenbefreiung gem. Art. 29 EMG

EMG Art. 29:

Für die Produktion aus erneuerbaren Energien aus Anlagen **bis 1 MW** Leistung, die **nicht wirtschaftlich** betrieben werden können, kann der Bundesrat die Durchleitung während **zehn Jahren** nach Inkrafttreten dieses Gesetzes als **gebührenfrei** erklären. Für Wasserkraftwerke gilt dies bis zu einer Leistung von maximal 500 kW. Die für die Netzbetreiber entstehenden **Mehrkosten werden von der schweizerischen Netzgesellschaft** mit einem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze abgegolten.

Ermittlung der Gestehungskosten

Zur Umsetzung von Art. 7 Abs. 4 des EnG hat die KAP im Herbst 1999 ein Verfahren zur Ermittlung der Gestehungskosten von Elektrizität aus Wasserkraftwerken <1 MW entwickelt. Die Gestehungskosten der Anlagen, die nach Art. 29 EMG die gebührenfreie Durchleitung beanspruchen, werden nach demselben Verfahren abgeschätzt werden (s. Wegleitungen des BFE für die Anlagenbesitzer und für die kantonalen Amtsstellen vom Nov. 1999). Die Kantone überwachen den Vollzug.

Wirtschaftlichkeitsgrenze

Gemäss Art. 7 EnG beträgt die Einspeisevergütung bei Anlagen, die erneuerbare Energien nutzen (Wasserkraft: <1 MW) 15 Rp./kWh⁵. Diese Gestehungskosten stellen die Wirtschaftlichkeitsgrenze für die Berechtigung zur kostenlosen Durchleitung nach Art. 29, Ziff. 4 EMG dar. Bei tieferen Gestehungskosten besteht kein Anspruch auf kostenlose Durchleitung und nur ein Anspruch auf einen Einspeisetarif gemäss Gestehungskostenrechnung KAP 1 (reduzierter Einspeisetarif falls die Gestehungskosten unter 13,5 Rp./kWh liegen).

Vollzug der kostenlosen Durchleitung und Vergütung von Einnahmeausfällen

Die Verfahren werden anhand der Netzstruktur aus dem VSE-Durchleitungsmodell⁶ und den Ausführungen des ETRANS-Papiers zur Umsetzung der EMG-Förderartikel⁷ erläutert. Die verschiedenen Akteure haben die folgenden Aufgaben bzw. Funktionen (s. Figur 2).

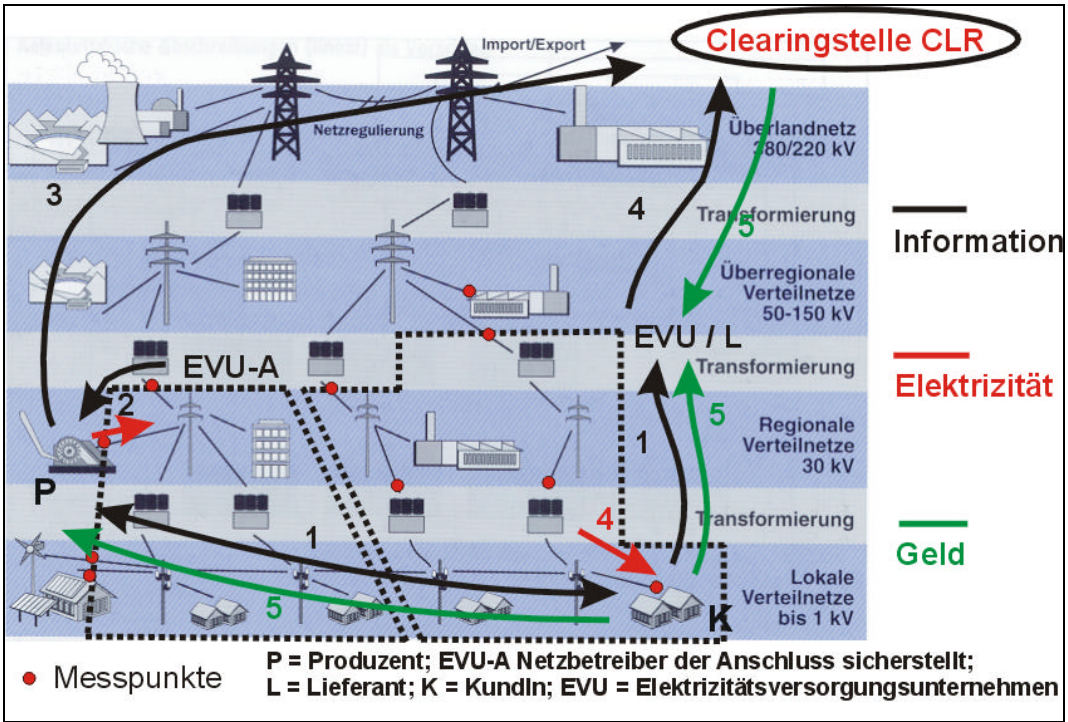
K Kunden im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers EVU. Die Kunden schliessen Bezugsverträge mit Lieferanten L ab (L kann ein reiner Stromhändler, ein EVU das handelt oder ein de-

⁵ Sofern nicht ein offensichtliches Missverhältnis zwischen den effektiven Gestehungskosten und der Einspeisevergütung besteht, wonach die Einspeisevergütung reduziert würde (vgl. Regelungen von KAP 1)

⁶ "VSE-Durchleitungsmodell (Handbuch zum Excel-Programm)", Projekt Merkur Access, Sonderdruck VSE 2.45 /d 2000, Zürich Juli 2000

⁷ ETRANS "Umsetzung EMG Förderartikel: Förderung von Solar-, Wind-, Biomasse- und Kleinwasserkraftwerken im EMG", Merkur Access Netzbenutzungsmodell 2001, Version 0.2, 23.4. 2001

zentraler Produzent P sein). Der Vertrag umfasst einen Teil oder die gesamte Produktion von P. K übermittelt seinem Netzbetreiber *EVU* den Bezugsvertrag (nur Mengen, keine Preise nötig). **Bezahlung der Strombezüge:** Der Kunde K bezahlt die vertraglich vereinbarten Bezüge direkt an den Lieferanten L (ohne Netzbenutzung) und die darüber hinausgehenden Strombezüge an seinen Netzbetreiber *EVU* (inkl. Netzbenutzung).
Variante: *EVU* verrechnet auch die Lieferungen von P.



Figur 2 *Übersicht der Akteure und Tätigkeiten:*
Netzbetreiberin *EVU-A*, die die dezentral produzierte Elektrizität vom Produzenten *P* übernimmt und zu 15 Rp./kWh entschädigt bzw. gratis durchleitet, Netzbetreiberin *EVU* (und ev. auch Lieferantin *L* für erneuerbare Elektrizität), die den Endkonsumenten *K* beliefert und Clearingstelle *CLR* auf der Ebene des Höchstspannungsnetzes, die die Vergütungen für kostenlose Durchleitungen an *EVU* auszahlt, diese Vergütungen auf die Hochspannungsnetz-Betreiber weiterverrechnet und den Erzeugungsnachweis von *P* kontrolliert.

P Dezentraler Produzent von Elektrizität aus erneuerbaren Energien gemäss EMG Art. 29. Ist **P** auch der Lieferant **L**, so schliesst P/L mit den Konsumenten **K** Verträge zur Lieferung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien ab, speist diese Produktion in das Netz des Netzbetreibers **EVU-A** ein und beschafft von **EVU-A** einen Erzeugungsnachweis. Andernfalls verkauft **P** den Strom dem Lieferanten **L**, der den Strom an die Kunden **K** weiterverkauft. **P** lässt sich bei der Clearingstelle *CLR* registrieren (erhält von *CLR* eine Produzentenummer, die auf allen Verträgen und Nachweisen vermerkt wird). **P** liefert den Erzeugungsnachweis samt Kopien der Lieferverträge, die mit den Kunden **K** bzw. dem Lieferanten **L** abgeschlossen wurden, an die Clearingstelle *CLR* (halbjährlich oder jährlich).

P hat die Möglichkeit, die gesamte Produktion ohne Netzbenutzungsgebühren selbst zu vermarkten (an L) oder an seinen lokalen Netzbetreiber **EVU-A** als Überschussstrom zu den Bedingungen gemäss EnG Art. 7 zu verkaufen.

P kann verschiedenartige Verkaufsverträge abschliessen:

Verkauf der gesamten Produktion ohne bestimmte Mengengarantie an einen Kunden oder Lieferanten. Der Kunde deckt seinen Restbedarf bzw. die von **P** nicht erwartungsgemäss gelieferte Energiemenge durch Bezüge von seinem Netzbetreiber **EVU**.

Verkauf von **definierten Produktionsmengen** an Kunden K bzw. Lieferanten L. **P** sorgt für Ersatzenergie, wenn nicht die vereinbarte Produktionsmenge produziert werden kann. Mögliche Lösung: **P** verkauft nur einen Teil direkt an Kunden/Lieferanten, den Überschuss mit einer Einspeisevergütung nach EnG Art. 7 an **EVU-A**. Dadurch schafft **P** Reserven für die vertraglichen Lieferungen an die Kunden **K** bei Minderproduktion oder Produktionsausfällen.

EVU-A: Netzbetreiber im Versorgungsgebiet des Produzenten P. EVU-A misst die Einspeisungen von **P** und liefert diese Informationen an **P**, an die Lieferanten, die P's Strom vermarkten und an die Clearingstelle CLR (Erzeugungsnachweis).

EVU: Erfasst die gesamte Stromlieferung an **K**, ermittelt und verrechnet **K** die von **EVU** gelieferten Ergänzungsbezüge.

Erfasst für **CLR** die kostenlos durchgeleitete Strommenge (kostenlos durchgeleitete Produktion von **P** = Gesamter Bezug von **K** minus Ergänzungsbezug von **K** bei **EVU**) und reicht einen Rückerstattungsantrag für die kostenlose Durchleitung bei CLR ein.

CLR: Unabhängige Clearingstelle auf der Ebene des Übertragungsnetzes. Die Clearingstelle zahlt die Differenzen zu marktorientierten Bezugspreisen gemäss EnG Art. 7 sowie die Vergütungen an Netzbetreiber, welche Überschussstrom kostenlos durchgeleitet haben. **CLR** übernimmt die Weiterverrechnung der für diese Vergütungen erforderlichen Mittel auf der Stufe des Höchstspannungsnetzes (halbjährlich oder jährlich, nach Massgabe der erforderlichen Vergütungen).

CLR vergleicht den Erzeugungsnachweis von **P/EVU-A** mit dem Vergütungsantrag von **EVU** (Abgleich). Klärt Unstimmigkeiten und zahlt periodisch (halbjährlich) die Vergütungen für die kostenlose Durchleitung aus. **CLR** ist unabhängig, so dass Preisangaben nicht aus Konkurrenzgründen eliminiert werden müssen, **CLR** ist zu Datenschutz zu verpflichten.

Erzeugungsnachweis

Der Erzeugungsnachweis dokumentiert Adresse, Standort, Art und Qualität der Erzeugung sowie die produzierte Energie pro Periode. Inhalt Erzeugungsnachweis:

- Name, Adresse, Standort, Produzenten- bzw. Verrechnungsnummer
- Produktionsanlage: Leistung [kW], mittlere/erwartete Gesamtproduktion [MWh/Periode], Art der Produktion/Energiequelle
- Aus dem Liefervertrag mit Kunde K bzw. Lieferant L: Liefermenge (WiHT, So HT, WiNT, SoNT), Art/Qualität der gelieferten Energie, Liefertermine/–dauern
- Zähler (Standort, wer liest ab)
- Kunde/Lieferant und Netzbetreiber EVU-A beim Produzenten (Name, Adresse)

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Der Erzeugungsnachweis wird vom Produzenten **P** erstellt, geht an den Netzbetreiber **EVU-A**, der aufgrund seiner Messungen die Übereinstimmung von gemessener Gesamtproduktion nach Periode und den vertraglich vereinbarten Lieferungen überprüft. Anschliessend wird der überprüfte Erzeugungsnachweis an die Clearingstelle, an den Lieferanten L und an den Netzbetreiber **EVU** beim Kunden **K** weitergeleitet (an letzteren zur Information).

Schlussbemerkungen

Die Konkretisierungen des EMG wurden gemeinsam mit der Kommission KAP, in der Bund (BFE), Kantone (Energiefachstellen), die Elektrizitätswirtschaft, die Verbände der Energiewirtschaft (VSE; VSG; EV), die Vertreter der Grossbezüger, der Kleinwasserkraft, der WKK, der erneuerbaren Energien und der dezentralen Produzenten erarbeitet und dienten der Erarbeitung der Elektrizitätsmarktverordnung (EMV-Vernehmlassungsvariante). Nach der Vernehmlassung der EMV wird die KAP bei Bedarf Modifikationen und/oder weitere Konkretisierungen veranlassen.

PERSPECTIVES POUR LES CENTRALES HYDRAULIQUES EN SUISSE

Compétitivité à long terme et potentiel d'amélioration¹

Massimo Filippini²

Résumé

Il a souvent été question, dans les débats politiques récents, des effets négatifs de la libéralisation du marché de l'électricité sur la compétitivité de la force hydraulique et, le cas échéant, des moyens d'y remédier. Dans ce contexte, un postulat de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie datant d'octobre 2000 invitait le Conseil fédéral à examiner la **place à moyen et à long terme de l'énergie hydraulique dans un marché de l'électricité libéralisé**.

Tel est le sujet de cette première étude générale qui doit être considérée plutôt comme une étude préparatoire. Nous avons choisi la **perspective à long terme**, en définissant la compétitivité comme la capacité d'une branche ou d'entreprises individuelles à effectuer sur le long terme des **investissements visant au maintien ou au renouvellement des centrales**.³

Les trois objectifs poursuivis par cette étude sont:

1. évaluer le **cadre général** pour la production d'énergie hydraulique. Il s'agit d'**identifier les facteurs susceptibles d'entraver ou d'améliorer la compétitivité à long terme de la branche**. Concrètement, on étudie si les centrales hydrauliques procéderont aux investissements nécessaires à leur renouvellement au terme de leur concession, soit après 2020 dans la plupart des cas.
2. identifier, grâce à l'analyse de la **structure de coûts**, les possibilités de renforcer à l'avenir la compétitivité de la branche.

¹ CEPE - Mecop, LASEN, *Perspektiven der Wasserkraftwerke in der Schweiz: Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale*, projet de recherche sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie: Bases de l'économie énergétique de l'OFEN. L'étude paraîtra probablement fin novembre 2001.

² Prof. Dr. Massimo Filippini, Centre for Energy Policy and Economics, ETH Zentrum WEC C17.2, 8092 Zürich, Tel. 01 632 06 49/01 632 11 11, filippini@cepe.mavt.ethz.ch

³ Le CEPE a élaboré une seconde étude portant sur les perspectives de l'énergie hydraulique à court et à moyen terme ainsi que sur les potentiels du courant vert. L'étude paraîtra vraisemblablement fin novembre (CEPE, EAWAG, *Perspektiven der Wasserkraftwerke in der Schweiz: Chancen für den Ökostrommarkt*, projet de recherche sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie: Bases de l'économie énergétique de l'OFEN. L'étude paraîtra probablement fin novembre 2001).

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

3. montrer les possibilités existant **sur le plan de la politique économique** d'améliorer les conditions de production et de vente d'électricité des centrales hydrauliques.

L'étude **ne traite pas des investissements non amortissables**, lesquels ont déjà fait l'objet de diverses analyses en Suisse. En outre, elle n'aborde que brièvement les facteurs liés à la libéralisation du marché qui détermineront – et probablement compliqueront – la situation économique de la branche, notre sujet étant la compétitivité à long terme. Il n'est bien évidemment pas question de minimiser l'importance de ces facteurs, sur lesquels d'autres études reviendront en détail.

PERSPEKTIVEN DER WASSERKRAFTWERKE IN DER SCHWEIZ

Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale⁴

Zusammenfassung

In dieser ersten, allgemeinen Studie – die einen Vorstudien-Charakter aufweist – wird untersucht, ob die Strommarktliberalisierung die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft beeinträchtigt und welche Massnahmen dagegen ergriffen werden könnten. Die langfristige Wettbewerbsfähigkeit ist definiert als die Fähigkeit einer Branche, **langfristig, nach Ablauf der Konzessionen, Erneuerungsinvestitionen** zu tätigen.

Die drei Hauptziele der Untersuchung sind:

1. Beurteilung der **langfristigen Wettbewerbsfähigkeit** der Branche und Identifizierung der Faktoren, welche diese beeinträchtigen bzw. verbessern könnten.
2. Analyse der **Kostenstruktur** und Aufzeigen von Massnahmen, mit denen die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Branche gestärkt werden kann.
3. Darstellung von möglichen **wirtschaftspolitischen Massnahmen**, um die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftwerke zu verbessern.

Die Studie identifiziert die wichtigsten Determinanten der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit in den **Strommarktpreisen** und in den **Kapitalkosten** (Höhe der spezifischen Investitionskosten bzw. Abschreibungen und Zinssatz für das Fremd- und Eigenkapital). Weiter können die **Wasserzinse**, die **Steuern** und die Bestimmungen zu den **Restwassermengen**, vor allem für Unternehmen, die sich Nahe der Rentabilitätsgrenze befinden, für den Investitionsentscheid von grosser Bedeutung sein.

⁴ CEPE - Mecop, LASEN, *Perspektiven der Wasserkraftwerke in der Schweiz: Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale*, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Forschungsprojekte Energiewirtschaftliche Grundlagen des Bundesamtes für Energie. Die Studie wird voraussichtlich Ende November 2001 veröffentlicht.

Die Ergebnisse der Analyse deuten darauf hin, dass in Zukunft mit einer **bedeutenden Anzahl** von Unternehmen gerechnet werden muss, die auf eine Erneuerung ihrer Anlagen **verzichten** würden. Diese Ergebnisse hängen selbstverständlich von der Entwicklung der Strommarktpreise, der spezifischen Investitionskosten, der Zinssätze und der weiteren ökonomischen, politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ab. Eine Prognose zu machen über die Entwicklung dieser Parameter ist mit grossen **Unsicherheiten** verbunden. Durch Sensitivitätsrechnungen und die Definition von verschiedenen Szenarien wird diesen Unsicherheiten Rechnung getragen.

Die Untersuchung weist schliesslich darauf hin, dass wirtschaftspolitische Massnahmen eine Verbesserung der Wettbewerbssituation der Wasserkraft bewirken könnten. Besonders erfolgversprechend dürften alle Massnahmen sein, die in Richtung **Internalisierung der externen Kosten** der Energieerzeugung zielen. Flankierend könnten gezielte **Unterstützungsmassnahmen** für einzelne Werke zum Einsatz kommen.

Situation initiale

L'analyse de l'environnement dans lequel opèrent les centrales hydrauliques montre qu'un grand nombre de paramètres influencent la compétitivité de ce secteur. Parmi les **facteurs économiques**, il faut citer en premier lieu les **prix pratiqués sur le marché du courant**. Nous partons du principe que la technologie marginale déterminera les prix de référence dans un marché européen libéralisé. Nous pensons ici à une technologie susceptible de couvrir aux moindres coûts la **demande supplémentaire de courant** d'un segment donné de la charge. En d'autres termes: «dans une période où le parc des centrales présente un taux d'utilisation maximum, le prix est déterminé par les coûts marginaux à long terme de la centrale supplémentaire à mettre en service»⁵. Au vu de ses faibles coûts marginaux, la force hydraulique ne sera jamais une technologie marginale. On peut donc considérer les prix du marché de l'électricité comme une valeur exogène pour les centrales hydrauliques.

Les prévisions en matière de prix (Tableau1) sont établies sur la base d'un modèle simple, dans lequel on estime les coûts de production pour différentes technologies de substitution de l'énergie hydraulique. Ainsi, ce sont les installations munies de turbines à gaz qui déterminent le prix du marché dans le segment à charge ébuvée. Quant aux prix de l'énergie en ruban, les coûts de production des centrales nucléaires servent de référence.

Le modèle construit pour déterminer les prix du courant à long terme montre que le prix moyen de la production en ruban est de 5,6 centimes/kWh (pour les installations dont la production est uniforme sur toute l'année). Ces prévisions reflètent à peu près les estimations utilisées dans des études comparables (voir p. ex. CSFB 1997).

⁵ Pfaffenberger 1993.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

Tableau 1: Résultats du modèle et prix réels moyens à long terme par période de charge

Période de charge	Heures par période de charge*	Prix moyen (cent./kWh)
Charge de pointe en hiver	826	14,5
Charge de pointe en été	295	7,1
Charge moyenne en hiver	1431	5,1
Charge moyenne en été	1822	4,7
Charge minimale en hiver	2111	4,7
Charge minimale en été	2275	4,1
Prix moyen	8760	5,6

* Etude OFEE n° 6, 1996

Les **frais financiers** sont une autre variable économique influant fortement sur la compétitivité. Nous distinguons ici entre la rémunération du capital et le montant des investissements, donc le niveau des amortissements. Les prévisions pour les taux d'intérêt se fondent sur les taux actuels. Il en résulte un taux d'intérêt moyen pondéré du capital de 4,5 %. Celui-ci contient déjà un supplément de risque pour les investissements dans des centrales hydrauliques. L'estimation des investissements se fonde par contre sur des valeurs historiques ainsi que sur des études actuelles⁶. Le Tableau 2 présente une estimation des frais d'investissements spécifiques.

Tableau 2: Facteurs d'investissement spécifiques (CHF/kW) par catégorie de centrales

Catégorie de centrales	Coûts d'investissements CHF / kW
Investissements spécifiques centrales de 1 à 10 MW	3000
Investissements spécifiques centrales au fil de l'eau	1750
Investissements spécifiques centrales à accumulation	1250
Investissements spécifiques pompage-turbinage	875

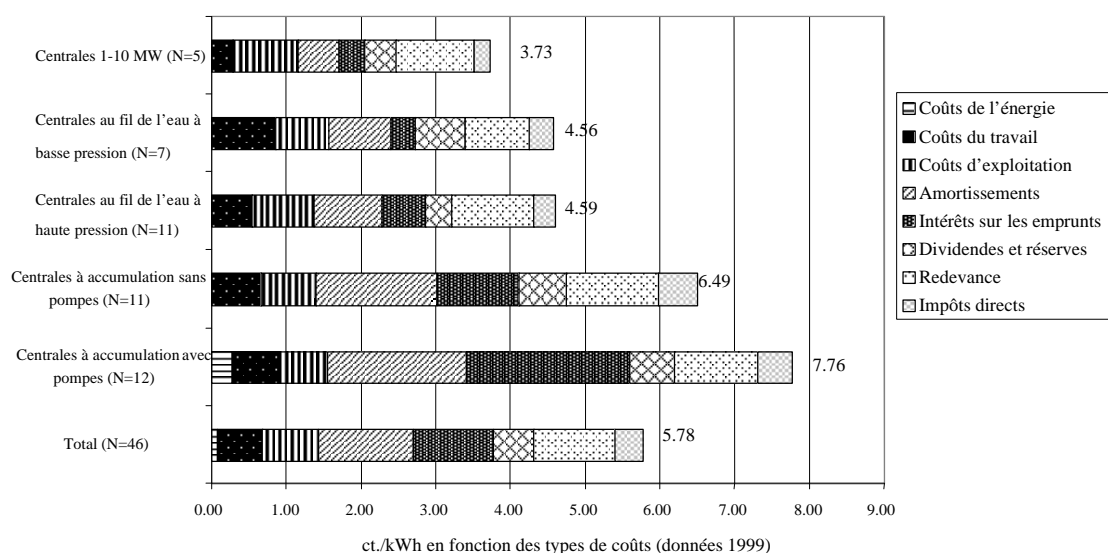
Si l'on passe au niveau **politico-juridique**, l'évolution du **maximum de la redevance hydraulique** et l'introduction de **taxes sur l'énergie** sont deux facteurs susceptibles d'influencer la compétitivité des centrales hydrauliques; sur le plan de l'**écologie**, il faut mentionner au premier chef les dispositions relatives au **débit résiduel**. Par ailleurs, l'élaboration de labels écologiques pourrait avoir à l'avenir une incidence notamment sur le potentiel d'écoulement du courant vert. L'évolution des conditions générales sur le plan **technique** peut entraîner ponctuellement une amélioration du rendement et des hausses de puissance. Dans l'ensemble, la présente étude part du principe qu'en Suisse, le potentiel pour la construction de nouvelles installations hydrauliques est minime et le développement de la force hydraulique terminé, pour l'essentiel.

⁶ Electrowatt Engineering 1998.

Nous nous sommes basés, afin d'évaluer la compétitivité à long terme des centrales hydrauliques, sur les caractéristiques économiques (prix coûtant) et techniques (conditions de production et emplacement) d'un échantillon de centrales suisses.

L'évaluation de ces caractéristiques a notamment montré que pour la plupart des centrales hydrauliques, les concessions n'expireront que dans vingt à trente ans. Ce sera aussi le (dernier) moment pour se poser et résoudre la question du renouvellement des installations. L'analyse des caractéristiques économiques a été faite pour un échantillon de 46 entreprises, pour lesquelles les données de quatre rapports d'activité (1990, 1995, 1997 et 1999) étaient disponibles. Ces informations figurent dans une banque de données réalisée par le LASEN⁷ et le CEPE.

Le Graphique 1 montre les prix de revient pour les cinq catégories de centrales hydrauliques ainsi que pour toutes les entreprises (valeur moyenne).



Graphique 1: Coût de production moyen (centimes/kWh) par type de centrale, évaluation tirée des rapports d'activité 1999

Il ressort du Graphique 1 que les coûts de revient des divers types de centrales hydrauliques présentent une grande dispersion. Cet écart est encore bien plus considérable entre les centrales isolées, notamment en ce qui concerne les frais financiers. Cette dispersion tient probablement, d'une part à des différences de l'efficacité, d'autre part à des conditions de site et de production différentes. Toutes catégories confondues, 46 % des coûts de revient sont imputables aux amortissements, aux intérêts sur les emprunts, aux dividendes et à la constitution de réserves⁸. Le reste se compose pour 27 % des coûts variables de production (énergie, travail, autres charges de fonctionnement) et pour 28 % de la redevance hydraulique et de taxes. Ces proportions varient suivant les catégories de centrales. Celles dont la puissance se situe entre 1 MW et 10 MW ont, en moyenne, les coûts de revient les plus bas (3,73 ct / kWh). Elles sont suivies des centrales au fil de l'eau, avec 4.6 ct / kWh (centrales à basse pression et haute pression). En revanche les centrales à accumulation enregistrent des coûts supérieurs à la moyenne. Pour les centrales privées de

⁷ Laboratoire de systèmes énergétiques de l'EPF Lausanne.

⁸ Précisons que les politiques des dividendes et de constitution des réserves varient fortement d'une entreprise à l'autre. Ces données doivent donc être interprétées avec les précautions d'usage.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

pompes, les coûts de revient s'élèvent à 6.49ct / kWh. Ils grimpent jusqu'à 7,76ct / kWh pour les installations qui en sont équipées.

Les évaluations indiquent que plusieurs entreprises sont en mesure de couvrir leurs coûts de production à court terme aussi, donc avec les prix bas actuels du marché de l'électricité. Des problèmes subsistent pour des entreprises isolées qui enregistrent aujourd'hui des coûts de revient supérieurs à la moyenne. Il reste à déterminer le potentiel de réduction des coûts dont elles disposent.

En examinant l'évolution des coûts au cours des dernières années, on s'aperçoit que les centrales hydrauliques ont entrepris des mesures pour réduire leurs coûts de production. On observe ainsi une baisse tendancielle des coûts d'exploitation et des coûts du travail. Par contre, les frais financiers ont pris l'ascenseur dans le même temps. Ce phénomène est dû entre autres au changement intervenu dans la politique d'amortissement (amortissements extraordinaires) et à l'augmentation de la redevance hydraulique, qui est passée en 1996 de 54 francs à un maximum de 80 francs par KW de puissance brute.

Deux palettes de mesures visant à réduire les coûts d'entretien et de fonctionnement s'offrent aux entreprises. La première recouvre les améliorations techniques: amélioration du rendement, maintenance en fonction de l'état réel des installations, nouvelles technologies de production. La seconde touche aux finances: utilisation d'instruments de financement flexibles et réalisation par étape des projets d'investissement.

Evaluation de la compétitivité à long terme

Pour mesurer la compétitivité à long terme, on a utilisé la méthode dite de l'actualisation des flux de trésorerie libre (Discounted Free Cash Flow Method – DFCF), laquelle considère le point de vue des investisseurs: l'investissement a lieu uniquement s'il permet un rendement convenable sur le capital engagé. L'évaluation de la rentabilité de l'investissement se base sur un échantillon de 57⁹ entreprises qui diffèrent entre elles du point de vue des coûts d'exploitation, des coûts d'investissements, de la structure de production et de la structure des recettes. Il est utile de préciser ici que la généralisation des résultats obtenus sur notre échantillon doit se faire avec précaution. En effet, le nombre réduit des entreprises examinées et les incertitudes des prévisions sur l'évolution de l'économie et des techniques interdisent toute interprétation hâtive. Les résultats auxquels nous aboutissons illustrent plutôt de manière générale la façon dont pourrait évoluer la compétitivité du secteur de l'énergie dans les décennies à venir.

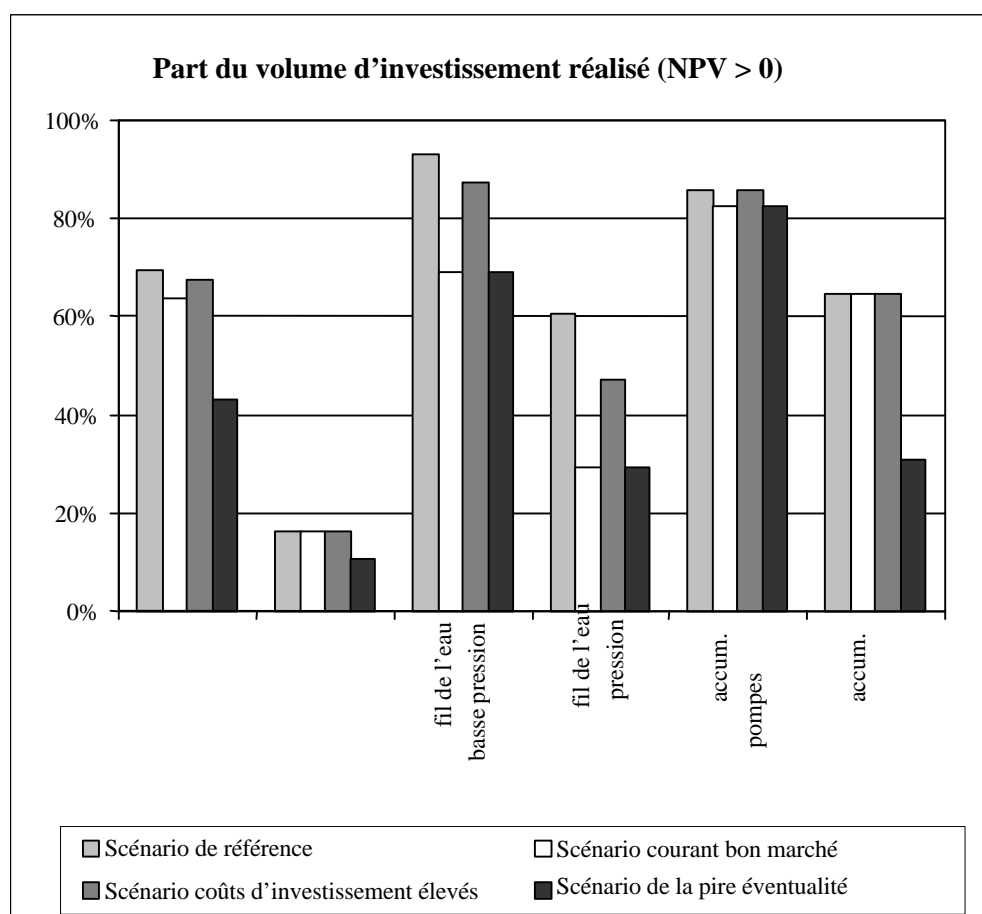
La question à laquelle nous allons tenter de répondre à l'aide des modèles de calcul est la suivante:

En tenant compte, d'une part, du niveau actuel et de la structure actuelle des coûts d'exploitation (sans les frais financiers); d'autre part, des prévisions concernant l'évolution des prix du courant sur le marché, des structures de production et des frais financiers, **combien d'entre les 57 entreprises formant l'échantillon seraient-elles disposées à long terme à renouveler leurs installations?**

⁹ Les modèles de calcul englobent toutes les entreprises dont les données économiques pour 1999 étaient disponibles. En revanche, l'analyse de la structure des coûts n'a pris en compte que les entreprises qui étaient en mesure de fournir des données pour quatre années. C'est pourquoi l'échantillon a été ramené ici à 46 entreprises.

Les modèles de calcul ont été établis pour **quatre scénarios** qui correspondent à des niveaux de prix du courant sur le marché et à des coûts d'investissements différents. Ainsi, le scénario «courant bon marché» s'appuie sur des prix inférieurs de 10 % à ceux pris en compte par le scénario de référence. Le scénario «coûts d'investissement élevés», lui, pose que les coûts d'investissement spécifiques sont plus élevés de 10 %. Enfin, le scénario «de la pire éventualité» postule que les coûts d'investissement spécifiques sont plus élevés de 10 % et les prix du courant sur le marché inférieurs de 10 %.¹⁰

Le Graphique 2 illustre les résultats obtenus par les modèles de calcul. Il indique la proportion des investissements qui seraient effectivement réalisés en fonction du scénario adopté et par rapport au montant total des investissements.



Graphique 2: Volume d'investissement réalisé selon le scénario, par catégorie de centrales hydrauliques (% du potentiel d'investissement en rénovation)

Le Graphique 2 montre, par exemple, que les centrales au fil de l'eau à haute pression réaliseraient 60 % de leurs investissements en rénovation dans le scénario de référence. Cette proportion atteindrait à peine 50% dans le cas du scénario «coûts d'investissement élevés», et chuterait à 30 % pour les deux scénarios restants.

Si l'on considère le scénario de référence, lequel repose sur l'hypothèse d'une évolution favorable des prix du courant sur le marché, on remarque que la plupart des entreprises possédant des

¹⁰ L'étude signalera en premier lieu les difficultés qui pourraient apparaître à long terme. C'est la raison pour laquelle la définition et le calcul d'un scénario optimiste ont été abandonnés.

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

centrales à accumulation sans pompes ou des centrales au fil de l'eau à basse pression réinvestiraient dans leurs installations. Le tableau s'assombrit en revanche pour les centrales hydrauliques d'une puissance située entre 1MW et 10MW. Même si les conditions relativement positives posées par le scénario de référence étaient réunies, elles rencontreraient de sérieuses difficultés à investir dans leurs équipements. De manière générale, les entreprises du secteur de l'énergie hydraulique réaliseraient **70 % du volume global des investissements** avec le scénario de référence. A l'autre bout de l'échelle, dans le cas du scénario de la pire éventualité, ce chiffre tomberait à **40 %**. Ce cas de figure toucherait plus durement les centrales au fil de l'eau à haute pression et les centrales à accumulation avec pompes, qui subiraient un resserrement significatif de leurs investissements en rénovation. On peut cependant constater qu'un grand nombre d'entreprises ont plus ou moins atteint leur seuil de rentabilité. La moindre amélioration des conditions générales pourrait par conséquent faire basculer la valeur actualisée nette du côté positif, autorisant de ce fait l'investissement.

Globalement, les résultats nous enseignent qu'il faut porter un regard **différencié** sur la compétitivité du secteur de l'énergie hydraulique sur le long terme. Des situations de concurrence différentes peuvent apparaître non seulement entre les catégories de centrales, mais également au sein d'une même catégorie où certaines entreprises, affectées par des conditions de production particulières, sont susceptibles de se retrouver en difficulté lorsqu'il s'agira de procéder à des investissements importants.

De par leur définition, les scénarios tiennent compte du fait que de petites variations du niveau des coûts d'investissements spécifiques et des prix du courant sur le marché peuvent exercer une influence non négligeable sur les résultats des modèles de calcul. Cela dit, il faut garder à l'esprit que les données obtenues n'ont qu'une **valeur indicative** et sont sujettes à des variations parfois importantes en cas de modification des conditions cadres.

La méthode DFCF est également utile lorsque l'on veut évaluer **l'impact de mesures de politique économique** comme celles énoncées ci-dessous:

1. Introduction d'une taxe sur le CO₂
2. Introduction d'une taxe sur les énergies non renouvelables
3. TVA – Exemption du secteur de l'énergie et introduction d'une taxe énergétique fiscalement neutre
4. Prêts à taux préférentiel

Comme il fallait s'y attendre, les modèles de calcul montrent que les mesures qui provoquent une hausse générale des prix sans peser sur les coûts de l'énergie hydraulique augmentent les rentrées d'argent et rendent les centrales plus concurrentielles. Dans une situation où les prix du courant sur le marché s'établissent à un bas niveau sur le long terme, une politique énergétique visant à **internaliser les coûts externes** est particulièrement adaptée pour améliorer la compétitivité de l'énergie hydraulique. Bien entendu, cette amélioration sera d'autant plus marquée que le produit des taxes reversé aux producteurs sera élevé. En élaborant ces mesures, il faut également prendre en considération le fait que les importations de courant seront, elles aussi, soumises aux taxes. Des mesures de soutien en faveur de certaines entreprises pourraient enfin venir compléter les mesures d'internalisation des coûts.

Conclusion

L'étude aboutit aux conclusions suivantes:

1. Les facteurs les plus déterminants de la compétitivité future sont les **prix du courant sur le marché** et les **frais financiers**; c'est-à-dire les coûts d'investissement spécifiques par kW installé et le taux d'intérêt portant sur le capital propre et les emprunts.
2. L'impact des autres facteurs ne doit pas être sous-estimé. Cela vaut en particulier pour les entreprises qui flirtent avec le seuil de rentabilité. Toute variation des dispositions sur la redevance hydraulique, sur les taxes et sur le débit résiduel peut exercer une influence significative sur leur compétitivité et l'activité d'investissement.
3. Si la plupart des entreprises ont vu leurs **coûts d'exploitation** baisser ces dernières années, cette évolution n'est pas aussi nette s'agissant des frais financiers. En effet, en raison de la libéralisation du marché, les risques liés aux placements dans de telles installations ont tendance à croître. Il est donc peu probable que les frais financiers connaissent un recul substantiel dans les années à venir.
4. Compte tenu des buts généraux de la présente étude et du temps à disposition, la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie libre (**Discounted Free Cash Flow Method – DFCF**) s'est avérée fructueuse pour analyser la compétitivité à long terme d'un échantillon d'entreprises actives dans le secteur de l'énergie hydraulique.
5. La méthode DFCF a nécessité le recours à des **prévisions** sur l'évolution future des prix du courant et des coûts d'investissement, prévisions qui présentent un haut degré d'incertitude. Ce qui nous a amenés à élaborer plusieurs scénarios correspondant aux différentes évolutions possibles de ces variables. Une analyse plus fine des paramètres du modèle aurait cependant été souhaitable. Elle aurait permis de réaliser une étude plus complète et plus en profondeur. Bien que nous ayons essayé de lever ces incertitudes en élaborant des scénarios et des analyses de sensibilité, il y a là une limite à la présente recherche.
6. Les résultats des modèles de calcul montrent qu'il est très difficile de tirer des conclusions générales en matière d'énergie hydraulique étant donné les trop grandes **disparités** qui existent entre les catégories de centrales et entre les entreprises au sein d'une même catégorie.
7. Même si les prix du courant sur le marché et les coûts d'investissement suivaient une évolution favorable, plusieurs entreprises ne tireraient **aucun** avantage, d'un point de vue économique, à réaliser des investissements en rénovations. Cette remarque concerne plus particulièrement les centrales dont la puissance se situe entre 1MW et 10MW.
8. Les modèles de calcul privilégient le point de vue des investisseurs: l'investissement dans un projet a lieu uniquement s'il permet un rendement convenable sur le capital engagé. Mais si l'on envisage l'investissement dans l'optique de l'**économie nationale**, des considérations sur les coûts externes et l'utilité du projet entrent alors en ligne de compte. Elles peuvent aboutir à la conclusion qu'une intervention de l'Etat dans la mécanique du marché au moyen d'instruments de politique économique s'avère malgré tout judicieuse.
9. Des mesures de politique économique pourraient améliorer la situation concurrentielle du secteur de l'énergie hydraulique. Notamment les mesures qui visent à **internaliser les coûts externes** obtiendraient des résultats prometteurs. Des mesures d'accompagnement comme le soutien d'entreprises isolées pourraient être introduites. Du point de vue de

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen EWG	Programme de recherche Fondements de l'économie énergétique	Bundesamt für Energie BFE Office fédéral de l'énergie
---	--	--

l'économie nationale, ces interventions des pouvoirs publics sont souhaitables lorsqu'une analyse coûts-utilité globale – intégrant **les coûts externes et l'utilité externe** du secteur de l'énergie hydraulique – donne un résultat positif.

10. Au vu des résultats de l'analyse, il faut s'attendre à ce qu'un **nombre significatif** d'entreprises **renoncent** à renouveler leurs installations. Les centrales ont été érigées sur des sites très hétérogènes et à des époques différentes. Les niveaux des investissements nécessaires à leur rénovation seront par conséquent très inégaux. Une aide étatique attribuée de manière uniforme à toutes les entreprises soutiendra généreusement celles qui sont rentables, mais se révélera insuffisante pour celles qui ne sont pas compétitives. C'est dire que la volonté politique de préserver les centrales hydrauliques passe par l'établissement de mesures et d'aides ciblées et différenciées.

Bibliographie

Office fédéral de l'économie des eaux (OFEE), *Gesamtbeurteilung der Pumpspeicherung*, Studienbericht Nr. 6, 1996

Credit Suisse First Boston (CSFB), *Schweizerische Elektrizitätswerke, Bonitätsanalyse*, Hess, K. et Jamieson, R., décembre 1997

Electrowatt Engineering, *Finanzbedarf zur Erhaltung bestehender Wasserkraftwerke und zur Verbesserung der Ökologie der Gewässer im schweizerischen Alpenraum*, Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone, 1998

Pfaffenberger Wolfgang, *Elektrizitätswirtschaft*, avec la collaboration de Frieder Bolle, Oldenbourg Munich, 1993