

ELEKTRIZITÄTSMARKT: WETTBEWERB UND ENTFLECHTUNG DES «SWISS GRID»

Ist die Schweiz bereit für Wettbewerb
und für Europa?

Urs Meister, Avenir Suisse

DISKUSSIONSPAPIER

Im Hinblick auf die bevorstehende Liberalisierung untersucht der Beitrag die Wirkungen der bestehenden, staatlich geprägten Eignerstrukturen im Schweizer Elektrizitätsmarkt. Dabei zeigt sich, dass die engen Verflechtungen zwischen den Marktakteuren, insbesondere zwischen den Verbundunternehmen als Produzenten und der Netzbetreiberin Swissgrid, Hindernisse für einen effektiven Wettbewerb sind. Die fehlende Unabhängigkeit und die bewusst schwache Regulierung machen Markteintritte für neue Produzenten unattraktiv – was mit Blick auf eine drohende Stromknappheit besonders negativ ist. Die Liberalisierung stellt jedoch keinen Selbstzweck dar, vielmehr werden Wachstumswirkungen für die Gesamtwirtschaft erwartet. Eine Stärkung des Wettbewerbs setzt ein grösseres Engagement von privaten, unabhängigen Akteuren im Elektrizitätsmarkt voraus – entweder auf Seiten der Verbundunternehmen oder der Netzgesellschaft oder bei beiden. In jedem Fall müsste mit der Liberalisierung ein Rückzug der Kantone aus der Elektrizitätswirtschaft einhergehen.

01 Einleitung

Aus technischer Sicht stellen die Übertragungsnetze den Transport von Strom auf Hochspannungsebene von den Kraftwerken zu den Verteilnetzen oder direkt zu den Endverbrauchern sicher. Genauso wichtig ist ihre Rolle aus marktlicher Sicht. Die Schaffung eines Marktes für Stromübertragung durch die Duplizierung des Netzes ist aus volkswirtschaftlicher Sicht unsinnig, da die Investitionskosten zu hoch wären. Stromnetze sind sog. natürliche Monopole. Im Gegensatz zu anderen Netzindustrien wie der Telekommunikation bestehen bei der Stromübertragung auch in absehbarer Zeit keine technischen Substitute – wie z.B. Mobilfunk, Festnetz, Fernseekabel, Wireless LAN. Der Wettbewerb im Elektrizitätsmarkt muss daher die Wertschöpfungsstufe Transport (und Verteilung) auslassen, er kann nur in der Produktion, im Handel und im Vertrieb geschaffen werden. Dies setzt voraus, dass alle Marktteilnehmer das Netz zu gleichen, nicht-diskriminierenden Konditionen nutzen können. Zu diesem Zweck können Anforderungen an die organisatorische Unabhängigkeit des Übertragungsnetzes von anderen Wertschöpfungsstufen wie Handel, Produktion und Vertrieb definiert werden. Vormalig vertikal integrierte Versorger müssen sog. Entflechtungs- bzw. Unbundlingmassnahmen umsetzen, damit sie Konkurrenten bei der Netznutzung nicht benachteiligen bzw. für sich selber Vorteile einräumen können. Darüber hinaus können die Netzzugangsbedingungen durch eine unabhängige Instanz reguliert werden.

Erfahrungen aus den USA und der EU zeigen, dass die institutionelle Unabhängigkeit des Netzbetreibers das zentrale Element bei der Schaffung eines funktionierenden Wettbewerbs ist. In den USA werden die Netze vorwiegend durch wirtschaftlich unabhängige (regionale) Netzbetriebsgesellschaften betrieben. Weniger konsequent ist das Unbundling in den minimalen Vorschriften der EU definiert, welche lediglich verlangen, dass vertikal integrierte Konzerne ihre Übertragungsnetze in rechtlich eigenständige Tochtergesellschaften auslagern (sog. Legal Unbundling). Dass diese Mini-

malvorschriften den bisherigen Monopolisten viel Spielraum geben und daher wenig geeignet sind, für effektiven Wettbewerb zu sorgen, hat auch die EU-Kommission eingesehen und eine Verschärfung der Vorschriften angekündigt. Einige EU-Mitgliedstaaten wie Grossbritannien, Finnland, Norwegen oder Schweden haben bereits heute konsequentere Entflechtungsmodelle gewählt, die über die EU-Minimalvorschriften hinausgehen. Dabei wird das Netz nicht nur rechtlich sondern auch wirtschaftlich bzw. eigentumsmäßig von den Produktionsunternehmen separiert.

In der Schweiz wird das Übertragungsnetz gemäss dem neuen Stromversorgungsgesetz (StromVG), das voraussichtlich ab 1. Januar 2008 in Kraft treten wird, durch eine eigenständige Gesellschaft betrieben. Hierzu wurde der Netzbetrieb von den bislang vertikal integrierten Verbundunternehmen (weitgehend) an Swissgrid, ausgelagert – einen sog. Independent System Operator (ISO). Nach einer Übergangsfrist von 5 Jahren werden auch die Netze an Swissgrid übertragen, dann wird Swissgrid zum sog. Transmission System Operator (TSO). Die Unabhängigkeit von Swissgrid wird aber durch die Tatsache relativiert, dass ihre Aktionäre die acht grossen Verbundunternehmen sind, die ihrerseits vorwiegend im Eigentum der Kantone sind. Schliesslich sind sie gleichzeitig die grössten Stromproduzenten und -händler. Über die Einsitznahme im Verwaltungsrat, aber auch auf operativer Ebene durch den Einsitz in Fachkommissionen können sie ihre Interessen systematisch wahrnehmen. Oder sie schränken die finanziellen Möglichkeiten des unabhängigen Netzbetreibers ein, so dass dieser auf die Ressourcen der Verbundunternehmen angewiesen bleibt. Ein gewisses Mass an Unabhängigkeit hat Swissgrid bis heute vor allem aufgrund heterogener Interessen der Aktionäre, die heute noch weitgehend als eigenständige Unternehmen im Markt agieren. Allerdings sind die Verbundunternehmen über ihre Aktionärsstrukturen eng miteinander vernetzt. Und weil die Kantone die indirekten Eigner von Swissgrid sind, ist nicht ausge-

schlossen, dass sie die Ausrichtung von Swissgrid auch noch durch regionalpolitische Interessen zu beeinflussen versuchen.

Und schliesslich zeigen die europäischen Erfahrungen, dass es nach der Markttöffnung zu einer raschen Konsolidierung kommt. Auch in der Schweiz zeichnet sich eine solche Entwicklung ab. Die im europäischen Vergleich geringe Grösse der Verbundunternehmen, die anstehenden Investitionen in Grosskraftwerke und die zunehmende Internationalisierung des Stromhandels dürften diesen Prozess beschleunigen. Damit einher geht mittel- bis längerfristig auch eine ungewollte Reduktion der Unabhängigkeit von Swissgrid. Das lässt sich einfach am Extremfall illustrieren: käme es zu einer vollständigen Konsolidierung zwischen den Verbundunternehmen, würde das schweizerische Unabhängigkeitsmodell in ein einfaches Legal Unbundling konvergieren. Potenzielle neue Anbieter müssen damit rechnen, dass sie durch bestehende Produzenten mit der Möglichkeit zur Einflussnahme auf den Netzbetreiber benachteiligt werden. Die halbherzige Entflechtung geht zudem mit einer schwachen Regulierung einher. Im Gegensatz zur europäischen Praxis sieht das Schweizer Modell eine ex-post-Regulierung vor, bei welcher die ElCom als Regulator erst im Nachhinein eingreift, wenn sich die beteiligten Konkurrenten nicht einig werden. Erfahrungen aus der Telekommunikation zeigen, dass die damit verbundenen Entscheidungswege lang und mit Unsicherheiten verbunden sind. Weil die Elektrizitätsproduktion durch hohe Investitionssummen charakterisiert ist, hat dieser Umstand besonders negative Auswirkungen auf die Entwicklung der künftigen Angebots- und Preisstruktur. Der Markteintritt ist für unabhängige, etwa auch ausländische Produzenten, unattraktiv.

Eine Verschärfung der schweizerischen Entflechtungsregelung könnte in einem ersten Schritt auch ohne Änderung des StromVG umgesetzt werden. Zu diesem Zweck könnte in den Statuten von Swissgrid festgelegt

werden, dass Aktionäre, welche direkt oder indirekt über Kraftwerkskapazitäten verfügen, nur in begrenztem Ausmass Anteile an der Gesellschaft halten dürfen. Spätestens bei einer Konsolidierung im Schweizer Markt müssten Verbundunternehmen ihre Anteile an Swissgrid reduzieren. Weil die Kantone zudem Eigner der Verbundunternehmen und damit indirekte Eigner von Produktionskapazitäten sind, könnten sie die Swissgrid-Aktien ihrer Verbundunternehmen nicht oder nur begrenzt übernehmen. Weil aber gemäss StromVG mehr als die Hälfte des Swissgrid-Aktienkapitals in direktem oder indirektem Eigentum der Schweizer Kantone und Gemeinden sein muss, müssten sie entweder Eigentum an den Verbundunternehmen veräussern (damit sie direkte Swissgrid-Eigner werden können) oder sie müssten Swissgrid-Aktien an jene Kantone bzw. Gemeinden veräussern, welche bislang nur ein geringes Engagement bei der Elektrizitätsproduktion haben. Die erste Option würde in Richtung Privatisierung der Verbundunternehmen zielen – aufgrund des zunehmenden (internationalen) Wettbewerbs in den Bereichen Produktion und Handel wäre ein solcher Schritt ohnehin sinnvoll. Längerfristig müsste eine Veränderung des StromVG in Betracht gezogen werden, so dass sich in verstärktem Ausmass auch unabhängige Dritte an Swissgrid beteiligen können, z.B. unabhängige Produzenten oder Finanzinvestoren. Erfahrungen aus England zeigen, dass es aufgrund der interessanten Rendite-Risiko-Struktur einfach ist, Investoren für regulierte Infrastrukturanlagen zu finden – insbesondere institutionelle Anleger wie Pensionskassen. Auf Seiten der Verbundunternehmen würde dagegen Kapital frei für Investitionen in (rentablere) Produktionskapazitäten. Dabei würde eine stärkere Entflechtung den Verbundunternehmen eine Reduktion des Swissgrid-Engagements erleichtern – solange nämlich Konkurrenten am Swissgrid-Eigentum beteiligt sind, wird sich ein Verbundunternehmen aus strategischen Überlegungen kaum einseitig zurückziehen. In jedem Fall ist mit einer höheren Unabhängigkeit von Swissgrid auch

ein geringeres Engagement des Staates im Elektrizitätsmarkt notwendig – entweder beim Netzbetreiber oder bei den Stromproduzenten oder bei beiden. Die enge Verflechtung zwischen Netz, Stromproduzenten und staatlichem Regulator stellt heute eine ungeeignete Basis für effektiven Wettbewerb dar.

Eine Verschärfung der schweizerischen Unbundling-Regeln könnte mittelfristig ohnehin aufgrund von Anpassungen der EU-Richtlinien nötig werden. Damit Schweizer Verbundunternehmen am europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt teilnehmen können, muss die Schweiz bei der Entflechtung die Vorgaben der EU berücksichtigen. Und will die EU den Elektrizitätsmarkt in Schwung bringen, so muss sie die minimalen Vorschriften für die Entflechtung in Richtung TSO oder ISO verschärfen oder sogar die Schaffung von grenzübergreifenden Systembetreibern (RTO) anordnen. In diesen Fällen wäre das hybride schweizerische Modell, bei welchem die Verbundunternehmen weiterhin Mehrheitsaktionäre des ISO oder TSO sind, nicht EU-kompatibel.

Unabhängig von den künftigen Regelungen in der EU macht es für die Schweiz Sinn, den Wettbewerb im inländischen Elektrizitätsmarkt zu stärken. Die Liberalisierung stellt keinen Selbstzweck dar. Auch wäre es verfehlt zu argumentieren, dass sie nur deshalb vorgenommen werden muss, um im Zuge der bilateralen Verhandlungen eine minimale Europa-Kompatibilität herzustellen. Die eigentlichen Zielsetzungen der Marktöffnung sind neben Effizienzsteigerungen Investitionen und Innovationen. Unilaterale Schritte zur Stärkung des Wettbewerbs verschaffen der Schweizer Volkswirtschaft Standortvorteile. Eine Studie des Seco (Staatssekretariat für Wirtschaft 2005) zeigt denn auch, dass von einer Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes signifikante Wachstumseffekte zu erwarten sind. Die Effekte sind umso stärker, je konsequenter die Schweiz ihre Liberalisierung in Relation zu den umliegenden EU-Staaten umsetzt. Im Lichte einer dro-

henden «Stromversorgungslücke» mit der Gefahr von steigenden Preisen und Versorgungsengpässen ist die Schaffung eines funktionierenden Marktes besonders wichtig. Mit dem Inkrafttreten des StromVG ab Anfang 2008 wird die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes daher nicht abgeschlossen, sondern erst eingeleitet.

Im vorliegenden Diskussionspapier wird dargelegt, durch welche Massnahmen die wettbewerbsbehindernden Verflechtungen mittelfristig aufgelöst werden können. Das Kapitel 2 gibt einen Überblick über die Rolle des Übertragungsnetzes im liberalisierten Markt, und Kapitel 3 diskutiert dessen zentrale Rolle im Wettbewerb. In Kapitel 4 werden Entflechtungsregelungen vorgestellt und deren Wirkung auf den Markt bzw. Wettbewerb untersucht. Schliesslich werden in den Kapiteln 5, 6 und 7 die Herausforderungen für den schweizerischen Elektrizitätsmarkt abgeleitet und konkrete Lösungsansätze diskutiert.

02 Die Aufgaben des Übertragungsnetzes im liberalisierten Markt

2.1 Bereitstellung der Netzinfrastruktur

Das Übertragungsnetz stellt den physischen Transport von Strom auf der Höchstspannungsebene (i.d.R. 220 oder 380 kV) sicher. Einerseits wird der Strom vom Kraftwerk zu den unterliegenden überregionalen oder regionalen Verteilnetzen transportiert, andererseits werden direkt am Höchstspannungsnetz angeschlossene Grossverbraucher versorgt. Daneben dient das Netz dem Stromaustausch zwischen den Regelzonen¹ im Inland, aber auch für den internationalen Stromaustausch, also für Importe, Exporte und Transite. Die Bereitstellung der Infrastruktur umfasst den Bau, den Ausbau sowie den Unterhalt von Stromleitungen, Umspannwerke/Transformatoren, Schaltanlagen, Kuppelstellen sowie die Netzführungs- bzw. -steuerungsanlagen.

Zur Sicherstellung einer permanenten Versorgungssicherheit muss sich die Netzinfrastruktur an den Spitzenlasten ausrichten. Gleichzeitig muss das Netz hinreichende Redundanz aufweisen, damit bei einem einzelnen Leitungsausfall nicht die Versorgung zusammenbricht – das setzt voraus, dass mindestens eine auf Spitzenlast dimensionierte Reserveleitung existiert (n-1 Versorgungssicherheit). Ausgebaute Netzverbindungen innerhalb der eigenen Regelzone aber auch mit benachbarten Regelzonen erhöhen nicht nur die Versorgungssicherheit, sondern reduzieren auch die nötigen Kraftwerkskapazitäten. Die enge Vernetzung verschiedener Gebiete bzw. Zonen reduziert die Notwendigkeit der jeweils notwendigen (Reserve-)Kraftwerkskapazitäten, zumal ausreichende Netzkapazitäten einen raschen Stromaustausch z.B. im Falle eines Kraftwerksausfalls in einer Zone erlauben. Aus ökonomischer Sicht sind Netze daher nicht nur ein Komplement für die Stromproduktion, sondern auch ein enges Substitut. Diese Tatsache hat auch Konsequenzen mit Blick auf den Wettbewerb zwischen vertikal integrierten und unabhängigen Stromproduzenten (vgl. Kapitel 3).

2.2 Sicherstellung des Netzbetriebs

Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist für die Netzführungsprozesse verantwortlich und sorgt grundsätzlich dafür, dass sich im Netz Angebot und Nachfrage die Waage halten. Aus technischer Sicht sorgt er für eine konstante Spannung, Frequenz und Lastverteilung im Übertragungsnetz. Hierzu müssen die geplanten Einspeisungen und der Verbrauch aufeinander abgestimmt werden. Dieser Ausgleich wird zwar in erster Linie von sog. Bilanzkreisen² sichergestellt; bei unvermeidlichen Abweichungen muss der ÜNB eingreifen. Im Falle von Lieferungen über Regelzonen hinweg, müssen die Bilanzkreise sog. Austauschfahrpläne beim ÜNB einreichen. Um die Netzstabilität sicherzustellen, werden vom ÜNB Systemdienstleistungen angeboten [vgl. Box 1].

Systemdienstleistungen wie Primärregelung, Bilanzmanagement, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit, Spannungshaltung sowie Ausgleich der Wirkverluste beschaffen die ÜNB von Produzenten. Die damit zusammenhängenden Leistungen setzen Kraftwerkskapazitäten voraus; diese können auch von unabhängigen Dritten zur Verfügung gestellt werden. Da es sich um signifikante Strommengen handelt, verlangt die europäische Gesetzgebung, dass diese nach marktwirtschaftlichen Mechanismen wie Auktionen beschafft werden.⁴ In Deutschland z.B. beträgt das Volumen der vorgehaltenen positiven Regelkapazität rund 7500 MW – was rund 5,5 Prozent der gesamten installierten Produktionskapazität entspricht.⁵

Box I: Systemdienstleistungen³

<i>Systemkoordination</i>	Gesamtnetzüberwachung, Koordination von internationalen Austauschprogrammen, operatives Engpassmanagement.
<i>Primärregelung</i>	Bei plötzlichen Veränderungen des Konsums oder Angebots (z.B. Kraftwerksausfall) stellt der ÜNB Reserveleistung sicher. Der automatische Einsatz in- nert Sekunden wird als Primärregelung definiert.
<i>Bilanzmanagement</i>	Sicherstellung des Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch unter Ein- schluss des Austausches mit anderen Regelzonen und Vorhalten von Regel- energie im Falle einer Abweichung (sog. Sekundär- und Tertiärregelung); die Regelenergie wird gegenüber der Bilanzzone abgerechnet.
<i>Schwarzstart- und Inselbetriebs- fähigkeit von Erzeugern</i>	Wiederaufnahme des Betriebs nach grösseren Störungen im Netz. Hierzu müssen Kraftwerksanlagen mit speziellen technischen Einrichtungen ausge- stattet sein, die sie dem ÜNB vorhalten können.
<i>Spannungshaltung (inkl. Anteil Blindenergie)</i>	Je nach Netzbelastung sind Massnahmen zur Spannungshaltung nötig. Dies geschieht mit spezifischen Netzelementen (sog. Kompensationsmittel) oder über den Einkauf von Blindleistung bei Stromerzeugern.
<i>Betriebliche Messungen</i>	Messung von Spannung, Stromfluss in den Netzen als Grundlage für die Ver- rechnung der Netznutzungsentgelte.
<i>Ausgleich der Wirkverluste</i>	Beim Transport von Strom fallen Wirkverluste an. Für deren Kompensation beschafft der ÜNB Energie.

..... 2.3 Verrechnung der Netzkosten

Der ÜNB ist auch für das Inkasso der Netzleistungen verantwortlich. Das heisst, er kalkuliert die entsprechenden Kapital- und Betriebskosten des Netzes einschliesslich der Kosten für Systemdienstleistungen und berechnet darauf basierend das Netznutzungsentgelt. Dieser Preis für die Benutzung des Netzes kann sowohl bei den Endverbrauchern bzw. Entnehmern (sog. L-Komponente des Tarifes) als auch den Erzeugern (sog. G-Komponente) erhoben werden. Hierzu werden einerseits einmalige Anschlussgebühren für Verbraucher und Produzenten verlangt und andererseits wiederkehrende fixe und variable Gebühren – abhängig von nachgefragter Kapazität (KW) und Energie (KWh) [vgl. Abbildung 1]. Bei angeschlossenen Verteilnetzen werden

die Kosten weitergewälzt, so dass der Verteilnetzbetreiber die Übertragungsnetzkosten dem Endverbraucher anlasten kann. Im Falle von direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Grossverbrauchern werden die entsprechenden Kosten direkt verrechnet.

Das heute in Europa und künftig auch in der Schweiz praktizierte Tarifmodell stellt die Netznutzung in den Vordergrund. Netznutzer sind in erster Linie die Konsumenten, die für ihren Strombezug das Netz benützen. Sie zahlen ein Netznutzungsentgelt, das unabhängig vom Standort bzw. von der Distanz des Stromproduzenten ist. Das Modell wird daher in Anlehnung an das Tarifmodell der Post als «Briefmarke» bezeichnet. Auch das StromVG (Art. 14, Abs. 3b) sowie das aktuelle Swissgrid-Netznutzungsmodell sehen eine solche Tarifgestaltung auf gesamtschweizerischer Ebene vor (vgl.

Swissgrid 2005). Geplant ist daher die Einführung ab Anfang 2008. Noch wehren sich die Verbundunternehmen allerdings gegen den Einheitstarif. Nicht zuletzt wegen Uneinigkeiten über die (relative) Netzbewertung verlangen sie eine Differenzierung der Briefmarkentarife je nach Regelzone.

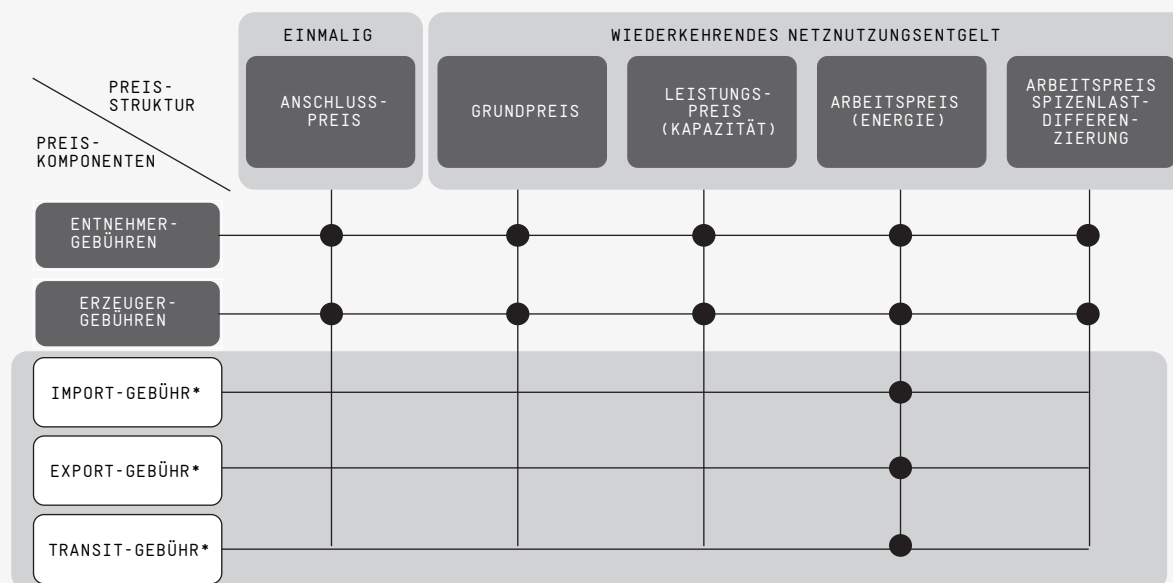
Distanzunabhängige Netznutzungsentgelte erleichtern naturgemäss den Wechsel des Stromanbieters und fördern den Wettbewerb – schliesslich entfällt der einseitige Vorteil des geographisch am nächsten gelegenen Produzenten. In früheren Phasen der Liberalisierung stand dagegen das Modell der Durchleitung im Vordergrund – wie z.B. in Deutschland im Rahmen der sog. Verbändevereinbarung I oder auch beim Streitfall Migros gegen Freiburger Elektrizitätswerke im Jahr 2000 (vgl. Kapitel 5.2). Konkurrierende Stromproduzenten mussten gegenseitig Netzdurchleitungsrechte beantragen, um Kunden am Netz des anderen zu bedienen.

Hierzu wurden bilaterale Abgeltungen für die fallweise Durchleitung verhandelt.

Eine vollständige Produktionsstandortunabhängigkeit des Netznutzungsentgelts entsteht allerdings erst mit einer konsequenten Harmonisierung oder sogar mit dem Entfall der G-Komponente im Netznutzungstarif. Tatsächlich wurden in den meisten Ländern Europas die wiederkehrenden Gebühren für die Erzeuger vollständig abgeschafft. Im Hinblick auf Neuerungen im grenzüberschreitenden europäischen Tarifsystem sollte damit die heimische Produktion im zunehmenden internationalen Wettbewerb gestärkt werden.

Analog zum Modell der Briefmarke bei inländischen Stromlieferungen wurde auch für den grenzüberschreitenden Stromaustausch auf europäischer Ebene ein distanzunabhängiges Tarifmodell angestrebt. Die bis vor wenigen Jahren erhobenen Import-, Export- und

Abb. 1: Netznutzungstarife — Internationaler Handel entlastet



*Seit 2004 in der EU gänzlich abgeschafft (im Zuge der Reformen des Florenzer Forums)

Zur Verhinderung von wettbewerbsverhindernden «Pancaking-Effekten» wurden europaweit Import-, Export- und Transitgebühren abgeschafft. Grenzüberschreitende Lieferungen sind heute einzig mit Engpassgebühren belastet.

Quelle: eigene Darstellung

Transitgebühren haben den Nachteil, dass sie sich im Falle grösserer Transportwege kumulieren (sog. «Pancaking-Effekt»). Damit entfällt der Grundsatz der Distanzunabhängigkeit. Um den grenzüberschreitenden Wettbewerb in Europa in Gang zu bringen, wurden diese Gebühren im Zuge des Florenzer Prozesses zwischen 1999 und 2004 schrittweise abgeschafft. Anstelle dessen wurde ein Fonds eingerichtet, der jene Länder kompensiert, die ihr Netz für internationale Transite zur Verfügung stellen [vgl. Box II]. Auch die Schweiz hat sich an diesem Prozess beteiligt und nimmt heute am sog. ITC-Fonds teil.

Übertragungsnetzkosten sind daher (wenigstens theoretisch) für einen Endkunden identisch, egal ob sein Strom in Portugal oder in der Schweiz produziert wurde. Vereinfacht gleicht dieses Modell einem grossen europäischen «Stromsee», in welchen die Produzenten ihren Strom einspeisen und die Konsumenten an irgend einer andern Stelle Strom entnehmen – die Entnahmegebühr an einer spezifischen Uferstelle ist unabhängig vom Standort der einspeisenden Produzenten. In der Praxis blieb allerdings der Pancaking-Effekt bestehen. Zwar ist die Netznutzung im engeren Sinne für internationale Stromtransporte kostenlos, allerdings entstehen Kosten bei der Nutzung von Grenzkoppelstellen. Weil diese aus historischen Gründen zwischen den meisten Ländern zu gering dimensioniert sind, entstehen Kapazitätsengpässe. Die Allokation der Kapazitäten erfolgt mittels Auktionsverfahren – Stromhändler müssen im Falle von Knappheit die Kapazitäten einkaufen. Die entstehenden Kosten wirken wie eine transaktionsabhängige Import- oder Exportgebühr. In Anlehnung an die entsprechenden EU-Richtlinien nimmt auch die Schweiz Kapazitätsauktionen vor. Allerdings beschränken sich diese heute auf die Grenzkoppelstellen im Norden, während die begehrten Exportkapazitäten nach Italien – zum Unbehagen der EU – noch nicht nach marktwirtschaftlichen Kriterien vergeben werden. Die Eigner der Grenzkoppelstellen können diese weiterhin exklusiv für eigene Handelsgeschäfte verwenden.

Box II: Der ITC-Fonds kompensiert externe Kosten⁶

Der exakte Pfad von Stromflüssen durch das Übertragungsnetz kann im Vorherein nicht bestimmt werden. Nach dem Kirchhoffschen Gesetz sucht und findet der Strom seinen eigenen Weg – eher zufällig, je nach Widerständen im Netz. Im stark zusammenhängenden europäischen Netz hat dies Konsequenzen. Stromexporte in ein Nachbarland beanspruchen möglicherweise ein Drittland oder kommen physikalisch gar nie im Importland an. So nehmen z.B. belgische Stromexporte nach Italien, deren Weg durch Frankreich und die Schweiz geplant und vertraglich festgelegt wurde, in der Realität einen ganz anderen Weg und nutzen auch das tschechische Hochspannungsnetz. Weil dieses nicht in den spezifischen Vertrag eingebunden ist, entstehen ihm externe Kosten – schliesslich wird das tschechische Netz belastet. Nicht zuletzt aufgrund der zunehmenden Vernetzung in Europa wurde mit dem Inter TSO Compensation (ITC) Fonds eine Institution zur Internalisierung dieser externen Effekte geschaffen. Der Fonds kompensiert jene Länder, denen Kosten durch den internationalen physikalischen Stromtransit entstehen. Grundlage der Berechnung von Fondsein- und -auszahlungen sind daher nicht vertraglich festgelegte Stromflüsse, sondern die ex post physikalisch gemessenen. Länder mit hohen physikalischen Importen oder Exporten, also potenzielle Verursacher von Transiten, zahlen dagegen in den Fonds ein. Die Schweiz erhält jährlich rund 60 Mio. EUR aus dem Fonds – v.a. aufgrund der hohen physikalischen Transite von Deutschland und Frankreich nach Italien.

Die Kapazitätsauktionen werden durch die an den Grenzkoppelstellen beteiligten ÜNB durchgeführt. Nach geltendem EU-Recht müssten die aus der Auktion anfallenden Erträge für Engpassmanagement, Kapazitätserweiterung oder die Reduktion der inländischen Entnehmergebühren verwendet werden. In der Praxis ist die Verwendung undurchsichtig, zum Teil gelten die Einnahmen als sog. Windfall-Gains – also zufällig anfallende Gewinne.

03 Die Rolle des Übertragungsnetzes im Wettbewerb

Weil die Netze natürliche Monopole darstellen, findet auf dieser Wertschöpfungsstufe kein Wettbewerb statt. Sowohl die Bereitstellung als auch der Betrieb der Netze inklusive der Systemdienstleistungen werden von einem Monopolanbieter sichergestellt. Marktteilnehmer wie Produzenten, Händler, Vertreiber oder auch Kunden sind darauf angewiesen, dass ihnen der Monopolanbieter das Netz zur Verfügung stellt. Damit ein effektiver Wettbewerb stattfinden kann, müssen alle Marktteilnehmer gleichberechtigten bzw. nicht-diskriminierenden Zugang zum Netz erhalten. Falls es sich bei einem Hochspannungsnetzbetreiber um eine vertikal integrierte Gesellschaft handelt, bestehen offensichtliche Anreize und auch Möglichkeiten, das natürliche Monopol zu missbrauchen. In der Literatur wird dabei v.a. das Problem des Vertical Foreclosure in den Vordergrund gestellt. Dabei gelingt es dem vertikal integrierten Unternehmen, seinen Konkurrenten höhere Kosten zu verursachen, damit diese in kompetitiven Segmenten weniger konkurrenzfähig sind – im vorliegenden Falle wären dies die Wertschöpfungsstufen Produktion, Handel und Vertrieb. In der praktischen Anwendung im Strommarkt sind die Möglichkeiten zur Behinderung des Wettbewerbs vielfältig. Die Wichtigsten werden im Folgenden dargestellt:

a) *Quersubventionierung der Geschäftsbereiche im Wettbewerb* – Dabei weist das vertikal integrierte Unternehmen zu hohe Kosten im Bereich des Netzes aus. Hierzu werden z.B. die Kosten in der zugrundeliegenden Betriebsrechnung zu hoch kalkuliert bzw. Kosten aus anderen Geschäftsbereichen, die dem Wettbewerb unterliegen (wie Produktion und Handel) mitkalkuliert. Dies kann beispielsweise einfach über eine falsche Wälzung von Fixkosten bei gemeinsam genutzten Infrastrukturen erfolgen. Zur Vermeidung solcher Quersubventionen müssen vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen gemäss EU-Gesetzgebung bei ihrer Rechnungslegung jeweils getrennte Konten für Übertragungs- und Verteilungstätigkeiten führen. (Art. 19, Abs. 3

RL 2003/54/EG). Ungeachtet dessen bestehen Möglichkeiten und Anreize für Quersubventionierungen. Beispielsweise ordnete der österreichische Regulator E-Control bei den Übertragungsnetzentgelten zwischen 2001 und 2005 drei Tarifanpassungen an. Die Netznutzungsentgelte wurden um durchschnittlich 20 Prozent gesenkt. Begründet wurden diese insbesondere mit einer «Angemessenheitsprüfung von Kostenpositionen sowie einer Prüfung der Kostenschlüsselung zwischen Netz und sonstigem Bereich» (vgl. Boltz 2005, S. 4).

b) *Bereitstellung von Regelernergie* – Aufgrund der technischen Voraussetzungen für die Bereitstellung von Regelernergie kann ein vertikal integrierter ÜNB bei der Auswahl des Lieferanten relativ einfach die eigenen Produktionskapazitäten bevorzugen. Neben dem direkten Wettbewerbsvorteil auf dem Regelergiemarkt kann sich das vertikal integrierte Unternehmen auch Vorteile auf dem eigentlichen Strommarkt generieren. Es kann durchaus rational sein, einen möglichst hohen Anteil der Produktionskapazitäten vom Strommarkt fernzuhalten und stattdessen auf dem Regelergiemarkt anzubieten. Diese Strategie ist mit zwei Vorteilen verbunden. Zum einen erzielt der Produzent auf dem Regelergiemarkt einen positiven Preis, selbst wenn die Regelernergie nicht benötigt wird – zumal sich der Preis wesentlich an der vorgehaltenen Kapazität und nicht an der tatsächlich gelieferten Energie orientiert. Zum anderen kann durch die Angebotsreduktion auf dem Grosshandelsmarkt ein preistreibender Effekt erzielt werden. Für das vertikal integrierte Unternehmen ist dieser natürlich nur dann positiv, wenn es über einen ausreichenden Marktanteil verfügt, damit der externe Effekt auf Konkurrenten gering ist (schliesslich würden auch diese von den höheren Marktpreisen profitieren). Auch die EU-Kommission hat solches Marktverhalten festgestellt. Ein Hinweis darauf sind die stark unterschiedlichen Mengen an Regelernergie, die

von den verschiedenen ÜNB eingekauft werden (vgl. Europäische Union 2007 III, S. 9). Schätzungen für den deutschen Markt gehen davon aus, dass im Falle einer Mobilisierung der «geparkten» Kapazität die Spotmarktpreise um durchschnittlich 12 Prozent sinken könnten – in Spitzenlastzeiten um bis zu 35 Prozent (vgl. Richmann 2006).

c) *Nutzung des Informationsvorteils* – Das Übertragungsnetz stellt einen eigentlichen Marktplatz für Strom dar. Weil sich aus Gründen der Systemstabilität Angebot und Nachfrage ständig die Waage halten müssen, muss der ÜNB über detaillierte Nachfrageprognosen sowie kurz- und längerfristige Kapazitäts- bzw. Kraftwerkseinsatzplanungen der Produzenten sowie über Nachfragedaten der Konsumenten informiert sein. Einem vertikal integrierten Unternehmen entsteht hierdurch ein signifikanter Wissensvorsprung. Die Daten, die es als ÜNB von den Marktteilnehmern erhält, kann es in seinen eigenen Produktions- und Handelsstrategien verwenden. Um dies zu verhindern, verlangt die EU-Gesetzgebung minimale Massnahmen zur Schaffung einer organisatorischen Unabhängigkeit des Netzbetriebes (vgl. Kapitel 4). In der Praxis haben sich diese Regelungen offenbar nur als begrenzt tauglich erwiesen. Die EU-Kommission stellt das Problem der Nutzung des Informationsvorsprungs inzwischen als eines der grössten Hindernisse für einen effektiven Wettbewerb dar (vgl. Europäische Union 2007 II, S. 7).

d) *Behinderung des Netzanschlusses unabhängiger Produzenten* – Unabhängige Stromproduzenten sind darauf angewiesen, dass sie rasch und mit ausreichender Kapazität an das Netz angeschlossen werden können. Zwar kann ein ÜNB dazu verpflichtet werden, das Kraftwerk eines Konkurrenten ans Netz anzuschliessen, allerdings kann er ex post dessen Wirtschaftlichkeit über die Engpassbewirtschaftung beeinträchtigen. Bei der Zuteilung von Netz-

kapazitäten zur Stromeinspeisung im Falle von Kapazitätsengpässen kann der vertikal integrierte ÜNB einfach eigene Kraftwerke bevorzugen – ggf. fehlen sogar Anreize für den Ausbau von nötigen Kapazitäten zur wirtschaftlichen Anbindung von neuen Kraftwerken. Die damit einhergehenden Risiken reduzieren die Investitionsanreize unabhängiger Dritter signifikant. In Deutschland versucht der Gesetzgeber, diese Risiken mit der neuen Einspeiseverordnung zu minimieren. Bis 2012 fertig gestellte Kraftwerke sollen bei Netzengpässen ihren Strom vorrangig einspeisen können.

e) *Belegung von Transportkapazitäten mit Langfristverträgen* – Durch die langfristige Belegung von Netzkapazitäten für den Transport eigenen Stroms aus Langzeitverträgen können vertikal integrierte Unternehmen das Marktpotenzial für Konkurrenten verringern. Aufgrund der eingeschränkten Transportkapazitäten reduziert sich das Potenzial des Handelsvolumens, das über den Spotmarkt abgewickelt werden könnte. Das Problem verschärft sich, wenn explizite Netzengpässe (z.B. an Grenzkuppelstellen) bestehen (vgl. auch Weigt/von Hirschhausen 2007, S. 218–223). In ihrem jüngsten Wettbewerbsbericht stellt die EU-Kommission fest, dass verschiedene grenzüberschreitende Transportkapazitäten – trotz Vorgaben für marktwirtschaftliche Engpassbewirtschaftung – weiterhin durch Langfristverträge blockiert werden. Die EU-Kommission ist der Ansicht, dass solche Langfristverträge mit dem Gemeinschaftsrecht unvereinbar sind; an den Staatsgrenzen sollen daher alle Kapazitäten in regelmässigen Auktionsverfahren vergeben werden (vgl. Europäische Union 2007 III, S. 6 und 7).⁷ Neben der Belegung der Kapazitäten durch Langfristverträge kann der ÜNB auch versuchen, die Konkurrenz durch unattraktive Zugangsbedingungen vom Netz fernzuhalten. Beispielsweise sind die Möglichkeiten des Netzzugangs unsicher, die verfügbaren Kapazitäten unklar oder die entspre-

chenden Vertragskonditionen sind komplex und intransparent. Das U.S. Departement of Energy führte die überdurchschnittlich hohe Marktmacht von vertikal integrierten Unternehmen im Südosten des Landes bereits im Jahr 2002 auf diese Praktiken sowie das Problem der Quersubventionen zurück (vgl. U.S. Department of Energy 2002, S. 14).

04 Entflechtung und Wettbewerb

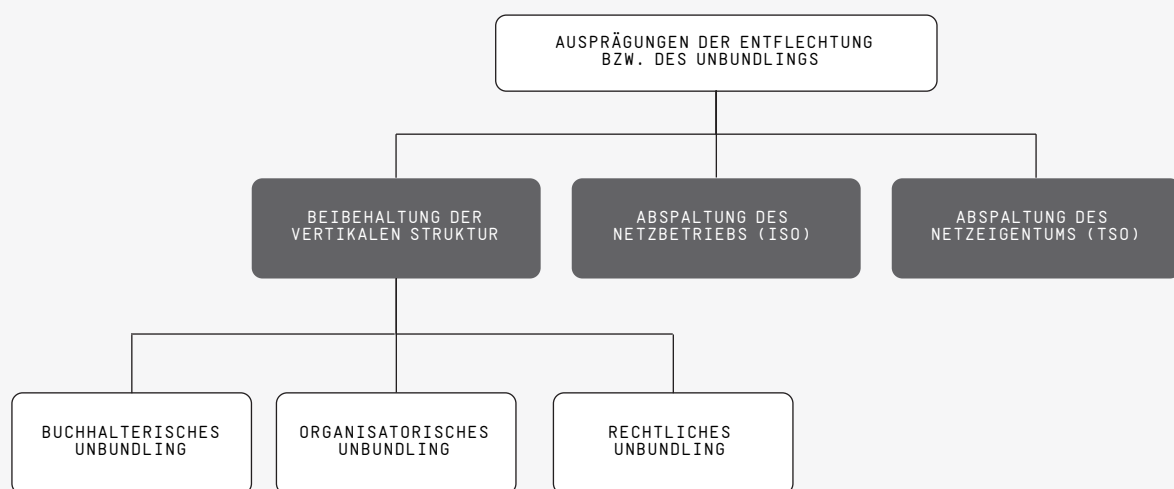
4.1 Übersicht Entflechtungsmassnahmen

Um die in Kapitel 3 dargestellten Praktiken auszu-schliessen, werden vom Gesetzgeber Mindestanfor-derungen mit Bezug auf die Unabhängigkeit des Netzes von anderen Geschäftsaktivitäten wie Produk-tion, Handel und Vertrieb festgelegt. Massnahmen zur Schaffung von Unabhängigkeit des Geschäftsbereiches Netze können buchhalterischer, rechtlicher, organisa-torischer oder auch eigentumsständiger Natur sein. Durch die Abtrennung soll einerseits die Transparenz erhöht werden, so dass es für einen Regulator einfacher wird, wettbewerbsfeindliches Verhalten aufzudecken. Andererseits sollen die Anreize für wettbewerbsfeind-liches Verhalten reduziert werden. Je weniger das Ma-nagement der Netze mit anderen Geschäftsbereichen verknüpft ist, desto geringer ist das Interesse an deren einseitiger Förderung – das dürfte v.a. dann zutreffen, wenn das Netz vollständig wirtschaftlich unabhängig ist. Massnahmen zur Schaffung der Unabhängigkeit werden auch Entflechtung oder Unbundling genannt.

Abbildung 2 gibt einen Überblick über mögliche Ent-flechtungsmassnahmen in der Praxis. Dabei stellt das Ownership Unbundling die konsequenteste Form der Entflechtung dar. Eine rechtlich und wirtschaftlich ei-genständige Unternehmung besitzt und betreibt das Übertragungsnetz. Die Netzgesellschaft kann sowohl in öffentlichem als auch in privatem Eigentum sein, vorausgesetzt der Eigner verfügt über keine eigenen Stromproduktionskapazitäten.

Zwischen den dargestellten Formen existieren auch hybride Ausprägungen. Beispielsweise kann die Netz-betriebsgesellschaft (Independent System Operator = ISO) als völlig unabhängiges Unternehmen ausgestal-tet werden, indem den vormaligen vertikal integrier-ten Unternehmen Eigentum an der Gesellschaft ein-geschränkt oder verboten wird – beispielsweise ist der kalifornische ISO als staatliches Non-Profit-Unterneh-men ausgestaltet. Andererseits kann der ISO als Toch-tergesellschaft der vormaligen Monopolisten ausgestal-tet werden – wie dies in einer Übergangslösung in der Schweiz vorgesehen ist. Weil das Modell eng an einer

Abb. 2: Entflechtung — TSO als konsequenteste Form



Quelle: eigene Darstellung

Beibehaltung der vertikalen Integration anlehnt, werden zusätzlich Vorschriften für die buchhalterische, organisatorische und rechtliche Entflechtung gemacht.

4.2 Entflechtung in Europa

In ihren minimalen Vorschriften verlangt die Europäische Union weder eine Abspaltung des Eigentums noch eine Separierung des Netzbetriebs vom bisherigen vertikal integrierten Monopolisten. Allerdings verlangen die Richtlinie 2003/54/EG bzw. die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, dass ein vertikal integrierter Monopolist die Übertragungsnetze sowie deren Betrieb in eine separate, rechtlich eigenständige Netzgesellschaft überführt. Für die entsprechende Gesellschaft gilt überdies, dass sie eine eigenständige, von anderen Geschäftsaktivitäten getrennte Buchhaltung führt – hierzu gehören die Führung getrennter Konten für Übertragungs- und Verteiltätigkeiten sowie eine Bilanz und eine Gewinn- und Verlustrechnung für jede Tätigkeit.

Des weiteren gelten Vorschriften bezüglich der organisatorischen Unabhängigkeit: a) Mitglieder der Leitung der Netzgesellschaft dürfen keinen betrieblichen Einrichtungen der Erzeugung oder des Handels angehören; b) die Handlungsunabhängigkeit der Netzgesellschaft ist zu gewährleisten; c) die tatsächliche Entscheidungsbefugnis liegt beim Netzbetreiber; d) die Netzgesellschaft hat ein Gleichbehandlungsprogramm zu definieren, welches Massnahmen zum Ausschluss diskriminierenden Verhaltens definiert und die Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlicher sensibler Informationen sicherstellt. In der nationalen Gesetzgebung gehen verschiedene europäische Länder über die minimalen Unbundlingvorschriften hinaus. Eine vollständige Separierung des Netzeigentums sowie des Netzbetriebes in einer wirtschaftlich bzw. eigentumsässig unabhängigen Gesellschaft,

einem sog. TSO (Transmission System Operator) haben Grossbritannien, Finnland, Niederlande, Portugal, Spanien, Schweden, Norwegen und Italien.

4.3 Entflechtung in der Schweiz

Das schweizerische Übertragungsnetz ist heute im Wesentlichen im Eigentum der acht grossen Stromverbundunternehmen Aare-Tessin AG für Elektrizität (Atel), BKW FMB Energie AG (BKW), Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG (EGL), Energie de l'Ouest-Suisse (EOS), Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ), Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK) sowie der Raetia Energie (RE). Gemeinsam verfügen sie über etwa 90 Prozent des schweizerischen Übertragungsnetzes und rund 80 Prozent der Produktionskapazitäten. Die Unternehmen weisen einen heterogenen Grad an vertikaler Integration auf. Sie sind aber alle in den Stufen Produktion, Handel und Übertragung tätig, Unterschiede bestehen v.a. auf der Stufe Verteilung bzw. Versorgung. Das Eigentum an den Verbundwerken liegt zu einem Grossteil bei den Kantonen. Zudem weisen die Verbundunternehmen untereinander enge Eigentumsverflechtungen auf [vgl. Abbildung 6, Seite 19].

Gemäss StromVG wird das Netz neu durch eine nationale Netzgesellschaft betrieben. Dabei handelt es sich um einen ISO, eine Betriebsgesellschaft ohne Eigentum am Netz. Als Betriebsgesellschaft ist sie verantwortlich für die Netzführung bzw. -steuerung, das Bilanzmanagement, das Management von Netzengpässen sowie die Zusammenarbeit mit ausländischen Organisationen (v.a. Vertretung bei europäischen Organisationen ETSO). Mit Swissgrid besteht heute dieser ISO. Swissgrid wurde als Nachfolgegesellschaft von Etrans Ende 2006 operativ. Das Eigentum an Swissgrid ist heute bei den acht Verbundunternehmen (im Sommer 2007 kam als letztes auch RE dazu). Entsprechend

gelten für Swissgrid ähnliche Entflechtungsanforderungen wie dies die EU für Netzgesellschaften vorsieht. Swissgrid ist eine rechtlich eigenständige Gesellschaft. Ausserdem darf die Mehrheit des Verwaltungsrates (VR) nicht gleichzeitig Organen von juristischen Personen angehören, die Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätsversorgung oder -handel ausüben. Im Moment allerdings sind es noch die CEO der Verbundunternehmen, die im VR von Swissgrid Einsitz nehmen. Mit Inkrafttreten des StromVG ab 2008 muss der VR neu zusammengesetzt werden – dann könnten z.B. die CEO der rechtlich eigenständigen Netz-Tochtergesellschaften der Verbundunternehmen diese Aufgabe übernehmen. Das Eigentum am Netz bleibt zu Beginn der Liberalisierung bei den Verbundunternehmen. Allerdings müssen sie ihre Netze spätestens ein Jahr nach Inkrafttreten des StromVG «entflechten» (vgl. Art. 33 StromVG). In der Praxis bereiten sich die Unternehmen auf die Abspaltung von rechtlich eigenständigen Gesellschaften vor. Gemäss StromVG wird Swissgrid spätestens fünf Jahre nach Inkrafttreten des StromVG zum TSO, also zur Netzgesellschaft mit Eigentum am Netz. Die Netzgesellschaften der Verbundunternehmen müssen spätestens dann in Swissgrid überführt werden – eine vorherige gruppenweise oder sogar gänzliche Konsolidierung der Netzgesellschaften ist möglich.

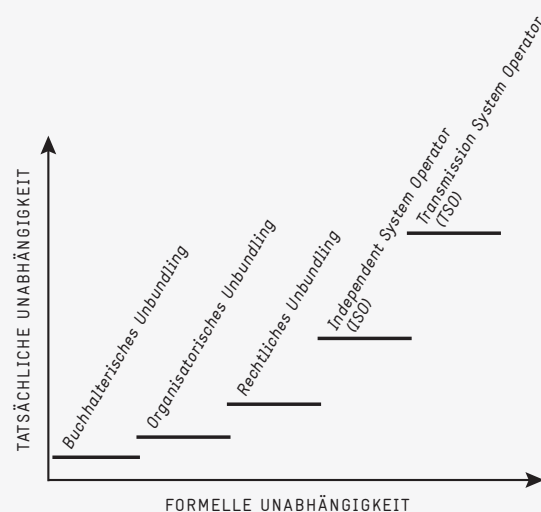
Das StromVG sieht Einschränkungen bezüglich des Eigentums an Swissgrid vor. So dürfen deren Aktien nicht kotiert sein, Kantone und Gemeinden sowie schweizerisch beherrschte Elektrizitätsunternehmen haben ein Vorkaufsrecht an den Aktien, die Kantone können zwei Vertreter in den Verwaltungsrat der Swissgrid beordern, und schliesslich soll Swissgrid direkt oder indirekt mehrheitlich den Kantonen und Gemeinden gehören. Die entsprechenden Vorschriften stellen eine Kompromisslösung dar, zumal der Ständerat nicht auf den Vorschlag seiner Energiekommission UREK-S eingehen wollte, die eine Verstaatlichung der

Netzgesellschaft vorsah, also das direkte Eigentum der Kantone an Swissgrid⁸.

4.4 Wettbewerbliche Wirkung von Entflechtungsmassnahmen

Folgt man der Argumentation in Kapiteln 3 und 4.1, ist davon auszugehen, dass stärkere Entflechtungsmassnahmen mit geringeren Wettbewerbsverzerrungen einhergehen. Eine höhere Unabhängigkeit der Netzgesellschaft verringert die Möglichkeiten der Quersubventionierung, der Nutzung von Informationsvorteilen, des Missbrauchs bzw. der Beeinflussung des Regenergiemarktes sowie der Diskriminierung von Dritten. Die europäische Praxis zeigt, dass buchhalterische, organisatorische und rechtliche Unabhängigkeitsanforderungen nur begrenzte Wirkung auf die Wettbewerbsneutralität des Netzbetreibers haben. Die Implementierung eines ISO oder gar eines TSO

Abb. 3: Entflechtung — Formell und tatsächlich



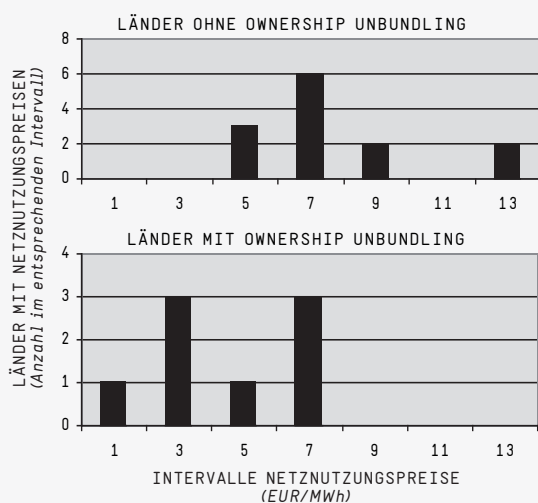
Mit dem TSO geht die stärkste tatsächliche Entflechtung einher – erst in diesem Modell ist das Netz auch aus wirtschaftlicher Sicht unabhängig von Produktion und Handel.

Quelle: eigene Darstellung

dürfte dagegen deutlich stärkere Wirkung zeigen. Die tatsächliche Unabhängigkeit der Netzgesellschaft ist im Falle eines TSO am höchsten, zumal die Anreize und Möglichkeiten zur Wettbewerbsverhinderung entfallen. Abbildung 3 zeigt schematisch den vermuteten Zusammenhang zwischen tatsächlicher und formeller Unabhängigkeit.

Der tatsächliche Grad an Unabhängigkeit kann kaum objektiv gemessen werden. Als möglicher Indikator für die tatsächliche Unabhängigkeit kann die Höhe des Netznutzungsentgelts verwendet werden, da sich Quersubventionierungen oder der Missbrauch des Regelenenergiemarktes direkt in höheren Netznutzungsentgelten niederschlagen. Abbildung 4 vergleicht die Netznutzungsentgelte europäischer Länder, welche eine eigentumsmässige Entflechtung (Ownership Unbundling) implementiert haben, mit jenen, die lediglich eine rechtliche Entflechtung für Übertragungsnetze verlangen. Dabei werden die Häufigkeits-

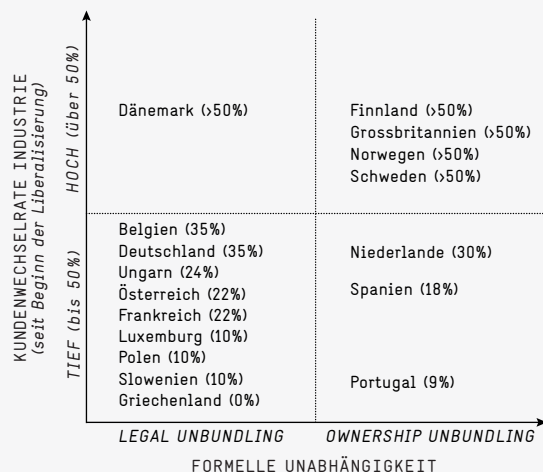
Abb. 4: Netznutzungsentgelte — Tiefer beim Ownership Unbundling



Ein Vergleich der Häufigkeitsverteilungen von Netznutzungsentgelten in Europa zeigt, dass diese im Falle von Ownership Unbundling tendenziell tiefer sind.

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten EU / ETSO

Abb. 5: Kundenwechselraten — Höher mit Ownership Unbundling



Länder mit Ownership Unbundling weisen tendenziell höhere Kundenwechselraten auf.

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Daten Europäische Union I: 4. Benchmarking-Report, 2005

verteilungen der Höhe von Netznutzungsentgelten in Ländern mit oder ohne Ownership Unbundling dargestellt.

Hierbei zeigt sich, dass Netznutzungsentgelte in jenen Ländern tendenziell tiefer sind, in denen Ownership Unbundling implementiert wurde. Natürlich liesse sich dagegen einwenden, dass die Unterschiede weniger auf die Entflechtungsvorschriften als vielmehr auf zufällige Kostenfaktoren (wie z.B. unterschiedliche geographische Gegebenheiten oder unterschiedliche Lohn- und Kapitalkosten) oder unterschiedliche regulatorische Ansätze (wie z.B. Benchmarking basierte Regulierung der Netznutzungsentgelte) zurückzuführen sind. Allerdings lässt sich zeigen, dass eine Kontrolle dieser Variablen das Bild nicht ändert (vgl. Meister/Wanner 2007).

Auch im Falle tiefer Netznutzungspreise bestehen für ein vertikal integriertes Elektrizitätsunternehmen Möglichkeiten, Konkurrenten auf der Wertschöpfungsstufe

Produktion zu benachteiligen [vgl. Box III]. Insbesondere kann ein ÜNB sensitive Markt- und Produktionsdaten an die Geschäftsfelder Produktion und Handel weitergeben und diese Informationen gezielt zum eigenen Vorteil nutzen. Daneben stellt bereits die Existenz eines vertikal integrierten Unternehmens eine gewisse Hürde für neue unabhängige Produzenten dar, zumal sie nach ihrer Investition durch den vertikal integrierten Monopolisten benachteiligt werden könnten, so dass die Rentabilität der Investition gefährdet werden könnte (sog. Hold-up-Problem).

Ein möglicher Indikator für die Messung der tatsächlichen Intensität des Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsmarkt stellt die Kundenwechselrate (Switching Rate) dar. Sie misst den kumulierten Anteil jener Kunden, welche seit Beginn der Marköffnung zu einem alternativen Stromanbieter gewechselt haben. Abbildung 5 stellt diesen Indikator der formellen Unabhängigkeit des Übertragungsnetzes gegenüber (aufgrund fehlender Daten sind nicht alle EU-Mitgliedstaaten in der Grafik erfasst). Auch hier zeigt sich ein positiver Einfluss des Ownership Unbundlings auf den Wettbewerb.

Auffallend hoch sind die Kundenwechselraten in den nordischen Ländern. Die hohe Wettbewerbskraft in diesen Ländern schlägt sich auch in einer tiefen Marktkonzentration nieder. Auf dem gemeinsamen «Marktplatz Nord Pool», an welchem Finnland, Schweden, Norwegen und Dänemark teilnehmen, verfügen die drei grössten Stromproduzenten über einen Marktanteil von lediglich 40 Prozent. In Deutschland und Österreich liegen diese Anteile bei 70 und 75 Prozent, in Belgien und Frankreich bei 95 Prozent (vgl. Europäische Union 2005¹⁰, S. 20).

Das Resultat der obigen Analyse wird durch das Fazit der Europäischen Kommission gestützt. Sie hält im 4. Benchmarking-Report 2005 (deutsche Version, S. 6) fest: «Neue Versorger können nur dann auf dem Markt Fuss fassen, wenn sie über einen fairen Zugang zu den

Box III: Regulierung als unzureichendes Substitut zur Entflechtung

Die Regulierung der Netznutzungsentgelte durch einen unabhängigen Regulator stellt nur partiell ein Substitut zu den Entflechtungsmassnahmen dar. Die Neue Regulierungstheorie stellt seit den 80er-Jahren die Effektivität der Regulierung in Frage und stellt dabei das Problem der asymmetrischen Informationsverteilung ins Zentrum der Argumentation. In der Praxis hat der Regulator zu geringe Informationen über die tatsächlichen Betriebs- und Kapitalkosten des ÜNB, so dass er sich bei der Kontrolle bzw. Bewilligung der Netznutzungsentgelte auf dessen Angaben verlassen muss. Darüber hinaus sind bei der Kostenermittlung Fragen der Netzbewertung, der Abschreibungsdauern, der Kapitalverzinsung, der Aktivierungspraxis etc. zu klären. Nicht selten werden diese im politischen Prozess durch die bisherigen Monopolisten erfolgreich beeinflusst.¹¹ Mittel- und längerfristig können Regulierungsmethoden wie Price- oder Umsatz-Cap das Informationsasymmetrie-Problem verschärfen. Dabei werden dem ÜNB in einem vergleichenden Wettbewerb (Yardstick Competition) Anreize für Kostensenkungen gegeben. Weil solche Methoden grosse Mengen an Vergleichsdaten benötigen, werden sie in der Regel frühestens 3 Jahre nach Beginn der Regulierung angewandt (vgl. auch Bundesnetzagentur 2006). Das setzt allerdings voraus, dass zwischen den Netzbetreibern keine Kollusion besteht. Darüber hinaus können ÜNB wettbewerbsfeindliche Massnahmen über die Zeit weg von Quersubventionierungen hin zu anderen Aktivitäten verlegen, die sich nicht im Netznutzungsentgelt niederschlagen. So stellte die EU noch im Jahr 2000 fest, dass «übermässig hohe Netzentgelte [...] ein Wettbewerbshindernis darstellen» (Europäische Union 2000). Auch 2007 definiert die EU-Kommission den hohen Grad an vertikaler Integration als grösste Wettbewerbshürde. Nun allerdings hält sie fest, dass der Wettbewerb vor allem dadurch behindert wird, dass vertikal integrierte Gesellschaften den Informationsvorteil zu ihren Gunsten in den Handelsstrategien nutzen (vgl. Europäische Union 2007 II, S. 7).

Übertragungs- / Fernleitungs- und Verteilernetzen verfügen. Ein unabhängiger Betreiber des Übertragungssy-

systems ist entscheidend für einen gut funktionierenden Markt.» Die Erkenntnis deckt sich mit den Resultaten einer OECD Studie aus dem Jahr 2001 zum europäischen Elektrizitätsmarkt. Diese hatte gezeigt, dass die konsequente Trennung des Übertragungsnetzes stimulierend auf den Wettbewerb wirkt und einen preissenkenden Effekt zur Folge hat (vgl. Steiner, OECD 2001). Zum selben Schluss kommt auch der US-Wissenschaftler und Elektrizitätsmarktexperte William W. Hogan: «That this system operator should also be independent of the existing electric utilities and other market participants is attractive in its simplicity in achieving equal treatment of all market participants» (Hogan 2001, S. 10).

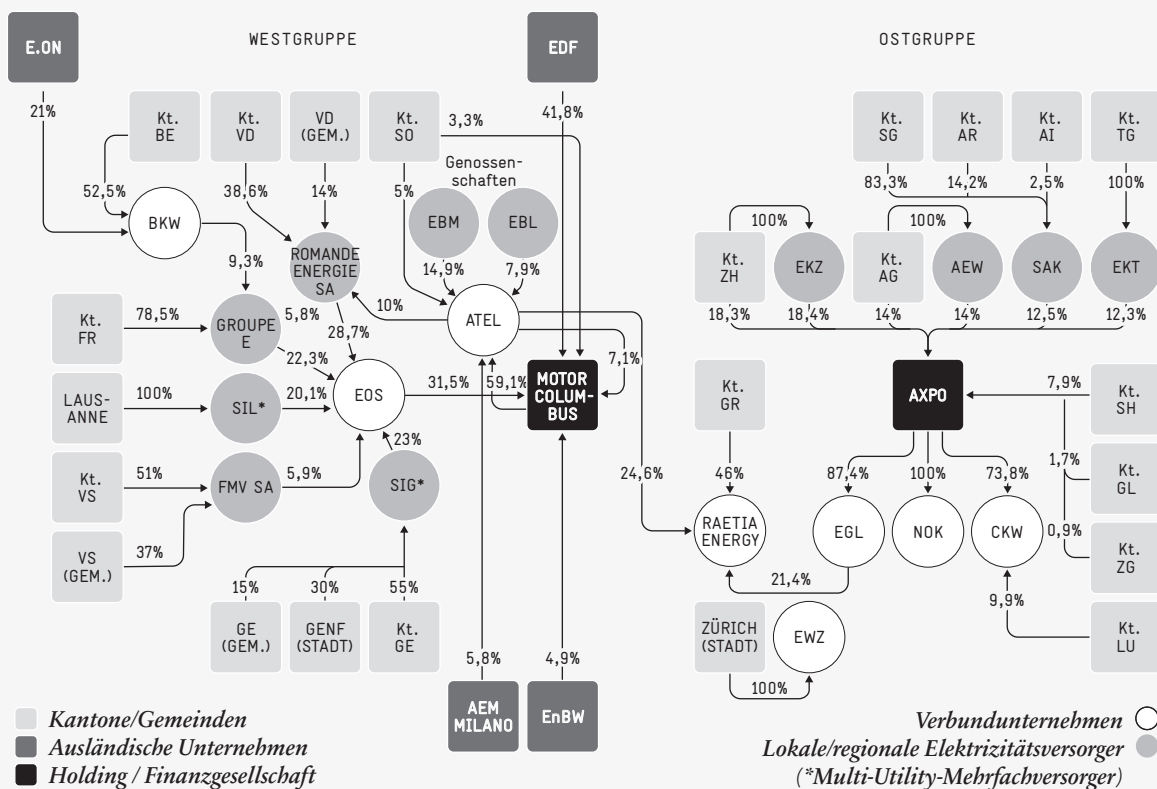
05 Herausforderungen für das Schweizer Übertragungsnetz

5.1 Marktkonsolidierung unterminiert die Entflechtung

Die Tatsache, dass (heute) acht unterschiedliche Verbundunternehmen an Swissgrid beteiligt sind, reduziert allerdings die direkten Einflussmöglichkeiten eines einzelnen Unternehmens. Die beteiligten Gesellschaften würden es nicht zulassen, wenn Swissgrid ein einzelnes Verbundunternehmen im Markt bevorteilen würden

– z.B. bei Entscheidungen über den Anschluss neuer Kraftwerke an das Netz. Das diversifizierte Aktionariat von Swissgrid garantiert daher ein gewisses Mindestmass an tatsächlicher Unabhängigkeit. Grundsätzlich gilt: je breiter gestreut die Swissgrid-Aktien und je heterogener die Interessen der Aktionäre sind, desto geringer ist die Gefahr, dass eine systematische Benachteiligung neuer, unabhängiger Produzenten oder ausländischer Stromanbieter entsteht. Die Erfahrungen aus Europa zeigen jedoch, dass mit der Liberalisierung des Elektrizitäts-

Abb. 6: Schweizer Strommarkt — Enge Verflechtungen



Aare-Tessin AG für Elektrizität (Atel), AEM S.p.A. Milano (AEM), AEW Energie AG (AEW), BKW FMB Energie AG (BKW), Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW), Electricité de France (EDF), Elektra Baselland (EBL), Elektra Birseck Münchenstein (EBM), Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG (EGL), Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ), Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau (EKT), Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), Energie de l'Ouest-Suisse (EOS), Forces Motrices Valaisannes (FMV), Groupe E AG (entstand am 1. Januar 2006 nach der Fusion der Neuenburger und der Freiburgischen Elektrizitätswerke), Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK), Raetia Energie (RE), St. Gallisch-Appenzellischen Kraftwerke AG (SAK), Service Industriels de Genève (SIG), Services Industriels de Lausanne (SIL)

Die Eigentumsverhältnisse im Schweizer Elektrizitätsmarkt sind durch das Engagement der Kantone geprägt; die Verflechtungen zwischen den Gesellschaften sind eng. Dargestellt sind nur die grössten Aktionäre der Verbundunternehmen.

marktes auch eine rasche Konsolidierung im Markt einhergeht. 1999 verfügten die fünf grössten Versorger in der EU-15 einen Marktanteil am Stromabsatz von 58 Prozent, bis ins Jahr 2005 stieg dieser Anteil auf 70 Prozent (vgl. Deutsche Bank Research 2007, S. 8). Mit der Liberalisierung und der zunehmenden Integration in den europäischen Markt ist auch in der Schweiz mit einer starken Konsolidierung zu rechnen. Die Zahl der Verbundunternehmen, die als (eigenständige) Aktionäre von Swissgrid auftreten, wird daher mittelfristig deutlich sinken. Ein einfacher Vergleich mit den europäischen Grössenverhältnissen macht dies offensichtlich. Käme es zu einer Fusion aller 8 Schweizer Verbundunternehmen, würde eine Unternehmung entstehen, die jährlich rund 50 TWh Strom in der Schweiz produziert – das entspricht rund 80% der schweizerischen Gesamtproduktion. Damit wäre das Unternehmen noch immer deutlich kleiner als beispielsweise RWE. Als grösster deutscher bzw. drittgrösster europäischer Stromversorger produziert RWE jährlich rund 220 TWh, davon etwa 150 TWh in Deutschland.

Abbildung 6 zeigt die bestehenden Eigentumsverhältnisse bei den Schweizer Verbundunternehmen. Nach dem Kauf des Motor Columbus Aktienpakets hat EOS den Grundstein für eine Übernahme von Atel gelegt. Es ist davon auszugehen, dass EOS trotz einigen Schwierigkeiten auch weiterhin eine Integration der Geschäftsaktivitäten von EOS und Atel vorantreibt, so dass in der Westschweiz ein neuer Energieriese entsteht. Dieser wird über rund 30 Prozent des schweizerischen Übertragungsnetzes verfügen und jährlich rund 12 TWh Strom im Inland produzieren. In der Ostschweiz besteht mit der Axpo ein dominierendes Grossunternehmen (39 Prozent des Übertragungsnetzes und 30 TWh). Noch allerdings sind die beteiligten Gesellschaften CKW, EGL und NOK strategisch und operativ relativ selbstständig – in einem geöffneten Elektrizitätsmarkt dürfte die Integration allerdings rasch vorangetrieben werden. Ein späterer Zusammenschluss in der Westschweiz zwischen EOS/Atel und der BWK, die ihrerseits Interesse am Aktienpaket von Motor Columbus hatte, ist überdies weiterhin wahrscheinlich. BKW verfügt

heute über rund 10 Prozent des Übertragungsnetzes und produziert jährlich rund 10 TWh.

Käme es zur dargestellten Konsolidierung im Markt, entstünden zwei Energieunternehmen, die zusammen über etwa 80 Prozent des Übertragungsnetzes verfügen. Nach Einbringung der Aktiven in die Swissgrid, würden die beiden Unternehmen in ihrer Eignerrolle auch entsprechenden Einfluss erhalten. Weitere Übertragungsnetzbesitzer wie das EWZ oder RE, an welcher EOS/Atel heute rund 25 Prozent der Anteile hält, hätten eher geringe Relevanz. Die Problematik der reduzierten Aktionärsstruktur lässt sich einfach am Extremfall demonstrieren. Käme es zur vollständigen Konsolidierung im Markt, so dass ein einziges Unternehmen entstünde, hätte dieses die volle Kontrolle über Swissgrid. Diese wäre dann eine 100-prozentige Tochtergesellschaft. Statt ein ISO oder TSO wäre Swissgrid eine rechtlich und buchhalterisch entflochtene Tochtergesellschaft in einem vertikal integrierten Konzern. Mit anderen Worten: die erwartete Konsolidierung im Elektrizitätsmarkt reduziert die faktische Unabhängigkeit des Übertragungsnetzes. Dies käme einem Rückschritt auf den Standard der heute gültigen, unzureichenden Minimalvorschriften der EU gleich.

5.2 Unzureichende Regulierungskompetenzen

Für die ökonomische Regulierung des Übertragungsnetzes sieht das StromVG die Schaffung eines sektorspezifischen Regulators vor. Die Elektrizitätskommission (ElCom) ist insbesondere zuständig für den «Entscheid im Streitfall über den Netzzugang, die Netznutzungsbedingungen, die Netznutzungstarife und -entgelte sowie die Elektrizitätstarife» (StromVG Art. 22 Abs. 2a). Darüber hinaus überprüft die ElCom die Netznutzungstarife und kann Absenkungen verfügen oder Erhöhungen untersagen. Diese Regelung

lässt auf einen starken Ex-post-Charakter der Netzregulierung schliessen. Das heisst, die ElCom wird ähnlich der Wettbewerbskommission v.a. im Nachhinein tätig sein, also bei Uneinigkeit der Parteien. Das StromVG unterlässt es, die ElCom als explizite Genehmigungsinstanz bei der Festlegung der Netznutzungsentgelte zu definieren.

Damit bleibt der schweizerische Gesetzgeber hinter den ursprünglich vorgesehenen Kompetenzen für ElCom zurück. Im Entwurf zum StromVG war vorgesehen, dass die ElCom für «die Genehmigung oder den Erlass von allgemeinen Netznutzungsbedingungen der Netzbetreiber inklusive Netznutzungstarif» zuständig ist. Diese Formulierung hätte die Rolle der ElCom als Ex-ante-Regulator der Netznutzungspreise betont. In der aktuellen Version des StromVG fehlt auch die explizite Kompetenz für ElCom, die Verwendung der Erlöse aus der Auktion von Grenzkapazitäten zu genehmigen. Und schliesslich wurde auch die Kompetenz für den Erlass von Richtlinien für Betrieb, Netzunterhalt, Reservehaltung, diskriminierungsfreien Netzzugang und Berechnung und Angemessenheit der anrechenbaren Netzkosten der Netzbetreiber entfernt.

Erfahrungen sowohl aus dem schweizerischen Telekommunikationsmarkt [vgl. Box IV] als auch aus dem europäischen Elektrizitätsmarkt zeigen, dass eine Ex-post-Regulierung mit Fokus auf die Streitschlichtung wenig effektiv ist. In Deutschland z.B. wurden bis 2005 Netznutzungspreise bilateral zwischen den beteiligten Parteien verhandelt. Die Grundlagen hierzu wurden in der sog. Verbändevereinbarung (einer privatwirtschaftlichen Branchenvereinbarung) definiert. Es oblag dem Kartellamt, bei Uneinigkeit im Nachhinein einzugreifen. In der Praxis erwies sich dieses Mittel als weitgehend untauglich, nicht zuletzt wegen den grossen zeitlichen Verzögerungen. Das Bundeskartellamt konnte lediglich partiell Erfolge aufweisen. So konnte 2005 eine Verfügung zur Senkung der Netznutzungspreise der Stadtwerke Mainz durchgesetzt werden. Eingeleitet wurde das Verfahren

Box IV: Schwache ex-post-Regulierung – Erfahrung aus dem Telekommunikationsbereich

Auch bei der Entbündelung der letzten Meile im schweizerischen Telekommunikationsbereich tritt die Kommunikationskommission (ComCom) als ex-post-Regulator auf. Gemäss revidiertem Fernmeldegesetz wird die ComCom aktiv, wenn Swisscom sich nicht mit den konkurrierenden Anbietern einigen kann. Im jüngsten Streit um den Zugang zur letzten Meile zwischen Swisscom und Sunrise ist dies nun eingetreten. Swisscom hatte im Frühjahr 2007 ein Angebot für die Vermietung des Teilnehmeranschlusses zu einem Preis von 31 Franken (EU-Durchschnitt 17,50 Franken) unterbreitet. Nachdem sich die Parteien im Rahmen einer dreimonatigen Frist nicht einigen konnten, wird Sunrise den offerierten Preis bei der ComCom einklagen. Diese hat sieben Monate Zeit, einen eigenen Tarifvorschlag zu unterbreiten. Je nach Einsprachen kann der Prozess bis zu zweieinhalb Jahre dauern – die Parteien können zusätzlich an das Bundesverwaltungsgericht und letztinstanzlich an das Bundesgericht gelangen. Die Swisscom-Konkurrenten könnten bereits jetzt die Anschlüsse für 31 Franken mieten und auf nachträgliche Rückerstattung hoffen. Diese Taktik ist allerdings mit hohen Risiken verbunden, zumal die tatsächlichen Mietkosten unklar sind und eine allfällige Rückerstattung in weiter Ferne liegt. Entsprechend gering sind die Anreize der Konkurrenten, bereits heute aktiv zu werden und Investitionen zu tätigen. Eine Ex-ante-Regulierung würde dagegen zu einer «Beweislastumkehr» führen. Die ComCom würde den Preis festlegen oder mindestens genehmigen. Dann wäre es Sache der Swisscom, in einem langwierigen Prozess höhere Preise für die letzte Meile zu rechtfertigen. Die ComCom argumentiert ähnlich: «Die Ex-ante-Regulierung führt zu schnelleren Verfahren und damit zu mehr Rechts- und Investitionssicherheit auf dem Markt, denn die Firmen kennen die Rahmenbedingungen auf einem Markt von Beginn weg» (ComCom: FMG – Revision; Bemerkungen der ComCom, 2007, S. 4.)

im Jahr 2002, abgeschlossen wurde es allerdings erst mit einem Urteil des Bundesgerichtshofs. Die Kombination bilateraler Verhandlungen und Ex-post-Regulierung erwies sich in der deutschen Praxis als unzureichend (vgl. auch Haslinger 2006, S. 120). Die beiden deutschen Netzregulierungsexperten Haucap und Kruse folgern daher: «Bei Abwägung aller Faktoren ist für die Regulierung des

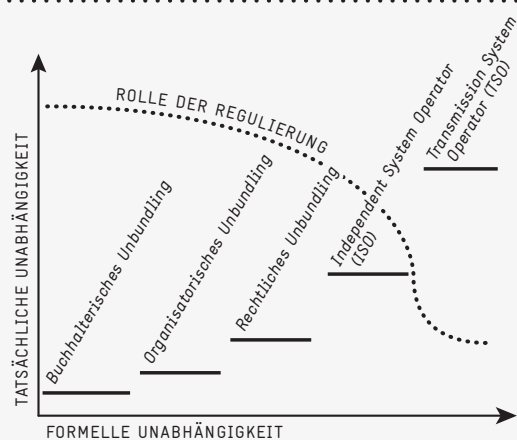
Zugangs zu wesentlichen Einrichtungen eine Ex-ante-Regulierung einer Ex-post-Aufsicht vorzuziehen, um Verzögerungen bei der Entwicklung des Wettbewerbs effektiv zu vermeiden.» (Haucap/Kruse 2003, S. 11). Erfahrungen mit der Ex-post-Regulierung wurden auch im schweizerischen Elektrizitätsmarkt gemacht. Bereits 1999 verweigerten die Freiburger Elektrizitätswerke (FEW), die Elektra Baselland (EBL) und der Service intercommunal d'électricité de Renens der Watt-Gruppe das Begehren um Durchleitung für ihren Kunden Migros. Im Februar 2000 reichten die Watt-Gruppe und Migros bei der Wettbewerbskommission (Weko) eine entsprechende Beschwerde ein. Diese leitete auf Basis des Kartellgesetzes eine Untersuchung ein, stellte den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung fest und verfügte im März 2001, dass die Verweigerung der Durchleitung unzulässig ist. Konkrete Vorgaben für die allfällige Höhe der Vergütung der Durchleitung machte die Weko dagegen nicht – darüber hatten sich die Parteien selber einig zu werden. Die FEW gelangte schliesslich an die Rekurskommission und an das Bundesgericht, welches im Juni 2003 den Entscheid der Weko stützte. Den eigentlichen Abschluss fand das gesamte Verfahren erst im November 2006, als die Weko mit einer Verfügung auch das Verfahren gegen EBL abschloss, nachdem sich die Parteien auf einen neuen Stromlieferungsvertrag einigen konnten.

In der finalen Version des StromVG wird die ElCom um zwei wesentliche Kompetenzen beschnitten, nämlich um die Definition der Kalkulationsgrundsätze für die Berechnung des Netznutzungsentgelts sowie die explizite Genehmigung der Netznutzungspreise. Und genau diese beiden Elemente sind zentral für eine effektive Regulierung (vgl. Haslinger 2006, S. 122). Die Problematik wird durch die schwachen Entflechtungsvorschriften verschärft. Je höher der Grad an vertikaler Integration ist, desto mehr Kompetenzen benötigt der Regulator, weil die Anreize und Möglichkeiten des Marktmachtmissbrauchs in einem vertikal integrierten Unternehmen überproportional zunehmen. Abbil-

dung 7 stellt dies schematisch dar. Zu beachten ist, dass auch im Falle eines Ownership Unbundlings ein Mindestmass an Regulierung nötig ist. Selbst ein unabhängiger TSO hat Anreize, Kosten hoch auszuweisen, um die Kapitalrendite zu maximieren. Immerhin fehlen Anreize und Möglichkeiten für Quersubventionierungen und/oder für eine einseitige Behinderung von Konkurrenten, so dass sich das Informations-Asymmetrie-Problem für den Regulator entschärft.

Weil die Verbundunternehmen im Schweizer Modell Aktionäre der Netzgesellschaft bleiben, ist der Grad an tatsächlicher Unabhängigkeit eher gering. Mit zunehmender Marktkonsolidierung dürfte diese, wie oben dargestellt, obendrein weiter abnehmen. Entsprechend hoch müssten die Regulierungskompetenzen der ElCom sein – was in der Schweiz aber nicht zuletzt aus Gründen der Angst vor überbordenden Regulierungsinstanzen eher abgelehnt wird.¹² In der EU ist die Ex-ante-Regulierung Standard. In Deutschland wurden erstmals im Jahr 2006 mit dem Inkrafttreten des Strom-NEV Netznutzungsentgelte nach dem Prinzip der Rate-of-Return-Regulierung ex ante festgelegt. In der

Abb. 7: Regulierung und Entflechtung — Interdependenz der Instrumente



Je schwächer die Entflechtung ist, desto wichtiger wird die Rolle der Regulierung. Eine engere Verflechtung erhöht das Risiko eines wettbewerbsverhindernden Handelns.

Quelle: eigene Darstellung

Folge hat die Bundesnetzagentur die anrechenbaren Netzkosten verschiedener Netzbetreiber um bis zu 20 Prozent gekürzt. In Österreich wird seit 2001 ex ante reguliert, seit Januar 2006 sogar auf Basis eines Price Cap. Die Ex-ante-Regulierung ist dabei nicht nur ein Instrument zur Förderung des Wettbewerbs zwischen bestehenden Anbietern im Markt. Durch die höhere Sicherheit bzw. ein verkürztes Verfahren zur Reduktion von Netznutzungsentgelten wird ein Markteintritt für unabhängige Produzenten interessanter [vgl. auch Box IV]. Insbesondere im Elektrizitätsmarkt, wo hohe, langfristige Investitionen mit einem Markteintritt verbunden sind, spielt dieser Gewinn an Sicherheit eine wesentliche Rolle. Allerdings ist davon auszugehen, dass eine striktere Regulierung nicht zwingend signifikante Vorteile für den Wettbewerb generiert. Die inhärenten Probleme der Regulierung lassen vermuten, dass mit mehr Kompetenz und Ressourcen ausgestattete Regulatoren in der Praxis nur wenig zusätzliche Wirkung entfalten. Dies bestätigen auch empirische Auswertungen von Daten aus der EU, wonach höhere Regulatorbudgets sowie höhere formelle Eingriffskompetenzen (wie z.B. ein Lizenzentzug oder die Höhe potenzieller Bussen) kaum signifikanten Einfluss auf das Niveau von Netznutzungspreisen haben (vgl. Meister/Wanner 2007). Mit anderen Worten: striktere Regulierung kann schwache Entflechtungsvorschriften nur partiell kompensieren [vgl. Box III].

5.3 Einfluss der Kantone auf die Regulierung

Sowohl das Übertragungsnetz als auch die Verbundunternehmen sind heute grösstenteils im Eigentum der öffentlichen Hand [vgl. Abbildung 6]. Insgesamt existieren in der Schweiz rund 900 Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU). An deren Grundkapital von rund 5,6 Mrd. Franken sind die Kantone mit etwa 50 Prozent und die Gemeinden zu rund 31 Prozent beteiligt. Finanzieller Zufluss entsteht den Kantonen

und Gemeinden nicht nur durch ihre Gewinnbeteiligungen: im Jahr 2002 wurden von der Stromwirtschaft rund 360 Mio. Franken als direkte Steuern sowie 479 Mio. Franken Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren entrichtet. Sollte die eingeleitete Liberalisierung die Strompreise tatsächlich unter Druck bringen, hätte dies auch Konsequenzen für die direkten Zuflüsse aus Dividenden in die öffentlichen Kassen. Gleichzeitig würden die (Aktien-)Werte in den Beteiligungsportfolios der Kantone und Gemeinden unter Druck geraten – zu viel Wettbewerb wird dann zum Klumpenrisiko.

Aufgrund der dargestellten Eigentumssituation wird das Übertragungsnetz heute zu rund 85 Prozent von der öffentlichen Hand beherrscht. Weil die Verbundunternehmen die Aktionäre von Swissgrid sind, bleiben die Kantone auch langfristig die indirekten Eigner der Netze. Entscheidungen der ElCom mit Bezug auf eine Senkung der Netznutzungsentgelte oder die Erteilung von Bussen haben direkten Einfluss auf die Netzrentabilität und damit die Dividendenpolitik von Swissgrid. Ausserdem können Entscheidungen der ElCom den Wettbewerb im Markt verschärfen. In beiden Situationen würde die Gewinnsituation der Verbundunternehmen beeinflusst. Für die Kantone als Eigner entstehen entweder direkte Effekte in Form geringerer Dividenden oder indirekte in Form einer tieferen Bewertung des Kapitals der von ihnen gehaltenen Verbundunternehmen. Kurz: die Kantone haben weder Interesse an einer starken ElCom noch an einem funktionierenden Elektrizitätsmarkt. Die enge Verflechtung zwischen öffentlicher Hand und Elektrizitätsbranche stellt auf jeden Fall ein Hindernis für den Wettbewerb dar.

Die ElCom als Regulator wurde im StromVG grundsätzlich als unabhängige Instanz definiert. Sie «untersteht in ihren Entscheiden keinen Weisungen des Bundesrates und des Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation» (Art. 21 Abs. 2 StromVG). Organisatorisch wird die ElCom dem UVEK angegliedert, gleich wie die übrigen sektorspezifischen Regulatoren

PostReg und ComCom. Weil die ElCom administrativ beim Bund angegliedert ist und dieser – mit Ausnahme des SBB-Netzes – keine eigenen Stromnetze besitzt, ist aus institutioneller Sicht kein offensichtlicher Interessenkonflikt vorhanden. In der Praxis allerdings existieren für die Kantone diverse Einflussmöglichkeiten. Am stärksten zeigt sich dies bei der Gestaltung des Rechtsrahmens, der im Wesentlichen den Handlungsspielraum des Regulators definiert. Im Rahmen der parlamentarischen Kommissionen und der parlamentarischen Beratungen können die Kantone hier ihre Interessen explizit in die Gestaltung des Rechtsrahmens einbringen. Bei der jetzigen Ausgestaltung des StromVG bzw. des StromVV mit den geringen Kompetenzen der ElCom hat sich dies bereits niedergeschlagen. Bei der Definition weiterer Ausführungsbestimmungen dürfte sich diese Entwicklung fortsetzen. Darüber hinaus erlaubt die Ex-post-Regulierung den Kantonen, in entscheidenden Fragen auf informellen Wegen politischen Einfluss zu nehmen, insbesondere weil sich der Regulierungsprozess über Jahre hinweg ziehen kann. Über den Gang ans Bundesverwaltungs- und Bundesgericht kann eine Verfügung der ElCom um mehrere Jahre hinausgezögert werden. Sollte es gar zu einem politischen Entscheid auf Stufe Bundesrat kommen, wäre eine Einflussnahme noch einfacher¹³. Und schliesslich bestehen in der Praxis die Regulierungskommissionen des Bundes nicht zuletzt aus Wissenschaftsexperten der Kantone, v.a. Professoren der kantonalen Universitäten und Hochschulen. So sind beispielsweise in der ComCom drei der sieben Mitglieder Angestellte kantonalen Universitäten – was im Falle der ComCom weniger gravierend ist, zumal diese einen Bundesbetrieb reguliert.

5.4 Veränderung des europäischen Rechtsrahmens

Die Schweiz ist bereits heute von Stromimporten aus der EU abhängig. Im Jahr 2005 überstieg die inländische Er-

zeugung den Landesverbrauch lediglich während vier Monaten. Für das ganze Jahr ergab sich bei Importen von 47.1 TWh und Exporten von 40.7 TWh ein Importüberschuss von 6.4 TWh (vgl. Bundesamt für Energie 2005, S. 4). Die Einbindung des schweizerischen Elektrizitätsmarktes in den europäischen stellt daher auch für die Zukunft eine wesentliche Voraussetzung für die Versorgungssicherheit dar. Der europäische Markt ist auch für die Verbundunternehmen selber, die in zunehmendem Masse international agieren, von grosser Bedeutung (vgl. auch Meister/Zürcher 2007). Als Nicht-EU-Mitglied gelten für die Schweiz grundsätzlich nicht die regulatorischen Rahmenbedingungen der EU. Allerdings verlangt die EU, dass Drittländer im Falle einer Teilnahme am Elektrizitätsbinnenmarkt die entsprechenden Vorschriften übernehmen, dazu gehören insbesondere Regeln mit Bezug auf Entflechtung, Tarifierung der Netznutzung oder Regeln im Zusammenhang mit grenzüberschreitendem Handel. In der Einleitung der Verordnung 1228/2003 heisst es daher: «Es ist wichtig, dass Drittländer, die Teil des europäischen Stromnetzes sind, den in dieser Verordnung enthaltenen Regeln und den nach dieser Verordnung erlassenen Leitlinien entsprechen, damit das effektive Funktionieren des Binnenmarktes verbessert wird». Im Rahmen der bilateralen Verhandlungen zwischen der Schweiz und der EU wird seit Ende 2006 auch das Dossier Strom behandelt. Die Schweiz hat mit dem StromVG die Grundlagen für eine Einigung weitgehend geschaffen. Allerdings dürfte insbesondere die Behandlung von grenzüberschreitenden Lieferungen im Rahmen von Langfristverträgen die Verhandlungen belasten – ein Entgegenkommen der EU wäre eher überraschend. Nachdem die Elektrizitätsmarktliberalisierung in Europa mässigen Erfolg zeitigte, wird die EU nicht darum herumkommen, Anpassungen der rechtlichen Grundlagen vorzunehmen, um den Wettbewerb zu stimulieren. Im Mittelpunkt der Veränderungen steht die Organisation des Übertragungsnetzes, weil dort nach Ansicht der EU-Kommission über die Intensität des Wettbewerbes entschieden wird. Konkret

stehen konsequentere Entflechtungsmassnahmen sowie die Schaffung länderübergreifender Netzbetreiber zur Diskussion.

a) Striktere Entflechtungsmassnahmen – Nach Ansicht der EU ist die anhaltend hohe vertikale Integration von Stromkonzernen das grösste Hindernis für den Wettbewerb im Elektrizitätsbinnenmarkt. In ihrem im Januar 2007 vorgestellten Aktionsplan für die Schaffung eines intensiveren Wettbewerbs im Elektrizitätsmarkt schlägt die EU-Kommission daher zwei mögliche Varianten vor. In einer ersten Variante, welche sie als wirksamstes Mittel erachtet, soll ein Ownership Unbundling der Übertragungsnetze vorgenommen werden. In einer zweiten Variante, einer vorsichtigeren Version, soll lediglich der Betrieb der Netze in einem ISO verselbständigt werden. Dabei ist nicht vorgesehen, dass der ISO eine Tochtergesellschaft der Netzbesitzer ist. Als Nachteil beim ISO-Modell sieht die Kommission aufwendigere und kostenträchtigere Regulierung (vgl. Europäische Union 2007 II, S. 11). Während sich v.a. Grossbritannien (wo bereits ein unabhängiger, privater TSO existiert) für die erste Variante stark macht, stemmen sich Frankreich und Deutschland, die beide noch einen hohen Grad an vertikaler Integration aufweisen, gegen den ersten Vorschlag.

b) Länderübergreifende Netzbetreiber – Die anhaltend grossen Preisunterschiede zwischen den Mitgliedstaaten weisen darauf hin, dass der Wettbewerb über die Grenzen wenig ausgeprägt ist. Lediglich in einzelnen Wirtschaftsräumen wie Skandinavien (Nord Pool) sowie seit neuerem in der Region Frankreich-Belgien-Niederlande zeichnet sich eine Konvergenz der Strompreise ab. Mit zwei Massnahmen will die EU-Kommission den grenzüberschreitenden Wettbewerb stärken. Einerseits sollen gezielt Netze Engpässe zwischen den Staaten durch Kapazitätserweiterungen aufgehoben werden, so dass der bestehende Pancaking-Effekt durch Kapazitätsauktionen entfällt.

Andererseits erwägt die EU-Kommission, die zersplitterten nationalen Energiemärkte zu mehreren, länderübergreifenden Wirtschaftsräumen zusammenzufassen. Ein möglicher Raum wäre Deutschland, Frankreich und die Benelux-Staaten – eine Ausweitung über die Schweiz und Italien könnte aus Gründen der Stromhandelsflüsse relevant sein. Zu diesem Zweck würden unabhängige, übernationalen ISO geschaffen, sog. Regionale Transmission Operators (RTO). Ähnlich dem ISO betreibt der RTO die Netze, besitzt sie aber nicht. Das RTO-Modell hat sich insbesondere in den USA durchgesetzt, wo die Organisation der Elektrizitätsmärkte v.a. durch die einzelnen Bundesstaaten definiert wird [vgl. Box VI]. Ein RTO kann staatlich oder auch privat sein. Die Vorteile des RTO liegen nicht einzig im höheren Grad der vertikalen Unabhängigkeit. In seiner Funktion als Netzbetreiber und Netzausbauplaner ist er für das kurzfristige und das langfristige Netze Engpass-Management verantwortlich. Er plant und koordiniert den Netzausbau. Mit der höheren Unabhängigkeit von den nationalen Produzenten könnten zwar vertikale Planungs- und Reibungsverluste auf nationaler Ebene entstehen, hingegen dürfte die Staaten-übergreifende Koordination vereinfacht werden (eine bessere internationale Koordination würde z.B. die nötigen Produktions- bzw. Reservekapazitäten reduzieren (vgl. Kapitel 2.1 und U.S. Department of Energy 2002, S. 16–18). Dabei würde auch das Problem der horizontalen externen Effekte, welches heute durch den ITC-Fonds nur unvollständig adressiert wird, reduziert. Der ITC-Fonds ist jährlich Gegenstand von Verhandlungen bezüglich der Definition der nationalen Netze sowie der entsprechend anzurechnenden Netzkosten für Transite. Ausserdem lässt sich zeigen, dass der ITC-Mechanismus Schwächen aufweist und in Extremfällen keine sinnvollen Lösungen produziert (vgl. Daxhelet/Smeers 2005).

Trotz aller Anstrengungen der EU zeichnet sich der europäische Elektrizitätsmarkt noch immer durch

Box VI: RTO in den USA

Der US-Elektrizitätsmarkt war vor seiner Liberalisierung durch einen hohen Grad an vertikaler Integration charakterisiert. Mehr als 95 Prozent der gesamten Produktion wurde von vollständig vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen (Utilities) kontrolliert. Anfang der 90er-Jahre begannen verschiedene US-Staaten mit der Liberalisierung des Marktes. Nachdem der Wettbewerb nur schleppend in Gang kam, stellte die Bundesbehörde Federal Energy Regulatory Commission (FERC) im Jahr 1996 fest, dass der nicht-diskriminierende Netzzugang für Dritte, unabhängige Produzenten der kritische Faktor einer Elektrizitätsmarkliberalisierung ist. Sie erliess die Order No. 888 und verlangte von den vertikal integrierten Unternehmen organisatorisches Unbundling sowie die Sicherstellung eines nicht-diskriminierenden Netzzugangs für Dritte. Mit der Order No. 889 verschärfte die FERC zudem Regeln im Zusammenhang mit dem Informationsaustausch zwischen den Unternehmenseinheiten. Beide Regelungen erwiesen sich als nicht ausreichend, um den Machtmissbrauch der vertikal integrierten Unternehmen zu verhindern. Einzelne Staaten wie z.B. Kalifornien gingen daher einen Schritt weiter, separierten den Netzbetrieb in unabhängige ISO und zwangen zudem die vertikal integrierten Utilities zum Verkauf signifikanter Anteile ihrer Produktionskapazitäten. Die

FERC regte 1999 in der Order No. 2000 den Zusammenschluss regionaler ISO zu überregionalen und ggf. überstaatlichen RTO an. Die Staaten sollten auf freiwilliger Basis regionale Märkte schaffen, auf denen ein von den Produktionsunternehmen unabhängiger Netzbetreiber nicht-diskriminierenden Netzzugang sicherstellen würde. Mit der Schaffung der RTO wollte die FERC ausserdem den staatsgrenzen-übergreifenden Wettbewerb auf Grosshandelsstufe in Gang bringen. Durch die RTO würde einerseits das Problem des Pancaking entschärft, andererseits sollte eine überregionale Netzausbauplanung das kurz- und langfristige Management der Netzenspässe zwischen den Staaten vereinfachen (vgl. Electric Energy Market Competition Task Force 2006, S. 13 ff). Die Kosten solcher Netzenspässe (die sich durch die Notwendigkeit grösserer Produktionskapazitäten niederschlagen) veranlagte die FERC auf mehrere hundert Milliarden Dollar (vgl. U.S. Department of Energy 2002, S. 16–18). Bis Ende 2004 wählten Regionen mit einem Anteil von 68 Prozent der US-Wirtschaftsleistung die Option eines RTO. Die RTO sind neben ihrer Rolle als Netzbetreiber auch für die Organisation der Strom-Spotmärkte verantwortlich. Neben dem Strom ist auch das kurzfristige Engpassmanagement im Spot-Handel integriert, also der Handel bzw. das Pricing von knappen Transportkapazitäten.

eine hohe Fragmentierung aus. So machten die grenzüberschreitenden Stromflüsse im Jahr 2005 nur gerade 10,3 Prozent des Gesamtverbrauchs aus. Dies entspricht einem Anstieg gegenüber 2000 von nur gerade 1,4 Prozentpunkten. Will die EU einen funktionierenden Binnenmarkt schaffen, muss sie längerfristig die Marktintegration durch die Schaffung regionaler Netzbetreiber (RTO) vorantreiben. In der kurzen und mittleren Frist dagegen wird die Marktfragmentierung eher ein Hindernis für die Schaffung der RTO-Struktur darstellen. Aus diesem Grund scheint es wahrscheinlicher, dass die EU im Rahmen eines Zwischenschritts versuchen wird, die Vorschriften für die minimale Entflechtung innerhalb der einzelnen Länder zu verschärfen. Damit kann sie sowohl den Wettbewerb in den Mitgliedstaaten als auch den internationalen Stromhandel in Gang bringen – eine

ähnliche zweistufige Entwicklung gab es auch im US-Elektrizitätsmarkt [vgl. Box VI]. Aufgrund der bestehenden politischen Kräfteverhältnisse könnte es Frankreich und Deutschland gelingen, das TSO-Modell abzuwehren. In diesem Falle würden die minimalen EU-Bestimmungen in Richtung ISO-Modell gehen. Die Teilnahme am europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt würde dann für die Schweiz voraussetzen, dass sie ihr bisheriges Swissgrid-Modell überdenkt. Sofern künftige EU-Bestimmungen eine «echte» Unabhängigkeit des ISO verlangen, wäre das Schweizer Modell, welches sich eher am Legal Unbundling orientiert, kaum kompatibel. Die Verbundunternehmen als Produzenten könnten sich entgegen den geltenden Bestimmungen im StromVG nicht mehr an Swissgrid beteiligen – unabhängig ob Swissgrid als ISO oder später als TSO gestaltet ist.

06 Beurteilung von Argumenten gegen eine konsequentere Entflechtung

6.1 Enteignung

Der Vorschlag der UREK-S zur Übertragung des Übertragungsnetzeigentums an die Kantone wurde von den Kantonen und den Verbundunternehmen deutlich abgelehnt. Ähnlich wie in Deutschland und Frankreich argumentiert die Branche mit der Problematik einer Enteignung. Die Deutsche Bank, die sich für ein konsequentes Ownership Unbundling ausspricht, relativiert dieses Argument in einer Stellungnahme und weist darauf hin, dass das Kapital für die Netze nicht zuletzt durch Monopolrenditen erwirtschaftet worden ist (vgl. Deutsche Bank Research 2007, S. 8). Darüber hinaus hat der Gesetzgeber in vielen Ländern bei der Marktliberalisierung eine Trennung von Netz und Produktion veranlasst und dabei in die Eigentumsrechte der Unternehmen eingegriffen. In Ländern wie z.B. Norwegen, wo der Staat vormals Besitzer des einzigen vertikal integrierten Monopolanbieters war, konnte dieser Eingriff relativ einfach vollzogen werden. Schwieriger ist die Situation, wenn privatrechtliche Unternehmen vertikal integriert sind. Aber auch hier gibt es praktische Beispiele. In England und Wales waren die privatisierten regionalen Elektrizitätsunternehmen (Regional Electricity Companies, REC) über die Holding National Grid Group Aktionäre der Netzgesellschaft National Grid. 1995 wurde die National Grid Group plc an der London Stock Exchange gelistet. Innerhalb eines Jahres veräusserten die meisten der REC ihre Anteile. Dazu waren sie zwar nicht verpflichtet, wurden aber vom Staat explizit dazu aufgefordert, um den Wettbewerb bzw. die Unabhängigkeit von National Grid zu sichern. Im Falle einer Beibehaltung der vertikalen Verflechtung drohte der Regulator mit strengen Auflagen. Auch der US-Bundesstaat Kalifornien griff in die Eigentumsrechte der vertikal integrierten Unternehmen ein. So mussten die privaten Versorger (sog. Investor Owned Utilities) den Betrieb des Übertragungsnetzes an den staatlichen Netzbetreiber Caiso abgeben und zudem

50 Prozent ihrer Produktionskapazitäten veräussern. Über die Kompetenzen bei der Netzausbauplanung greift Caiso auch ganz konkret in die Netzeigentumsrechte der Utilities ein.

6.2 Synergieverluste

Gegen ein Ownership Unbundling des Netzes könnten Effizienzgründe sprechen. Die vertikale Separation macht nur dann Sinn, wenn die Wohlfahrtsgewinne, die durch einen stärkeren Wettbewerb entstehen, nicht durch Wohlfahrtsverluste bedingt durch eine geringere Produktionseffizienz zunichte gemacht werden (vgl. hierzu Wild 2000, S. 75). Tatsächlich existieren zwischen Netz und Produktion sog. Verbundvorteile. Das heisst, die organisatorische Trennung von Netz und Stromproduktion ist mit Kostennachteilen verbunden. Diese entstehen insbesondere durch höhere Transaktionskosten im Zusammenhang mit der Koordination bzw. des Informationsaustauschs zwischen Netz und Produktion. Die organisatorische Trennung und das damit einhergehende Informations-Unbundling sind allerdings aus Gründen der Nicht-Diskriminierung eine unabdingbare Voraussetzung für die Marktliberalisierung. Aus technischer Sicht sind die Verbundeffekte dagegen gering, der Betrieb und der Unterhalt eines Kraftwerks unterscheidet sich wesentlich von Betrieb und Unterhalt des Übertragungsnetzes. Streng genommen erfolgt der Verlust der Kostenvorteile weniger aufgrund der Entflechtung, als vielmehr aufgrund der Liberalisierung. Die Marktliberalisierung geht daher bereits davon aus, dass der Nettowohlfahrtseffekt der Entflechtung positiv ist (vgl. Haslinger 2006, S. 87). Diese These deckt sich mit den Resultaten von detaillierten Kosten-Nutzen-Analysen im Zusammenhang mit der Entflechtung. Wegen der notwendigen Errichtung einer internen «Chinese Wall» zwischen Produktion und Netz entsteht bereits durch die rechtliche und organisatorische Entflechtung ein Verlust

von Verbundeffekten im operativen Bereich – sofern dies konsequent umgesetzt wird. Die zusätzliche Implementierung eines Ownership Unbundlings würde daher kaum zusätzliche Verluste von Synergieeffekten verursachen (vgl. Mulder et. al. 2006).

6.3 Sinkende Investitionen ins Netz

Ein Argument gegen die vertikale Entflechtung könnte die Schwächung der Investitionsneigung bzw. der Versorgungssicherheit sein. In welchem Ausmass entflochtene Netzgesellschaften investieren, hängt nicht mehr von ihrem Engagement bei Produktion und Handel ab, sondern vor allem von der regulierten Netzrendite. Steigt die Rendite alternativer Anlagen am Finanzmarkt oder sinkt die Netzrendite, nimmt auch die Investitionsneigung ab. Die Netzgesellschaft hat weniger Anreize, abgelegene neue Produktionsstandorte zu erschliessen oder bestehende Netze auszubauen. Möglicherweise kann der Eigner des Netzes sein Kapital alternativ rentabler einsetzen, oder die Kapitalbeschaffung am Kapitalmarkt wird erschwert. Eine vertikal integrierte Unternehmung, so die Vermutung, würde ihre Investitionsentscheidung zudem von den Geschäftsoportunitäten bei Handel und Produktion abhängig machen und daher tendenziell mehr investieren.

Empirische Evidenz hierzu existiert allerdings nicht. Auch Meister und Wanner (2007) zeigen, dass sich ein solcher Effekt bei europäischen TSO nicht signifikant nachweisen lässt. Um die Gefahr von Unterinvestitionen zu verhindern, muss der Regulator der adäquaten Festlegung der regulierten Kapitalrendite daher erhöhte Aufmerksamkeit zukommen lassen. Eine Ergänzung durch eine anreizorientierte Qualitätsregulierung, wie es zum Beispiel der britische Regulator Ofgem vorsieht, kann zusätzlich zur Sicherheit beitragen. Die britische Netzgesellschaft National Grid ist

hinsichtlich Stromausfällen einem Bonus-Malus-System unterworfen. Die dadurch entstehenden finanziellen Anreize machen Investitionen zur Steigerung der Qualität bzw. der Sicherheit des Netzes attraktiv. In der Praxis könnte das Problem jedoch umgekehrt sein. Solange die regulierte Kapitalrendite ausreichend hoch ist, wird eine unabhängige Netzgesellschaft versuchen, möglichst viel in das Netz zu investieren. Dass rendite-regulierte Gesellschaften tendenziell zu kapitalintensiv produzieren, ist unter dem Begriff Averch-Johnson-Effekt bekannt geworden. Dieser Effekt allerdings besteht unabhängig von der gewählten Entflechtungsmethode, zumal sich die höhere Rendite sowohl beim Legal als auch beim Ownership Unbundling erwirtschaften liesse.

Vertikal integrierte Unternehmen haben überdies geringe Anreize, in die internationale Vernetzung zu investieren. Höhere Importkapazitäten würden den Pancaking-Effekt, der durch die Kapazitätsauktion an den Grenzkuppelstellen entsteht, reduzieren und damit einen Markteintritt ausländischer Produzenten erleichtern. Ein von der Produktionsstufe völlig unabhängiges Netzunternehmen wird daher tendenziell mehr in die internationale Vernetzung investieren. Als Beispiel kann hierzu der niederländische Netzbetreiber TenneT genannt werden. Mit den neuen Untersee-Interkonnektoren nach Grossbritannien und Norwegen hat TenneT die Vernetzung des niederländischen Marktes stark vorangetrieben. Dies bringt neben wettbewerblichen Effekten durch die erhöhte Marktintegration auch eine Risikoreduktion bezüglich der Versorgungssicherheit mit sich.

6.4 Ausländische Beherrschung des Netzes

Nicht zuletzt die Angst vor einer ausländischen Beherrschung des Übertragungsnetzes hat dazu geführt,

dass das StromVG eine direkte oder indirekte (via Verbundunternehmen) Mehrheitsbeteiligung der Kantone und Gemeinden am Swissgrid-Kapital verlangt. Aus ökonomischer Sicht ist der Nutzen eines solchen Heimatschutzes in Frage zu stellen, schliesslich wird damit der Zustrom von ausländischem Kapital in die schweizerische Wirtschaft gehemmt.

Zudem gibt es kaum ein rationales Argument gegen ausländische Investitionen im Infrastrukturbereich. Ein ausländischer Investor, der Infrastruktur in der Schweiz erwirbt und betreibt, hat keine Möglichkeit, die entsprechenden Anlagen einfach abzubauen und in einem anderen Land unter rentableren Konditionen zu betreiben. Im Gegenteil: die Immobilität der Netzinfrastuktur stellt für den Investor einen hohen Risikofaktor dar. Da er in hohem Masse der Regulierung und damit auch dem politischen Prozess ausgesetzt ist, besteht die Gefahr, dass künftige Veränderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen den Wert der Investition ex post verändern. Ökonomen sprechen vom sog. Hold-up-Problem.

Ausländische Investoren im schweizerischen Übertragungsnetz wären einzig dann als nachteilig zu betrachten, wenn es sich ihrerseits um Stromproduzenten handelt. Durch das Eigentum am schweizerischen Netz könnten sie sich Marktvorteile gegenüber den inländischen Anbietern verschaffen. Auf Basis des Obligationenrechts Art. 685b könnte allerdings in den Statuten der Netzgesellschaft festgelegt werden, dass sich aufgrund einer potenziellen Beeinträchtigung der wirtschaftlichen Unabhängigkeit weder inländische noch ausländische Stromproduzenten an der Gesellschaft beteiligen dürfen. Damit wäre es einem marktbeherrschenden vertikal integrierten ausländischen Stromkonzern wie z.B. Electricité de France verwehrt, den schweizerischen Markt zu seinen Gunsten zu beeinflussen.

6.5 Ausländische Beherrschung der Verbundunternehmen

Grundsätzlich könnte argumentiert werden, dass die Verbundunternehmen und ihre Produktionskapazitäten im nationalen Interesse sind. Inländische Produktion ist vor allem dann wichtig, wenn a) zu geringe Netzkapazitäten für Importe existieren und wenn b) auch im Ausland zu geringe Produktionskapazitäten bestehen. Die enge Korrelation zwischen Stromverbrauch und Wirtschaftswachstum dürfte dabei ein wichtiges Argument für die Sicherstellung eines gewissen Ausmasses an inländischen Kapazitäten sein. Es ist anzufügen, dass im Gegensatz zum Übertragungsnetz die Produktionsstufe im liberalisierten Markt als kompetitiv gilt und die Preise daher nicht vom sektorspezifischen Regulator reguliert werden.

Der Zukauf von Produktionskapazitäten in der Schweiz bzw. die Akquisition eines schweizerischen Verbundunternehmens könnte für ein grösseres europäisches Unternehmen durchaus attraktiv sein – nicht zuletzt um das eigene Produktionsportfolio mit attraktiver Spitzenenergie anzureichern. Aus volkswirtschaftlicher Sicht könnte dagegen argumentiert werden, dass eine solche Akquisition dann **nicht wünschenswert ist, wenn das** ausländische Unternehmen den Produktionspark in der Schweiz insbesondere auf den europäischen Handel ausrichtet und dabei negative (externe) Effekte auf den Strompreis in der Schweiz unberücksichtigt lässt oder wenn das Unternehmen überhaupt Investitionen in den Schweizer Kraftwerkspark vernachlässigt und damit die inländische Versorgungssicherheit gefährdet. Allerdings wäre in beiden Fällen davon auszugehen, dass mit der Vernachlässigung des inländischen Marktes Opportunitäten für neue unabhängige Produzenten entstehen. Lange Investitionszyklen und fehlende Standorte für Grosskraftwerke stellen jedoch gewisse Markteintrittsbarrieren dar und reduzieren die Effektivität des Marktes. Ein weiteres Argument

gegen die Veräusserung von Verbundunternehmen an ausländische Unternehmen ist die Tatsache, dass diese selber noch zu grossen Teilen in staatlichem Besitz sind, so dass künftige Produktions- und Investitionsentscheide massgeblich von politischen Interessen dominiert würden.

Neben dem heute noch staatlichen Aktionariat der Verbundunternehmen stellt auch der hohe Grad an vertikaler Integration für ausländische Unternehmen mit Akquisitionsplänen eine Hürde dar. Ginge beispielsweise das Übertragungsnetz in das direkte Eigentum der Kantone über, würde der aggregierte Unternehmenswert der Verbundunternehmen um ca. 5 Mrd. Franken reduziert. Die Übernahme der Swissgrid-Aktien wäre für die Kantone kostenneutral, hätte aber eine Reduktion der Aktiv- und Passivseiten in den Bilanzen der Verbundunternehmen zur Folge. Damit aber würde eine Übernahme eines Verbundunternehmens durch ein ausländisches Unternehmen vereinfacht, zumal die Akquisition mit geringerem Mitteleinsatz finanziert werden könnte. Das Argument ist allerdings schwach, zumal ein übernehmendes Unternehmen temporär Fremdkapital aufnehmen kann, um die Swissgrid-Anteile anschliessend zu veräussern. Ausserdem könnten die Verbundunternehmen ihre Swissgrid-Anteile an unabhängige Investoren veräussern und die freiwerdenden Mittel für Investitionen in Produktionskapazitäten verwenden – damit bliebe die Bilanzlänge unverändert.

Daneben könnte auch das StromVG vor einer Übernahme schützen. Solange ein Verbundunternehmen einem Kanton gehört, kann dieser das Unternehmen nur dann veräussern, wenn er bereit ist, die Swissgrid-Aktien in sein eigenes (direktes) Eigentum zu übernehmen. Allerdings gilt es einzuwenden, dass diese Einschränkung erst dann relevant wird, wenn bereits 49 Prozent der Swissgrid-Aktien im Besitz von Dritten (nicht-Kantonen) sind. In einem frühen Stadium könnten Verbundunternehmen einfacher

verkauft werden – und zwar solange Artikel 18 Absatz 3 des StromVG noch nicht einschränkend wirkt. Die Regelung könnte in der Praxis daher eine unerwünschte Wirkung haben: verschiedene Kantone könnten als Trittbrettfahrer agieren und ihre Anteile möglichst rasch verkaufen, um den Einschränkungen des StromVG auszuweichen.

Grundsätzlich muss aber angefügt werden, dass ausländische Investitionen in die Schweizer Elektrizitätsbranche keineswegs als negativ zu beurteilen sind. Auch in Deutschland ist mit der schwedischen Vattenfall ein grosser ausländischer Stromkonzern im Markt präsent. Ein internationaler Konzern kann neben Finanzmitteln auch weiteres Know-how in den Markt bringen. Ob eine Beteiligung ausländischer Investoren an einem schweizerischen Verbundunternehmen aus Sicht der Versorgungssicherheit oder aus Gründen des Wettbewerbs gegebenenfalls nachteilig ist, kann daher nicht allgemein beurteilt werden. Vor allem der zweite Aspekt müsste im konkreten Falle durch die Wettbewerbsbehörden beurteilt werden. Die vertikale Integration bzw. das fehlende Unbundling stellt aber mit Sicherheit keinen adäquaten Schutz vor nachteiligen ausländischen Übernahmen dar.

6.6 Geringere Entflechtung in der EU

Zum heutigen Zeitpunkt kennt die EU nur minimale Entflechtungsvorschriften. Die relevante EU-Richtlinie verlangt lediglich ein «Legal Unbundling». Und mit diesem ist das Schweizer Swissgrid-Modell kompatibel – selbst wenn es zu einer vollständigen Konsolidierung zwischen den Verbundunternehmen kommen würde. Zwar scheint es wahrscheinlich, dass die EU ihre minimalen Entflechtungsanforderungen verschärfen wird, allerdings ist der Zeitpunkt und das tatsächliche Ausmass eines solchen Schrittes heute mit Unsicherheiten behaftet (vgl. Kapitel 5.3). Wie aber soll die Schweiz mit

den unsicheren künftigen EU-Regelungen umgehen? Sollte sie im Sinne eines «EU-Musterknaben» voraus-eilend die eigenen Entflechtungsregelungen verschärfen oder sollte sie vielmehr abwarten und dann – falls überhaupt nötig – die minimalen EU-Regelungen adaptieren?

Aus ökonomischer Sicht entstehen der Schweizer Volkswirtschaft kaum Nachteile durch eine unilaterale Verschärfung der Netzentflechtung. Im Gegenteil, eine rasche Stärkung des unterentwickelten Schweizer Elektrizitätsbinnenmarktes hätte positive Effekte zur Folge: der höhere Grad an Wettbewerb lässt tiefere Gewinnmargen, steigende Produktivität und tiefere Preise erwarten. Weil Strom ein wichtiger Produktionsfaktor für die Schweizer Wirtschaft darstellt, haben tiefere Preise auch positive Auswirkungen auf die gesamte Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz. In einer Studie aus dem Jahr 2005 kommt auch das Seco zum Schluss, dass einseitige Liberalisierungsschritte im schweizerischen Dienstleistungssektor (Handel, Geschäftsdienste, reglementierte Berufe, Telekom und Elektrizitätsversorgung) einen einmaligen langfristigen Wachstumseffekt von bis zu 2 Prozent haben könnten, was einer jährlichen Erhöhung des BIP um fast 10 Mrd. Franken entspricht (vgl. Staatssekretariat für Wirtschaft 2005).

In den vom Seco dargestellten Szenarien ist der Effekt dann am positivsten, wenn die Schweiz eine so genannte «best-practice-Liberalisierung» umsetzt, während die EU im Status Quo verbleibt. Die «best-practice-Liberalisierung» orientiert sich an den konsequentesten Liberalisierungsmodellen – Vorbild im Elektrizitätsmarkt ist das britische Modell mit einem Ownership Unbundling für das Übertragungsnetz. Etwas geringer wären die Wachstumseffekte, wenn auch die EU parallel ihre Liberalisierung vorantreibt und die eigene Wettbewerbskraft stimuliert. Negativ wären dagegen die Effekte auf die Schweizer Volkswirtschaft, wenn die EU ihre Liberalisierungsstrategien fortführt, während die Schweiz im Status quo verharret. Auch

das Seco kommt daher zum Schluss, dass die Schweiz die Liberalisierung im Elektrizitätsmarkt weiterentwickeln muss – und zwar unabhängig von der EU. Die Entwicklungen in Europa bzw. in ausgewählten Ländern sind allerdings im Sinne eines best-practice-Modells bei der Gestaltung des künftigen Marktes in der Schweiz zu berücksichtigen.

07 Stärkung der Entflechtung

Unter Berücksichtigung der schweizerischen Gegebenheiten werden im Folgenden verschiedene Varianten für eine konsequentere Entflechtung des Übertragungsnetzes dargestellt und beurteilt:

a) Swissgrid als Unternehmen der Kantone – Bereits Anfang April 2006 hat sich die ständerätliche Energiekommission UREK-S für eine Übertragung des Netzes in das direkte Eigentum der Kantone ausgesprochen. Weil die Kantone als Eigentümer der Verbundunternehmen bereits heute das Übertragungsnetz indirekt besitzen, wäre eine entsprechende Eigentumsübertragung relativ einfach möglich gewesen. Diese Verstaatlichung des Netzes stiess aber weder bei den Verbundunternehmen noch bei den Kantonen selber auf Interesse. Bei der Vernehmlassung zum Vorschlag der UREK-S sprach sich denn auch eine Mehrheit der Kantone gegen den TSO mit Direktbeteiligung der Kantone aus.¹⁴ Aus Sicht der mangelnden Unabhängigkeit der Kantone ist eine Übertragung des Netzes ohnehin wenig vorteilhaft, schliesslich bleiben sie weiterhin Aktionäre der Verbundgesellschaften.

b) Swissgrid als Unternehmen der Kantone und Privatisierung der Verbundunternehmen – Analog der Variante a) wären die Kantone direkte Eigner von Swissgrid. Um die Unabhängigkeit der Kantone in dieser Funktion zu erhöhen, müssten diese ihre Beteiligungen an den Verbundunternehmen an Dritte veräussern, z.B. an private Investoren. Eine sinkende Beteiligung der Kantone an den Verbundunternehmen müsste aufgrund der Vorschriften im StromVG bezüglich der Swissgrid-Aktionärsstruktur ohnehin mit einer höheren Direktbeteiligung an Swissgrid einhergehen. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass die freiwillige Bereitschaft der Kantone für eine Direktbeteiligung an Swissgrid zunehmen würde, wenn sie ihre Anteile an den Verbundunternehmen veräussern müssten. Eine solche Entwicklung wäre ein sinnvoller Schritt in Richtung Privatisierung

der Elektrizitätsindustrie. Jedenfalls gibt es mit der Liberalisierung des Marktes keine rationalen Argumente für das anhaltend hohe Engagement des Staates bei der Elektrizitätsproduktion. Analog der Entwicklung in anderen europäischen Staaten würde sich der Staat aus der Produktion, welche dem Wettbewerb ausgesetzt ist, zurückziehen. Ähnlich wie in Norwegen, Schweden, Dänemark oder den Niederlanden würde der Staat allerdings auf der Stufe des Übertragungsnetzes (TSO) weiterhin als Eigentümer präsent sein. Aufgrund des natürlichen Monopols auf Stufe des Netzes ist dieses Engagement durchaus begründet – wenn auch nicht zwingend nötig. Weil die Kantone und nicht der Bund Eigner von Swissgrid sind, könnte die ElCom als relativ neutraler Regulator auftreten.

c) Swissgrid als Unternehmen des Bundes – Weil der Bund nicht gleichzeitig Aktionär eines Verbundunternehmens mit Produktionskapazitäten ist, wäre dieser ein unabhängiger Hauptaktionär von Swissgrid. Mit dem Bund als Eigner von Swissgrid wäre der Druck auf die Privatisierung der Stromproduktion bzw. der Verbundunternehmen geringer, da diese nicht mehr gleichzeitig am Übertragungsnetz beteiligt wären. Allerdings entsteht neu ein Interessenkonflikt auf Stufe Bund. Die ElCom ist der Bundesverwaltung angegliedert. Ihre Entscheidungen hätten direkten Einfluss auf die Kapitalrendite von Swissgrid und damit auf die Dividenden an den Finanzhaushalt des Bundes. Darüber hinaus ist nicht davon auszugehen, dass der Bund bereit ist, die finanziellen Mittel für eine Übernahme von Swissgrid aufzubringen – immerhin dürfte das schweizerische Übertragungsnetz mit ca. 5 Mrd. Franken bewertet werden.

d) Swissgrid als unabhängiges privates Unternehmen – Konsequenterweise könnte Anteilsbesitz von Produzenten am Netz gänzlich ausgeschlossen werden. Die Verbundunternehmen würden dazu

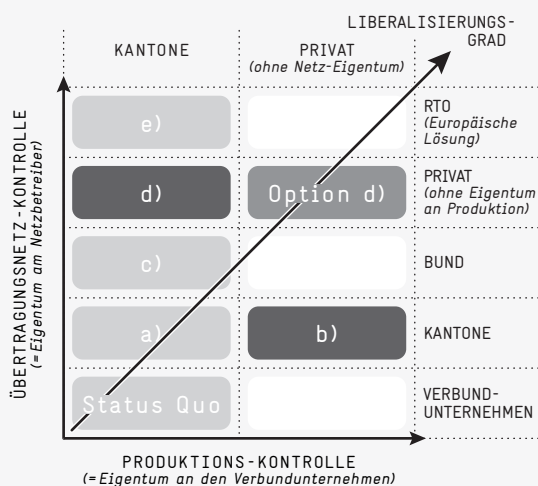
angehalten, ihre Swissgrid-Anteile an Dritte, von Produktion und Handel vollständig Unabhängige zu veräussern. Damit würde eine eigentliche Privatisierung des Übertragungsnetzes mit gleichzeitiger eigentumsständiger Entflechtung von anderen Wertschöpfungsstufen angestrebt. Das Modell entspricht jenem in England und Wales, wo National Grid das Übertragungsnetz besitzt und betreibt. National Grid ist eine private und börsennotierte Gesellschaft, ihre Aktien sind breit gestreut, und der Anteil Aktien in der Hand von Unternehmen in der Elektrizitätsindustrie ist auf 1 Prozent beschränkt, um National Grid's Unabhängigkeit zu sichern. Insgesamt gibt es ca. 2000 Aktionäre. Das Beispiel National Grid zeigt, dass mit der Unabhängigkeit des Netzes weder Finanzierungsprobleme verbunden sind, noch die Versorgungssicherheit gefährdet wird – zu diesem Zweck verfügt der Regulator Ofgem über weit reichende Kompetenzen und nimmt dabei auch explizit Einfluss auf den Investitionsplan von National Grid. An der Börse hat sich das Unternehmen seit seiner Gründung besser als der Gesamtmarkt entwickelt. Die regulierte Rendite ist dabei keineswegs ein Nachteil. Durch den Einsatz von rund 90 Prozent Fremdkapital kann auf dem verbleibenden Anteil Eigenkapital ein hoher Hebeleffekt erreicht werden – und dies bei geringem Geschäftsrisiko. National Grid ist daher nicht zuletzt für institutionelle Anleger interessant. In der Schweiz wäre hierzu eine Änderung des StromVG nötig. Gemäss Art. 18, Abs. 3 müssen die Aktien mehrheitlich im Eigentum von Kantonen und Gemeinden sein. Für eine Kotierung an der Börse müsste zudem Art. 18 Abs. 5 gestrichen werden.

- e) *Netzbetrieb durch RTO, Swissgrid als Netz-Eigentums-gesellschaft ohne Betrieb* – Die zunehmende Vernetzung des europäischen Elektrizitätsmarktes und die damit einhergehende Zunahme von horizontalen externen Effekten macht eine stärkere internationale Koordination der Stromflüsse sinnvoll.

Werden in Europa überstaatliche RTO geschaffen, könnte es für die Schweiz, als eigentliche Stromdrehscheibe in Europa, sinnvoll sein, sich in ein RTO-Modell zu integrieren – z.B. gemeinsam mit Deutschland, Frankreich, Benelux und Italien. In diesem Fall müsste Swissgrid seine Funktion als Betreiber des Hochspannungsnetzes an den RTO abtreten. Weil spätestens fünf Jahre nach Inkrafttreten des StromVG die Verbundunternehmen ihre Netze an Swissgrid übertragen, würde diese zur reinen Netz-Eigentums-gesellschaft. Die hohe Unabhängigkeit des RTO könnte dann einen (länderübergreifenden) Wettbewerb sicherstellen. In der Praxis allerdings dürfte die tatsächliche Bereitschaft der Kantone und auch der Verbundunternehmen, den Betrieb an eine europäische Institution abzugeben, gering sein – nicht zuletzt weil die Schweiz nicht Mitglied der EU ist. Ob und in welchem Zeitrahmen sich die EU für die Schaffung von RTO entscheidet, ist zudem ungewiss. Viel wahrscheinlicher wird sie sich für das ISO-Modell entscheiden und längerfristig die Bildung von RTO fördern – ähnlich wie in den USA (vgl. Kapitel 5.5).

In einem liberalen und europäischen Elektrizitäts-binnenmarkt wäre es sinnvoll, den Netzbetrieb an einen unabhängigen und grenzübergreifenden RTO auszulagern (Variante e). Darüber hinaus gäbe es keinen Grund, dass auf der Stufe Produktion weiterhin staatliches Eigentum dominiert. Die Stromproduktion ist dem Wettbewerb ausgesetzt und kann daher von privaten Unternehmen erbracht werden. In der kurzen und mittleren Frist aber dürfte der Fokus des Netzbetriebs weiterhin national ausgerichtet sein. Aus pragmatischer Sicht sind daher insbesondere die Varianten b) und d) von Interesse. Dabei ist in jedem Falle ein stärkeres Engagement von privaten bzw. unabhängigen Akteuren anzustreben, bei Variante b) auf Seiten der Verbundunternehmen und bei Variante d) bei der Netzgesellschaft. Um die Unabhängigkeit von Swissgrid nachhaltig zu stärken, könnte **in den Statuten festgelegt werden,**

Abbildung 8: Lösungsansätze — Mehr privates Engagement



Eine stärkere Entflechtung setzt auch vermehrt das Engagement von privaten, unabhängigen Investoren voraus – entweder auf der Wertschöpfungsstufe Netze oder bei der Produktion.

Quelle: eigene Darstellung

indirektem Eigentum der Schweizer Kantone und Gemeinden sein muss, müssten die Kantone gleichzeitig ihre Beteiligungen an den Verbundunternehmen reduzieren, um in ausreichendem Ausmass Eigner von Swissgrid bleiben zu können. Damit konvergiert die beschriebene Regel in die Variante b). Dies würde eine stärkere Privatisierung auf Stufe Produktion implizieren. Falls aber die Kantone ihre Beteiligungen an den Verbundunternehmen nicht aufgeben wollen, müsste eine Änderung des StromVG in Betracht gezogen werden, so dass der Aktionärskreis von Swissgrid deutlich erweitert werden kann. In diesem Falle würde der Lösungsansatz in das Modell d) münden.

Abbildung 8 visualisiert den Optionsraum der möglichen Lösungsvarianten. Die Variante d) schliesst naturgemäss nicht aus, dass parallel zu einem privaten Netzbetreiber auch das Eigentum an den Verbundunternehmen privatisiert würde (Option d).

dass Aktionäre, welche direkt oder indirekt über ein bestimmtes Ausmass an Kraftwerkskapazitäten verfügen, nur in begrenztem Ausmass Anteile an Swissgrid halten dürfen. Spätestens bei einer Konsolidierung im Schweizer Markt müssten Verbundunternehmen ihre Anteile an Swissgrid reduzieren. Damit könnten sich auch weitere Unternehmen der Elektrizitätsbranche wie z.B. neue unabhängige Produzenten oder kleinere Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie private (Finanz-)Investoren an Swissgrid beteiligen. Die Diversifikation der Aktionärsstruktur von Swissgrid und die entsprechend heterogenen Interessen würden dann eine höhere Unabhängigkeit von Swissgrid implizieren. Einer erhöhten Direktbeteiligung durch die Kantone wären hingegen Grenzen gesetzt, zumal sie in ihrer parallelen Rolle als Aktionäre von Verbundunternehmen ebenfalls ihre Beteiligung reduzieren müssten. Weil aber gemäss StromVG Art. 18 Abs. 3 mehr als die Hälfte des Swissgrid-Aktienkapitals in direktem oder

08 Fazit

Sowohl im Hinblick auf das Funktionieren des inländischen Wettbewerbs als auch auf eine stärkere Integration in den europäischen Markt ist die Stärkung der Entflechtung des schweizerischen Übertragungsnetzes ein zentrales Element. Zum genau gleichen Schluss kommt auch die OECD in ihrem jüngsten Bericht über den schweizerischen Elektrizitätsmarkt: «It is essential to move toward a proper system operator, for the EU as well as for the domestic context» (OECD 2006, S. 79). Die von der OECD verlangten minimalen Standards, die eine völlige Unabhängigkeit des Swissgrid Verwaltungsrates sowie eine starke Regulierung vorsahen, wurden in der letzten Version des StromVG allerdings nicht umgesetzt. Mittelfristig stellt sich daher auch die Frage, ob das schweizerische Entflechtungsmodell den Anforderungen der EU entspricht, insbesondere wenn diese strengere Minimalvorschriften erlässt. Aber unabhängig von den künftigen Regelungen in der EU ist es für die Schweiz in jedem Fall vorteilhaft, günstige Voraussetzungen für einen effektiven Wettbewerb im Elektrizitätsmarkt zu schaffen. Die Liberalisierung stellt keinen Selbstzweck dar. Erst der Wettbewerb sorgt für steigende Investitionen, Produktivitätssteigerungen, sinkende Gewinnmargen und tiefere Preise. Weil Strom ein wichtiger Produktionsfaktor ist, haben tiefere Preise auch positive Auswirkungen auf die gesamte Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Industrie.

Die fehlende Nachhaltigkeit der Entflechtung kombiniert mit einer bewusst schwachen Regulierung macht aber Markteintritte unabhängiger Produzenten unwahrscheinlich. Im Hinblick auf eine drohende «Stromversorgungslücke» und den damit verbundenen Preisauftrieb ist diese Tatsache besonders negativ. Um die bestehende (vertikale) Verflechtung im Markt aufzulösen, muss ein stärkeres Engagement von unabhängigen Akteuren angestrebt werden – entweder auf Seiten der Verbundunternehmen oder auf Seiten der Netzgesellschaft oder bei beiden. Und in jedem Fall müsste mit der Marktliberalisierung ein Rückzug der Kantone aus der Elektrizitätswirtschaft einhergehen.

Endnoten

- 1 Die Regelzone definiert das Gebiet, in welchem ein Übertragungsnetzbetreiber für die Netzregelung (Bilanzmanagement, Engpassmanagement, Vorhalten von Reserveenergie etc.) verantwortlich ist.
- 2 Bilanzkreise sind virtuelle Gebilde innerhalb einer Regelzone, die eine Gruppe von Händlern, Kraftwerken und Verbrauchern zusammenfasst. Ein Bilanzkreisverantwortlicher sorgt im Rahmen einer ¼-stündlichen Abrechnung für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage – damit kann er die Kosten für das Bilanzmanagement minimieren.
- 3 Quelle: Art. 4 Abs. 1g StromVG und Arbeitsgruppe VNBT: Der geöffnete Elektrizitätsmarkt – Systembeschrieb, 2000.
- 4 In Deutschland z.B. haben die ÜNB am 1. Jan. 2006 ein gemeinsames Internetportal für die Beschaffung von Reserve- und Regelleistung errichtet (www.regelleistung.net).
- 5 Das Ausmass der jährlichen negativen Regelleistung in Deutschland beträgt rund 5500 MW. Negative Regelleistung wird durch die Senkung der Produktion bzw. künstliche Erhöhung des Verbrauchs sichergestellt. Vgl. Richmann Alfred; VIK: Gibt es strategisches Verhalten auf den Strommärkten? 2006.
- 6 Eine detaillierte Dokumentation des ITC-Fonds sowie des Florenzer Prozesses findet sich unter http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/index_en.htm.
- 7 Entsprechend wurde auch die Belegung von Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen Schweiz-Frankreich durch Langfristverträge durch EU-Kommission kritisiert.
- 8 Da die bestehenden Verbundgesellschaften heute mehrheitlich in öffentlichem bzw. kantonalem Besitz sind, wäre eine entsprechende Eigentumsübertragung grundsätzlich vereinfacht möglich gewesen – ohne dass eine eigentliche Enteignung stattgefunden hätte.
- 9 Quelle: ETSO: Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2005 – Costs connected to TSO-Activities: Infrastructure (capital and all operation charges), losses, system services, congestion; excluded are other burdens not directly related to transmission costs (stranded costs, public interest contribution, renewable energy and other) sowie Europäische Union: 5. Benchmarking-Report der EU-Kommission, 2005.
- 10 Technical Annex, S. 20
- 11 Beispielsweise lässt das StromVG in Artikel 32 der Übergangsbestimmungen zu, dass Auktionserlöse aus grenzüberschreitenden Stromlieferungen für eine «risikoadäquate Entschädigung» der Netzeigentümer verwendet werden können. In der EU sind diese zweckgebunden für Kapazitätserweiterungen, Engpassmanagement oder Reduktion der Netznutzungsentgelte – ansonsten bestehen Anreize, den Engpass aufrechtzuerhalten.
- 12 Auch die Erfahrungen aus dem schweizerischen Telekomsektor zeigen, dass die Regulatorkompetenzen eher zu schwach ausgestaltet sind. Die ComCom hält fest: «Schweizer Behörden verfügen im Vergleich zu EU-Regulatoren über wenige, klar definierte Regulierungsinstrumente mit wenig Ermessensspielraum.» (ComCom: FMG – Revision; Bemerkungen der ComCom, 2007, S. 3).
- 13 Gemäss Art. 8 des Kartellgesetzes können Verhaltensweisen eines marktbeherrschenden Unternehmens, die von der zuständigen Behörde für unzulässig erklärt wurden, vom Bundesrat zugelassen werden, wenn sie in Ausnahmefällen notwendig sind, um überwiegende öffentliche Interessen zu verwirklichen. Auch die FEW hatten 2003 nach dem Bundesgerichtsentscheid im Fall Watt/Migros eine entsprechende Eingabe beim Bundesrat gemacht. Nach der gütlichen Einigung wurde sie 2004 zurückgezogen.
- 14 Sekretariat UREK: Konsultation der UREK-S zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes: Vorschlag der Subkommission UREK-S zur Ausgestaltung und Organisation der schweizerischen Netzgesellschaft Bericht über die Ergebnisse der Konsultation, 2006, S. 2.

Literaturverzeichnis

- Arbeitsgruppe VNBT (2000): Der geöffnete Elektrizitätsmarkt – Systembeschreibung; Dokumentation erstellt von der Arbeitsgruppe Verbundnetzbenutzung und Transite (VNBT) im Auftrag der Schweizerischen Betriebsdirektorenkonferenz
- Boltz, Walter (2005): E-Control: Das neue Regulierungssystem; Präsentation E-Control, Wien.
- Bundesamt für Energie (2005): Schweizerische Elektrizitätsstatistik, Bern
- Bundesnetzagentur (2006): Entwurf des Berichtes der Bundesnetzagentur zur Einführung der Anreizregulierung, Bonn
- ComCom (2007): FMG-Revision; Bemerkungen der ComCom, Bern
- Daxhelet Olivier und Yves Smeers (2005): Inter-TSO Compensation Mechanism, Working-Paper: Electrabel, Strategy R & D, Louvain-la-Neuve, Belgien und CORE and Department of Mathematical Engineering, Universite Catholique de Louvain, Louvain-la-Neuve, Belgium
- Deutsche Bank Research (2007): EU-Energiepolitik: Höchste Zeit zu handeln, Frankfurt/Main
- Electric Energy Market Competition Task Force (2006): Report to Congress on Competition in the Wholesale and Retail Markets for Electric Energy, Washington DC
- ETSO (2005): Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2005, Brüssel
- Europäische Union (2005) I: 4. Benchmarking-Report der EU-Kommission, Brüssel
- Europäische Union (2007) II: Prospects for the internal gas and electricity market, Brüssel
- Europäische Union (2007) III: Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäss Artikel 17, Brüssel
- Europäische Union (2000): Zusammenfassung I. Benchmarking-Report, Brüssel
- Haslinger, Sebastian (2006): Netzmonopole in der Elektrizitätswirtschaft und Wettbewerb, Universität Kassel
- Haucap, Justus und Jörn Kruse (2003): Ex-ante-Regulierung oder Ex-post-Aufsicht für netzgebundene Industrien? Universität der Bundeswehr Hamburg, Diskussionspapier 25
- Hogan, William (2001): Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms, Harvard University
- Meister, Urs und Herbert Wanner (2007): Netznutzungsentgelte im liberalisierten Strommarkt, Arthur D. Little, Zürich
- Meister, Urs und Boris Zürcher: Gaskraftwerke schliessen «Stromlücke» nicht, in: Neue Zürcher Zeitung, 24. Juli 2007, S. 23
- Mulder, Machiel, Victoria Shestalova und Mark Ijzen (2006): Vertical Separation of the Energy-Distribution Industry; CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis
- OECD (2006): Electricity Reform, Regulatory Reforms in Switzerland, Paris
- Richmann, Alfred (2006): Gibt es strategisches Verhalten auf den Strommärkten? Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft VIK, Essen
- Sekretariat UREK (2006): Konsultation der UREK-S zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes: Vorschlag der Subkommission UREK-S zur Ausgestaltung und Organisation der schweizerischen Netzgesellschaft Bericht über die Ergebnisse der Konsultation. Bern
- Staatssekretariat für Wirtschaft (2005): Bericht zur Dienstleistungsliberalisierung in der Schweiz im Vergleich zur EU; Bern
- Steiner, Faye (2001): Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry, OECD Economic Studies No. 32, Paris
- Swissgrid (2005): Netznutzungsmodell für das schweizerische Übertragungsnetz, Laufenburg
- U.S. Department of Energy (2002): National Transmission Grid Study, Washington DC
- Weigt, Hannes und Christian von Hirschhausen (2007): Aktive Wettbewerbspolitik für effiziente Elektrizitätserzeugungsmärkte, Zeitschrift

für neues Energierecht ZNER 2007, Heft 1,
Bochum

Wild, Jörg (2000): Deregulierung und Regulierung der
Elektrizitätsverteilung, Institut für Wirtschaft und
Ökologie, Universität St. Gallen; vdf Hochschulver-
lag AG an der ETH Zürich

Avenir Suisse (Mission Statement)

Als unabhängiger Think Tank engagiert sich Avenir Suisse für die gesellschafts- und wirtschaftspolitische Entwicklung der Schweiz. Avenir Suisse vertritt eine marktwirtschaftliche Position und orientiert sich an einem liberalen Welt- und Gesellschaftsbild. Avenir Suisse bezieht weder für noch gegen eine politische Partei Stellung. Avenir Suisse ist offen gegenüber allen Kräften, die Zukunftsfragen konstruktiv mitgestalten.