

**Zeitschrift:** Schweizer Monat : die Autorenzeitschrift für Politik, Wirtschaft und Kultur  
**Band:** 97 (2017)  
**Heft:** 1046  
  
**Artikel:** Denkt systematisch!  
**Autor:** Scherrer, Ivo  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-736490>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

**Download PDF:** 14.01.2026

**ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>**

# Denkt systemisch!

Der Strommarkt funktioniert nicht mehr.  
Wie könnten wir ihn jenseits  
alter Ideologien neu gestalten?

*von Ivo Scherrer*

**A**m Anfang war das Abenteuer. Private Pioniere brachten den ersten Strom in die Schweiz. Im Sommer 1879 erstrahlten die ersten Glühbirnen des Landes im Kursaal des Hotels Kulm in Sankt Moritz. Für viele Jahre blieb Strom ein Luxusgut. Doch dann begann in Europa einer der wichtigsten Feldzüge der modernen Zeit: die Elektrifizierung des Kontinents.

Heute funktioniert der europäische Strommarkt nicht mehr. Die Preise spielen verrückt, Energieunternehmen schreiben rote Zahlen, ein politischer Vorstoss jagt den nächsten. Vielleicht nutzen wir jetzt die Chance für eine Reform, die über kurzfristigen Protektionismus oder reine Ideologie hinausgeht und die alle Anliegen – Versorgungssicherheit, Effizienz, Umweltverträglichkeit – ernst nimmt. Wie könnte eine solche Reform aussehen? Dazu müssen wir erst verstehen, wie der Strommarkt zu dem geworden ist, was er heute ist.

## Von Pionieren und Monopolen

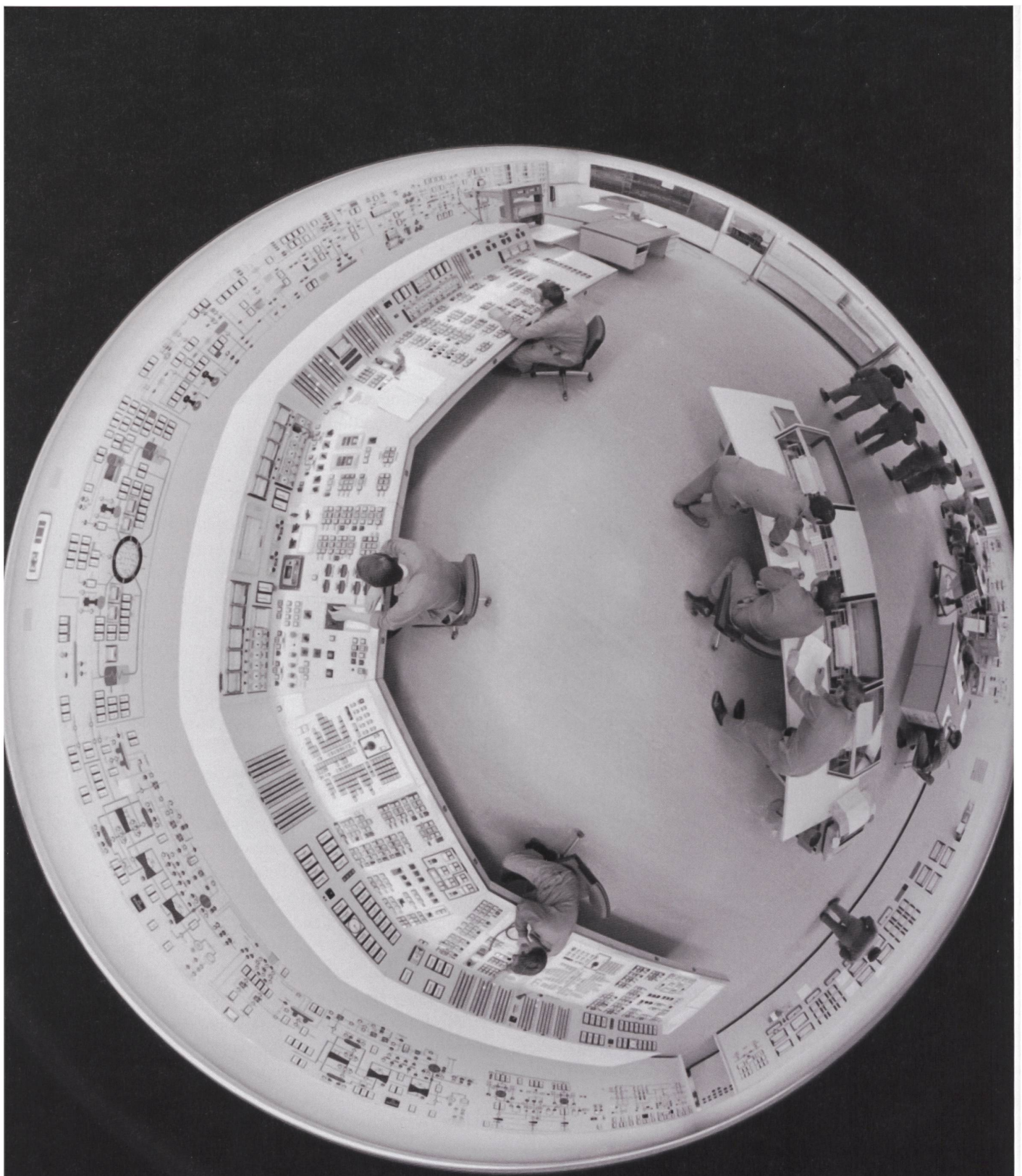
Nicht nur in Sankt Moritz, auch in Frankreich oder Deutschland war Strom um 1880 Luxusgut. Ein grosser Durchbruch gelang

---

## Ivo Scherrer

ist Ökonom, forscht zu energiewirtschaftlichen Fragen in Paris und ist Mitgründer des französischen Think Tanks Argo.

1891 an der Internationalen Elektrotechnischen Ausstellung in Frankfurt am Main. Hunderttausende Besucher erlebten, wie Strom erstmals aus einem rund 180 Kilometer weit entfernten Wasserkraftwerk direkt zu ihnen geleitet wurde und die Eingangshalle im Licht von 1000 Glühbirnen erstrahlen liess. Strom liess sich über weite Strecken leiten. Da nun die Stromübertragung über weite Strecken mit relativ tiefen Verlusten möglich war, wurde Strom für die breite Energieversorgung attraktiv. Das zivilisatorische Potenzial des Stroms wurde allmählich erkannt, und in der Schweiz setzte sich die Überzeugung durch, dass ein Recht auf Versorgung bestehen müsse. So begannen Gemeinden und Kantone Schritt für Schritt private Kraftwerke aufzukaufen und etablierten lokale Monopole. Der Anteil von privaten Produzenten in der Stromproduktion sank in der Folge von knapp



Das erste Kernkraftwerk der Schweiz wurde 1969 von der Nordostschweizerischen Kraftwerke AG (NOK) in Betrieb genommen. Deren Träger waren und sind die Kantone Aargau, Appenzell, Glarus, Schaffhausen, St. Gallen, Zug und Zürich sowie einige ihrer Elektrizitätswerke, heute bekannt unter dem Namen Axpo Power AG. Bild: Schaltzentrale des Atomkraftwerks Beznau kurz nach der Inbetriebnahme 1969, fotografiert von Jules Vogt / ETH-Bibliothek, Bildarchiv / Com\_M18-0203-0013 / CC BY-SA 4.0.

99 Prozent im Jahr 1885 auf 44 Prozent im Jahr 1950 und auf knapp 10 Prozent in 2015.

Zwei grosse Nachfrageschübe trieben in der Schweiz den Ausbau der Stromversorgung an: die Elektrisierung des Bahnnetzes der SBB, welche ab dem 1. Weltkrieg aufgrund des zunehmenden Kohlemangels eingeleitet wurde, und das starke Wirtschaftswachstum der Nachkriegszeit. Die geographisch abgegrenzten Monopole kontrollierten von Produktion über Übertragung bis hin zur Endverteilung die gesamte Wertschöpfungskette und waren dafür verantwortlich, die Stromversorgung sicherzustellen. Lokale und regionale Versorger im Besitz von Kantonen und Gemeinden wie etwa die Zürcher EWZ, die Basler IWB oder die Berner BKW schlossen sich punktuell zusammen, um grosse Wasser- und Atomkraftwerke zu finanzieren, liessen sich sonst aber in ihren Hoheitsgebieten gewähren.

### Liberalisierung und Internationalisierung

Die 1980er und 1990er Jahre brachten eine Reihe von Liberalisierungen ausserhalb der Schweiz. Viele Ökonomen kritisierten die Ineffizienz monopolistischer Branchen, wie etwa der Telekom, der Eisenbahn, der Post und eben der Stromversorgung. Monopole scherten sich nicht um Kosten, so die Argumentation, weil sie nur ein einziges Kriterium im Auge behalten müssten – die Versorgungssicherheit. Monopolistische Stromversorger hätten einen Anreiz, zu viel in Kraftwerke und Stromnetze zu investieren, um das Risiko eines Stromausfalls gegen null zu bringen, und dabei die Kosten auf die Kunden abzuwälzen, die ja keine Wahlfreiheit hatten. Um Anreize zur Effizienzsteigerung – und damit zu tieferen Preisen – zu schaffen, empfahlen die Experten, den ganzen Stromsektor aufzubrechen und Wettbewerb in Produktion und Handel zu ermöglichen. Das Netz, ein natürliches Monopol, sollte straffer Kostenregulierung unterstellt werden.

Verschiedene Staaten folgten dem Rat der Ökonomen. Zuerst in England, in einigen Teilen der USA, in Chile und später in der gesamten EU. Gleichzeitig wurde für den Stromhandel eine neue Marktordnung entworfen. In den meisten EU-Staaten setzte sich zunächst der sogenannte Energy-only-Markt durch, der auf einem kurzfristigen Auktionsmechanismus basiert. Für jede volle Stunde oder jede Viertelstunde werden an den europäischen Strombörsen Auktionen durchgeführt, in denen die benötigte Strommenge eingekauft wird. Der Auktionsmechanismus stellt dann sicher, dass diejenigen Kraftwerke eingesetzt werden, welche den verlangten Strom zu den tiefstmöglichen marginalen Kosten produzieren. Alle Kraftwerke, die den Zuschlag erhalten, erhalten denselben Auktionserlös – das ist der Marktpreis.

Die Schweiz hat im Unterschied zu den EU-Staaten den Strommarkt nur teilliberalisiert. Grosskunden mit einem jährlichen Konsum von über 100 Megawattstunden, davon betroffen sind nur die 1 Prozent grössten Stromkonsumenten, dürfen seit 2009 ihren Lieferanten frei wählen. Alle anderen Kunden, dazu gehören Haushalte und KMU, müssen weiterhin

den Strom bei ihrem lokalen Versorger beziehen. Die Schweiz ist aber von den Umwälzungen auf den europäischen Strommärkten mitbetroffen. Denn die Schweiz ist einerseits physisch im europäischen Strommarkt eingebunden und handelt andererseits rege mit den europäischen Nachbarn. Die Schweiz als winziger Markt setzt den Preis nicht selber. Vielmehr bewegen sich die Schweizer Preise zwischen dem tendenziell tieferen deutschen und dem tendenziell höheren italienischen Preisniveau.

Erwartet wurde, dass die Preissignale des liberalisierten Marktes ausreichen würden, um genügend Investoren in das Geschäft der Stromproduktion zu locken. Doch es sollte anders kommen. Denn in der Zwischenzeit haben politische Entscheide die Rahmenbedingungen derart auf den Kopf gestellt, dass der Strommarkt kaum mehr funktioniert. Die Preise sind zerfallen, die Energieunternehmen schreiben Verluste und halten sich mit Investitionen zurück. Warum?

### Subventionen, Subventionen, Subventionen

Die Monopole waren nun aufgebrochen. Doch die Stromversorgung hatte noch ein weiteres, möglicherweise hartnäckigeres Problem, das damit nicht gelöst war: nämlich massive negative Externalitäten. Stromproduzenten tragen historisch einen beträchtlichen Teil der tatsächlich von ihnen verursachten Kosten nicht selber. Das gilt für fossile Kraftwerke, die die von ihnen angerichteten Umweltschäden nicht tragen, oder auch für Kernkraftwerke, die weder das von ihnen ausgehende Risiko noch die Kosten einer Endlagerung ihrer Abfälle verantworten. Die impliziten Subventionen von fossilen Kraftwerken werden durch explizite Subventionen ergänzt. Alleine im Jahr 2012 subventionierten die EU-Staaten die Kohleindustrie durch verschiedene Formen finanzieller Unterstützung mit geschätzten 10 Milliarden Euro.

Die politische Antwort auf dieses Problem waren Umweltregulierungen in verschiedensten Formen. Auf EU-Ebene wurde etwa ein System mit handelbaren CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten eingeführt, das CO<sub>2</sub>-Emittenten dazu verpflichtete, Verschmutzungsrechte zu kaufen, um Strom produzieren zu können. Gleichzeitig entschieden verschiedene europäische Länder, die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien zu subventionieren. Die Subventionen werden über allgemeine Steuern oder Abgaben auf dem Stromkonsum finanziert und machen heute in der Schweiz 8 Prozent und in Deutschland 40 Prozent des Strompreises aus.

Die Produktion von erneuerbaren Energien wurde in den letzten Jahren in Europa massiv ausgebaut – allein zwischen 2005 und 2014 hat sich die installierte Kapazität an Photovoltaik- und Windanlagen mehr als verfünffacht. Wegen dieser grossen Menge an erneuerbaren Energien werden fossile Kraftwerke weniger eingesetzt. Auf den ersten Blick scheint dies positiv. Doch weil entsprechend weniger CO<sub>2</sub>-Zertifikate nachgefragt werden, hat dies – neben der tiefen Energienachfrage und der anfänglich zu grosszügigen Ausstellung der Zertifikate – zu einem Preiszerfall der CO<sub>2</sub>-Zertifikate geführt. Und das trägt wiederum dazu bei, dass

Kohlekraftwerke in Europa billiger produzieren als Gaskraftwerke, obwohl sie fast doppelt so viel CO<sub>2</sub> pro erzeugte Kilowattstunde Strom ausstossen. Mit anderen Worten: die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien unterminiert indirekt den CO<sub>2</sub>-Preis.

Die Subventionen haben im Zusammenspiel mit einer stagnierenden Nachfrage und tiefen Gaspreisen den Strompreis in Europa zwischen 2008 und 2015 um 60 bis 70 Prozent einbrechen lassen. In erster Linie ist das ein Problem für die Energieunternehmen, in zweiter für die ganze Gesellschaft. Denn wer ist noch zu Investitionen bereit, wenn die Preise derart zerfallen? In ganz Europa und auch in der Schweiz vermeiden Stromunternehmer seit Jahren regelmässig Verluste in dreistelliger Millionen- und in einzelnen Fällen gar in Milliardenhöhe. Entsprechend geht die Angst um: Geht uns in 10 bis 15 Jahren das Licht aus, wenn alte Kraftwerke vom Netz müssen? Diese Sorge hat insbesondere in der Schweiz an Bedeutung gewonnen, nachdem im Winter 2015/16 das Land nur knapp an einem grossflächigen Stromausfall vorbeigeschlittert war, als die Leistungen der Wasserkraftwerke nach einem trockenen Sommer und Herbst historisch tief waren, das AKW Beznau unerwartet lange ausfiel und Importkapazitäten nur bedingt verfügbar waren.

### Der Markt, der keiner mehr ist

Der ursprünglich designte Markt evaporiert somit Schritt für Schritt. Um konventionelle Kraftwerke am Netz zu halten, haben fast alle EU-Staaten in Eigenregie sogenannte Kapazitätsmechanismen eingeführt, welche Kraftwerke zusätzlich zur Stromproduktion für deren reine Verfügbarkeit, also für deren Produktionskapazität, vergüten. Experten gehen davon aus, dass insbesondere ältere Kohlekraftwerke, die eigentlich vom Markt hätten genommen werden sollen, von diesen nationalen Kapazitätsszahlungen profitieren werden. Sogar der ursprüngliche Liberalisierungspionier England hat sich vom Markt verabschiedet und einem französisch-chinesischen Konsortium, welches das neue Atomkraftwerk Hinkley Point C bauen soll, einen inflationsindexierten Abnahmepreis von 9.25 Pence pro Kilowattstunde versprochen, was mehr als doppelt so viel ist, als die Preise am britischen Strommarkt gegenwärtig hergeben. Die eidgenössischen Räte haben im Herbst 2016 beschlossen, Schweizer Wasserkraftwerke vorübergehend mit einer Prämie von einem Rappen pro Kilowattstunde zu unterstützen. Diese Marktprämie wird den serbelnden Schweizer Energieunternehmen zwar etwas unter die Arme greifen, eine möglicherweise periodisch auftretende Stromknappheit im Winter aber nicht beheben können. Weltweit wurden 2015 95 Prozent aller Neuinvestitionen in Kraftwerke in einem Regime getätigt, in dem der Staat langfristige Abnahmepreise garantiert und damit einen Grossteil des Investitionsrisikos übernimmt.

In vielen Ländern, auch in der Schweiz, wird der Strom heute zwar nicht mehr in einem vertikal integrierten Monopol hergestellt, dafür in einem komplizierten Netzwerk von umwelt- und

versorgungspolitisch motivierten Subventionen, die sich gegenseitig kannibalisieren. Wir sind jetzt an dem eingangs erwähnten Punkt: Der Strommarkt funktioniert nicht mehr, und wir sind gezwungen, ihn neu zu gestalten. Wie könnte eine Reform jenseits von Protektionismus oder Ideologie aussehen?

### Ein filigranes System

Zunächst ist diese Einsicht wichtig: Der Strommarkt ist ein filigranes System. Er betrifft eine für das moderne Leben absolut kritische Infrastruktur. Es handelt sich um einen Markt, in dem nicht nur virtuell, rechtlich und finanziell, sondern auch physisch tatsächlich alle Akteure miteinander verbunden sind. Trifft man politische Entscheide nur aus einer Perspektive – etwa Versorgungssicherheit oder Umwelt –, kassiert man Probleme an einem anderen Ort. Was es braucht, ist eine Perspektive, die Effizienz, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit als gleichberechtigte Ziele betrachtet.

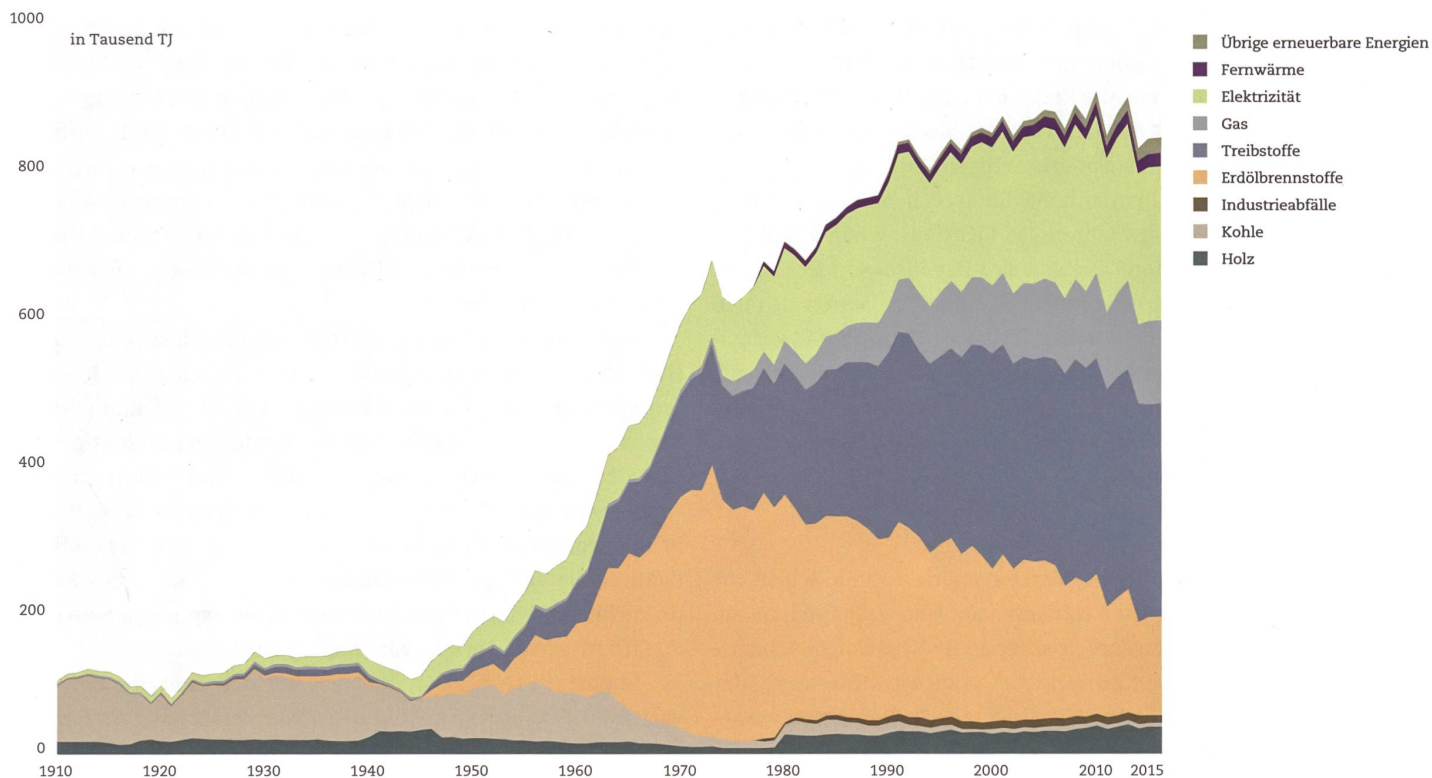
Aus ökonomischer Perspektive am elegantesten wäre der Dreisatz aus einem wettbewerblichen und international integrierten Spotmarkt, einer aussagekräftigen CO<sub>2</sub>-Steuer und gezielten Kapazitätsauktionen. Der Spotmarkt würde den kurzfristigen Einsatz der Kraftwerke optimieren und den Wert von Flexibilität richtig bepreisen, die CO<sub>2</sub>-Steuer würde Anreize für Investitionen in nichtfossile Kraftwerke geben und die Kapazitätsauktionen könnten die Verfügbarkeit von Kraftwerken in Knappheitsmonaten sicherstellen. Dies würde bedingen, die expliziten Subventionen für fossile und erneuerbare Energien abzubauen.

In einem Szenario, in dem erneuerbare Energien mit tiefen variablen Erzeugungskosten die Stromversorgung dominieren und die Preise im Strommarkt entsprechend immer häufiger gegen null tendieren, könnte ein anderer Ansatz attraktiv sein, der sich am brasilianischen Modell orientiert: Dabei können die Stromverteiler Prognosen über die zukünftige Nachfrage anstellen und schreiben dann gemeinsam die benötigten Kraftwerkskapazitäten periodisch aus. Unterschieden wird dabei zwischen Auktionen für bestehende und für neu zu bauende Kraftwerke. Stromproduzenten, die in einer solchen Auktion den Zuschlag erhalten, erhalten Langfristverträge mit fixer Dauer und festem Abnahmepreis. Dabei sorgen die langen Fristen und fixen Preise der Abnahmeverträge für Investitions- und damit für Versorgungssicherheit. Die Auktionen würden dabei für Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien sorgen und stellen sicher, dass sich jeweils die kostengünstigste durchsetzt. In einem solchen System mit langfristigen Auktionen könnten gewisse Technologien, insbesondere Kohle, von vornherein ausgeschlossen werden.

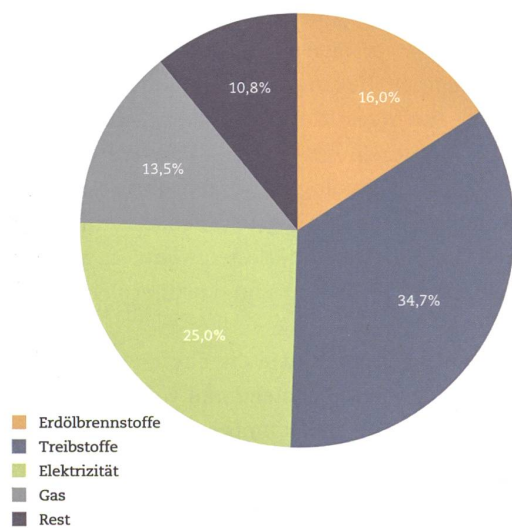
Es gibt also durchaus Optionen, wie die energiepolitischen Ziele von Versorgungssicherheit, Effizienz und Umweltverträglichkeit in Einklang gebracht werden könnten. Nun ist es an der Politik, ideologische Annahmen abzulegen und eine systemische Perspektive einzunehmen. ◀

# Zahlen zur Schweizer Energie

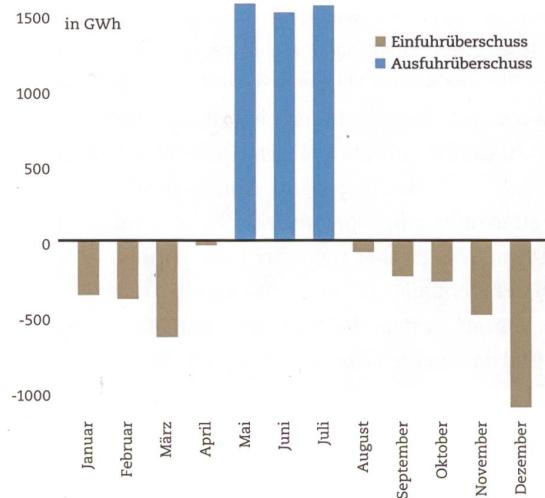
**Grafik I.I:** Endenergieverbrauch in der Schweiz nach Jahr und Energieträger



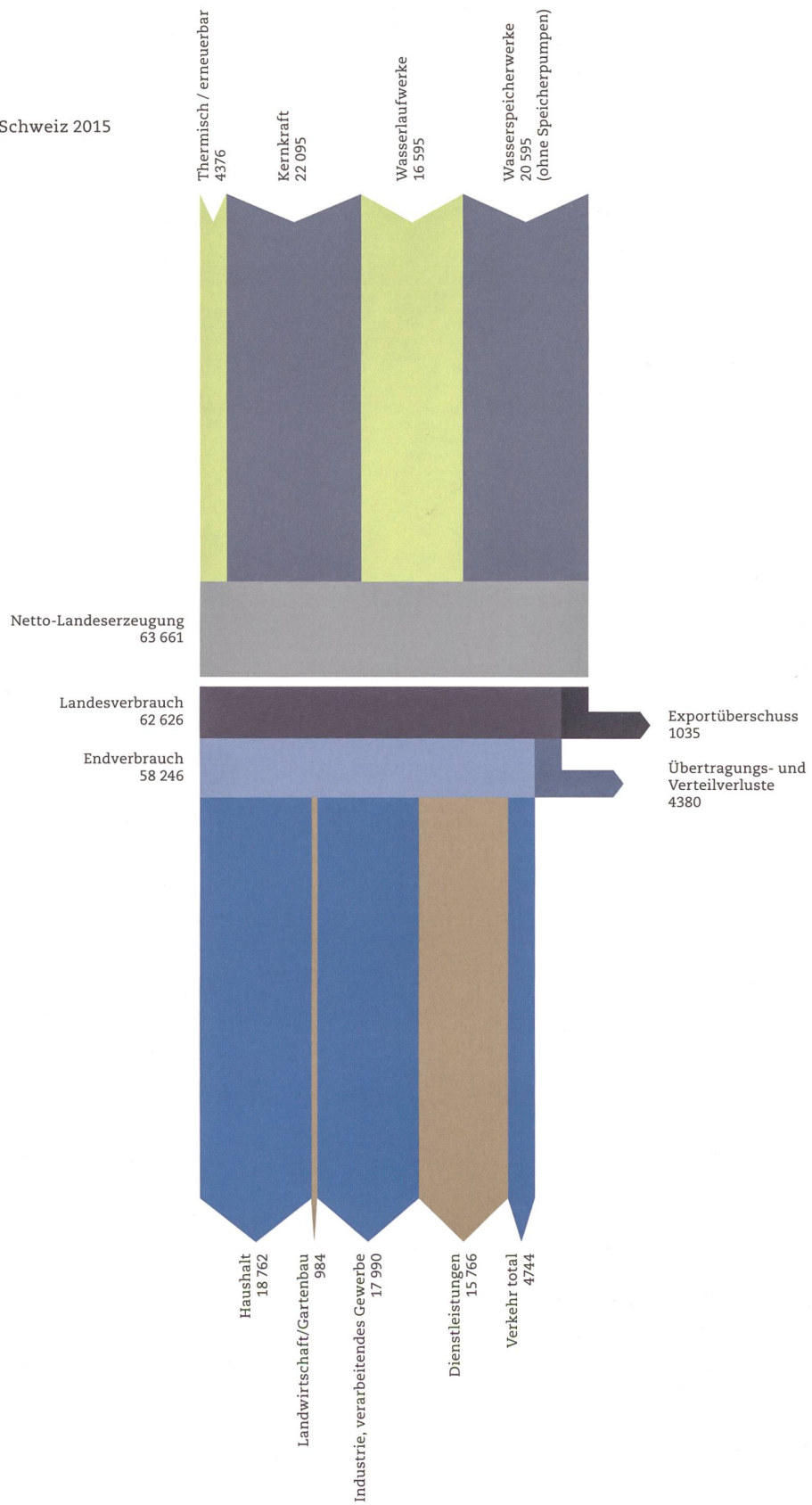
**Grafik I.II:** Aufteilung des Endverbrauchs nach Energieträgern (2015)



**Grafik III:** Einfuhr- und Ausfuhrüberschuss Elektrizität, Monatswerte 2015



Quelle: Bundesamt für Energie, 2016.

**Grafik II:** Elektrizitätsbilanz der Schweiz 2015

Quelle: Bundesamt  
für Energie, 2016.

**Tabelle 1:** Nutzen und Nachteil der verschiedenen Energieträger in der Schweiz










Einsatz in der Schweiz	Beurteilungskriterien								
	Energieträger zur Stromproduktion	Beitrag zur Stromversorgung (2015)	Kosten	Potenzieller Beitrag zur Stromversorgung	Beitrag zur Stabilisierung des Netzes	Abhängigkeit von externen Faktoren (Wetter)	Abhängigkeit vom Ausland	CO <sub>2</sub> -Emissionen	Weitere negative Externalitäten in der Schweiz
Bestehend	<b>Wasser</b> 	59,8% oder 39 486 GWh	Grössere Wasserkraftwerke 4–9 Rp./kWh, Kleinwasserkraftwerke 8–35 Rp./kWh	+	+++	+	++	+++	+
				Leicht steigend durch Optimierung bestehender Werke, aber Begrenzung durch Naturschutzanliegen	Sehr hoher Beitrag, liefert Band- und Spitzenenergie; Zu-/Abschaltung i.d.R. ohne grossen Zeitverlust möglich; Pumpspeicherkraftwerke können ähnlich wie grosse Batterien betrieben werden	Eher gering, abhängig vom Niederschlag; geringere Niederschlagsmenge und Stromproduktion im Winterhalbjahr	Gering, teilweise technologische Abhängigkeit für den Bau	Geringe beim Bau, kaum bei Betrieb (Fahrten Mitarbeiter für Betrieb und Unterhalt)	Eingriff ins Landschaftsbild, den natürlichen Wasserhaushalt und den Bestand an Wasserlebewesen, insb. Fische; sehr geringes Restrisiko eines Dammbruchs
	<b>Kernkraft</b> 	33,5% oder 22 095 GWh	4–7 Rp./kWh	---	++	+++	---	++	++
				Schwindende Akzeptanz in Öffentlichkeit und Politik, Wirtschaftlichkeit kaum mehr gegeben (Nachrüstungen), eher Ab- statt Ausbau in den nächsten Jahrzehnten	Hoher Beitrag, liefert Bandenergie und deckt Teil der Grundlast ab; Schwankungsausgleich in begrenztem Umfang möglich; Kaltstartzeit 12–25 Stunden	Sehr gering; abgesehen von technisch bedingten Unterbrüchen konstante Leistungsabgabe möglich	Hoch, für Brennstoff Uran und Technologie	Geringe beim Abbau von Uran und beim Bau, kaum beim Betrieb (Fahrten Mitarbeiter für Betrieb und Unterhalt)	Eingriff ins Landschaftsbild, sehr geringes Restrisiko des Austritts von radioaktiver Strahlung (allerdings hohes theoretisches Schadenspotenzial)
	<b>Biomasse</b> 	2,4% oder 1608 GWh	11–48 Rp./kWh	-	+	+++	+++	++	++
				Gering, grundsätzlich nachwachsender, aber begrenzt verfügbarer Rohstoff (Holz, Kehrlicht, Biogas)	Positiver Beitrag (Zu-/Abschaltung i.d.R. ohne Zeitverlust möglich), aber aufgrund des beschränkten Potenzials geringer absoluter Beitrag	Sehr gering; abgesehen von technisch bedingten Unterbrüchen konstante Leistungsabgabe möglich	Gering, grundsätzlich nachwachsender, aber im Inland begrenzt verfügbarer Rohstoff	CO <sub>2</sub> -Ausstoss beim Transport der Biomasse und beim Betrieb; Betrieb nur teilweise CO <sub>2</sub> -neutral; falls die Biomasse sowieso verbrannt werden sollte (z.B. Kehrlicht), dann beträgt der zusätzliche, energiebedingte CO <sub>2</sub> -Ausstoss null	Zunahme der Luftschadstoffe; falls die Biomasse sowieso verbrannt werden sollte (z.B. Kehrlicht), dann beträgt der zusätzliche, energiebedingte Schadstoffausstoss null
Zusätzliche Möglichkeiten	<b>Wärme-Kraft-Kopplung</b> 	2,4% oder 1604 GWh	14–22 Rp./kWh	--	--	+++	---	++	++
				Ausbaubar, aber hohe Kosten; CO <sub>2</sub> -Problematik, meist wird Gas oder Erdöl eingesetzt	Gering, Stromproduktion abhängig von Wärmebedarf und daher nicht steuerbar	Sehr gering; abgesehen von technisch bedingten Unterbrüchen relativ konstante Leistungsabgabe möglich	Hohe Abhängigkeit für Brennstoffe Gas oder Erdöl	CO <sub>2</sub> -Ausstoss beim Transport des Brennstoffs und beim Betrieb; Betrieb meist nicht CO <sub>2</sub> -neutral (Ausnahme: Biogas); da aber sowieso geheizt wird, beträgt der zusätzliche, energiebedingte CO <sub>2</sub> -Ausstoss null	Zunahme der Luftschadstoffe; da aber sowieso geheizt wird, beträgt der zusätzliche, energiebedingte Schadstoffausstoss null
	<b>Photovoltaik</b> 	1,7% oder 1119 GWh	17–21 Rp./kWh	+	---	--	+	++	+
				Ausbaubar, aber die Schweiz ist vergleichsweise ein suboptimaler Standort; steigende Konflikte mit dem Landschafts- und Ortsbild; massiver Ausbau ohne grosse Speichermöglichkeiten wenig sinnvoll	Produktion schlecht steuer- und planbar, destabilisiert eher das Netz	Hoch; abhängig von der Bewölkung und dem Einfallswinkel der Sonnenstrahlen (Tages- und Jahreszeit)	Relativ gering, Importe der Solarpanele	Geringe beim Abbau der Rohstoffe, der Fertigung und der Installation; kaum beim Betrieb (ausser Unterhalt)	Eingriff ins Landschafts- oder Ortsbild; kein zusätzlicher Landverbrauch, falls nur bestehende Dächer genutzt werden; negativer Effekt auf die Netzstabilität, höhere Netzmanagementkosten
	<b>Wind</b> 	0,2% oder 110 GWh	13–21 Rp./kWh	+	---	---	+	++	+
				Ausbaubar, aber die Schweiz ist vergleichsweise ein suboptimaler Standort; steigende Konflikte mit dem Landschafts- und Ortsbild; massiver Ausbau ohne grosse Speichermöglichkeiten wenig sinnvoll	Produktion weder steuer- noch planbar, destabilisiert eher das Netz	Sehr hoch; abhängig von der Windstärke und -konstanz	Relativ gering, technologische Abhängigkeit für den Bau	Geringe beim Abbau der Rohstoffe, der Fertigung und der Installation; kaum beim Betrieb (ausser Unterhalt)	Eingriff ins Landschafts- oder Ortsbild, Lärmemissionen, Vogelschlag; negativer Effekt auf die Netzstabilität, höhere Netzmanagementkosten
Zusätzliche Möglichkeiten	<b>Geothermie</b> 	0% oder 0 GWh	ca. 20–40 Rp./kWh	-	+	+++	+	+++	-
				Mengenpotenzial vorhanden, praktische Umsetzung aber erst am Anfang; (noch) teuer	Positiv, aber noch geringe praktische Erfahrung	Sehr gering; abgesehen von technisch bedingten Unterbrüchen konstante Leistungsabgabe möglich	Relativ gering, technologische Abhängigkeit für den Bau	Geringe beim Bau, kaum beim Betrieb	Allenfalls Auswirkungen auf das Grundwasser, evtl. Ursache für Mikroerdbeben
	<b>Gaskombi</b> 	0% oder 0 GWh	5–15 Rp./kWh (Deutschland)	+	++	+++	---	--	--
Zusätzliche Möglichkeiten				Grundsätzlich denkbar, aber fragwürdige Akzeptanz aufgrund CO <sub>2</sub> -Ausstoss	Potenziell hoher Beitrag, liefert Bandenergie und deckt Teil der Grundlast ab; Kaltstartzeit beträgt 2–5 Stunden	Sehr gering; abgesehen von technisch bedingten Unterbrüchen konstante Leistungsabgabe möglich	Hohe Abhängigkeit für Gas und Technologie	Hohe CO <sub>2</sub> -Emissionen durch Verbrennung des Gases (aber rund 50% weniger als bei Kohle)	Zunahme Klimaschadstoffe wie z.B. Methan
	<b>Kohle</b> 	0% oder 0 GWh	4–9 Rp./kWh (Deutschland)	--	++	+++	---	---	---
				Grundsätzlich denkbar, aber wohl keine Akzeptanz aufgrund CO <sub>2</sub> -Ausstoss und weiterer Schadstoffe	Potenziell hoher Beitrag an die Mittel- und Grundlast; Kaltstartzeit beträgt 4–15 Stunden	Sehr gering; abgesehen von technisch bedingten Unterbrüchen konstante Leistungsabgabe möglich	Hohe Abhängigkeit für Kohle und Technologie	Sehr hohe CO <sub>2</sub> -Emissionen durch Verbrennung der Kohle	Zunahme der Luftschadstoffe

Tabelle: Patrick Dümmler. Er ist Ökonom und Senior Fellow beim liberalen Think Tank Avenir Suisse.

Quelle: Avenir Suisse, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE)