

Energie

- 2_ Editorial
- 3_ Energiepolitik
- 8_ Energiestrategien
- 10_ Interview 1
- 13_ Zahlen
- 14_ Staatsbeteiligungen 1
- 16_ Staatsbeteiligungen 2
- 18_ Gaskraftwerke
- 20_ Pumpspeicherwerke
- 21_ Wie bitte?
- 22_ Versorgungssicherheit
- 23_ Intelligente Netze
- 24_ Interview 2
- 26_ Gasboom
- 28_ Kapazitätszahlungen
- 30_ Energiewende
- 31_ Lektüre
- 32_ Publikationen

avenir spezial

Stromversorgung
Land im Netz
Plakatbeilage





Gerhard Schwarz
Direktor Avenir Suisse

Ein Schlagwort prägt seit gut einem Jahr die Schweizer Politik: die «Energiewende». Zwei Monate nach der Katastrophe im japanischen Fukushima im März 2011 beschloss der Bundesrat den «Atomausstieg» der Schweiz – als einziges Land nach Deutschland, das jahrelang vor allem seine Solarindustrie mit Milliarden förderte und jetzt darunter leidet, dass die Chinesen, die selbst kaum Sonnenkollektoren einsetzen, mit deutschen Fördergeldern die deutsche Konkurrenz in den Ruin treiben.

Erst nach dem Entscheid des Bundesrates überlegten sich Politiker und Experten, wie die Schweiz tatsächlich aus der Atomkraft aussteigen, also die 40 Prozent Strom aus Schweizer Kernkraftwerken ersetzen könnte: Die Landesregierung legte am 18. April 2012 ihre noch sehr vagen Vorstellungen dar. An dieser Debatte beteiligte sich auch Avenir Suisse, vor allem Urs Meister als anerkannter Experte für Energie- und Infrastrukturfragen. Die «Energiewende» drängte sich deshalb als Thema für die erste Ausgabe von «avenir spezial» auf: Ein- bis zweimal jährlich wollen wir neben «avenir aktuell» im selben Format ein Dossier herausgeben, das zu einem Thema in der Diskussion neben unseren Beiträgen auf der Website auch längere Artikel oder Interviews sammelt. In diesem Heft finden sich so neben den Stellungnahmen zur Strategie des Bundesrates und zu Spezialthemen nicht zuletzt die «Grundsätze einer marktwirtschaftlichen Energiepolitik», die bisher erst online publiziert worden sind.

Diesen Grundsätzen widerspricht der Entscheid des Bundesrates vom 25. Mai 2011 zum «Atomausstieg» gleich mehrfach. Das sollte nach der Lektüre der Beiträge in diesem Heft deutlich werden. Diese beleuchten das Problem zwar aus unterschiedlichsten Perspektiven, und sie überschneiden sich gelegentlich, weil jeder Artikel in sich verständlich sein soll, aber sie widersprechen sich nicht. Denn sie orientieren sich alle am Grundsatz, dass auch die Energiepolitik an zu wenig Markt, Wettbewerb und Nutzerfinanzierung krankt.

Mehr Markt auf dem Strommarkt!

In der Energiepolitik herrschen gegenwärtig Emotionen, Populismus und Kurzfristdenken. Mit zehn Grundsätzen will Avenir Suisse einen Beitrag zur Versachlichung und «Entschleunigung» der Debatte leisten.

Gerhard Schwarz und Urs Meister

01_ Nur freie Preise setzen die richtigen Verbrauchs- und Investitionsanreize.

In einer Marktwirtschaft ist der Preismechanismus das wichtigste Steuerungsinstrument. Unverzerrte Preise geben den Akteuren die richtigen Signale für Verbrauchs- oder Investitionsentscheide. Das gilt auch bei der Energie. Die Produzenten bekommen durch steigende Preise Innovations- und Investitionsanreize. So liess sich in den vergangenen Jahren der Wirkungsgrad von Gas- und Kohlekraftwerken stetig steigern und die Windkraft so weit entwickeln, dass Windkraftwerke an guten Standorten heute wettbewerbsfähig sind. Umgekehrt signalisieren höhere Preise den Konsumenten Knappheit. Diese

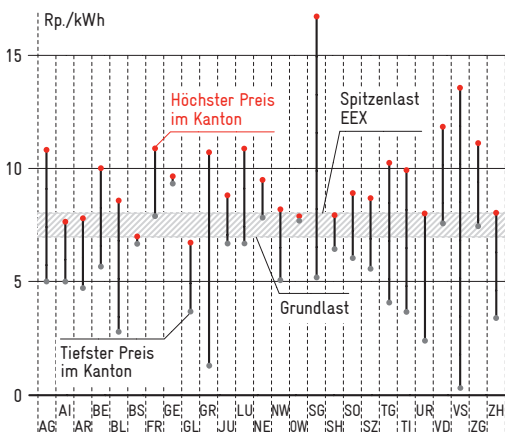
bekommen also wirksame Anreize zu einem sparsameren Verbrauch.

Trotz der vermeintlich drohenden Stromknappheit liegen die Endkumentarife in der Schweiz heute vielerorts unter den Marktpreisen. Das hat mit der Tarifpolitik der öffentlichen Versorger, aber auch mit der Gesetzgebung zur Strommarktöffnung zu tun, die für Endkunden in der Grundversorgung Preise auf dem Niveau der Gesteungskosten verlangt. Dadurch werden Stromverschwender subventioniert, Investitionsanreize bei den Produzenten abgeschwächt sowie der Struktur- und Technologiewandel behindert.

Höhere Preise signalisieren den Konsumenten Knappheit und führen zu einem sparsameren Verbrauch.

Der Strom ist vielerorts zu billig

Die Stromtarife der Gemeinden liegen selbst innerhalb der Kantone weit auseinander – und vor allem häufig unter dem Marktpreis. Das erzeugt falsche Anreize.



02_ Die Vorteile des internationalen Handels gelten auch auf dem Energiemarkt.

Der freie Handel nützt allen Beteiligten – gerade im Falle eines kleinen Landes. Er ist ein zentrales Element einer offenen Volkswirtschaft. Seine Vorteile liegen auf der Hand. Am meisten Nutzen schafft der Handel aufgrund der «komparativen Kostenvorteile»: Ein Land, das ein bestimmtes Gut relativ günstig produzieren kann, wird davon möglichst viel herstellen und einen Teil exportieren, um damit andere Güter aus Ländern zu importieren, die diese günstiger erzeugen können. Diese theoretischen Überlegungen gelten gerade bei der Energie: Die ungleiche Verteilung von Öl-, Gas- und Kohlereserven macht den weltweiten Handel nötig.

Quelle: ElCom, EEX

Energieendkumentarife für Haushalte der Kategorie H5, 2011
 Preis Grundlast Swissix 2011 Marktgebiet Schweiz: ca. 6.92 Rp./kWh
 Preis Spitzenlast Swissix 2011 Marktgebiet Schweiz: ca. 8.04 Rp./kWh

>>

Auf regionaler Ebene gilt dies auch beim Strom, wo die je nach Standort unterschiedlichen Produktionsmöglichkeiten und -kosten einen Austausch sinnvoll machen. Zudem kann der Stromhandel kurzfristige Produktionsengpässe ausgleichen und damit zur Versorgungssicherheit beitragen. Das heisst allerdings nicht, dass in der Schweiz Stromimporte die inländische Produktion völlig ersetzen könnten. Zwar verfügt die Schweiz über bedeutende Kapazitäten im Transportnetz, doch steigen mit wachsenden Importen die Risiken für die Systemstabilität.

Stromimporte können die inländische Produktion nicht völlig ersetzen. Aber die Energieunabhängigkeit, wie sie Politiker fordern, ist eine Illusion.

Fehlt es im Inland an Produktionsmitteln, lässt sich die Versorgung bei kurzfristigen Störungen nur schwer aufrechterhalten.

Trotzdem ist die Energieunabhängigkeit, wie sie Politiker fordern, eine Illusion. Die Schweiz ist weit entfernt von der Selbstversorgung: Zwei Drittel ihrer Energie sind fossil und werden importiert. Selbst beim Strom ist das Land kein Selbstversorger. Vor allem im Winter, wenn die Wasserkraftwerke wenig produzieren, muss Strom eingeführt werden. Zudem sind Speicherwerke auf den Handel angewiesen. Eine Energiepolitik, die Selbstversorgung anstrebt, ist somit nicht nur sehr teuer, sondern auch für die Versorgungssicherheit riskant.

03_ Kleine, offene Volkswirtschaften müssen sich nach den Weltmarktpreisen richten.

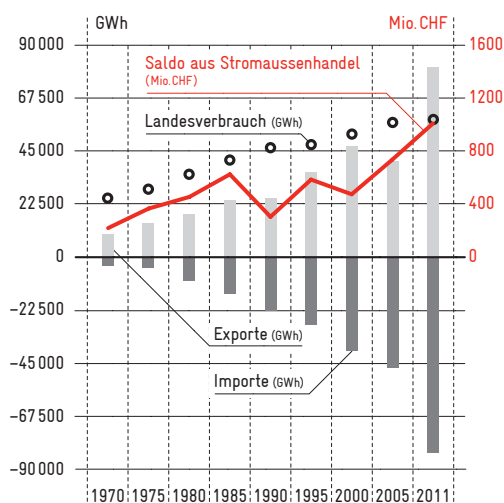
Weil Energie weltweit gehandelt wird, bilden sich die Marktpreise auf internationalen Märkten. Besonders offensichtlich ist das bei den fossilen Energieträgern Öl, Gas und Kohle. Allerdings gilt es auch bei der Elektrizität. Natürlich können Energiepreise regional voneinander abweichen, doch wegen der Handelbarkeit der Energie laufen die Preisentwicklungen parallel. So beeinflusst die zunehmende Förderung von «unkonventionellem» Gas in den USA über den internationalen Handel mit verflüssigtem Erdgas den europäischen Markt und wirkt dort preisdämpfend. Und weil am europäischen Strommarkt meist die variablen Gesteungskosten der Gaskraftwerke den Preis bestimmen, führt das Angebot von günstigerem Gas dazu, dass auch die Strompreise sinken.

Wegen des grenzüberschreitenden Stromhandels übertragen sich diese Entwicklungen auf die Schweiz. Selbst wenn in der Schweiz kein einziges Gaskraftwerk steht, bestimmt somit der Gaspreis auch hierzulande den Strompreis im Handel. Im Sommer liegt der Preis im Schweizer Strommarkt auf dem niedrigen Niveau Deutschlands. Im Winter dagegen, wenn die Schweiz zum Importeur wird, steigt der Preis auf das Niveau Italiens, wo die Strompreise wegen des regional teureren Gases höher liegen. Ein kleines, offenes Land hat höchstens einen marginalen Einfluss auf den Marktpreis: Neue Grosskraftwerke im Inland, die als Übergangslösung in Diskussion sind, können die Strommarktpreise praktisch nicht verändern.

Im Sommer liegt der Preis im Schweizer Strommarkt auf dem niedrigen Niveau Deutschlands. Im Winter dagegen, wenn die Schweiz zum Importeur wird, steigt der Preis auf das Niveau Italiens, wo die Strompreise wegen des regional teureren Gases höher liegen. Ein kleines, offenes Land hat höchstens einen marginalen Einfluss auf den Marktpreis: Neue Grosskraftwerke im Inland, die als Übergangslösung in Diskussion sind, können die Strommarktpreise praktisch nicht verändern.

Im europäischen Markt vernetzt

Die Schweiz ist als offene Volkswirtschaft im Stromhandel eng mit Europa verbunden – und sie macht damit ein gutes Geschäft.



Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2011; eigene Darstellung

04_ Nicht internalisierte externe Effekte verzerren das Verhalten von Produzenten und Konsumenten.

Externe Effekte nennt man jene Auswirkungen der Produktion oder des Konsums eines Produktes auf Dritte, die im Marktpreis nicht berücksichtigt werden. Bei der Energie- bzw. Stromproduktion fallen unterschiedliche externe Kosten an. Dazu gehören Luftverschmutzung oder Klimaveränderungen durch fossile Kraftwerke, aber auch Lärm, nicht versicherte Unfälle oder eine Beeinträchtigung des Landschaftsbilds.

Werden solche Effekte bei den Produktionskosten und damit bei der Preisbildung nicht berücksichtigt, werden die Produktions- und Investitionsentscheide verzerrt. Die zu tiefen Kosten führen zu einer Überproduktion und bescheren dem Energieproduzenten zu hohe Gewinne. Die Nachteile hingegen fallen bei Dritten an. Deshalb ist es ökonomisch sinnvoll, externe Kosten durch Lenkungssteuern oder Emissionszertifikate zu internalisieren. In der Praxis ist das allerdings nicht einfach.

Erstens lassen sich die externen Effekte oft nur schwer quantifizieren. Das macht es schwierig, eine wirksame Lenkungssteuer oder eine sinnvolle Emissionsgrenze für den Zertifikatehandel zu definieren. In der politischen Realität dienen diese Instrumente daher oft eher dem Staatshaushalt, während das Lenkungsziel in den Hintergrund tritt. Zweitens lassen sich solche Instrumente meist nur im internationalen Verbund sinnvoll einsetzen, zumal ein Teil der externen Effekte grenzüberschreitend ist. Versucht man, die grenzüberschreitenden externen Effekte – etwa CO₂ – im Alleingang zu internalisieren, entstehen den inländischen Produzenten und Verbrauchern einseitig Mehrkosten und damit wirtschaftliche Nachteile, während der Nutzen hauptsächlich im Ausland anfällt.

05_ Die externen Kosten der Kernkraft müssen teilweise politisch internalisiert werden.

Besonders herausfordernd ist die Frage der externen Kosten bei Kernkraftwerken. Wenn die potenziellen Kosten eines Kernkraftwerkunfalls nicht vollständig durch den Betreiber gedeckt werden, z.B. mit einer Versicherungsfinanzie-

rung, liegen externe Effekte vor. In der Schweiz beträgt die gesetzliche Mindestversicherungssumme 1,8 Mrd. Fr. Käme es zu einem grossen Unfall, würde dies sicher nicht ausreichen. Der nicht-versicherte Schaden ist ein externer Effekt. Kraftwerksbetreiber und Konsumenten sparen Versicherungskosten; dadurch werden sie von der Allgemeinheit subventioniert, welche die potenziellen Kosten übernimmt.

Ordnungspolitisch richtig wäre daher eine umfassende Versicherungsdeckung. Das aber setzt eine Bestimmung der Wahrscheinlichkeit bzw. des allfälligen Schadens eines grossen Unfalls voraus. Aufgrund der geringen Zahl von Vorfällen fehlen hierzu allerdings die statistischen Grundlagen, weshalb die Schätzungen stark variieren. So wurden für Europa externe Kosten der Stromproduktion von Kernkraftwerken zwischen 0,01 und 321 Rp./kWh «berechnet». Diese eklatanten Unterschiede illustrieren das Problem einer Versicherungsdeckung. Für einen potenziell riesigen Schaden, der mit einer äusserst geringen Wahrscheinlichkeit eintritt, lässt sich die Prämie kaum kalkulieren.

Als Alternative zur privaten Versicherung bieten sich höhere Abgaben an den Staat an, der faktisch als Versicherer auftritt. Die Grundfrage bleibt aber bestehen: Braucht es eine vollständige Versicherung für sehr unwahrscheinliche Extremereignisse, etwa den Einschlag eines Meteoriten direkt auf ein Kernkraftwerk? Um die politische Debatte über die Akzeptanz der Kernenergie und die Risikoaversion der Gesellschaft kommt man nicht herum.

06_ Jede Strategie hat ihren Preis in Form von Opportunitätskosten.

Bei der Beurteilung unterschiedlicher strategischer Optionen gilt es immer, die Opportunitätskosten zu berücksichtigen, also den Nutzen einer anderen Option, der einem entgeht. Auch die Entscheidungen in der Energiepolitik haben Opportunitätskosten. Das veranschaulichen Überlegungen zum Ausstieg aus der Kernkraft. So bringt der Bau von Gaskraftwerken einen zusätzlichen CO₂-Ausstoss, eine deutlich stärkere Abstützung auf Importe gefährdet die Systemsta- >>

bilität, und die Förderung von neuen erneuerbaren Energien führt zu einem Anstieg der Strompreise sowie – etwa bei Windkraft- oder Kleinwasserkraftwerken – zu einer auch ökologisch fragwürdigen Verschandelung der Landschaft.

Der Nutzen der Kernkraft besteht in der Verhinderung der Kosten und Nachteile der anderen Optionen.

Schliesslich schlägt sich jede Strategie, die sich in erster Linie an Energieeinsparungen bzw. an der Energieeffizienz orientiert, beim Verbraucher in Form zusätzlicher Kosten (z.B. höhere Gerätestandards, Lenkungssteuern, Preisanstieg) oder Einbusen beim Komfort nieder.

Kurz: Jede Strategie hat Vor-, aber auch Nachteile. So gesehen besteht der Nutzen der Kernkraft in der Verhinderung der Kosten bzw. der Nachteile der anderen Optionen.

07_ Diversifikation ist eine der besten Strategien der Risikominimierung.

Diversifikation ist ein kluges Instrument zur Reduktion von Risiken, etwa auf den Finanzmärkten oder bei Produktportfolios. Das gilt auch bei der Energie. Eine diversifizierte, auf unterschiedlichen Energieträgern und einer dezentralen Produktion beruhende Versorgung reduziert am besten die Unsicherheit der Energieerzeugung und -verwendung. In der Schweiz bestehen Ausfallrisiken vor allem bei den Netz- bzw. Pipelineinfrastrukturen, deshalb sind sie bei Strom und Gas bedeutender als beim Erdöl, wo es neben einer diversifizierten Importstruktur grosse Lagerkapazitäten gibt.

Der häufig geforderte Ersatz fossiler Energien durch heimischen Strom führt daher nicht zwangsläufig zu höherer Versorgungssicherheit. Einerseits wird dadurch die Diversifikation geschwächt. Andererseits bestehen zwischen Strom und fossilen Energien enge Interdependenzen. Aus Sicht der Versorgungssicherheit ist es somit sinnvoll, wenn die Schweiz die Diversifikation ihrer eigenen Energieerzeugung bewahrt. Aus dieser Sicht eignen sich neue Gaskraftwerke

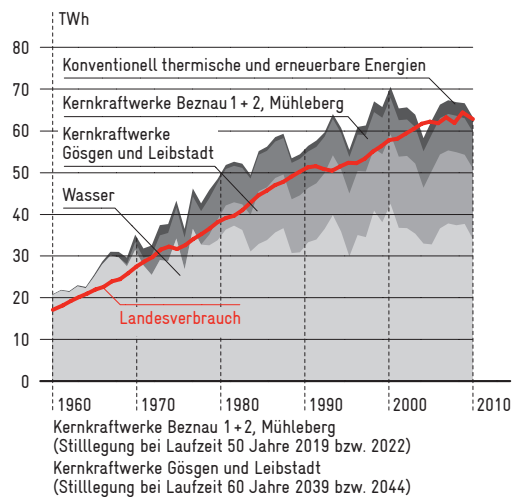
kaum als Ersatz für Kernkraftwerke: Zu gross ist vorderhand Europas Abhängigkeit von russischem Gas und einer Handvoll Pipelines. Fehlt es in Europa an Gas, kann die Schweiz weder Strom produzieren noch importieren, weil dann die europäischen Gaskraftwerke selbst Versorgungsprobleme haben.

08_ Es gibt neben Grössenvorteilen auch Grössennachteile.

Die Grösse von Produktionseinheiten ist oft mit ökonomischen Vorteilen verbunden. Diese Skaleneffekte lassen sich auch bei der Stromproduktion feststellen. So entfallen in der Schweiz auf fünf (Kern-)Kraftwerke 40% der gesamten Stromproduktion. Der Vorteil der Grösse liegt einerseits bei den relativ tiefen Produktionskosten pro Kilowattstunde (kWh). Andererseits wird die gerade in der Schweiz sehr knappe Ressource Land gering beansprucht. Das zeigt ein einfacher Vergleich: Der grösste schweizerische Windpark im Berner Jura umfasst 16 Windturbinen mit einer Jahresproduktion von etwa 0,04 TWh. Allein um das älteste Kernkraftwerk, Beznau I, zu ersetzen,

Gross ist nicht schön, aber wichtig

Die Schweizer Stromproduktion beruht zu 95% auf Wasser und Kernkraft. Seit 1970 deckte der Bau von Kernkraftwerken den wachsenden Stromverbrauch.



Quelle: BFE; eigene Darstellung

bräuchte es gegen 800 solcher moderner Windturbinen.

Doch mit der Kraftwerksgrösse sind nicht nur Vorteile verbunden. Erstens geht mit der Grösse ein grösseres Schadenpotenzial einher. Zweitens stellen Grosskraftwerke ein Klumpenrisiko für die Versorgung dar – steht ein solches Kraftwerk still, entfällt ein signifikanter Teil der Gesamtproduktion. Drittens steigt aus diesem Grund mit der Grösse der Kraftwerke der Bedarf an Reservekapazität, die für den Fall kurzfristiger Ausfälle eines Kraftwerks bereitgehalten werden muss. Die daraus entstehenden Mehrkosten müssen in einem kleinen Markt wie der Schweiz auf relativ wenige Verbraucher verteilt werden. Grosse Kraftwerke erfordern deshalb eine noch konsequentere Integration in den internationalen Markt, wenn die Skaleneffekte auch bei den Endkunden ankommen sollen.

09_ Der Staat ist als Produzent und Financier wenig geeignet.

Bisher gilt es als selbstverständlich, dass der Staat im Energiemarkt nicht nur Rahmenbedingungen setzt, sondern auch als Produzent und Financier auftritt. Angesichts der Liberalisierung und Internationalisierung der Energie- bzw. Strommärkte ist diese Rolle der öffentlichen Hand aber grundsätzlich zu überdenken. Vor allem das Engagement der Kantone im Elektrizitätsmarkt wirft Fragen auf, denn die Stromproduktion kann heute weder als Monopol noch als Service public gelten.

Für staatlich beherrschte Kraftwerke gibt es keine Begründung. Auch aus finanzieller Sicht ist das öffentliche Engagement problematisch. Viele Kantone sehen ihre Beteiligungen im Energiesektor als attraktive Ertragsmöglichkeiten an – dabei verloren diese in den letzten Jahren bis zu 80 Prozent an Wert. Denn im liberalisierten und internationalen Markt ergeben sich wachsende Risiken, vor allem die Unsicherheiten bei der Preisentwicklung, die Grösse vieler Projekte, das Engagement der Stromproduzenten im Ausland und deren vermehrt am internationalen Handel orientierte Geschäftsmodelle. Nur eine private Aktionärsstruktur bei den Verbundunternehmen

und den Kraftwerksgesellschaften wird einem liberalisierten Markt gerecht.

10_ Die in Zukunft erfolgreichen Technologien sind noch nicht bekannt.

Technischer Fortschritt ist ein wichtiger Treiber der wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Entwicklung. Innovationen lassen sich aber nicht durch den Staat verordnen. Sie entstehen im Wesentlichen im dezentralen Zusammenspiel von Unternehmen und Konsumenten im Markt. Der Staat sollte sich darauf beschränken, die Grundlagenforschung zu fördern und die Rahmenbedingungen für die Märkte zu schaffen. Werden externe Effekte in den Kosten bzw. Preisen am Markt berücksichtigt, besteht keine Notwendigkeit zur Subventionierung neuer Technologien.

In der praktischen Energiepolitik wird hingegen oft über das Potenzial und die Kosten spezifischer Technologien diskutiert. Die daraus abgeleiteten Subventionsinstrumente wie die Kostendeckende Einspeisevergütung fördern ausgewählte Technologien, obwohl der Staat nicht voraussehen kann, welche Technologie sich künftig durchsetzen wird. Schlimmer noch: je teurer und ineffizienter eine Technologie ist, desto mehr Subventionen wird sie für sich reklamieren. Nicht selten gehen daher mit solchen Fördermassnahmen industriepolitische Ziele einher, wie bei der Unterstützung der «Cleantech». Das ist ordnungspolitisch fragwürdig. Die Politik sollte vielmehr einen Rahmen schaffen, der gegenüber dem Einsatz neuer, bisher vielleicht noch nicht bekannter Technologien möglichst offen ist.

Deshalb ist es nicht sinnvoll, einen endgültigen Ausstieg aus der Atomenergie zu beschliessen. Schon heute sind technische Entwicklungen erkennbar, z.B. kleine Reaktoren oder Kraftwerkstypen der vierten Generation mit höherer Sicherheit, die in den nächsten Jahren die Erzeugung von Atomstrom revolutionieren könnten. Aber auch heute noch unbekanntere Technologien könnten die Energiepolitik eines Tages völlig verändern. Endgültige Entscheide für oder gegen eine Energieform sind deshalb eine Anmassung von Wissen und eine Absage an zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten.

Was kostet uns der Atomausstieg?

Es kommt auf die Energiestrategie an, wie teuer der Verzicht auf den Bau neuer Kernkraftwerke wird. Grundsätzlich sind am Markt orientierte Lösungen günstiger als ein von der Politik diktiertes und subventioniertes Stromangebot.

Urs Meister

Die Kosten des Atomausstiegs, die sich bisher als Mehraufwendungen in den Buchhaltungen von Stromversorgern und öffentlicher Hand niederschlagen, sind überschaubar. Dabei handelt es sich um Abschreibungen von aktivierten Vorleistungen für die Neubauprojekte. Auch die Verbraucher wurden bisher kaum belastet – schliesslich bleiben die bestehenden Kraftwerke bis auf weiteres am Netz. Wie gross die volkswirtschaftlichen Kosten sind, hängt daher im Wesentlichen von der Wahl der künftigen Versorgungsstrategie ab. Genauer gesagt gilt es, die Mehrkosten einer Alternativstrategie (bei Verbrauchern und Produzenten) gegenüber der Referenzstrategie «Bau neuer Kernkraftwerke» zu ermitteln.

Was kosten die anderen Optionen?

Es geht also um das Abschätzen der sogenannten Opportunitätskosten. Der Begriff bezeichnet den bei der Wahl einer Alternative entgangenen Nutzen einer anderen Option. In der Energiestrategie 2050 hat der Bundesrat seine Vorstellungen für das künftige Stromangebot konkretisiert. Neben dem Bau von Gas- und Grosswasserkraftwerken sollen vor allem erneuerbare Energien die Stromnachfrage decken. Weil die Annahme eines längerfristig stabilen oder gar sinkenden Stromverbrauchs unrealistisch optimistisch ist, dürften auch Stromimporte eine relevante Rolle spielen.

Sowohl der Bau von Grosskraftwerken als auch Importe sollten ohne Subventionen auskommen. Für Produzenten und Verbraucher gelten daher Marktpreise, die sich in einem internationalen Kontext bilden (vgl. Grafik). Weil der Markt unvollständig geöffnet ist und in der Grundversorgung die Gestehungskosten massgeblich sind, richten sich die Preise für Schweizer Endkunden allerdings nicht nach jenen im Grosshandel. In vielen Regionen liegen die faktisch regulierten Tarife

deutlich unter dem Marktniveau – was Konsum und Investitionen unnötig verzerrt.

Die volkswirtschaftlichen Kosten des Atomausstiegs, die bei den Konsumenten in Form höherer Tarife anfallen, sind daher vom Effekt der Marktöffnung zu trennen. Etwas überspitzt formuliert, ist es für Schweizer Verbraucher unter Marktbedingungen nicht relevant, ob der Strom aus inländischen oder ausländischen Kraftwerken stammt – jedenfalls solange die Netz- und Kraftwerkskapazitäten eine stabile Versorgung garantieren. Denn Grösse und Struktur des inländischen Kraftwerkparks beeinflussen das Preisniveau kaum. Bestenfalls könnten neue inländische Kernkraftwerke dazu beitragen, dass die Schweiz anstelle des italienischen das etwas tiefere deutsche Preisniveau übernimmt.

Die Nachteile des Atomausstiegs zeigen sich daher eher bei den Stromproduzenten, deren Strategieoptionen eingeschränkt werden. Um diese Kosten zu bestimmen, müsste der entgangene Gewinn der Option Kernkraft ermittelt werden. Im gegenwärtigen europäischen Markt mit Überkapazitäten und tiefen Preisen spricht jedoch vieles gegen die Profitabilität neuer Kernkraftwerke. Wegen des Booms beim unkonventionellen Gas (das die Strompreise bestimmt) könnte diese Situation noch länger anhalten.

Teure Subventionen für Solarstrom

Die Kosten der Teilstrategie «Förderung erneuerbare Energien» tragen die Verbraucher direkt, denn die zusätzlichen Fördermittel kommen von einem Zuschlag auf der Stromrechnung. Vorgehen ist eine Anhebung des Zuschlags für die KEV (Kostendeckende Einspeisevergütung) von heute 0.45 auf 1.82 Rp./kWh im Jahr 2035. Die von den Verbrauchern zu tragenden Mehrkosten entsprechen der Differenz zwischen Marktpreis

und staatlich festgelegtem Fördersatz. Beide Parameter lassen hohe volkswirtschaftliche Kosten vermuten. Einerseits dürften die Marktpreise mittelfristig moderat bleiben. Andererseits sind die Ausbaupotenziale bei Wind, Biomasse und Kleinwasserkraft sehr beschränkt, weshalb v.a. die Photovoltaik zum Zuge kommen dürfte. Nach wie vor aber ist diese – trotz Lernkurven- und Skaleneffekten – besonders teuer im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien. Heute wird sie mit etwa 28 bis 49 Rp./kWh abgegolten, die Preise für Spitzenlast am Markt EEX liegen dagegen unter 10 Rp./kWh. Daneben fallen weitere Kosten mit dem Umbau des Stromnetzes an. Solche Anpassungen sind nötig, weil das Netz von einer zentralen Produktion auf eine vermehrt dezentrale und stochastische (unregelmässige) Produktion ausgerichtet werden muss.

«Eile mit Weile» wäre auch eine Strategie

Die Kosten der «Energiewende» werden ausserdem durch die Zeitspanne der Umsetzung beeinflusst. Sie lassen sich reduzieren, wenn dem Prozess ausreichend Zeit eingeräumt wird. Damit

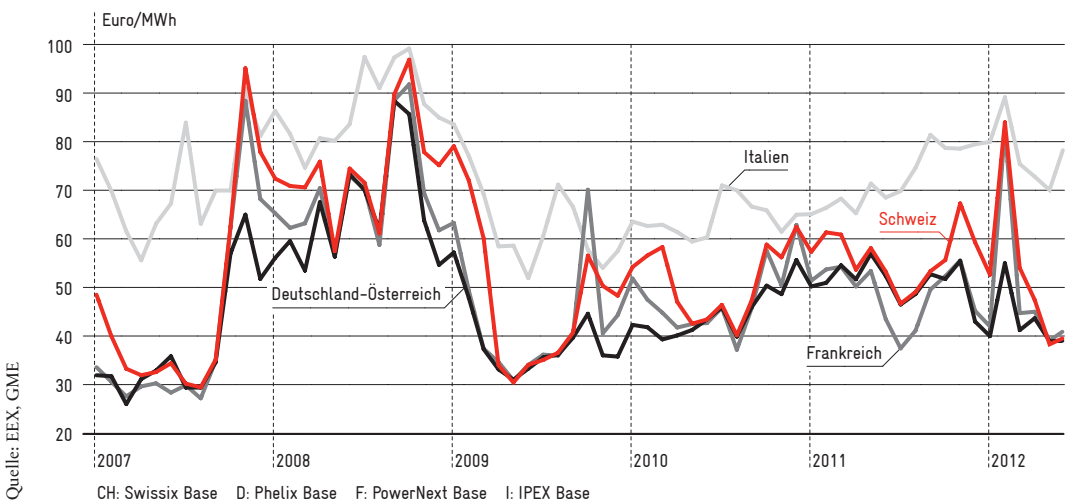
verbunden ist einerseits eine grössere Offenheit für neue, womöglich attraktivere Technologien – sowohl bei erneuerbaren als auch bei fossilen oder nuklearen Energien. Andererseits können viele aufwändige Anpassungen bei den Netzinfrastrukturen im Zuge der allgemeinen Erneuerungen erfolgen. Die derzeitige Situation am europäischen Strommarkt liesse eine solche «Eile-mit-Weile-Strategie» zu. Ohnehin sprechen die hohen standortspezifischen Kosten bei den erneuerbaren Energien, aber auch den konventionellen Kraftwerken sowie der starke Franken vorab für eine Erhöhung des Importanteils.

Das heisst nicht, dass es für die Politik keinen Handlungsbedarf gibt. Doch sollte nicht sie, sondern der Markt über die Zusammensetzung des Stromangebots bestimmen. Aufgabe der Politik wäre es aber, Rahmenbedingungen für einen funktionierenden Markt und Handel zu schaffen – dazu gehören die vollständige Marktöffnung, die Beseitigung künstlich tief gehaltener Stromtarife sowie eine effektivere Integration in das europäische Umfeld.

Online-Publikation: 19.04.2012

Im Sommer wie Deutschland, im Winter wie Italien

Strom lässt sich über die Grenzen handeln, das wirkt sich auf die Strompreise aus. Die Schweizer Preise im Grosshandel pendeln zwischen jenen in Deutschland und in Italien. Im Winter muss die Schweiz Strom importieren, deshalb konkurriert sie mit Italien bei knappen Leitungskapazitäten um den günstigen Strom aus dem Norden.



«Diese Energiestrategie ist nicht sinnvoll»

Den Strommix der Zukunft dürfen nicht die Politiker festlegen. Statt die erneuerbaren Energien mit Milliarden zu subventionieren, sollte die Schweiz mehr Strom importieren.

Urs Meister, befragt von Patrick Feuz und Christian Brönnimann

Der Bundesrat hat seine Strategie zum Atomausstieg konkretisiert: Er setzt auf Gaskraft, Fördergelder für Alternativenergie und Energieeffizienz. Stimmt die Richtung?

Der Bundesrat würde anstelle einer Energiestrategie besser die Rahmenbedingungen klären. So könnte er die Investitionssicherheit erhöhen und Anreize schaffen, damit neue Technologien eingesetzt werden. Es ist aber nicht Aufgabe der Politik, über den Strommix zu entscheiden. Welche Technologie rentabel und zukunftsfähig ist, sollen die Stromunternehmen beurteilen.

Welches wären die richtigen Rahmenbedingungen?

Der Bundesrat soll dafür sorgen, dass für Strom endlich Marktpreise gelten. Heute ist Strom

Der Bundesrat soll dafür sorgen, dass für Strom endlich Marktpreise gelten. Heute ist der Strom zu billig.

zu billig. Marktpreise hätten eine einfache Lenkungswirkung, ohne dass der Staat via Abgaben und Vorschriften steuernd eingreifen müsste. Heute haben wir in vielen Regionen faktisch subventionierte Stromtarife. Das macht zum

Beispiel ineffiziente Elektroheizungen nach wie vor zu attraktiv und fördert die Verschwendung.

Weshalb ist der Strompreis zu tief?

Das Gesetz schreibt heute vor, dass die Grundversorgung zu Gestehungskosten erfolgen muss. In vielen Fällen sind diese sehr tief, weil Wasser- oder Kernkraftwerke in den Portfolios der Stromkonzerne längst abgeschrieben sind.

Will ein Konzern die Preise anheben, verlangt die Regulierungsbehörde Elcom den Nachweis, dass die Gestehungskosten gestiegen sind. Das ist falsch verstandener Konsumentenschutz.

Der Bundesrat will von mehr Markt nichts wissen, im Gegenteil: Es sollen jährlich 1,7 Milliarden Franken in Gebäudesanierungen und erneuerbare Energien fliessen.

Ich bezweifle, dass dieses Geld effizient eingesetzt ist. Im Gebäudebereich drohen grosse Mitnahmeeffekte – die Anreize für Investitionen in Sanierungen sind ohnehin sehr gross, da der Ölpreis auf einem hohen Niveau ist und mittelfristig noch steigen könnte.

Wollen Sie auch kein zusätzliches Geld für erneuerbare Energien?

Wir müssen realistisch sein: Bei der effizienten Windenergie haben wir in der Schweiz wenig Potenzial. Umgekehrt ist anderswo in Europa das Potenzial für Windenergie gross. Bei uns sind die standortspezifischen Kosten für Erneuerbare hoch. Inländisches Potenzial besteht vor allem bei der Fotovoltaik – eine Technologie, die noch immer relativ teuer ist. Den Einsatz der Fördermittel sollte man in einem europäischen Kontext betrachten.

Sie wollen mehr Strom importieren?

Müssen wir wirklich im Inland investieren, wenn es hier besonders teuer ist? Für das gleiche Geld bekommt man in ausländischen Anlagen mehr Strom. Schon heute fliesst aus unseren Steckdosen der europäische Strommix. Wir tun zwar etwas für unser Gewissen, wenn wir im Inland die Erneuerbaren ausbauen. Aber es ist eine teure, volkswirtschaft-

lich nicht sinnvolle Strategie. Wir träumen im Energiebereich von einer Autarkie, die es nicht gibt. Stromhandel ist gut, weil er wirtschaftlich ist.

Mit der Abhängigkeit von Importen setzen Sie die Versorgungssicherheit aufs Spiel.

Die bundesrätliche Strategie sieht ja auch Gaskraftwerke im Inland vor. Diese können aus Sicht der Systemstabilität wichtig sein – etwa bei grosser Nachfrage, Netzstörungen oder Kraftwerksausfällen. Wo und wie viele Kapazitäten zu diesem Zweck tatsächlich nötig sind, müsste der Netzbetreiber Swissgrid angeben. Daraus ergeben sich die allfälligen Standorte zusätzlicher Kraftwerke.

Die Stromkonzerne sagen, Gaskraftwerke seien gar nicht rentabel.

Tatsächlich haben wir keine Garantie, dass jemand die Werke baut. Unter den aktuellen Marktbedingungen würde ich jedenfalls kein Gaskraftwerk bauen, selbst wenn ich sämtli-

che CO₂-Emissionen mit europäischen Zertifikaten kompensieren könnte. Wenn aber aus Gründen der Systemstabilität zwingend zusätzliche Kraftwerkskapazitäten im Inland nötig werden, dann könnten der Staat oder die Netzbetreiber diese ausschreiben und für deren Bereitstellung eine Entschädigung zahlen. Ähnliche Modelle kennen wir heute schon aus dem Reserve- und Regenergiemarkt.

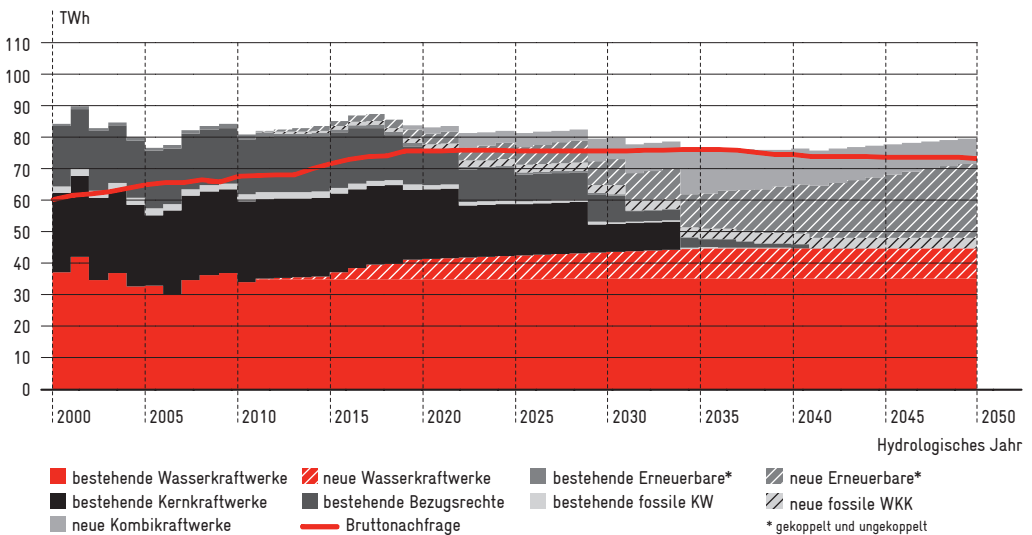
Wir haben sowieso den europäischen Strommix mit einem beträchtlichen Anteil an Strom aus Gas und Kohle.

Gaskraftwerke sind von links bis rechts aus klimapolitischen Gründen umstritten. Zu Recht?

Wie gesagt: Wir haben sowieso den europäischen Strommix mit einem beträchtlichen Anteil an Strom aus Gas und Kohle. Dieser wird auch mittelfristig nicht einfach durch »

Wie sieht der Strom-Mix heute und im Jahr 2050 aus?

Gemäss Bundesrat sollen die bestehenden Kernkraftwerke durch neue Erneuerbare, neue Wasserkraftwerke und neue Kombikraftwerke ersetzt werden.



Quelle: Uvek, Faktenblatt 2

erneuerbare Energien ersetzt. Für die Umwelt spielt es keine Rolle, ob ein Gaskraftwerk in der Schweiz steht oder jenseits der Grenze.

Sie plädieren also für die totale Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt?

Auf jeden Fall. Die Schweiz ist bereits heute stark integriert und lebt gut damit. Gerade für ein kleines Land ist der Handel von Strom sehr wichtig. Einerseits ist eine völlig unabhängige Versorgung viel zu teuer. Andererseits ist der Stromhandel auch ein gutes Geschäft. Besonders wenn der unregelmässige Anteil der Sonnen- und Windenergie immer grösser wird, können wir davon profitieren, weil unsere Pumpspeicherwerke zu einem beliebigen Zeitpunkt betrieben werden können.

Das funktioniert nur mit einem massiven Netzausbau.

Der Netzausbau betrifft einerseits die Übertragungsebene. Hier geht es darum, neue Kraftwerke anzuschliessen, etwa die geplan-

ten Pumpspeicherwerke. Zudem muss das Netz an der nördlichen Landesgrenze ausgebaut werden. Swissgrid hat dazu Kostenschätzungen präsentiert. Andererseits braucht es Anpassungen im Verteilnetz, wenn mehr dezentrale, erneuerbare Energie produziert wird. Diese Kosten hängen stark von der Geschwindigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien ab.

Welche Rolle trauen Sie den erneuerbaren Energien im europäischen Markt künftig zu?

Ich gehe davon aus, dass vor allem die Windkraft weiter ausgebaut wird. Sie bewegt sich nahe am Marktpreis und ist deshalb relativ günstig zu fördern. Die angespannte finanzielle Situation vieler Länder führt aber dazu, dass Förderprogramme eher reduziert werden. Das Wachstum von teureren Technologien wie Fotovoltaik wird deshalb in den nächsten Jahren wahrscheinlich eher abnehmen. Gas wird länger als bisher angenommen eine wichtige Rolle spielen. Entwicklungen bei der För-

Was der Bundesrat zum Energiepaket 2050 erklärt

Kann die Schweiz ihren Strombedarf künftig ohne Kernkraftwerke decken?

Die Schweiz kann ihren Strombedarf künftig ohne Kernkraftwerke decken. Es braucht aber Zeit für den Umbau des Energiesystems, grosse Anstrengungen und ein Umdenken. Der Strompreis wird sich zudem erhöhen. Um den stufenweisen Wegfall von Strom aus der Kernenergie aufzufangen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, setzt der Bundesrat in erster Linie auf die intensive Förderung der Energieeffizienz, der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren

Energien. Der Restbedarf wird mit fossil-thermischer Stromproduktion (WKK-Anlagen, Gaskombikraftwerke) sowie Stromimporten gedeckt. Um die Ziele der Energiestrategie mit der neuen Energiestrategie zu erreichen, muss das gesamte Energiesystem der Schweiz bis 2050 umgebaut werden. Dieser Umbau geschieht nicht von heute auf morgen, sondern erfolgt in Etappen. Mit dem vorliegenden ersten Massnahmenpaket können die Ziele bis im Jahr 2050 beim Endenergieverbrauch zu 55% und beim Stromverbrauch zu 53% erreicht werden. Dies ohne Tech-

nologiesprünge und ohne vertiefte internationale Zusammenarbeit.

Wieviel Strom braucht die Schweiz heute und 2050?

Der schweizerische Elektrizitätsverbrauch lag im Jahr 2011 bei 58,6 TWh. Das vorliegende Massnahmenpaket des Bundesrats entfaltet seine Wirkung ab dem Jahr 2015. Aus diesem Grund fällt die Gesamtwirkung auf den Stromverbrauch bis 2020 bescheiden aus. Bis 2020 dürfte er zunehmen. Ursache dafür sind unter anderem die Elektro-Mobilität und Wärmeleistungen durch Strom.

derung führen dazu, dass Gas länger und zu günstigen Preisen verfügbar sein wird.

Der Bundesrat will den Energieverbrauch bis 2050 um ein Drittel reduzieren und den Stromverbrauch stabilisieren.

Ist dies realistisch?

Nein, die Prognose ist zu optimistisch. Die Bevölkerung wächst kontinuierlich. Und es ist schon schwierig, den Pro-Kopf-Verbrauch zu reduzieren.

Ist eine Situation denkbar, in welcher der Bau eines neuen AKW wieder interessant und mehrheitsfähig werden könnte?

Sollte eine nächste, sicherere Reaktorgeneration auf den Markt kommen, wird die Politik diese Möglichkeit wohl sofort prüfen. Aber selbst wenn eine verbesserte Technologie gefunden ist, müsste sie auch noch rentabel sein. Da gibt es noch viele Fragezeichen.

*Publikation: 20.04.2012 in «Tages-Anzeiger»/
«Der Bund», Nachdruck mit Genehmigung*

Was kostet uns der Ausstieg aus der Kernenergie?

Analysen des UVEK zeigen, dass die Energiestrategie 2050 machbar ist, und dass sich die volkswirtschaftlichen Auswirkungen in Grenzen halten. Den erheblichen Investitionen in Energieeffizienz stehen bedeutende Einsparungen bei den Energieimporten gegenüber. Aufgrund der durch die gesteigerte Stromeffizienz reduzierten Stromnachfrage fallen die Investitionen in den Kraftwerkspark bis 2050 geringer aus, als dies ohne solche Effizienzgewinne der Fall wäre. Es sind jedoch beträchtliche Investitionen insbesondere für den Zubau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern nötig.

*Quelle: Faktenblatt 2,
www.uvek.admin.ch/themen/energie/*

Zahlen

1,3% Stromverbrauch

«Die Zukunft liegt auf dem Dach», glauben die Promotoren der Sonnenenergie in der Schweiz: Gemäss einer Studie der Internationalen Energieagentur liessen sich auf den Dächern 35% des Strombedarfs mit Solarzellen erzeugen. Allerdings fragt sich: Zu welchem Preis? Die Solar-Investitionen rechnen sich nur, weil der Staat dafür massiv Subventionen ausschüttet. Vor allem profitieren die Produzenten von «Ökostrom» von der Kostendeckenden Einspeisevergütung KEV, also festen Abnahmetarifen. Von den derzeit geförderten 6434 Projekten machen die Photovoltaik-Anlagen 80 Prozent aus. Sie sollen im Durchschnitt 23 655 kWh erzeugen, gegenüber 2,86 Mio. kWh bei den (Klein-)Wasserkraftwerken. Wegen des Kostendachs der KEV stehen weitere 16 098 Solar-Projekte auf der Warteliste, also dreimal so viele wie die bereits geförderten. Ihre geplante Produktion beträgt insgesamt 805 Mio. kWh – das wären 1,3% des Stromverbrauchs der Schweiz von rund 60 Mrd. kWh.

80 Fr./Tonne CO₂

Mit 182 Mio. Franken setzte die Stiftung Klimarapen 2006 bis 2009 das «bisher umfassendste Gebäudesanierungsprogramm» um. Im Juni 2010 erschien der Schlussbericht dazu – zuvor beschloss das Parlament 2009 ein neues Gebäudesanierungsprogramm bis 2020. Was die Lobbyisten des Baugewerbes im Bundeshaus vorbrachten, lässt sich auch in der Evaluation der Wirksamkeit der Sanierungen nachlesen: «Hier schneidet das Programm gut ab: Die Wirksamkeit ist nachgewiesen, das Programm hat dazu geführt, dass zusätzliche Energie eingespart und der Ausstoss an CO₂ reduziert worden sind.» Die Erfolgsmeldung in Zahlen ausgedrückt: Mit den 182 Mio. liessen sich für die Jahre 2008 bis 2012 215 000 Tonnen CO₂ einsparen – «dieser Wert ist etwa um die Hälfte unter den Erwartungen geblieben». Eine Tonne CO₂ einzusparen kostete dreimal so viel wie erwartet, nämlich 80 bis 90 Fr. über die Lebensdauer. Der Preis für eine Tonne CO₂ an der Börse: 8 Euro.

Klumpenrisiken für Kantonsfinanzen

Ein direktes unternehmerisches Engagement der öffentlichen Hand im Energiesektor ist ordnungspolitisch wie ökonomisch wenig sinnvoll. Als Eigner eines Kraftwerks muss die öffentliche Hand Risiken tragen, dafür ist sie aber nicht geschaffen.

Gerhard Schwarz

Die Kantone halten zunehmend Beteiligungen an Unternehmen, deren Zweck in erster Linie finanzieller Natur ist. Avenir Suisse hat dies in der Studie «Kantone als Konzerne» gezeigt: 2008 wiesen die Kantone rund 1000 Unternehmensbeteiligungen auf. Von diesen entfallen 190 auf den öffentlichen Verkehr, 146 auf die Finanzbranche, 102 auf den Energiesektor, 56 auf den Bereich Bildung (exkl. Fachhochschulen) und 42 auf das Gesundheitswesen (Spitäler). Daneben gibt es 447 «übrige» Beteiligungen, vor allem in der Landwirtschaft. Eliminiert man Doppelzählungen, die entstehen, weil oft mehrere Kantone am gleichen Unternehmen beteiligt sind, geht es um rund 600 Unternehmen. Die meisten dieser

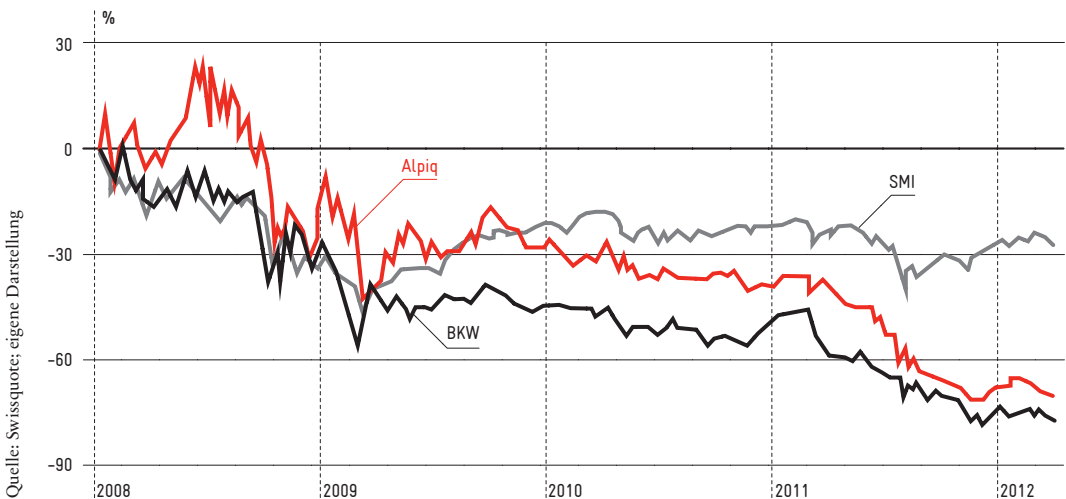
Beteiligungen haben nur begrenzt mit veritablen Staatsaufgaben zu tun.

Nicht zuletzt die Engagements im Energiesektor stehen ordnungspolitisch quer in der Landschaft. Die Kantone sind hier bei den grossen Energieversorgern und direkt bei Kraftwerken finanziell noch stärker involviert, als es die Zahl der Beteiligungen allein zum Ausdruck bringt. Das Engagement wird meist mit der wirtschaftlichen Attraktivität des Sektors und der «Versorgungssicherheit» begründet.

Doch die Realität sieht anders aus. In den letzten Jahren sind die Kurse der Stromproduzenten stark gesunken. Stromhandel und Stromproduktion sind in den europäischen Markt integriert,

Mit Stromaktien lässt sich kein Staat machen

Die Aktien der Schweizer Verbundunternehmen Alpiq und BKW verloren in den letzten vier Jahren bis zu vier Fünftel ihres Werts, besonders seit dem Frühling 2011 mit der Katastrophe in Japan und dem Atomausstieg der Schweiz. Die Westschweizer Kantone und Bern, die grosse Anteile an Alpiq und BKW halten, büssten dadurch Milliarden ein.



die Preise bilden sich in einem internationalen Kontext – auch für die Schweiz. Und so drücken Kraftwerksüberkapazitäten, die hohe Verfügbarkeit von Gas und eingetrübte Konjunkturaussichten seit Monaten auf die Marktpreise.

Versuchungen beim Heimfall

Auch mit der eigenständigen Energiepolitik ist es nicht weit her: Da die Energiemärkte national und international reguliert werden, können Kantone höchstens die Unternehmensstrategie direkt beeinflussen. Doch Strukturen, die sich nicht an betrieblichen Bedürfnissen orientieren, behindern das Funktionieren des Marktes. Darum tragen die Kantone als Mehrheitseigner der Verbundunternehmen die wirtschaftlichen Risiken von Kraftwerksinvestitionen, neuen Geschäftsmodellen im Energiehandel und internationalen Expansionen. Das sind Klumpenrisiken für Kantonsfinanzen und Steuerzahler.

Vor diesem Hintergrund bildet der «Heimfall» eine besondere Herausforderung. In den nächsten 30 Jahren laufen nämlich die Konzessionen vieler Wasserkraftwerke aus. Damit fallen die Anlagen an die Konzessionsgeber (Gemeinden/Kantone) «heim». Bergkantone und -gemeinden könnten nun versucht sein, die Anlagen selber zu betreiben und Unternehmer zu werden oder die Anlagen in neu zu gründende öffentliche Gesellschaften einzubringen, an denen sie beteiligt sind.

Sie sollten aber der Versuchung nicht nachgeben, sondern sich eher von den bisherigen Eigentümern für den Heimfall entschädigen lassen. Noch besser wäre, sie übten den Heimfall aus, um dann die Konzession mittels Auktion an den Meistbietenden zu vergeben. So könnten sie sich an den potenziellen (aber unsicheren) Einnahmen aus der Wasserkraft mit einer festen Konzessionsgebühr beteiligen, ohne das unternehmerische Risiko tragen zu müssen. Ausserdem würde die Auktion Möglichkeiten für den Markteintritt dritter, privater (und evtl. ausländischer) Unternehmen schaffen. Ein direktes unternehmerisches Engagement der öffentlichen Hand im Energiesektor ist dagegen ordnungspolitisch wie ökonomisch wenig sinnvoll.

Publikation: Axpo Energiedialog, Februar 2012

Konzern Kanton

Wie die Kantone ihre Unternehmen steuern – oder auch nicht.

Ob Kraftwerke oder Kantonalkassen, Spitäler, Hochschulen oder Gebäudeversicherungen: Weil die Kantone seit dem 19. Jahrhundert immer mehr Aufgaben übernehmen, besitzen sie zahlreiche Unter-

nehmen in ganz verschiedenen Bereichen der Wirtschaft. Ausserdem lagerten sie ihre Leistungen



etwa bei der Stromversorgung, im Gesundheitswesen oder beim Verkehr zunehmend in rechtlich eigenständige Gesellschaften aus. So entwickeln sich die kantonalen Verwaltungen zu Konzernen, die an privatwirtschaftlich aufgestellten Unternehmen beteiligt sind.

Wie steuern die Kantone ihre Beteiligungen? Diese Frage untersuchten Urs Meister und Lukas Rühli im zweiten Kantonsmonitoring von Avenir Suisse, «Kantone als Konzerne», von 2009. Sie erfassten mit ihrer Studie rund 1000 Unternehmensbeteiligungen, die mit einem Gesamtwert von 8,3 Mrd. Franken in den Büchern der Kantone stehen – darunter, zumeist viel zu tief bewertet, gewichtige Beteiligungen in der Stromversorgung (siehe Grafik auf Seite 16/17).

Inzwischen entwickelten, auch aufgrund der Studie, einige Kantone eine Eignerstrategie. Aber für alle bleibt das Kantonsmonitoring lesenswert.

www.avenir-suisse.ch/347/kantone-als-konzerne

Der Wettbewerb erstickt im Netz

Die Schweizer Stromversorger müssen sich vermehrt auf dem Markt behaupten. Dies aber vorwiegend international – national behindern die unvollständige Marktöffnung und die verworrenen Beteiligungsstrukturen den Wettbewerb.

Ivo Scherrer

Während die EU die Liberalisierung und Integration der Strommärkte schrittweise vorantreibt, erscheint die Schweizer Strombranche auf den ersten Blick wenig kompetitiv. Seit 2009 dürfen Grossverbraucher, die jährlich mehr als 100 MWh Strom konsumieren, ihre Vertreter zwar frei wählen. Die Mehrzahl der Konsumenten bleibt aber per Gesetz an lokale Anbieter gebunden. Bei genauerem Hinsehen zeigt sich jedoch, dass die Schweizer Stromversorger in zunehmendem Mass dem Wettbewerb ausgesetzt sind:

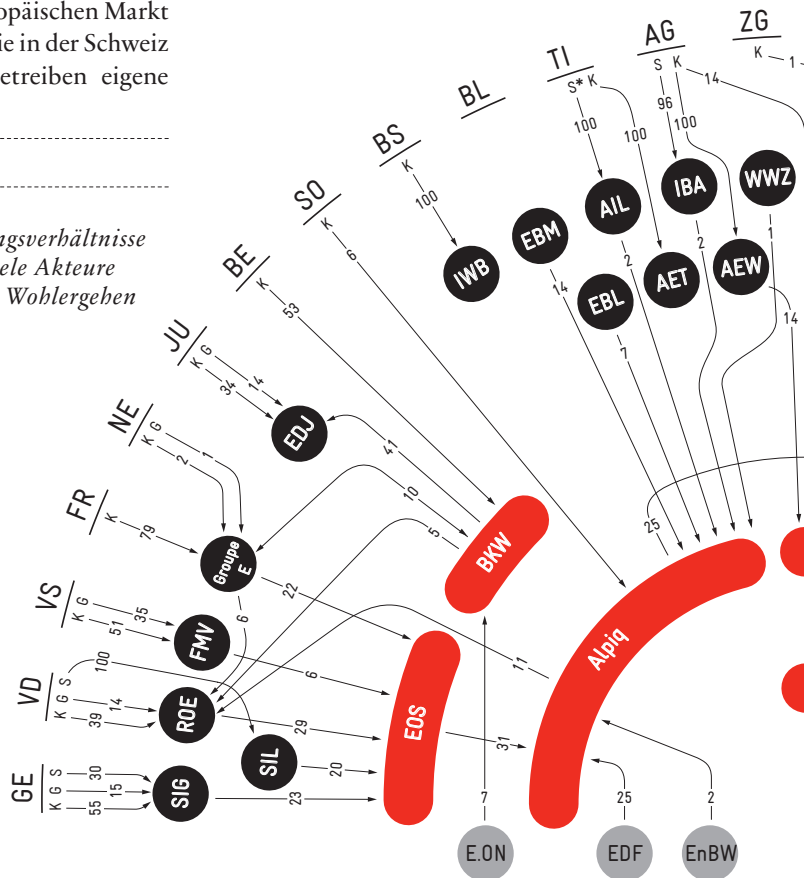
- Einerseits haben zahlreiche Unternehmen – auch die städtischen und die kantonalen Versorger – im kompetitiven europäischen Markt Fuss gefasst. Dort verkaufen sie in der Schweiz produzierte Überschüsse, betreiben eigene

Kraftwerke, handeln mit Strom, Gas und anderen Energieträgern und stehen dabei im Wettbewerb mit inländischen und europäischen Konkurrenten. Nicht zuletzt dank der klaren regulatorischen Rahmenbedingungen möchten die Schweizer Stromversorger ihr Engagement im europäischen Markt ausbauen: Laut einer Umfrage der Boston Consulting Group (BCG) vom Juli 2012 planen sie 40% ihrer Investitionen bis 2020 im Ausland.

- Andererseits herrscht in etwas begrenztem Umfang auch im Inland Wettbewerb: Stand-

Jeder dealt mit jedem

Wegen der komplexen Beteiligungsverhältnisse in der Stromwirtschaft haben viele Akteure auf dem Markt ein Interesse am Wohlergehen von Firmen, die eigentlich ihre Konkurrenz sind.



orte sowie Bau- und Betriebsbewilligungen für neue Kraftwerke sind umworben, genauso wie gut ausgebildete Mitarbeiter und Eigen- oder Fremdkapitalgeber. Zudem wenden sich gemäss der BCG-Umfrage zahlreiche Unternehmen den eher jungen, dynamischen Geschäftsfeldern in den Bereichen Smart Technologies und Energieeffizienz zu. Und in Erwartung der zunehmenden Dezentralisierung der Stromproduktion streben 40% der Stromversorger, die heute noch keinen eigenen Strom erzeugen, bis 2020 den Einstieg in diese Produktionsstufe an. Darunter finden sich vornehmlich kleinere Marktakteure.

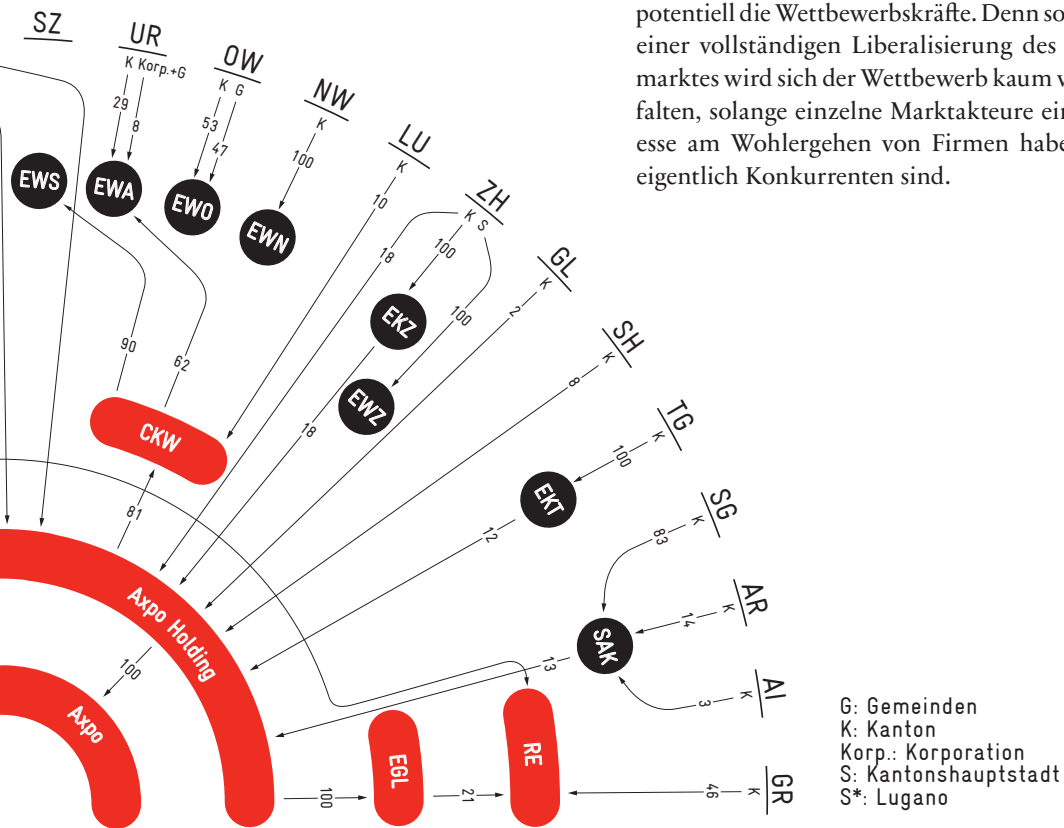
grosse Stromversorger sind über Minderheits- oder Mehrheitsbeteiligungen miteinander verbandelt. Ausserdem kooperieren sie im Rahmen gemeinsam betriebener Kraftwerksgesellschaften, was auf der Grafik nicht dargestellt ist.

Veranschaulichen lässt sich die verworrene Marktstruktur ausgehend von Kantonen und Gemeinden, den Eignern der meisten Stromunternehmen. So ist der Kanton Zürich nicht nur Eigentümer der kantonalen Elektrizitätswerke (EKZ). Er ist auch zu 36% (zu 18% direkt, zu weiteren 18% über die EKZ) an der Axpo Holding und deren Töchtern, der Axpo AG, der EGL und den Centralschweizerischen Kraftwerken (CKW) beteiligt. Über diese Konzerntöchter bestehen wiederum Verbindungen zu den Elektrizitätswerken Altdorf (EWA), Schwyz (EWS), zur Repower sowie zu zahlreichen kleineren Unternehmen.

Das eng geflochtene Netz von betrieblichen und finanziellen Kooperationen zwischen Stromversorgern ist wenig transparent und bremst potentiell die Wettbewerbskräfte. Denn sogar bei einer vollständigen Liberalisierung des Strommarktes wird sich der Wettbewerb kaum voll entfalten, solange einzelne Marktakteure ein Interesse am Wohlergehen von Firmen haben, die eigentlich Konkurrenten sind.

Vertrackte Beteiligungsstrukturen

Diesen Wettbewerbsdynamiken laufen jedoch nicht nur die unvollständige Marktliberalisierung im Inland, sondern auch vertrackte Beteiligungsstrukturen in der Stromindustrie zuwider: Viele



Kaum Rendite, wenig Nutzen

In der politischen Debatte um den Atomausstieg gelten Gaskraftwerke als günstige Option. Doch im heutigen Marktumfeld lassen sie sich kaum rentabel betreiben. Und die Schweiz müsste statt Strom Gas importieren – das birgt Risiken.

Urs Meister

In der Schweiz wird der Strom zu etwa 95% durch Kern- oder Wasserkraftwerke produziert. Sieht man von den Importen ab, spielen fossilthermische Kraftwerke (Öl-, Kohle- und Gaskraftwerke) für die Schweizer Stromversorgung keine nennenswerte Rolle. Mit dem Atomausstieg könnte sich das ändern. Politiker, aber auch die Strombranche weisen auf die Möglichkeit hin, im Sinn einer Übergangslösung die benötigte Grundlast (also während 24 Stunden gelieferte Bandenergie) mit Gaskraftwerken zu produzieren.

Gegen den Bau von Gaskraftwerken spricht jedoch, dass sie sich erstens kaum wirtschaftlich betreiben lassen und dass sie zweitens einen geringen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Überkapazitäten und tiefe Preise

Das Problem mit der Wirtschaftlichkeit – vor allem bei einer Kompensation des CO₂-Ausstosses – machen eine eigene, vereinfachte Simulation der variablen Kosten unterschiedlicher Gas- und Kohlekraftwerke sowie der Vergleich mit dem Strompreis im Terminmarkt deutlich (vgl. Abbildung). Für die Schätzungen wurden Forward-Preise für Kohle, Gas und CO₂-Zertifikate an der Börse EEX verwendet. Dabei zeigt sich, dass der Preis für die im Jahr 2013 gelieferte Grundlast im Marktgebiet Deutschland in etwa den variablen Kosten eines modernen Gaskraftwerks entspricht.

Das heisst: die variablen Kosten moderner Gaskraftwerke bestimmen im Markt den Preis. Entsprechend können die Erträge aus dem Verkauf der Energie lediglich die variablen Betriebskosten decken, die Investition selber aber lässt sich nicht amortisieren und verzinsen. Weil der relativ kleine Schweizer Strommarkt die Grosshandelspreise für Strom und Gas aus den Nachbarländern übernimmt, ist die Wirtschaftlichkeit inländischer Gaskraftwerke ebenso ungenügend.

Der Markt bzw. die Preise geben also derzeit keine relevanten Impulse für den Bau von neuen Gaskraftwerken. Damit solche in der Schweiz trotzdem gebaut würden, müssten die Produzenten bereit sein, Verluste zu tragen. Das ist trotz ihrer mehrheitlich staatlichen Eigentümerschaft wenig wahrscheinlich – und auch nicht sinnvoll.

Nachteil Gasimport

Andererseits muss der Nutzen von Gaskraftwerken für die schweizerische Energieversorgungssicherheit differenziert beurteilt werden. Aus Sicht der Systemstabilität weisen Gaskraftwerke durchaus Vorteile auf – etwa gegenüber neuen, grösseren Kernkraftwerken. Bei Netzunterbrüchen, Kraftwerksausfällen oder anderen Störungen können flexible Gaskraftwerke effizient und schnell für Stabilität im Netz sorgen. Neue Kernkraftwerke etwa des Typs EPR mit einer Leistung von 1600 MW würden dagegen zu einer Art «Klumpenrisiko» führen. Ihr Bau würde wohl auch den Bedarf an vorzuhaltender Reserveleistung erhöhen, was mit entsprechenden Kosten für die Endkunden verbunden ist.

Der wichtigste Nachteil der Gaskraftwerke bezüglich Versorgungssicherheit liegt in ihrer Abhängigkeit vom Gas. Dass die Schweiz sämtliches Gas importieren muss, stellt noch nicht zwingend die grösste Gefahr dar. Viel wichtiger sind logistische Aspekte. Das Land verfügt heute über keine eigenen strategischen Speicher, die kurzfristige Lieferengpässe oder Gasnetzstörungen überbrücken könnten. Das damit verbundene Versorgungsrisiko ist besonders relevant, weil die Schweiz ihr Gas grösstenteils über eine einzige Pipeline importiert.

Zudem setzten in den vergangenen Jahren auch immer mehr europäische Versorger auf den Ausbau von Gaskraftwerken. Gas bekommt

daher für die europäische Stromversorgung ein immer grösseres Gewicht. Zwar weisen die Entwicklungen beim unkonventionellen Gas auf eine längerfristige Verfügbarkeit hin, doch bleiben kurz- und mittelfristig relevante Gasversorgungsrisiken bestehen – vor allem im Zusammenhang mit dem Transport.

Strom statt Gas importieren!

Sollte Europa einmal Probleme bei der Gas- und damit Stromversorgung haben, übertragen sich diese auch auf die Schweiz. Sie könnte im Krisenfall weder Strom noch Gas importieren. Mit dem Bau von Gaskraftwerken nimmt daher die Interdependenz mit der europäischen Energieversorgungssicherheit zu. Damit relativiert sich der Vorteil von Gaskraftwerken gegenüber Importen. Etwas überspitzt könnte man sagen: Solange es in Europa genügend Gas gibt, gibt es ausreichend Strom. Und dann kann die Schweiz auch Strom aus dem Ausland importieren.

Der Nutzen neuer Gaskraftwerke für die Versorgungssicherheit beschränkt sich in erster Linie auf ihren Beitrag zur Netzstabilität. Eine

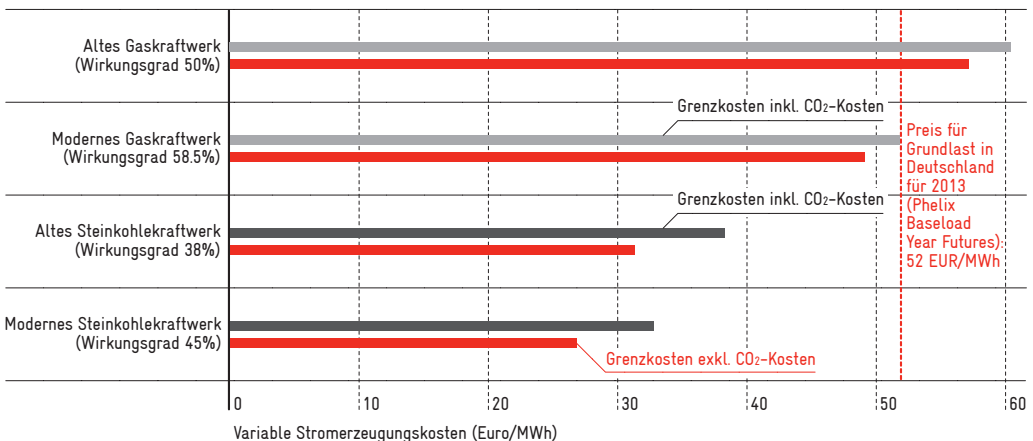
Absicherung gegen einen Produktionsmangel in Europa stellen sie dagegen nicht dar. Bedeutend grösser wäre der Nutzen von Gaskraftwerken, wenn gleichzeitig die Gasversorgung sicherer würde, etwa durch den Bau neuer Infrastrukturen zur Diversifizierung der Importrouten und zur strategischen Lagerung. Das aber könnte für den kleinen Schweizer Markt teuer sein – die zusätzlichen Investitionen müssten relativ wenige Verbraucher bezahlen.

Als Alternative zum kostspieligen Ausbau von inländischen Infrastrukturen bietet sich eine engere Zusammenarbeit mit den Nachbarn an. Bei der Gasversorgung wäre es besonders wichtig, dass die Schweiz in allfällige europäische Mechanismen zur Krisenvorsorge (z. B. den Zugriff auf strategische Lager) einbezogen würde. Damit steigt auch die Notwendigkeit eines Energieabkommens mit der EU. Eine engere Kooperation und Vereinfachung des Energiehandels mit den Nachbarstaaten ist jedoch ohnehin im Interesse der Schweiz – schliesslich ist das Land keine Energieinsel.

Online-Publikation: 04./18.04.2012

Weshalb sich der Bau von Gaskraftwerken nicht rechnet

Die Schätzung der Grenzkosten von verschiedenen fossilen Kraftwerkstypen und der Marktpreise für Grundlast im Jahr 2013* zeigt: Wenn die Kosten für die Kompensation des CO₂-Ausstosses eingerechnet werden, entsprechen die variablen Kosten von modernen Gaskraftwerken dem Marktpreis. Das bedeutet, dass sich die Investitionen in Gaskraftwerke im gegenwärtigen Marktumfeld nicht verzinsen und nicht amortisieren lassen.



Quelle: Avenir Suisse

* Vereinfachte Schätzung durch Avenir Suisse auf Basis eines generischen Kraftwerkskostenmodells sowie auf Basis von Forwardpreisen an der EEX per 30.03.2012

Hohe Risiken für die Steuerzahler

Fast unbemerkt ist im Schweizer Kraftwerkpark ein eigentlicher Bauboom ausgebrochen. Neue Pumpspeicherwerke sollen die Schweiz zu einer Art Batterie für die europäische Stromversorgung machen – ein Geschäft mit grossen Risiken.

Urs Meister

Die Projekte für den Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz sind eindrucklich. In Bau oder Projektierung befinden sich etwa Linth-Limmern im Kanton Glarus, wo zusätzliche Pump- und Turbinenleistung von rund 1000 MW entsteht, Nant-de-Drance im Wallis (ca. 900 MW), Lago Bianco in Graubünden (ca. 1000 MW), Veytaux im Kanton Waadt (Verdopplung auf 480 MW) oder Grimsel 3 (ca. 600 MW). Ein Vergleich mit dem Kernkraftwerk Mühleberg, das eine Leistung von 355 MW aufweist, veranschaulicht das Ausmass des Ausbaus.

Der Bedarf an neuer Pumpspeicherkapazität wird häufig mit dem Zuwachs an Windstromproduktion begründet. Die Schweiz könnte künftig eine Speicher- bzw. Batteriefunktion für

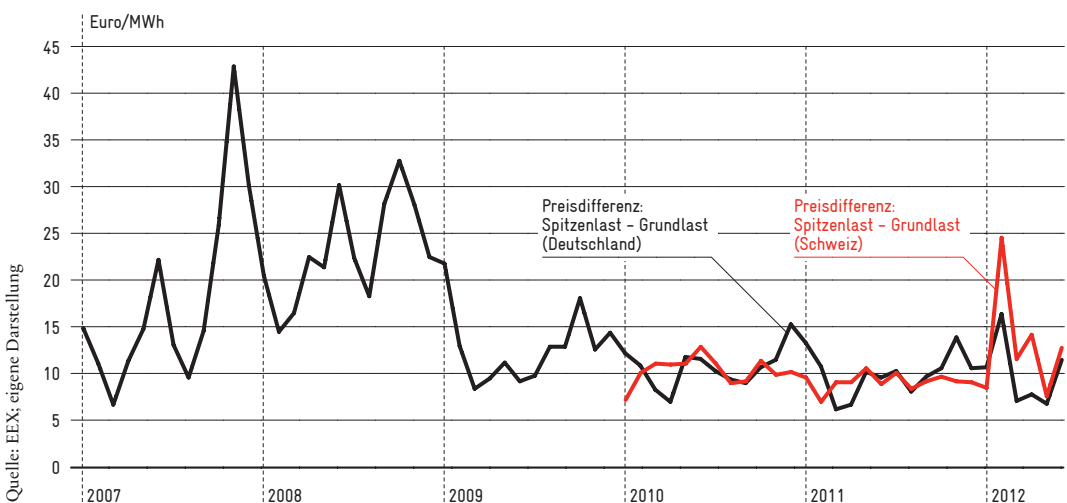
Europa übernehmen, wo immer mehr un stetige Energie produziert wird.

Pumpspeicherwerke «veredeln» günstigen Strom. Ihr Geschäftsmodell beruht auf der unterschiedlichen Verfügbarkeit von Strom: Wenn Strom im Überfluss vorhanden ist, wird Wasser in ein höher gelegenes Becken gepumpt, während Nachfrage- bzw. Preisspitzen wird das Wasser zur Stromproduktion verwendet. Dabei werden zwischen 70% und 85% der zugeführten elektrischen Energie zurückgewonnen.

Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen hängt daher weniger vom absoluten Preisniveau, sondern von kurzfristigen Preisvolatilitäten sowie Preisunterschieden zwischen Grund- und Spitzenlast ab. Diese beiden Grössen entwickeln sich jedoch

Das Geschäft mit dem Wasser bringt weniger Profit und mehr Risiken

Die Pumpspeicherwerke betreiben ihr Geschäft mit den Preisdifferenzen beim Strom. Sie produzieren und exportieren zu den Spitzenzeiten teuren Strom und pumpen zu Zeiten mit niedrigem Verbrauch das Wasser mit billigem Strom zurück in die höheren Stauseen. Die Preisdifferenz zwischen Spitzen- und Grundlast schrumpft allerdings.



Klimapolitik

nicht unbedingt zugunsten der Pumpspeicherwerk-Investoren. Die Volatilität der Strompreise nimmt zwar mit wachsender unregelmässiger Produktion zu. Im Extremfall ergeben sich bei sehr starkem Wind sogar negative Börsenpreise, weil sich andere Kraftwerke kurzfristig nicht abschalten lassen, ohne dabei hohe Kosten zu verursachen. Pumpspeicherwerke erhalten dann Geld für die Abnahme des Stroms.

Kein sicheres Geschäft mit Preisdifferenzen

2010 nahmen jedoch die Häufigkeit und Intensität der negativen Preise ab. Das kann auf ein schwächeres Windjahr, Massnahmen von Marktteilnehmern zur Flexibilisierung von Produktion und Verbrauch sowie auf regulatorische Veränderungen zurückzuführen sein. 2010 wurden auch institutionelle Barrieren errichtet, die besonders negative Preisausschläge verhindern sollen. Seit Anfang 2011 gilt zudem eine formelle Preisuntergrenze mit einer Bandbreite von -150 €/MWh bis -350 €/MWh. Der Grund dafür ist, dass negative Preise die Förderung des Ökostroms verteuern (die Subvention berechnet sich aus der Differenz zwischen kostenbasierter Einspeisevergütung und den Einnahmen aus der Vermarktung an der Börse).

Neben den kurzfristigen Preisveränderungen profitieren Pumpspeicherwerke auch von den relativ gut prognostizierbaren Preisdifferenzen zwischen Grund- und Spitzenlast. Doch auch dieser Preis-Spread nimmt aufgrund der sich ändernden Struktur im Kraftwerkspark längerfristig tendenziell ab. Erstens werden vermehrt flexible Gaskraftwerke eingesetzt, die sowohl in der Grund- als auch der Spitzenlast produzieren. Und zweitens bricht vor allem in Deutschland die subventionierte Photovoltaik aufgrund ihres Produktionsprofils die Preisspitzen am Mittag.

Die milliardenschweren Investitionen in neue Pumpspeicherwerke sind daher auf jeden Fall mit bedeutenden Risiken verbunden. Dass in der Schweiz die Kantone und damit die Steuerzahler als Eigner der Kraftwerke oder der Verbundunternehmen auftreten, ist in diesem Zusammenhang besonders kritisch.

Online-Publikation: 23.11.2011

Effizienzvorschriften für Neuwagen und Glühbirnen, Fördergelder für Photovoltaik und Biodiesel, ein Emissionshandelssystem für wichtige Industriezweige. Droht sich Europa im Dickicht der klimapolitischen Instrumente zu verheddern und dabei zentrale Mechanismen der Märkte zu vernachlässigen? Diese Kritik erneuert der deutsche Ökonom Hans-Werner Sinn im neu aufgelegten Werk «Das grüne Paradoxon».

So wird global kaum weniger Kohlendioxid (CO₂) ausgestossen, wenn es Europa gelingt, den Verbrauch von Erdöl, Erdgas und Kohle zu reduzieren. Vielmehr verlagert sich der Verbrauch auf Staaten, die keine Klimapolitik betreiben. Dank sinkenden Weltmarktpreisen nutzen Chinesen, Amerikaner und Inder die fossile Energie, auf die die Europäer mit hohen Kosten verzichten. Dieser Effekt ist umso stärker, je unelastischer das Angebot an fossilen Energien ist.

Zudem könnte das Angebot und damit der Verbrauch fossiler Energien gerade wegen der strikteren Klimapolitik zunehmen: Da die Förderländer befürchten, dass ihre fossilen Schätze künftig an Wert verlieren, vermarkten sie diese lieber früher als später. Sinns These könnte sich bestätigen: Ausserhalb Europas steigt der Verbrauch fossiler Energie stetig an. Obwohl die EU-27 Staaten ihren CO₂-Ausstoss zwischen 2005 und 2010 um 10% verringert haben, ist er global gleichzeitig um 8% gestiegen.

Ohne globale Koordination ist die europäische Klimapolitik also nicht nur kostspielig, sondern womöglich sogar kontraproduktiv. Um den CO₂-Ausstoss zu bremsen, müssten alle Staaten in die Verantwortung genommen werden. Dafür böte sich ein globales Handelssystem für Emissionsrechte an, das eine maximale Emissionsmenge definiert und es jenen Akteuren mit den tiefsten Reduktionskosten erlaubt, den CO₂-Ausstoss zu verringern. Auf weitere kostspielige Massnahmen – wie die Subventionierung von Technologien – könnte dann verzichtet werden. *Ivo Scherrer*

Lernen von den Japanern

Nach der Reaktorkatastrophe braucht der japanische Strommarkt Strukturreformen. Die Schweiz kann davon lernen.

Urs Meister

Vor der Katastrophe in Fukushima stammten rund 30% des japanischen Stroms aus Kernkraftwerken, danach gingen alle 54 Reaktoren vom Netz. Dass sich die Versorgung trotzdem aufrechterhalten lässt, zeigt die ineffizienten Strukturen im japanischen Strommarkt. Denn die Kompensation der Kernkraft war nicht zuletzt darum möglich, weil es grosse Überkapazitäten gab. Die Ineffizienz wird durch die schlechte Auslastung der japanischen Kernkraftwerke von knapp 70% illustriert – in anderen Ländern liegt die mittlere Auslastung bei etwa 85%. Tatsächlich kritisierte die International Energy Agency schon 2003 die Ineffizienz der japanischen Energieversorgung, die hohen Preise und die undurchsichtigen Förderinstrumente.

Dies ist nicht zuletzt eine Folge verkrusteter Marktstrukturen. Die Versorgung wird trotz

einer Teilliberalisierung seit 2000 von zehn privaten, monopolartigen und vertikal integrierten Unternehmen dominiert. Sie kontrollieren nicht nur die Produktion, sondern auch die Übertragungs- und Verteilnetze sowie den Vertrieb. Zwischen diesen Regionalversorgern gibt es kaum Konkurrenz, weil die Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen relativ gering sind. Dadurch wird nicht nur der Wettbewerb behindert, sondern auch die Versorgungssicherheit geschwächt, weil sich die Regionen bei Kraftwerksausfällen kaum aushelfen können.

Mehr Markt, mehr Sicherheit

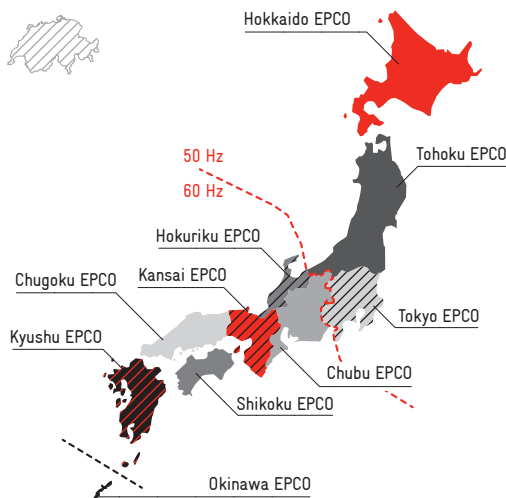
Obschon es sich bei den grossen Versorgern wie Tepco nicht um staatliche Unternehmen handelt, ist ihre Vernetzung mit der Politik eng. Durch fehlende Transparenz, lasche Aufsicht sowie mangelnden Wettbewerb entstand eine Art öffentlich-privates Kartell. Was der japanische Strommarkt braucht, sind fundamentale Strukturveränderungen, um die Macht und den Einfluss der regionalen Monopole zu brechen.

Doch was kann die Schweiz von Japan lernen? Auch hier wird oft gewarnt, der offene Markt bedrohe die Versorgungssicherheit. Japan lehrt das Umgekehrte: Verkrustete Strukturen behindern die Effizienz und gefährden die Versorgungssicherheit. Letztlich sind Kraftwerksüberkapazitäten ein ineffizientes und auch riskantes Instrument zum Sicherstellen der Versorgung. Daher sollte die Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt nicht als Gefahr, sondern vielmehr als Chance für Effizienz und Versorgungssicherheit verstanden werden. Die Schweiz täte gut daran, die Marktöffnung vollständig umzusetzen. Dazu gehört auch eine konsequentere Entflechtung von Politik und Strombranche sowie von Produzenten und Netzbetreibern.

Online-Publikation: 29.02.2012

Verkrusteter japanischer Strommarkt

Japan ist in zehn Versorgungsgebiete und zwei unterschiedliche Frequenzzonen aufgeteilt.



Smart Grids nur mit smarten Preisen

Der Bundesrat will mit intelligenten Netzen Strom sparen. Der Einsatz von Smart Grids und Smart Meters erfordert allerdings eine Liberalisierung des Strommarkts.

Urs Meister

Intelligente Netze und Stromzähler gelten nicht nur als Mittel zum Steigern der Energieeffizienz, sondern auch als Schlüsseltechnologie beim Ausbau erneuerbarer Energien. Weil die Stromproduktion aus Photovoltaik und Wind unregelmässig ist, braucht es Instrumente, die den Verbrauch mit dem Angebot abstimmen. Smart Grids vernetzen kommunikativ Stromerzeuger, Netzbetreiber, Speicher und Stromverbraucher. Doch wie lässt sich die effektive Koordination zwischen den Akteuren sicherstellen? Dafür gibt es zwei Optionen:

- Eine Instanz sammelt alle verfügbaren Daten und übernimmt eine zentrale Systemsteuerungsfunktion. Diese Option erscheint aus technischer Sicht attraktiv, doch sind die Herausforderungen in der Praxis besonders gross.
- Entscheidungen werden dezentral getroffen. Bei dieser Option übernimmt der Markt beziehungsweise der Preismechanismus die Steuerungsfunktion. Die flexiblen und ständig aktuellen Energiepreise signalisieren Knappheit oder Überangebot und vermitteln den Akteuren Anreize, ihre Produktion oder den Verbrauch den Verhältnissen am Markt anzupassen.

Die Verbraucher haben nichts davon

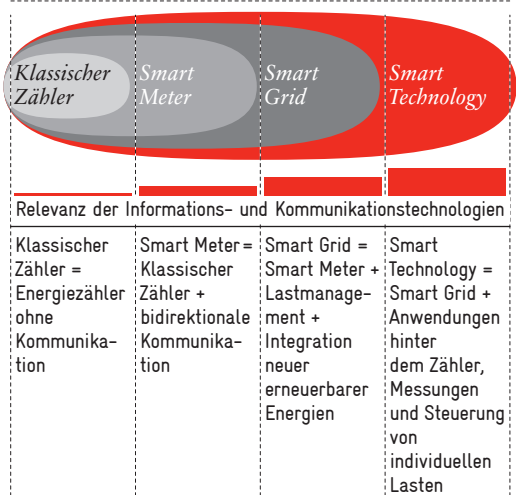
In seinem «Aktionsplan Energiestrategie 2050» erwägt der Bundesrat die Förderung von Smart Grids und Smart Meters. Welche Anpassungen tatsächlich nötig sind, bleibt jedoch unbeantwortet. Von vielen Seiten wird gefordert, dass die Verteilnetzbetreiber den zusätzlichen Aufwand für den Bau und den Betrieb von Smart Grids künftig über die regulierten Netztarife weiterverrechnen können. Doch beim Verbraucher fallen dadurch in erster Linie höhere Kosten an, während der Nutzen ungewiss ist. Schliesslich ist die verbesserte Information über den eigenen

Stromverbrauch zwar aufschlussreich, doch gehen damit kaum Anreize für Einsparungen einher. Damit intelligente Netze den Verbrauchern finanzielle Vorteile bringen, bräuchte es flexible Energietarife («Smart Pricing»).

Doch in der Schweiz dürfte das vorerst Theorie bleiben. Der Strommarkt ist bis heute unvollständig liberalisiert. Endkunden in der sogenannten Grundversorgung haben ein Anrecht darauf, den Strom bei ihrem Versorger zu «Gestehungskosten» zu beziehen. Deshalb liegen vielerorts die Energietarife deutlich unter den Preisen im Grosshandel. Solche Stromtarife sind eine denkbar schlechte Voraussetzung für den Einsatz von Smart Grids und Smart Meters – sie brauchen zwingend einen funktionierenden Markt. Bevor der Bundesrat über neue Technologien nachdenkt, sollte er deshalb die Strommarktliberalisierung konsequenter vorantreiben.

Online-Publikation: 06.01.2012

Stromverbrauch smart steuern



Quelle: Thoma/BKW 2011

«Die Frage der Technologie ist nicht zentral»

Führt kein Weg an der Energiewende vorbei? Geht die Ära der Atomkraft zu Ende? Und beginnt jetzt der Siegeszug der erneuerbaren Energien? Oder ist die Frage nach der richtigen Technologie vielleicht die falsche Frage?

Urs Meister, befragt von Patrick Haller

Wer lenkt und steuert eigentlich die Energieversorgung?

Der Energiemarkt hat sich stark gewandelt: Er ist in Europa zu einem grossen Teil liberalisiert worden, und so sind es private Unternehmen, die letztlich die Ziele der Energiepolitik umsetzen und dabei auch eigene Interessen verfolgen. Die Steuerungsmöglichkeiten des Staates sind insofern begrenzt. Man sieht das beispielsweise in der europäischen Gasversorgung beim Ausbau von Pipeline-Strukturen, wo sich Interessen der Unternehmen und der Staaten bzw. der Europäischen Union ab und zu in die Quere kommen.

Ist die Liberalisierung ein Vorteil oder ein Nachteil für die Versorgungssicherheit?

Aus meiner Sicht auf jeden Fall ein Vorteil. Dies aus zwei Gründen: Erstens entstehen dadurch die nötigen Preissignale, die nicht nur

Anreize für Netz- und Kraftwerkinvestitionen schaffen, sondern auch die Konsumenten dazu anhalten, sparsamer und vor allem effizienter mit der Energie umzugehen. Und zweitens ergeben sich im liberalisierten Markt stärkere Anreize für den Handel. Mit dem dafür nötigen Ausbau der Netze gehen positive Effekte für die Versorgungssicherheit einher. So kann fehlende oder temporär kostspielige Stromproduktion in einem Land durch Lieferungen aus einem anderen Land kompensiert werden.

Sie haben erwähnt, dass die Spielräume von Staat und Politik in der Energiepolitik gar nicht so gross sind. Dennoch können Deutschland oder die Schweiz beschliessen, aus der Kernenergie auszusteigen. Politisch kann man mit einem Federstrich aussteigen. Ist es wirtschaftlich auch so einfach?

Gerade bei der Kernkraft sind es letztlich demokratische Prozesse, die über den Einsatz dieser Technologie entscheiden. In jedem Fall ist ein Ausstieg mit Opportunitätskosten verbunden: Es braucht alternative Kraftwerke oder steigende Stromimporte. Die zweite Option mag für ein kleines Land, das gut in einen internationalen Markt integriert ist, eine mögliche Strategie darstellen. Es gibt aber natürlich auch Alternativen zur Kernkraft. Sie ist zwar ein Teil des Produktionsmixes, aber weltweit betrachtet sind es vor allem fossilthermische Kraftwerke, also Gas- und Kohlekraftwerke, die den Strom produzieren. Aus technischer Sicht liessen sich solche Kraftwerke auch in der Schweiz bauen. Ob es auch sinnvoll wäre, ist eine andere Frage.

Ist es klug, Atomstrom nicht mehr im eigenen Land zu produzieren, nur um ihn dann aus einem Nachbarland zu importieren, beispielsweise aus Frankreich?

Egal, ob das nun klug ist oder nicht – wir machen es schon heute. Als die Schweiz auf den Bau des Kernkraftwerkes Kaiseraugst verzichtete, investierten Schweizer Energieunternehmen in französische Kernkraftwerke und sicherten sich so zusätzlichen französischen Atomstrom. Im Grunde handelt es sich dabei um eine Importstrategie. Aus handelstheoretischer Sicht kann das durchaus optimal sein, solange es andere Länder gibt, die bessere

Der Energiemarkt ist zu einem grossen Teil liberalisiert. Die Steuerungsmöglichkeiten des Staates sind insofern begrenzt.

Standorte haben oder die aus politisch-gesellschaftlichen Gründen über eine höhere Akzeptanz der Kernkraft verfügen und diese weiter ausbauen können. Solange die Voraussetzungen für eine stabile Versorgung gegeben sind, dürften zusätzliche Stromimporte – aus ökonomischer Sicht – besser sein als der Ausbau hoch subventionierter Energien.

Sie geben davon aus, dass die Kernkraft durch fossilthermische Anlagen ersetzt wird und nicht durch erneuerbare Energien. Weshalb?

Aus ökonomischen wie aus technischen Gründen. Wind- und Sonnenenergie sind vom Zufall der Natur abhängig. Noch sind die Netze nicht auf grössere Mengen dieses Stroms ausgerichtet. Es bedarf neben zusätzlichen Netzkapazitäten auch eines Ausbaus von Speichern und flexibel einsetzbaren Kraftwerken.

Mit andern Worten: Erneuerbare Energien benötigen zunächst einmal erhebliche Vorlauf- und Investitionskosten.

Ja, und genau das macht die Sache schwierig. Der finanzpolitische Spielraum für die Förderung neuer Technologien ist in Europa derzeit wegen der riesigen Staatsverschuldung sehr begrenzt. Es ist deshalb wahrscheinlich, dass viele Länder, darunter auch Deutschland, zumindest während einer Übergangszeit schwerwichtig auf fossil-thermische Kraftwerke setzen. In der Stromproduktion dürfte neben Steinkohle in der mittleren Frist vor allem Gas ein noch stärkeres Gewicht erhalten.

Ab wann wären denn die erneuerbaren Energien bereit, einen grösseren Anteil am Energiemix zu übernehmen?

In Jahren lässt sich dies nicht beziffern, weil zu viele unbekannte oder nur schwer bestimmbare Parameter im Spiel sind. Auf der einen Seite verlangt der Ausbau erneuerbarer Energien zusätzliche Netzinfrastrukturen. Das kann dauern. In vielen Ländern benötigt der Netzausbau mehr Zeit als der Bau neuer Kraftwerke. Auf der anderen Seite fehlen gute Speichermöglichkeiten. Schwer abzuschätzen

ist auch, welche Rolle ein flexiblerer Stromkonsum im Zusammenhang mit intelligenten Netzen spielen kann. Ausserdem kann es bei vielen neuen erneuerbaren Energien noch Jahre dauern, bis sie tatsächlich am Markt konkurrenzfähig sind. Das hängt nicht nur von ihren Kosten, sondern auch von den Preisen am Strommarkt ab. Und diese hängen ihrerseits von diversen Faktoren ab wie den Preisen von Kohle, Gas und CO₂-Zertifikaten.

Welche Technologien werden sich in der Energieproduktion mittel- und langfristig durchsetzen?

In vielen Bereichen wird geforscht. Welche Technologien sich langfristig tatsächlich am Markt durchsetzen, ist heute kaum abzuschätzen. Für mich als Ökonom ist die Frage nach der Technologie sicher nicht zentral. Viel wichtiger ist das institutionelle Umfeld. Es braucht die richtigen Preissignale, damit an neuen und effizienten Technologien geforscht und auch entsprechend investiert wird. Dennoch diskutiert die Politik am liebsten über das Potenzial neuer Energien und etabliert Förder- und Subventionsinstrumente.

Das beste Rezept wäre also, zukunfts offen zu bleiben, keine einzelne Technologie zu bevorzugen und vermehrt auf marktwirtschaftliche Impulse zu bauen?

Ich habe tatsächlich ein gewisses Vertrauen in die Märkte und in die Entwicklung neuer Technologien. Wir können nicht bis in alle Zukunft davon ausgehen, dass die Energie so günstig ist wie heute. Hohe Preise der fossilen Energien werden aber dafür sorgen, dass neue Technologien rentabel werden, darunter mit Sicherheit auch erneuerbare Energien.

Publikation: Ausgabe 03/2011 von «ahead», Investment Magazin von Clariden Leu

Es braucht die richtigen Preissignale, damit an neuen und effizienten Technologien geforscht und auch entsprechend investiert wird.

Nochmals eine Energiewende

Die wachsende Förderung von unkonventionellem Gas könnte die weltweite Energieversorgung stärker beeinflussen als der Fortschritt bei erneuerbaren Energien. Günstiges Gas verdrängt nicht nur Kohle, sondern auch Wind- und Kernkraft.

Urs Meister

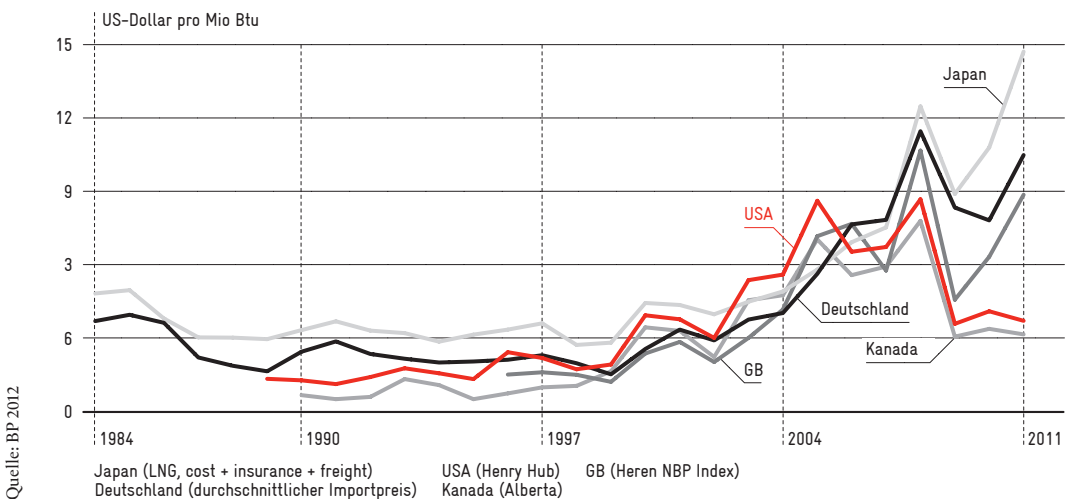
Neue Förder- bzw. Bohrtechnologien haben die Gasförderung revolutioniert. Bisher kaum (rentabel) nutzbare unkonventionelle Gasvorkommen wie Coalbed Methan (Gas aus Kohleflözmethan), Tight Gas (aus Lagerstätten mit sehr geringer Durchlässigkeit bzw. dichten Gesteinen) sowie Shale Gas bzw. Schiefergas (Gas aus ebenfalls undurchlässigen Schieferformationen) spielen eine immer wichtigere Rolle. In den USA, wo der Boom Ende der 1980er Jahre – auch dank Steuervorteilen – begann, stammte 2011 bereits die Hälfte des geförderten Gases aus unkonventionellen Vorkommen. 2009 stiegen die USA zum weltweit grössten Gasproduzenten auf. 2011 lag ihr Anteil an der weltweiten Förderung bei 20%, jener Russlands bei 18,5%. Der Boom hat Konsequenzen am Gasmarkt, wo die Preise unter

Druck geraten. Mit der wachsenden Produktion fallen vor allem am nordamerikanischen Markt die Preise. Nur begrenzt jedoch beeinflusst diese Entwicklung bislang die Märkte in anderen Weltregionen (siehe Grafik).

Mittel- bis längerfristig wird der Boom dennoch andere Kontinente erfassen. Erstens steigen mit der Preisdisparität die Handelsanreize. In den USA existieren bereits Projekte zum Umbau von Flüssiggas-Terminals, diese sollen künftig für die Verflüssigung und den Export dienen. Zweitens nimmt mit der steigenden inländischen Produktion der Importbedarf der USA ab, was auf dem weltweiten LNG-Markt (dem Markt für Flüssigerdgas = Liquefied Natural Gas) die Nachfrage reduziert und für einen preisdämpfenden Effekt sorgt. Drittens existieren auch in anderen Re-

Vorerst profitiert nur Nordamerika von günstigen Gaspreisen

Wegen des zunehmenden Abbaus von «unkonventionellen» Gasvorkommen stiegen die USA 2009 zum weltgrößten Gasproduzenten auf. Seither öffnet sich bei der Preisentwicklung eine Schere zwischen Nordamerika einerseits, Europa und Japan andererseits. Diese Preisdifferenz führt zu Handelsanreizen, also wohl zu tieferen Preisen für alle.



gionen vermutlich riesige unkonventionelle Vorkommen, die sich mit den neuen Technologien rentabel nutzen lassen. Von weltweit sinkenden LNG-Preisen profitiert auch Europa, obschon es einen Grossteil des Gases über Pipelines aus dem Osten importiert. Zwar sind die Preise bei russischen Lieferanten grösstenteils an den Erdölpreis gekoppelt, doch bekam in den vergangenen Jahren der Spotmarktpreis ein grösseres Gewicht. Sollte sich die Preisschere weiter öffnen, muss Russland gegenüber den europäischen Abnehmern noch mehr Konzessionen machen.

Vielfältige Unsicherheiten

Die Wahrscheinlichkeit ist gross, dass der Boom anhält und längerfristig sowohl die Gas- als auch die anderen Energiemärkte beeinflusst. Dennoch bestehen relevante Unsicherheiten:

- **Umweltrisiken:** Es gibt immer mehr kritische Stimmen, die auf die Umweltbelastungen und Risiken der neuen Fördermethoden hinweisen. Dazu gehören etwa der hohe Wasserbedarf oder die Gefahr von Grundwasserverschmutzungen durch Methanaustritte oder Chemikalien sowie Erdbebenrisiken. Dies könnte im dichter besiedelten Europa einen ähnlichen Boom verhindern. Bisherige Erfahrungen zeigen jedoch, dass solche Beeinträchtigungen durch technische Massnahmen praktisch ausgeschlossen werden können. Die internationale Energie Agentur (IEA) publizierte 2012 Regeln («Golden Rules»), die eine sichere und umweltgerechte Förderung von unkonventionellem Gas sicherstellen sollen. Die damit verbundenen Mehrkosten bei der Förderung belaufen sich auf etwa 7%.
- **Unterschiedliche regionale Voraussetzungen:** Die Wirtschaftlichkeit von unkonventionellen Gasvorkommen ausserhalb der USA ist sehr unsicher. Schätzungen gehen davon aus, dass die operativen Kosten einer Bohrung in Europa 30% bis 50% höher sind als in den USA. Aber nicht nur die höheren Kosten, sondern auch unterschiedliche regulatorische Gegebenheiten haben einen wesentlichen Einfluss. So gilt in den USA, dass dem Eigentümer eines Landstücks auch die darunterliegenden Roh-

stoffe gehören. In vielen anderen Ländern gehören sie dagegen dem Staat. Die Ausbeutung der Gasvorkommen unterliegt dann noch viel stärker politischen Gegebenheiten.

- **Verdrängung konventioneller Förderung:** Die Erwartung einer dynamisch wachsenden Produktion von unkonventionellem Gas könnte die Exploration von grossen konventionellen Erdgasfeldern verzögern. Die Aussicht auf ein Gasüberangebot sowie anhaltend sinkende Gaspreise erhöht die Projektrisiken. Ein Beispiel dafür ist die verzögerte Erschliessung des russischen Shtokman-Felds in der Barentssee. Eine Gefahr für die weltweite Gasversorgungssicherheit besteht dann, wenn das Wachstum der unkonventionellen Förderung abrupt und unerwartet abbricht, während die Erschliessung der konventionellen Vorkommen längere Zeit beansprucht.

Erneuerbare Energien werden teurer

Trotzdem kann davon ausgegangen werden, dass Gas eine wichtigere Rolle einnehmen wird. Die höhere Verfügbarkeit von Gas wird sich in den Preisen niederschlagen. Dies hat Einfluss auf die liberalisierten Strommärkte, wo üblicherweise konventionell-thermische Kraftwerke (v.a. Kohle und Gas) die Preise bestimmen. Günstigere Gaskraftwerke verdrängen zunehmend Kohlekraftwerke aus dem Markt. Dies lässt sich zurzeit in den USA besonders deutlich beobachten.

Verdrängt werden jedoch nicht nur die CO₂-intensive Kohle, sondern auch erneuerbare Energien. Tiefere Strommarktpreise machen die Subventionierung etwa von Windkraftwerken und Fotovoltaik teurer, da sich der Zuschuss als Differenz zwischen Durchschnittskosten und Marktpreis berechnet. Aufgrund der angespannten Staatsfinanzen und der unsicheren Konjunktur ist dies in Europa besonders relevant. Daneben verliert auch die Kernkraft an Attraktivität – denn sie ist in den liberalisierten Strommärkten aufgrund der tiefen variablen bzw. hohen fixen Kosten «Preisnehmerin». Bleiben die Gas- und Strompreise auch längerfristig relativ tief, sind neue Kernkraftwerke kaum rentabel.

Online-Publikation: 27.06.2012

Subventionen verzerren den Strommarkt

Betreiber von konventionellen Kraftwerken verlangen jetzt auch Subventionen. Denn am Strommarkt geraten die Preise unter Druck, dies gerade auch aufgrund des wachsenden Anteils subventionierter erneuerbarer Energien.

Urs Meister

Kraftwerksüberkapazitäten und die konjunkturelle Schwäche in weiten Teilen Europas drücken seit längerem auf die Strompreise im Grosshandel. Belastend wirkt darüber hinaus die wachsende Produktion von subventionierten erneuerbaren Energien wie Wind und Photovoltaik, die mit Vorrang ins Netz eingespeisen werden und konventionelle Kraftwerkskapazitäten aus dem Markt drängen. Dies reduziert die Auslastung und damit die Wirtschaftlichkeit der fossilthermischen Kraftwerke, die über den Markt finanziert werden. In Deutschland, aber auch anderen europäischen Ländern fordern daher Kraftwerksbetreiber seit kurzem zusätzliche Subventionen für das Bereitstellen von Produktionskapazitäten, die auch in Zeiten fehlenden Winds zur Verfügung stehen und die nötige Systemstabilität garantieren.

In begrenztem Ausmass gibt es solche Kapazitätzahlungen an Kraftwerksbetreiber bereits heute. Netzbetreiber wie Swissgrid beschaffen sogenannte Regelernergie bei den Kraftwerksbetreibern, diese werden nicht nur für eine allfällige Produktion, sondern auch für das bloss Vorhalten von Kapazitäten entschädigt. Die Regelernergie wird vom Netzbetreiber abgerufen, um kurzfristige Abweichungen des vorgesehenen Angebots bzw. der Nachfrage auszugleichen. Der eng definierte Regelergergiemarkt alleine schafft jedoch nur beschränkte zusätzliche Investitionsanreize. In verschiedenen liberalisierten Strommärkten wurden daher schon vor einigen Jahren (mit mehr oder weniger Erfolg) weitere Anreizinstrumente eingeführt, sogenannte Kapazitätzahlungen oder Kapazitätsmärkte.

Solche zusätzlichen Ertragsmöglichkeiten wurden jedoch nicht mit einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien begründet, sondern vielmehr mit der vermuteten fehlenden Wirt-

schaftlichkeit von Kraftwerken, die nur bei ausserordentlich starken Nachfragespitzen zum Einsatz kommen. Die dank Kapazitätzahlungen zusätzlich geschaffenen Kraftwerke sollten verhindern, dass während Perioden mit sehr hoher Nachfrage besonders starke Preisausschläge resultieren.

Umgekehrt bedeutet dies, dass Kapazitätsmärkte in erster Linie dann nötig sind, wenn der Regulator bzw. der Gesetzgeber eine Preisobergrenze bereits festgelegt hat, so dass in Zeiten der Spitzennachfrage keine besonders hohen Preise resultieren können, die für einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Netz sorgen. Aber genau diese hohen Preise bräuchte es, um die notwendigen Investitionsanreize für flexible Kraftwerke sowie (Pump-)Speicherwerke oder umgekehrt bei den Konsumenten Anreize für Verbrauchsreduktionen während den Spitzenlastzeiten zu schaffen.

Viele Kraftwerke sind kaum noch im Einsatz

Die Herausforderung durch die subventionierten erneuerbaren Energien ist mit den fehlenden Investitionsanreizen für Spitzenlastkraftwerke vergleichbar. Dies lässt sich einfach erklären. Wird die Produktion von Wind und Photovoltaik von der Gesamtnachfrage abgezogen, resultiert eine geringere Residualnachfrage, die von den konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss. Viele konventionelle Kraftwerke kommen nur noch während einer besonders hohen Residualnachfrage zum Einsatz. Die Subventionierung von konventionellen Kraftwerken entspricht daher einer faktischen Preisregulierung – die Preisspitzen werden gebrochen, die -ausschläge verringert.

Ob und wie effektiv dies in der Praxis umgesetzt werden kann, ist jedoch fraglich. Schliess-

lich sind die Strommärkte grenzüberschreitend, so dass Subventionen in einem Land nur beschränkten Einfluss auf die Preise haben. Vor allem ein kleines Land wie die Schweiz könnte mit einem eigenen Kapazitätsmarkt kaum Einfluss auf die Preise im Inland nehmen.

Für alle sollen Marktpreise gelten

Als Alternative zum Kapazitätsmarkt bietet sich in erster Linie eine konsequentere Anwendung von Marktpreisen an. So sollten die Tarife der Endkunden noch enger an die Preise im börslichen Handel (Spotmarkt) gekoppelt werden, so dass die Konsumenten stärkere Anreize erhalten, ihren Verbrauch an das Angebot im Markt anzupassen. Gerade die Schweiz, wo die Tarife durch die Gestehungskostenregel in der Grundversorgung faktisch reguliert sind, ist jedoch heute von derart flexiblen Preismodellen weit entfernt.

Zudem sollten die Marktpreise für alle Produzenten gelten, also auch für die Betreiber von neuen erneuerbaren Energien. Diese erhalten bisher sowohl in Deutschland als auch in der Schweiz eine feste Vergütung pro eingespeisene

Energie. Damit aber werden keine sinnvollen Produktionsanreize vermittelt. Schliesslich würde kein Windkraftbetreiber seine Anlage bei starkem Wind vom Netz nehmen, etwa um diese zu warten. Doch gerade dann könnte eine Ausserbetriebnahme sinnvoll sein, da die Netze überlastet sind und die Strompreise fallen dürften.

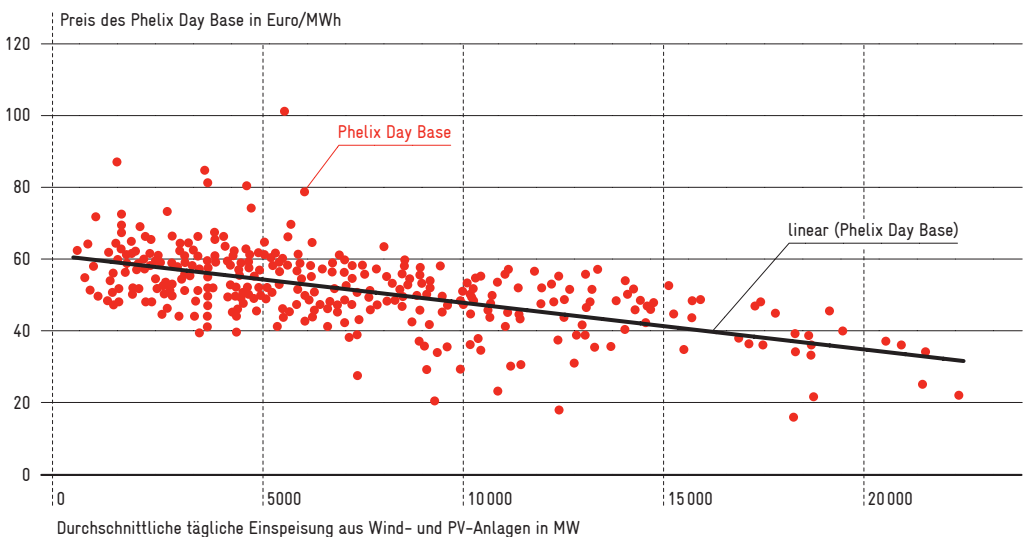
Mit wachsendem Anteil subventionierter erneuerbarer Energien nehmen die Marktverzerrungen zu. Die mit den Subventionen zusammenhängenden Effizienzverluste liessen sich durch eine Anpassung des bisherigen Systems der festen Einspeisevergütung verringern. Sinnvollerweise müsste eine allfällige Förderung in Form einer fixen, einmaligen Zahlung erfolgen, während der Erlös aus dem Markt eine zusätzliche variable Entschädigung darstellt, die korrekte Produktionsanreize vermittelt.

Dieser Umbau der kostendeckenden Einspeisevergütung wäre ein erster Schritt hin zum dringend nötigen Abbau der Subventionswirtschaft im Strommarkt. Denn längerfristig sollten alle Technologien ohne Subventionen auskommen.

Online-Publikation: 31.05.2012

Subventionierte Energien drücken die Marktpreise

Je mehr Strom die Produzenten von unregelmässiger erneuerbarer Energie aus Wind- und Photovoltaikanlagen ins Netz einspeisen, desto tiefer die Preise. Dadurch werden konventionelle Kraftwerkskapazitäten aus dem Markt gedrängt.



Quelle: Bundesnetzagentur 2012; eigene Darstellung

Die Solar-Schaf-Farm von Inwil

Soll das dreifach subventionierte grösste Solarkraftwerk der Schweiz beweisen, dass die Energiewende – unter anderem angesichts des stark wachsenden Strombedarfs für das Internet – gar nicht durchführbar ist?

Thomas Held

Während in Japan die grossen Kernkraftwerke wieder ans Netz gehen, wird im Kanton Luzern das grösste Solarkraftwerk der Schweiz geplant. Auf 20 Fussballfeldern sollen pro Jahr 10 000 MWh produziert werden, also Strom für gerade 2200 Haushalte – es fehlt hier keine Null! Dafür wird die Fläche auch noch landwirtschaftlich genutzt: Zwischen und unter den Panels sollen Schafe weiden. Es geht bei diesem Projekt weniger um den Preis oder die Stromproduktion für ein halbes Promille der Schweizer Haushalte. Vielmehr sollen Erfahrungen «mit der unregelmässigen Produktion» und deren «Auswirkungen (...) auf die Netzstabilität» gesammelt werden. Denn – man höre und staune –, die Produktion falle zu 75 Prozent im Sommerhalbjahr an und

dann nur tagsüber und unregelmässig, was für die kaum als Sonnenstube bekannte Reusebene fast noch als Kompliment zu werten ist. Der energiepolitische Hindernislauf der Schweiz wird noch manchen Anlass zu Sarkasmus bieten. Aber der Beitrag des «grössten Solarkraftwerks» zur Energiezu-

kunft scheint so marginal, dass man auf den bösen Gedanken kommen könnte, das Projekt sei lanciert worden, um die Undurchführbarkeit der Energiewende zu demonstrieren. Oder zumindest, um auf einen Widerspruch aufmerksam zu machen, der nicht nur von der Politik, sondern auch von den Konsumenten und Stimmbürgern systematisch verdrängt wird. Die Wunschvorstellung von gewaltigen Einsparungen im Stromver-

brauch, aber auch die Idee einer erneuerbaren, sanften und dezentralen Energieproduktion kontrastiert mit einer der bedeutendsten sozialen und medialen Veränderungen der letzten Jahre. Das atemberaubende Wachstum der Social Media, aber auch die immer grösseren Datenlager benötigen extrem viel Strom. Allein die 11 Datenzentren von Google verbrauchen 260 Megawatt, eines benötigt also pro Jahr rund 200 000 MWh – rund zwanzigmal so viel, wie in Inwil produziert werden soll.

1 Server = 40 Solarkraftwerke

Oder ein Vergleich aus der Schweiz: Der Daten-Tresor des Providers Green im aargauischen Lupfig braucht im Endausbau etwa gleich viel Strom wie die Gemeinde Spreitenbach. Schluckte früher ein Data Center 500–800 Watt pro Quadratmeter, sind es heute 5-, 8- oder 20 kW pro Schrank. Hinzu kommt die Kühlung für die Super-Server, die rund 99 Prozent der Energie als warme Luft in den Raum zurückgeben. Ein Flächenvergleich zeigt die Diskrepanz zwischen der geringen Dichte der erneuerbaren Energie und der hohen Dichte des Verbrauchs: Für die Green-Server auf einer Fläche von anderthalb Fussballplätzen in Lupfig bräuchte es 40 Felder mit Solarpanels à la Inwil. Das «Wall Street Journal» hat kürzlich berechnet, dass für ein neues Facebook-Datenzentrum unter günstigen Bedingungen viermal die Fläche des Central Park in New York mit Windturbinen bepflanzt werden müsste.

Nach einer Schätzung von Intel wird die Zahl der mit dem Internet verbundenen Geräte – von Smartphones bis zu intelligenten Sensoren in Gegenständen des Alltags – in den nächsten drei Jahren um das Sechsfache zunehmen. Die Datenmengen werden sogar exponentiell ansteigen,

Der energiepolitische Hindernislauf der Schweiz wird noch manchen Anlass zu Sarkasmus bieten.

also auch der Speicherbedarf und die benötigte Geschwindigkeit bzw. Bandbreite für deren Transport. Höhere Datendichten und höhere Bandbreiten bedeuten per Definition mehr Energie. Die Miniaturisierung der Rechner und Gadgets und die Entmaterialisierung durch den Wegfall von schwerfälligen PCs, Bildschirmen, Kabeln etc. lenken davon ab, dass die Netze und «Grids» und deren Knoten immer mehr Strom benötigen – und dies schon in allernächster Zeit. Die smarten Wissensarbeiter von Facebook, Apple, Amazon, Google, Green & Co. bekennen sich gerne zu Nachhaltigkeit und zu Clean-Tech. Vielleicht regt sie die Solar-Schaf-Farm in Inwil ein wenig zum Nachdenken an, ob die Energieverwendung wirklich im Interesse ihrer Industrien – und Konsumenten – liegt.

Dreifach subventioniert

Auch ohne die Umnutzung der Festungen entwickelt sich die Schweiz in hohem Tempo zum Paradies für Data Center und Serverfarmen. Das Data Center Infrastructure Management wird zu einer neuen Schweizer Spezialität. Gewiss spielen dafür die traditionellen Standortfaktoren Neutralität, politische Stabilität, Sicherheit und zuverlässige Mitarbeiter eine grosse Rolle. Entscheidend ist aber, dass die Stromkosten massiv unter jenen der EU-Länder liegen.

Viele Schweizer Anbieter verrechnen industriepolitische Strompreise, die gerade die Gesteuungskosten decken. Die versteckte Subvention geht zulasten der Gemeinden und Kantone bzw. deren Steuerzahler. Die Centralschweizerischen Kraftwerke CKW haben zudem angekündigt, für das neue Werk die Kostendeckende Einspeisevergütung in Anspruch nehmen zu wollen – wieder zulasten der Steuerzahler, diesmal jener der ganzen Schweiz. Und schliesslich sind auch die Schafe nicht gratis: Flächen- und Tierbeiträge kommen auch aus der Bundeskasse. Mit welcher Wertschöpfung die dreifache Subventionierung in der neuen schönen Energiewelt letztlich bezahlt werden soll, weiss aber niemand.

Thomas Held war bis 2010 Direktor von Avenir Suisse. Überarbeitete Fassung der Kolumne im «Magazin» vom 09.06.2012, Nachdruck mit Genehmigung

Sichere Versorgung?

In der Schweiz fehlt eine kohärente Energiestrategie. Statt der häufig geforderten Energieunabhängigkeit braucht das Land eine konsequente Integration in den europäischen Energiemarkt. Dies stellte Urs Meister fest, bevor im März 2011 die Katastrophe im japanischen Fukushima geschah und der Bundesrat überstürzt den Ausstieg der Schweiz aus der Atomkraft beschloss. Der Energie-Experte von Avenir Suisse veröffentlichte im Dezember 2010 sein Buch «Energiesicherheit ohne Autarkie. Die Schweiz im globalen Kontext» (Verlag Neue Zürcher Zeitung, 304 Seiten, vergriffen). Die Studie zeigt die globalen und nationalen Versorgungsstrukturen für Erdöl, Gas und Strom auf, legt die Risiken dar, die sich daraus für die Schweiz ergeben, und evaluiert darauf gestützt Massnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit. Eine Zusammenfassung lässt sich kostenlos auf der Website von Avenir Suisse herunterladen, das ganze Buch via Google. Die Lektüre lohnt sich gerade nach Fukushima.

Härterer Wettbewerb!

Das Stromnetz ist ein natürliches Monopol: Es wäre unökonomisch, ein paralleles Netz aufzubauen. Und die Schweizer möchten alle mit Strom versorgen. Deshalb gehört die Elektrizitätsinfrastruktur zum Service public. Aber das heisst nicht, dass in der Stromversorgung kein Wettbewerb herrschen darf – im Gegenteil: «Mehr Markt für den Service public» fordert Urs Meister in einer umfassenden Studie, die er im Februar 2012 herausgab (Verlag Neue Zürcher Zeitung, 336 Seiten, 38 Franken). «Warum die Schweizer Infrastrukturversorgung weniger Staat und mehr Wettbewerb braucht», zeigt er gerade auch für die Elektrizitätswirtschaft. Nach einer halbherzigen Liberalisierung leben wir «in der schlechtesten aller Welten», wie Urs Meister meint: Mehr Markt würde den Service public nicht abschaffen, sondern verbessern. Eine Zusammenfassung der umfangreichen Studie findet sich auf der Website von Avenir Suisse – zum kostenlosen Herunterladen als Service public.

Publikationen



Verantwortlich für diese Ausgabe Gerhard Schwarz und Urs Meister, Avenir Suisse, Zürich Mitarbeitende Barbara Angerer, Thomas Held, Michael Mandl, Jörg Naumann, Ivo Scherrer, Annegret Sturm, Dominique Zaugg, Luc Zobrist Redaktion Giessereistrasse 5, 8005 Zürich, Telefon 044 445 90 00, E-Mail redaktion@avenir-suisse.ch Gestaltung arnold.kircherburkhardt.ch Druckauflage 8500 Exemplare Druck Feldegg AG, www.feldegg.ch Download Nachdruck, auch auszugsweise, mit Quellenangabe («avenir spezial») gestattet; abrufbar als PDF auf www.avenir-suisse.ch.