

Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 109 (2017)
Heft: 2

Artikel: Neue Rahmenbedingungen für eine ausreichende und klimafreundliche Stromproduktion in der Schweiz
Autor: Beer, Michael
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-941610>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 04.04.2025

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

Neue Rahmenbedingungen für eine ausreichende und klimafreundliche Stromproduktion in der Schweiz

Michael Beer

Zusammenfassung

Angesichts der schlechten Wirtschaftlichkeit grosser Teile der Stromproduktion in Europa wird mehr und mehr darüber diskutiert, ob das herkömmliche Strommarktdesign noch zureichend ist. Tatsächlich kann argumentiert werden, dass der Strommarkt, wie er heute funktioniert, in einem zunehmend von fixkostenlastigen Technologien geprägten Kraftwerkspark systematisch nicht mehr ausreichende, langfristige Investitionsanreize setzt. Gravierender ist allerdings, dass viele Länder nicht auf marktverträgliche Steuerungsinstrumente wie den CO₂-Preis setzen, sondern mit Subventionen gezielt am Markt vorbei einzelne Technologien fördern. Sowohl die Klima- wie auch die Energiepolitik verlieren so an Griffbarkeit und Wirksamkeit.

Die Schweiz ist dank ihrer hohen Vernetzung mit den Nachbarländern in einer partikulären Lage, die es ihr ermöglicht, für die Stromversorgung systematisch auf Importe zu setzen. Die damit verbundenen Risiken sollten aber nicht unterschätzt werden. Eine sichere und zuverlässige Stromversorgung ist für die Schweizer Wirtschaft von strategischem Interesse. Das heutige Marktdesign wird diese allein nicht garantieren. Es sollte ein Grundbestand an Kraftwerken in der Schweiz langfristig profitabel operieren können, um vorab im Winter die Auslandabhängigkeit der Schweiz in einem aus Risikogesichtspunkten vertretbaren Rahmen zu halten. Eine rasche massvolle Stützung der Wirtschaftlichkeit lokaler, klimafreundlicher Stromproduktion mit einem marktverträglichen Instrument erscheint angebracht.

Der von den sechs grossen Schweizer Stromproduzenten Axpo, Alpiq, CKW, Repower, FMV und AET im Frühjahr 2017 vorgebrachte Modellvorschlag kann dies leisten: Eine rasch wirksame Grundversorgungsprämie greift als befristete Sofortmassnahme der Wasserkraft unter die Arme und lindert gleichzeitig die Ungleichbehandlung unter den Produzenten und festen Endverbrauchern in der Schweiz, die durch die unvollständige Marktöffnung herbeigeführt wurde. Mittel- bis langfristig wird sie abgelöst durch ein Versorgungs- und Klimamarktmodell, das den Wert von klimafreundlicher, lokaler Stromproduktion erhöht, wenn der Bedarf dafür gegeben ist. Durch die Koppelung an die CO₂-Abgabe wird erreicht, dass Strom und Brennstoffe in der Schweiz gleich lange Spiesse haben und dass die hiesigen Ansprüche an den Klimaschutz nicht umgangen werden.

1. Ausgangslage

1.1 Anpassungsbedarf im Strommarktdesign?

«Electricity markets are broken – can they be fixed?» Unter diesem Titel stellte das Oxford Institute for Energy Studies im Januar 2016 fest, dass die Art und Weise, wie der Strommarkt in Europa funktioniert, in einem zunehmend von erneuerbaren Technologien geprägten Kraftwerkspark systematisch nicht mehr ausreichende, langfristige Investitionsanreize setzt (Keay, 2016). Der Autor führt als Indiz für diese These mitunter an, dass die Gesamtkosten für die Stromerzeugung in den letzten

Jahren stetig stiegen, die Strompreise am Grosshandelsmarkt aber stark sanken.

Dieser Effekt ist in *Bild 1* exemplarisch am Strompreis für ein Industrieunternehmen in Deutschland dargestellt. Der Grosshandelspreis ist seit 2011 rückläufig, während die Abgaben stark anstiegen. Dieser Anstieg ist zu einem grossen Teil durch Subventionen für neue Erneuerbare – also zusätzliche Stromerzeugungskosten – getrieben, die aber ausserhalb des Markts zu den Stromproduzenten fliessen. Die Summe der übrigen Preiskomponenten (Netzentgelt, Vertrieb, Stromsteuer usw.) blieb über die Jahre relativ stabil.

Es scheint in den meisten westeuropäischen Ländern politischer Konsens zu sein, dass eine Abkehr von fossiler Stromproduktion wünschbar ist. Es fehlt aber der Mut, dafür konsequent auf ein marktcompatibles Instrument wie den CO₂-Preis zu setzen. Aus Gründen der Strukturpolitik setzt man eher auf eine Technologieförderung mittels Subventionen und nimmt dabei in Kauf, dass der bestehende Energy-only-Markt verzerrt wird. So dringt nun immer häufiger Strom aus Kraftwerken in den Markt, die ihre Kosten nicht am Markt verdienen müssen. Das Angebot an vermeintlich preisgünstigem Strom steigt, die Preise sinken. Technologien wie die Grosswasserkraft, die ohne Subventionen am Markt bestehen müssen, fahren heute systematisch Verluste ein, während die Kosten der geförderten Anlagen zu einer stets steigenden finanziellen Belastung für die Endverbraucher werden. Produzenten und Verbraucher erhalten gegenläufige Preissignale, der Markt ist verzerrt.

All dies wäre verkraftbar, wenn Aussicht darauf bestünde, dass längerfristig wieder alle Kraftwerke, die für eine ausreichende, klimafreundliche und jederzeit verfügbare Versorgung notwendig sind, ihre Gestehungskosten am Strommarkt decken könnten. Dies ist aber nicht zu erwarten. Zwar würden steigende Primärenergie- und CO₂-Preise tatsächlich die Strommarktpreise wieder mit nach oben ziehen – aber nur in jenen Stunden, wo die dargebotsabhängigen Erneuerbaren (Photovoltaik, Wind, Laufwasser) zur Verbrauchsdeckung nicht ausreichen. Je höher die Erzeugungskapazität von Kraftwerken, die ihre Primärenergie quasi kostenlos beziehen können, ausfällt, desto häufiger wird es Phasen mit tiefen Strompreisen und tiefen Deckungsbeiträgen für die Produzenten geben. Umso höher müssten die Strompreise in den anderen Phasen sein, damit die Technologien mit lagerbarer Primärenergiequelle (Speicherwasser, Kernkraft, fossile Kraftwerke)



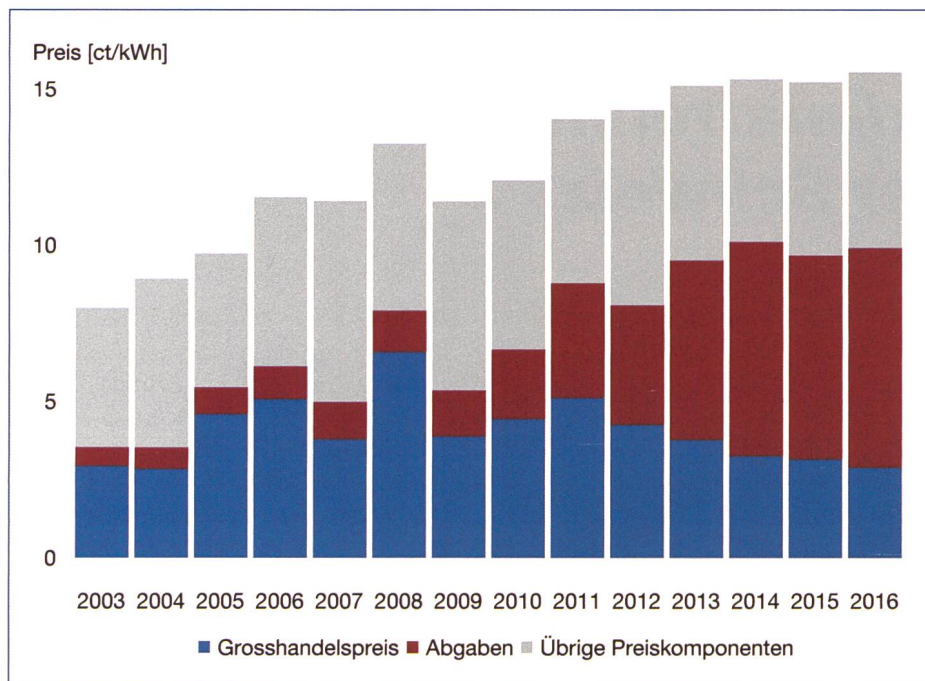


Bild 1. Entwicklung der Endverbraucherpreise für die Industrie (Jahresverbrauch 160 MWh–20 GWh, Versorgung auf Mittelspannung) im Vergleich zu den durchschnittlichen Spotpreisen im Grosshandel (Day-ahead) in Deutschland (Datenquelle: BDEW, EPEX SPOT).

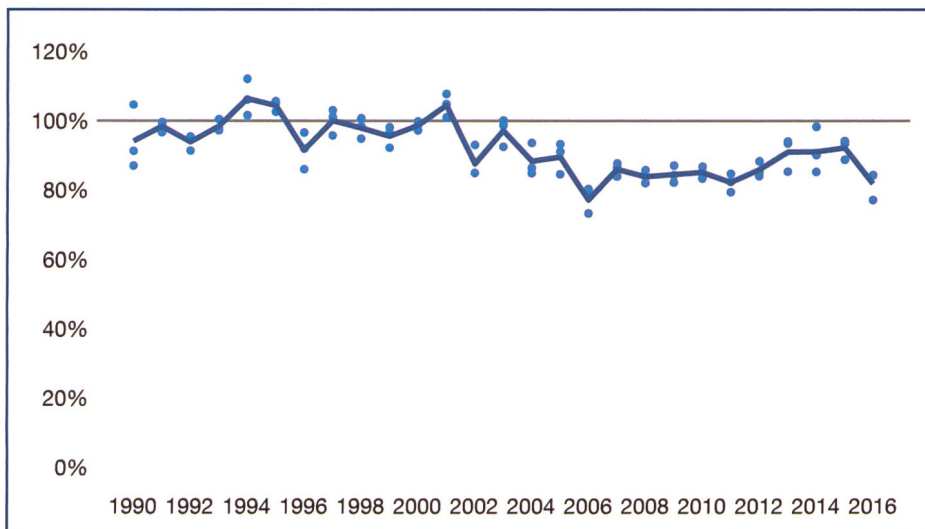


Bild 2. Entwicklung des Eigenversorgungsgrads (Verhältnis von Nettoerzeugung zum Landesverbrauch) der Schweiz im 1. Quartal jedes Jahres (Datenquelle: BFE). Die Punkte stellen die einzelnen Monatswerte und die Linie den jeweiligen Quartalsmittelwert dar.

ihre Funktion auf lange Frist ökonomisch nachhaltig erfüllen können. Dies wiederum dürfte politisch nicht durchsetzbar sein.

Es ist hauptsächlich der fehlende Glaube an den Markt, der zur jetzigen Situation geführt hat und nun Anpassungen am Strommarktdesign notwendig macht. Konsequenterweise wird es nicht genügen, Ergänzungen im Strommarktdesign vorzunehmen, ohne gleichzeitig das Vertrauen der Politik in die Marktmechanismen zu erneuern.

1.2 Die Schweiz als Preisnehmerin

Mit ihrer, verglichen zum Landesver-

brauch, stark ausgebauten Vernetzung mit den Nachbarländern ist die Schweiz in einer partikulären Lage. Die Versorgung konnte in den letzten Jahren auch mit einem Eigenversorgungsgrad von zwischen 80 und 90 Prozent in Wintermonaten sichergestellt werden (Bild 2). Laut Schätzungen der Übertragungsnetzbetreiber ist zumindest bis ins Jahr 2025 keine strukturelle Gefährdung dieses Zustands absehbar (ENTSO-E, 2017).

Aufgrund der hohen Vernetzung orientiert sich auch der Preis im Schweizer Grosshandelsmarkt weitgehend an jenem der Nachbarländer. Die Kostenstruktur

des inländischen Produktionsparks – mit Kern- und Wasserkraft sind Technologien mit hohen fixen und tiefen variablen Kosten vorherrschend – spielt dabei nur eine untergeordnete Rolle. Im Winter, wenn die Schweiz in der Regel nur nach Italien exportiert, nähert sich der Schweizer Preis dem italienischen Niveau an. Im Sommer, wenn auch die nördlichen Nachbarländer mit Schweizer Exportstrom bedient werden, wirken Deutschland oder Frankreich für die Schweiz preissetzend.

Diese Ausgangslage war für die Schweizer Stromproduzenten in der Vergangenheit eine hinreichend stabile Basis für ihre Geschäftstätigkeit. Im Mittel lag der Preis dank der preissetzenden Wirkung von fossilen Kraftwerken im Norden und Süden hoch genug, um übers Jahr auch die Fixkosten der hiesigen Kraftwerke decken zu können. Ausserdem erlaubte es die Flexibilität der Speicherkraftwerke, die preislich attraktivsten Stunden auszunutzen. Inzwischen hat sich die Situation geändert. Die Preise an den Grosshandelsmärkten der Nachbarländer sind im Mittel stark gesunken und haben auch den Schweizer Preis mit nach unten gezogen. Die Wirtschaftlichkeit der meisten Schweizer Kraftwerke ist heute genauso wie jene von Kraftwerken im benachbarten Ausland unzureichend.

Es gehört zum rationalen Marktverhalten, dass in einer solchen Situation Stilllegungen geprüft werden. Bereits entschieden ist sie für das Kernkraftwerk Mühleberg (per 2019), und spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens vieler Konzessionen ab den 2020er-Jahren wird sich diese Frage auch für zahlreiche Wasserkraftwerke in der Schweiz stellen. Selbst Investitionen in den reinen Substanzerhalt der Kraftwerke werden unter diesen Umständen – sofern sie nicht für den sicheren Betrieb erforderlich sind – nicht mehr getätigt. Welche Kraftwerke im internationalen Wettbewerb schliesslich überleben können, hängt von zahlreichen Faktoren ab und ist schwer vorherzusehen. Es ist allerdings bei den heutigen Rahmenbedingungen nicht ersichtlich, dass die Schweizer Wasserkraft diesbezüglich gegenüber fossilen Kraftwerken im Ausland einen komparativen Vorteil hätte.

1.3 Unzureichende langfristige lokale Preissignale

Die mit Kraftwerksstilllegungen einhergehende Verknappung des Angebots sollte in der Theorie eine preistreibende Wirkung haben und die wirtschaftliche Situation der verbleibenden Stromproduzenten wieder

normalisieren. Angesichts der eingangs beschriebenen Unfähigkeit des heutigen Strommarktdesigns, Technologien mit hohen fixen und tiefen variablen Kosten nachhaltig zu finanzieren, sind diesbezüglich allerdings gerade für die Schweiz mit ihrem bereits heute hohen Anteil an solchen Technologien Zweifel angebracht.

Ausserdem ist fraglich, ob der Markt allfällige Importrisiken adäquat antizipieren wird. Die hohe Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt lässt eine stark auf Importe abstützende Strategie als wirtschaftlich interessant erscheinen. Die damit verbundenen Risiken sind allerdings nur bei einer engen und stabilen Kooperation mit den Nachbarländern vertretbar. Siehe dazu auch die Äusserungen von ECom-Präsident *Carlo Schmid-Sutter* am diesjährigen Stromkongress (*Schmid-Sutter, 2017*). Die Frage, ob die zur Verfügung stehenden Kraftwerke und Leitungen ausreichen, um den Bedarf in allen Ländern jederzeit zu decken, müsste länderübergreifend beantwortet werden. Und falls sie verneint wird, müsste man gemeinsam Massnahmen treffen.

Leider zeigen die Erfahrungen aus den Verhandlungen zu einem Stromabkommen mit der EU, dass politische Vorbehalte durchaus wirtschaftlich optimalen Lösungen im Weg stehen können. Ein treffendes Beispiel hierfür ist das Market Coupling, an dem die Schweiz aufgrund der ungelösten institutionellen Fragen im generellen Verhältnis der Schweiz zur EU nicht teilnehmen darf – allen auch für die EU unbestrittenen volkswirtschaftlichen Vorteilen zum Trotz. Eine sichere und zuverlässige Stromversorgung ist für die Schweizer Wirtschaft von strategischem Interesse. Das heutige Marktdesign wird diese allein nicht garantieren.

2. Handlungsbedarf

2.1 Massvolle Stützung der inländischen Produktion

Die Schweiz tut deshalb gut daran, die inländische Stromerzeugung mit gezielten, marktverträglichen Ergänzungen zum heutigen Strommarktdesign massvoll zu stützen. Dabei sollte der Fokus hauptsächlich darauf liegen, eine hinreichende Versorgungsautonomie in den Wintermonaten beizubehalten (*Piot und Beer, 2016*). Es geht dabei nicht darum, vollständig autark zu werden. Das wäre mit hohen Kosten verbunden und volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Es sollte aber ein Grundbestand an Kraftwerken in der Schweiz langfristig

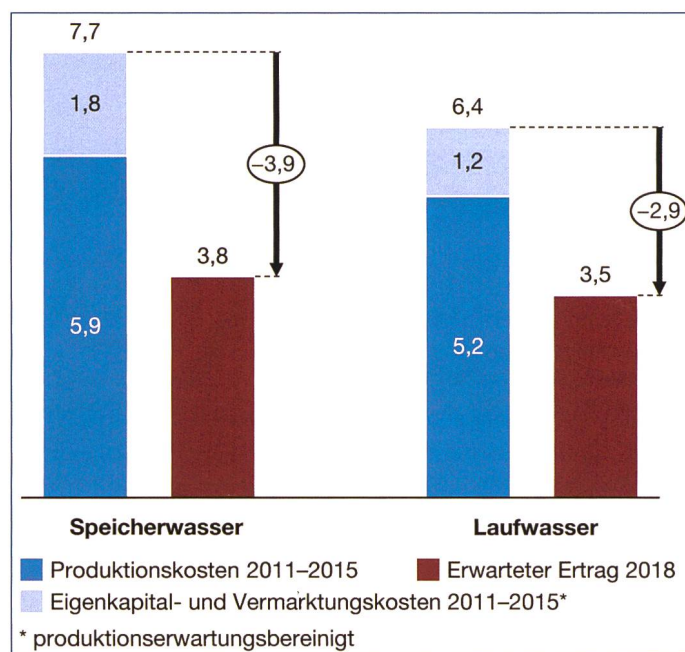


Bild 3. Näherung der Kosten und Erträge für Schweizer Wasserkraftwerke in Rp./kWh (Datenquelle: *Piot [2017]* und *EEX [Swiss Base Year Future 2018, Stand 17.3.2017]*).

profitabel operieren können, um die Abhängigkeit der Schweiz von Importen im Winter in einem aus Risikogesichtspunkten vertretbaren Rahmen zu halten.

Natürlich stellt sich sofort die Frage, wie umfangreich dieser Grundbestand – der Eigenversorgungsgrad – sein sollte. Es wird indes kaum möglich sein, darauf objektiv so präzise zu antworten, dass sich beispielsweise eine im Rahmen eines Marktmodells anwendbare Beschaffungsmenge definieren liesse. Die relevanten Risikofaktoren dürften nämlich von Politik, Behörden, Produzenten und Verbrauchern unterschiedlich eingeschätzt werden. Die Produzenten haben aufgrund des Erlöspotenzials grundsätzlich ein Interesse an einer grosszügigen Bemessung. Die Verbraucher werden Versorgungssicherheit fordern, aber nicht um jeden Preis. Selbst wenn es gelänge, eine allgemein akzeptierte Maximaldauer von Versorgungsunterbrüchen in Engpasssituationen abzuleiten, liesse sich daraus nicht eindeutig die erforderliche Erzeugungsmenge bestimmen, da bezüglich der Importmöglichkeiten immer ein beträchtlicher Grad an Unsicherheit herrschen wird.

Daraus erwächst die Einsicht, dass es sinnvoller ist, auf eine Festsetzung des erwünschten Eigenversorgungsgrads zu verzichten und stattdessen eine Reihe von Risikoindekatoren zu berechnen, die mit mehrjährigem Vorlauf auf absehbare Versorgungsengpässe hinweisen würden. Dabei spielen die Energie- und die Leistungsverfügbarkeit aus dem In- und Ausland genauso wie die Übertragungskapazitäten innerhalb des Landes und über die Grenzen eine Rolle. Die Arbeiten des

Pentalateralen Energieforums (*PLEF SG2, 2015*) weisen da in eine vielversprechende Richtung.

2.2 Zuwarten hilft nicht

Die Schweizer Wasserkraft ist zurzeit in einer desolaten wirtschaftlichen Lage. Mit den Erträgen aus den Energiemärkten kann sie im Allgemeinen ihre Kosten bei Weitem nicht mehr decken (*Bild 3*). In dieser Situation würden selbst ein radikaler Schuldenerlass und eine Übertragung der Kraftwerke an neue Betreiber höchstens im Einzelfall helfen: Auch bei vollständigem Wegfall der Kostenkomponenten für Finanzaufwand und Abschreibungen, die laut *Filippini und Geissmann (2014)* im Schnitt weniger als 40 Prozent der Produktionskosten ausmachen, könnten die verbleibenden Kosten durch die Erträge nicht gedeckt werden. Gleichzeitig wird aber in allen Szenarien des Bundes für die künftige Entwicklung des Schweizer Kraftwerksparks davon ausgegangen, dass die Jahresproduktion aus Wasserkraftwerken wenigstens um 3.2 TWh zunimmt. Selbst ein Bestandserhalt auf heutigem Niveau ist ohne Veränderung der Rahmenbedingungen mitnichten gewährleistet.

Inzwischen hat auch der Bund erkannt, dass Handlungsbedarf besteht: «Für die künftige Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Schweiz und für eine möglichst CO₂-freie Stromversorgung gemäss den klimapolitischen Zielen ist es wichtig, dass insbesondere die Wasserkraftwerke auch langfristig am Netz bleiben und Rahmenbedingungen für die notwendigen Erneuerungsinvestitionen geschaffen werden.» (*Bundesamt für Energie, 2016, S. 33*). Das BFE bestrei-

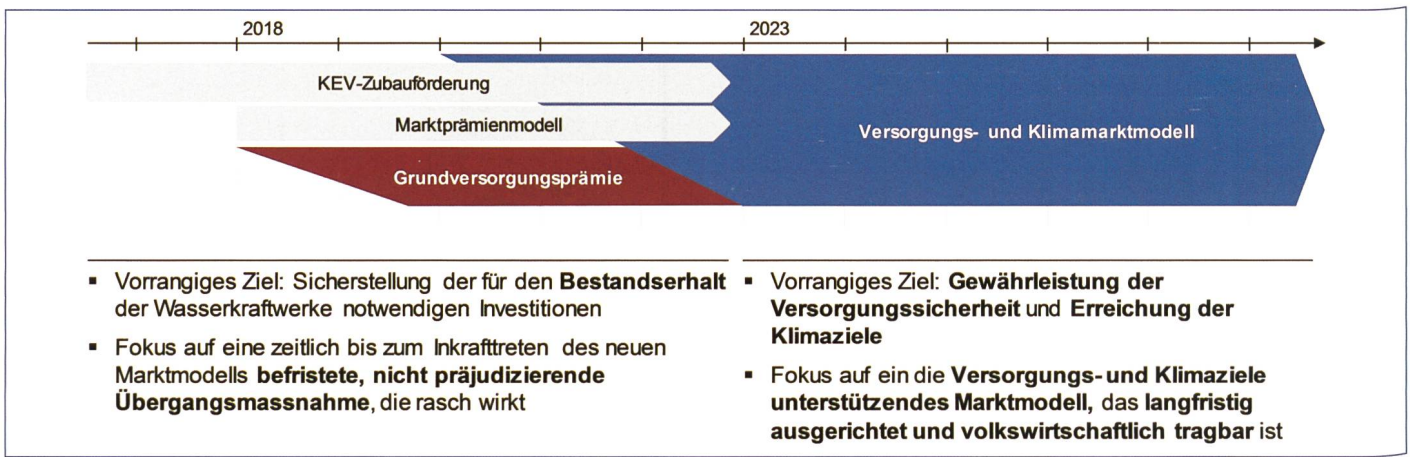


Bild 4. Vorschlag der Stromproduzenten Axpo, Alpiq, CKW, Repower, FMV und AET zur Anpassung des Strommarktdesigns.

tet allerdings, dass singuläre Massnahmen für den Erhalt der Schweizer Wasserkraft volkswirtschaftlich sinnvoll sind. Zudem relativiert es deren Dringlichkeit dadurch, dass es für weitere Entscheide eine noch zu erstellende ganzheitliche Analyse zur System Adequacy voraussetzt.

Letzterem ist zu widersprechen. Mit Massnahmen, die die Profitabilität der Wasserkraftwerke rasch massiv verbessern, ohne den Produzenten unverhältnismässig hohe Gewinne zu bescheren, sollte nicht zugewartet werden. Nur so können die notwendigen Investitionen in den Substanzerhalt der Kraftwerke finanziert werden, ohne dass ein systematischer Investitionsrückstau entsteht.

3. Modellvorschläge der grossen Stromproduzenten

Vor diesem Hintergrund brachten die sechs grossen Schweizer Stromproduzenten Axpo, Alpiq, CKW, Repower, FMV und AET im März 2017 ein Paket, bestehend aus zwei Massnahmen, in die politische Diskussion ein (Bild 4). Dieses enthält als Sofortmassnahme eine befristete Grundversorgungsprämie, mit der in einer Übergangsfrist die Finanzierung der für den Bestandserhalt der Wasserkraftwerke notwendigen Investitionen gesichert wird. Mittel- bis langfristig soll diese durch ein Versorgungs- und Klimamarktmodell abgelöst werden. Dieses verbessert die Wirtschaftlichkeit von CO₂-neutraler Stromproduktion im Inland massiv und leistet damit bei vertretbaren Kosten für die Endverbraucher gleichzeitig einen Beitrag zur Versorgungssicherheit wie auch zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der Schweiz.

3.1 Grundversorgungsprämie

Die Idee der Grundversorgungsprämie basiert einerseits auf dem Umstand, dass sie ursprünglich als kurze Übergangsmass-

nahme geplante Teilmarktöffnung in der Schweiz vermutlich noch einige Jahre Bestand haben wird. Der Gesetzgeber nimmt in Kauf, dass Stromproduzenten mit und ohne Verteilnetz weiterhin ungleich lange Spiesse haben. Während Erstere ihre Eigenproduktion kostendeckend an die grundversorgten Endverbraucher – das sind die festen Endverbraucher mit einem Jahreskonsum von weniger als 100 MWh und alle übrigen Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten – übertragen dürfen, sind Letztere den tiefen Preisen auf dem Grosshandelsmarkt ausgesetzt. Grundversorgte Endverbraucher von Netzbetreibern mit Eigenproduktion bezahlen deshalb heute in der Regel deutlich mehr für ihren Strom als andere. Entspre-

chend gross ist die Streuung der Energietarife in der Schweiz (Bild 5).

Andererseits sind Verteilnetzbetreiber in der Schweiz von Gesetzes wegen dazu verpflichtet, grundversorgten Endverbrauchern jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen zu liefern (Art. 6 Abs. 1 StromVG). Das Gesetz macht aber keine Vorgabe, wie dies zu erreichen ist. Entsprechend unterschiedlich sind in der Praxis die Beschaffungsstrategien der Verteilnetzbetreiber. Wer zur Sicherung des Bedarfs für die Grundversorgung in Schweizer Wasserkraftwerke investiert hat und gleichzeitig auch Kunden am freien Markt beliefert, fährt aufgrund der auf Art. 6 Abs. 5 StromVG gestützten

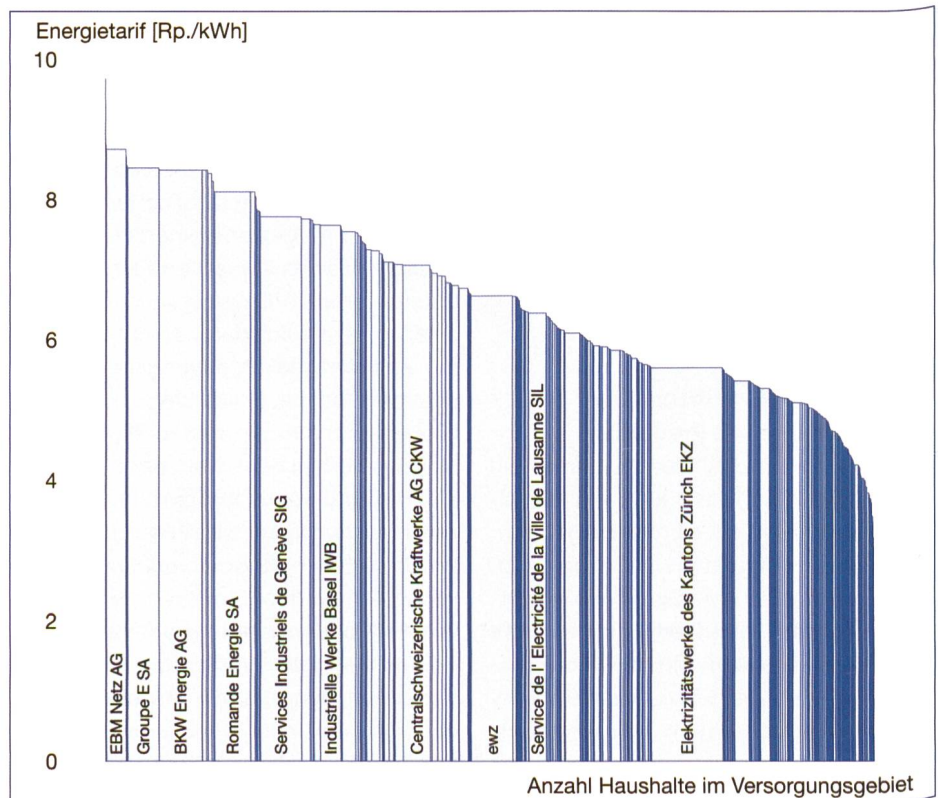


Bild 5. Verteilung der Energietarife (ohne Netz und Abgaben) in der Schweiz gemäss Rohdaten Tariferhebung EICom 2017, Kategorie H5, günstigstes Produkt (Datenquelle: EICom, BFS).

Durchschnittspreismethode der EICom – man beachte dazu die mit den Bundesgerichtsurlteilen vom 20. Juli 2016 ausgelöste Diskussion in der Branche – im aktuellen Marktumfeld systematisch Verluste ein.

Die Idee der Grundversorgungsprämie besteht darin, dass Verteilnetzbetreiber die Grundversorgung in allen Teilen der Schweiz mit oder ohne eigene Investitionen in die Schweizer Wasserkraft mit gleicher Qualität sicherstellen können. Sie würden proportional zu ihrem Stromabsatz an grundversorgte Endverbraucher eine Grundversorgungsprämie entrichten und diese ihren Kunden in der Grundversorgung weiterverrechnen. Der Erlös aus dem System würde dazu verwendet, das verbleibende Defizit (Gestehungskosten abzüglich erwartetem Markterlös) der Schweizer Wasserkraftwerke zu decken (Bild 6). Übersteigt der Markterlös die Kosten, so müssten die teilnehmenden Wasserkraftbetreiber die resultierenden Überschüsse an die grundversorgten Endverbraucher zurückerstatten.

Mit diesem System würden die Bedingungen für die Sicherung der Grundversorgung in der Schweiz harmonisiert und die Nutzung einheimischer und erneuerbarer Energien favorisiert, wie dies die Bundesverfassung (Art. 89 Abs. 2) vorsieht. Die Ungleichbehandlung der Wasserkraftwerksbetreiber im unvollständig geöffneten Strommarkt würde behoben, und die Grundversorgungstarife könnten sich schweizweit tendenziell angleichen. Mittels einer Sunset-Klausel würde sichergestellt, dass das System ausläuft, sobald das neue langfristige Marktmodell in Kraft tritt. Ausserdem würde die Grundversorgungsprämie auch im Falle einer vollständigen Marktöffnung aufgehoben.

Natürlich kann man aus theoretischer Sicht bemängeln, dass das System einseitig die Wasserkraft unterstützt und nur beschränkte Anreize für eine möglichst effiziente Produktion setzt. Für eine Übergangszeit von wenigen Jahren sind diese Nachteile aber angesichts der Vorteile, die das System bietet, vertretbar. Jedenfalls wären ungerechtfertigte Gewinne und andere Mitnahmeeffekte ausgeschlossen, und die Kraftwerke müssten sich weiterhin am Energiemarkt optimieren, um ihre Kosten letztlich decken zu können.

Die finanzielle Zusatzbelastung dieses Systems für die grundversorgten Endverbraucher läge im aktuellen Marktumfeld jährlich bei schätzungsweise 500 bis 600 Millionen Franken. Die Energietarife dürften sich irgendwo zwischen 7 und 10 Rappen pro Kilowattstunde einpen-

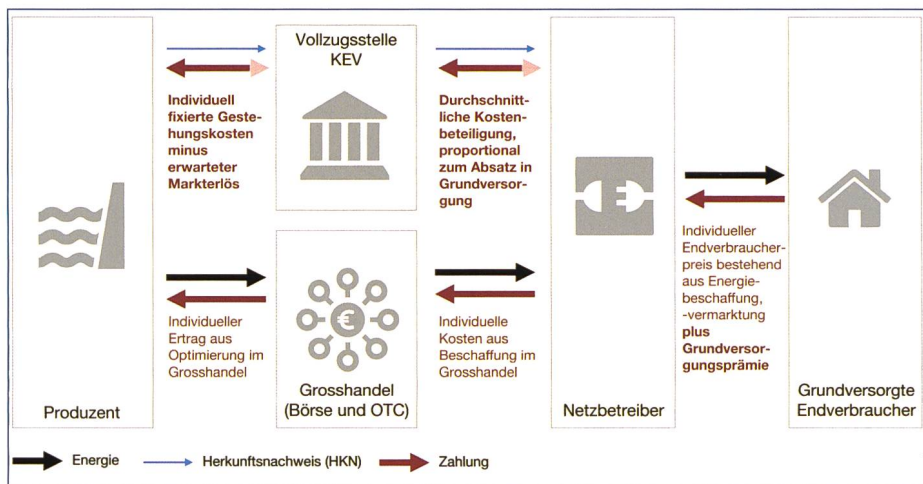


Bild 6. Funktionsweise der Grundversorgungsprämie.

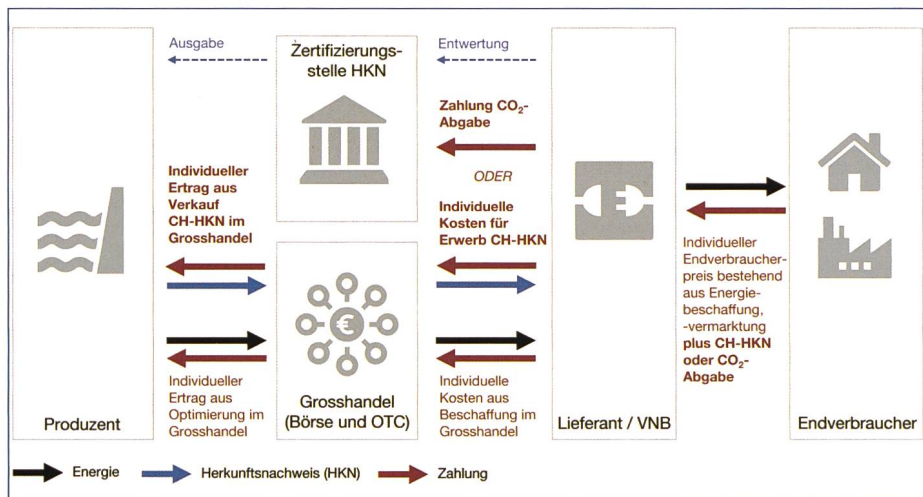


Bild 7. Funktionsweise des Versorgungs- und Klimamarktmodells.

deln. Die individuelle Preisänderung wäre für die einzelnen Verbraucher – abhängig vom heute bezahlten Energietarif – unterschiedlich.

3.2 Versorgungs- und Klimamarktmodell

Das Versorgungs- und Klimamarktmodell ist als Vorschlag für eine langfristige Ergänzung des Marktdesigns zu sehen, die auch in einem vollständig liberalisierten Strommarkt funktioniert. Indem es der lokalen CO₂-neutralen Stromproduktion einen Wert gibt, den der Grosshandelsmarkt heute und in absehbarer Zukunft nicht hergibt, kann es auch als Ersatz für die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) und als Alternative zu anderen Fördermodellen dienen. Es ist vereinbar mit internationalen Handelsverträgen und kann grundsätzlich auch nach Abschluss eines Stromabkommens mit der EU funktionieren.

Das Modell sieht vor, dass auf endverbrauchtem Strom in der Schweiz analog zu den Brennstoffen eine CO₂-Abgabe erhoben wird. Damit wird eine Ungleichbehandlung der Energieträger beseitigt. Wer

heute nämlich eine Ölheizung betreibt, muss auf seinen CO₂-Ausstoss eine Abgabe von 84 Franken pro Tonne CO₂ bezahlen. Wer hingegen eine mit Strom betriebene Wärmepumpe nutzt, ist von der Abgabe befreit, obwohl gerade im Winter reichlich Strom importiert und im Ausland bei der Stromproduktion durchaus Treibhausgas ausgestossen werden. Dieser Ausstoss wird zwar über das Emissionshandelssystem der EU ebenfalls mit einer Abgabe belegt, doch beträgt diese zurzeit weniger als 6 Franken pro Tonne CO₂.

Diese Differenz gilt es auszugleichen, um gleich lange Spiesse zu schaffen. Die ökonomisch sinnvolle Höhe der Stromverbrauchsabgabe lässt sich nach dieser Logik aus der Abgabendifferenz von rund 78 Franken (Brennstoffabgabe Schweiz minus Preis von EU-Emissionszertifikaten), multipliziert mit der CO₂-Intensität der Stromproduktion in allen im gemeinsamen Netzverbund zusammengeschlossenen Ländern des EU/EFTA-Raum errechnen. Laut Statistik der Europäischen Umweltagentur (European Environment Agency, 2016), die sich allerdings nur auf die 28 EU-Länder bezieht, belief sich diese im Jahr

2014 auf rund 276 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde. Mit diesen Annahmen kommt man auf eine Abgabenhöhe von etwas mehr als 2 Rappen pro Kilowattstunde.

Als zweites zentrales Element sieht das Modell vor, dass sich von der Abgabe befreien lassen kann, wer nachweislich Strom aus inländischer CO₂-neutraler Stromproduktion verbraucht. Verbrauch und Produktion würden dabei in monatlicher Auflösung einander gegenübergestellt, die Abgabenbefreiung würde durch Vorlegen von entsprechenden Herkunftsnachweisen realisiert (*Bild 7*). Durch die Privilegierung von Strom lokaler Herkunft – in räumlicher und zeitlicher Dimension – gelänge es, dem Anspruch auf Versorgungssicherheit Rechnung zu tragen und einen ökonomischen Anreiz zu schaffen, dass die klimafreundliche Stromproduktion im Inland zu Zeiten hohen Bedarfs (also vorab im Winterhalbjahr) erhalten bleibt und gegebenenfalls noch ausgebaut wird.

Das Modell erzeugt eine Knappheit und dadurch eine Wertsteigerung der inländischen Herkunftsnachweise in jenen Monaten, in denen die Schweiz netto importiert, bis maximal zur Höhe der Abgabe. Im Mittel über alle Monate würde dies in der heutigen Situation zu einer Zusatzbelastung der Endverbraucher von rund 1.3 Rappen pro Kilowattstunde führen. Insgesamt betrüge der Zusatzerlös für inländische Kraftwerksbetreiber rund 500 bis 600 Millionen Franken. Dass diese Zahl praktisch deckungsgleich mit jener für die Grundversorgungsprämie ist, ist reiner Zufall.

Die Kosten würden von allen Endverbrauchern in der Schweiz getragen, wobei Ausnahmen für die energieintensiven Betriebe möglich und innerhalb des Modells finanzierbar wären. Auch dieses Modell würde im Fall, dass die vollständige Strommarktöffnung noch länger auf sich warten lässt, tendenziell zu einer Angleichung der Grundversorgungstarife führen, da nur Netzbetreiber ohne ausreichende Eigenproduktion noch Herkunftsnachweise dazukaufen müssten, um sich von der Abgabe befreien zu können.

Die Modellkosten und -erträge würden automatisch sinken, wenn der Preis von Emissionszertifikaten in der EU steigt und wenn der CO₂-Ausstoss in der europäischen Stromproduktion abnimmt. Umgekehrt würden sie steigen, wenn die CO₂-Abgabe für Brennstoffe in der Schweiz angehoben wird oder wenn derart viel CO₂-freie Produktionskapazität in der Schweiz wegfällt, dass die Schweiz in mehr Monaten als heute ihren Bedarf

nicht durch Eigenproduktion decken kann. Letzteres könnte dann der Fall sein, wenn die grösseren Kernkraftwerke stillgelegt werden und keine klimaneutrale Ersatzproduktion bereitsteht. Ein Anreiz mehr, um in CO₂-neutrale Ersatzproduktion zu investieren.

Beim Abschluss eines Stromabkommens mit der EU wäre vermutlich der Grundsatz, dass nur inländische Herkunftsnachweise zur Abgabenbefreiung berechtigen, etwas zu lockern. Dies allerdings nur so weit, wie die zusätzlich zugelassenen Anlagen aus dem Ausland nicht nur CO₂-neutral produzieren, sondern auch nachweislich und vorbehaltlos zur Versorgungssicherheit in der Schweiz beitragen. Hierfür wären geeignete technische und rechtliche Kriterien zu definieren.

4. Würdigung

Man kann dem Versorgungs- und Klimamarktmodell vorwerfen, dass es genau das eingangs geschilderte Grundproblem im Strommarktdesign nicht löst. Es generiert nämlich nur so lange Zusatzerträge für die hiesigen Stromproduzenten, wie bei der Stromproduktion in Europa noch CO₂ emittiert wird. Man kann ihm aber auch zugutehalten, dass es in Knappheitsmonaten mit einem vergleichsweise massvollen Eingriff zu einer substanziellen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von CO₂-neutraler Stromproduktion – also auch der Wasserkraft – beiträgt. Ausserdem enthält es kein Technologieverbot, beseitigt Anreizverzerrungen zwischen den Energieträgern und stärkt das wettbewerbliche Verhalten aller Marktteilnehmer. Dadurch profitiert der Strommarkt als Ganzes, wenn man ihn denn funktionieren lässt.

Im internationalen Vergleich erscheint das Modell wirtschaftlich verkraftbar, und es dürfte die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Industrie nicht massgeblich verschlechtern, wenn dafür auf einen weiteren Ausbau der KEV verzichtet wird. Es hat ausserdem den Vorteil, dass es von der Schweiz als lokale Massnahme zur Verbesserung der Versorgungssicherheit eingeführt werden kann, ohne den grenzüberschreitenden Energiehandel zu beeinträchtigen. Ausserdem honoriert es Kraftwerke für deren tatsächlichen Beitrag zur Verbrauchsdeckung in der Schweiz und nicht nur für deren theoretische Produktionsfähigkeit, wie das beispielsweise ein Kapazitätsmarktmodell tun würde.

Insofern sind sowohl die Grundversorgungsprämie als auch das Versorgungs- und Klimamarktmodell durchaus dazu geeignet, einzelne Defizite im Strom-

marktdesign zu beheben oder zumindest abzuschwächen. Auf dieser Grundlage könnte dann in Ruhe und ohne unmittelbare Not gemeinsam mit den Nachbarländern und unter Berücksichtigung der technologischen Entwicklung eine Vision für die Zeit nach der Dekarbonisierung der Stromversorgung Europas entwickelt und umgesetzt werden.

Literatur

- Bundesamt für Energie (2016). Auslegeordnung Strommarkt nach 2020: Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und erneuerbare Energien. Bern/Ittigen.
- ENTSO-E (2017). Mid-term adequacy forecast 2016. Brüssel.
- European Environment Agency (2016). Overview of electricity production and use in Europe. Abgerufen am 21. April 2017 von <https://goo.gl/nbh3hl>
- Filippini, M., Geissmann, T. (2014). Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Centre for Energy Policy and Economics. Zürich.
- Keay, M. (2016). Electricity markets are broken – can they be fixed? Oxford Institute for Energy Studies. Oxford.
- Piot, M. (2017). Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz. WasserWirtschaft, 107(1), S. 33–38.
- Piot, M., Beer, M. (2016). Wege zu einem neuen Strommarktdesign. Bulletin SEV/VSE, 2016(8), S. 12–16.
- PLEFSG2 (2015). Generation Adequacy Assessment. Abgerufen am 21. März 2016 von <https://goo.gl/nmc3ok>
- Schmid-Sutter, C. (2017). Aktuelle Probleme aus der Sicht der Regulierungsbehörde. Abgerufen am 7. April 2017 von <https://goo.gl/Qij8Pn>

Anschrift des Verfassers

Michael Beer, swisselectric,
Seilerstrasse 3, Postfach, CH-3001 Bern,
michael.beer@swisselectric.ch