



Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)
c/o Not Carl, Präsident, Tulai, 7550 Scuol

Chur , 12. Juni 2017

Komplette Pressemappe

- **Auf einer Seite erklärt**
- **Mediendokumentation Wasserzinsen**
- **Bericht Wasserzinsen 2017**
- **Anhang zum Bericht** (komplettiert 14.6.2017)



Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)
c/o Not Carl, Präsident, Tulai, 7550 Scuol

Konzessionsgemeinden gegen Senkung der Wasserzinsen

Anders als von den Stromkonzernen behauptet, arbeiten die Schweizer Wasserkraftwerke unter den geltenden Rahmenbedingungen nicht defizitär. In den letzten 20 Jahren machte die Elektrizitätswirtschaft dank Wasserkraft 30 Milliarden Franken Gewinn. Die alpinen Speicherseen leisten wichtige Systemdienstleistungen, die nicht angemessen abgegolten werden. Die Konzessionsgemeinden des Kantons Graubünden sind nicht verantwortlich für Fehlentscheidungen der Stromkonzerne, die den Markt falsch eingeschätzt haben. Sie werden sich mit allen geeigneten Mitteln gegen die Absenkung der Wasserzinsen zur Wehr setzen.

Vorgeschichte

Der Bundesrat wird in Kürze eine Botschaft zur Neuregelung der Wasserzinsen in die Vernehmlassung schicken. Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband (SWV) und grosse Stromkonzerne verlangen, dass die bundesrechtlich plafonierten Wasserzinsen um über 60 Prozent gesenkt werden, weil die Wasserkraft stark defizitär sei. Für Berggemeinden, bei denen die Wasserzinsen 40% und mehr ihrer Gesamteinnahmen ausmachen, wäre das desaströs.

Behauptungen und Wirklichkeit

Neue, bisher unveröffentlichte und an der Medienkonferenz der IBK vom 12.6.2017 in Chur vorgelegte Gutachten zeigen, dass die Wasserkraftwerke zu durchschnittlichen Kosten von weniger als 5 Rp/kWh produzieren, während die Stromkonzerne von Kosten von 7 Rp/kWh sprechen. Die Betreiber der Wasserkraftwerke verschweigen, dass sie mit dem Verkauf von Wasserkraft in den meisten Fällen noch immer hohe Margen erzielen, dank Verkäufen an die gebundenen Kunden (Verbrauch <100'000 kWh/a), Erlösen aus Systemdienstleistungen, Stromhandel und Stromexporten. Die Wasserzinsen eignen sich nicht als Milchkuh für defizitäre Kernkraftwerke. Der Angriff auf das schwächste Glied, die Berggemeinden und deren Wasserzinsen, ist skandalös.

Vorschlag: Schaffung einer Strategischen Reserve

Im Winter 2015/16 und im Winter 2016/17 kam es zu Versorgungsengpässen, weil die Betreiber der Wasserkraftwerke die Energiereserven der Speicherseen dank guter Preise am Strommarkt vorzeitig verkauft haben. Um die Versorgungssicherheit zu stärken, und als Sicherheitspolster für den rentablen internationalen Stromhandel, empfehlen die Konzessionsgemeinden des Kantons Graubünden dem Bundesrat, bei der Neuordnung des Strommarktes die Schaffung einer Strategischen Reserve zu prüfen. Dafür empfiehlt sich eine gesetzlich geregelte und entschädigte minimale Pflichtlagerhaltung an Speicherseewasser. Die IBK unterstützt deshalb die Forderung der Gebirgskantone, die Wasserzinsfrage nicht isoliert zu betrachten, sondern inhaltlich und zeitlich auf die neue Strommarktordnung abzustimmen. Sie lädt die Regierungen der Gebirgskantone ein, das von der IBK vorgeschlagene Modell der Schaffung einer Strategischen Reserve ebenfalls zu prüfen.

Offen für Systemwechsel

Die Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) ist bereit, zu einer ertragsneutralen Neuordnung der Wasserzinsen Hand zu bieten, wenn mit einer korrekt entschädigten Pflichtlagerhaltung auf Basis von Wiederbeschaffungskosten die Systemdienlichkeit der Wasserkraft weiter erhöht werden kann.

Forderungen der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)

Die IBK fordert die Stromkonzerne auf, alle ihre Erträge aus der Wasserkraft transparent zu machen und zwar auch jene aus Verkäufen an gebundene Kunden, aus dem Stromhandel, aus dem Stromexport und aus Systemdienstleistungen. Die IBK wird, gemeinsam mit Konzessionsgemeinden anderer Kantone und anderen interessierten Gruppierungen, nötigenfalls ein Referendum in Betracht ziehen, um eine ungerechtfertigte Senkung der Wasserzinsen zu bekämpfen.



Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)
c/o Not Carl, Präsident, Tulai, 7550 Scuol

Chur, 12. Juni 2017

Mediendokumentation Wasserzinsen

Sperrfrist 12. Juni 2017, 11 Uhr

Wasserkraft ist wettbewerbsfähig – Wasserzinsen eignen sich nicht als Milchkuh für Kernkraftwerke

Not Carl, Präsident IBK

Der Bundesrat wird in Kürze eine Botschaft zur Neuregelung der Wasserzinsen in die Vernehmlassung schicken. Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband (SWV) und grosse Stromkonzerne verlangen, dass die gesetzlich plafonierten Wasserzinsen um über 60 Prozent gesenkt werden. Sie stellen sich auf den Standpunkt, die Wasserkraft sei stark defizitär, liefern aber keine Transparenz über Kosten und Erträge.

Aktuelle Gestehungskosten: 4,9 Rp/kWh (Gutachten BHP)

Im September 2016 erstellte die renommierte Zürcher Firma BHP - HANSER UND PARTNER AG ein Gutachten zu den Gestehungskosten der Wasserkraft, welches im Anhang abgebildet ist. Die bisher unveröffentlichte Studie liefert aktuelle Zahlen über die tatsächlichen Gestehungskosten der Wasserkraft und über die mit der Wasserkraft in den letzten Jahren erzielten Gewinne:¹

„Aufgrund der verwendeten Stichprobe ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten der Wasserkraft in den letzten 15 Jahren um 4.9 Rp./kWh herum schwankten. ...

Im Geschäft innerhalb der Schweiz (Detailhandelsebene) konnte der Strom aus Wasserkraft während den letzten 15 Jahren immer gewinnbringend verkauft werden. Die Nettomarge (=Reingewinnmarge) des verkauften Stroms aus Wasserkraft der gesamten Branche liegt auch 2015 noch bei durchschnittlich 2.0 Rp./kWh.

Für Systemdienstleistungen resultierte in den Jahren 2009 bis 2015 ein der Wasserkraft zuzuordnender Gewinn von 0.51 Rappen pro Kilowattstunde produziertem Strom aus Wasserkraft.

Die Flexibilität der Wasserkraft führt zu einer höheren Wertigkeit im Vergleich zur durchschnittlichen Energie. Der Zuschlag für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft gegenüber dem ungewichteten Mittelwert der Stundenpreise Swissix Base Spot betrug in den letzten 15 Jahren zwischen 6% und 15%, wobei der Durchschnitt 11% betrug.

Die Reingewinne der EVU sind in den letzten 15 Jahren deutlich angestiegen und wurden überwiegend als Gewinnvortrag in den Unternehmen behalten.

...Bezüglich der Legitimation der Höhe der Wasserzinsen können folgende Argumente aus dem Bericht abgeleitet werden:

1) 2000 bis 2015 hätte die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft immer Gewinne schreiben können. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – daran wenig ändern. Das Problem ist nicht die Wasserkraft sondern sind die nicht vollintegrierten Unternehmen (Grosshändler), welche einen Teil der Produktion am Grosshandelsmarkt absetzen müssen.

¹ Die BHP - HANSER UND PARTNER AG berät zahlreiche Elektrizitätsversorger und hat Einblick in die Kostenrechnung vieler Wasserkraftwerke; Wortlaut der Zusammenfassung im Anhang

2) Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass in der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre die Eigentümerkantone via Dividenden und Tantiemen stärker von der guten Ertragslage profitiert haben als die Wasserkraftkantone via Wasserzinsen.

3) Die Produktionskosten pro Kilowattstunde sind in den letzten 15 Jahren trotz Erhöhung der Wasserzinsen und hoher Investitionstätigkeit konstant geblieben.

Hohe Gewinne der Stromversorger

Die in der Elektrizitätsstatistik erfassten Unternehmen erzielten von 1995 bis 2014 einen Gesamtgewinn von 29,3 Mrd. CHF, im Durchschnitt 1,465 Mrd. CHF pro Jahr. Die Reserven der Stromunternehmen sind per Ende 2014 auf 22,5 Milliarden Franken angestiegen.²

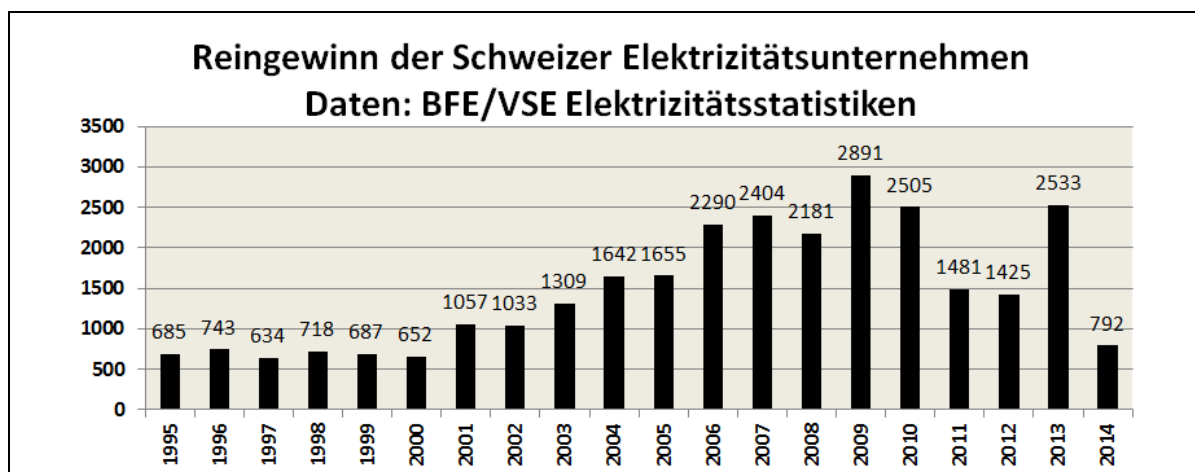


Abbildung 1 Reingewinne der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in der Schweiz (Daten Bundesamt für Energie, Elektrizitätsstatistik)

Ein erheblicher Teil der Wasserkraft kann mit erheblichem Gewinn im Inland oder zu guten Preisen während Spitzenlastzeiten ins Ausland verkauft werden.

Absatz an gebundene Kunden

Die Teilhaber der Grosswasserkraft beziehen die Wasserkraft von ihren sogenannten Partnerwerken zu Verrechnungspreisen und treiben damit vielfältige Geschäfte. Die daraus erzielten Zusatzeinnahmen legen sie nicht offen.

- Gemäss der EICOM-Statistik bezahlen die gebundenen Kleinverbraucher (<100 MWh/a) Durchschnittspreise für Energie von 8 Rp/kWh.
- Die Energie der Speicherkraftwerke hat eine erhöhte Wertigkeit. Der Mehrerlös im Vergleich zur Bandenergie wird von BHP auf 11 % beziffert, woraus sich in der Frist von 2007 bis 2016 ein Mehrerlös von durchschnittlich 0.71 Rp/kWh ableiten lässt.³
- Die Wasserkraftwerke erzielen Zusatzerlöse aus Systemdienstleistungen für Speicherung und Leistungsvorhaltung, die vom Gutachten BHP auf 0,51 Rp/kWh beziffert werden.
- Dazu kommen Erlöse aus dem Stromhandel. Wasserkraft kann gezielt in Perioden hoher Preise verkauft werden.

² Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2015, Seite 43

³ Börsenpreise gemäss Bundesamt für Energie: [Marktpreis gemäss Art. 3 f. Abs. 3 EnV – 2009 - 2014](#) und [gemäss Art. 3 b bis. Abs. 2 und 3, EnV – 2015 - 2017](#)

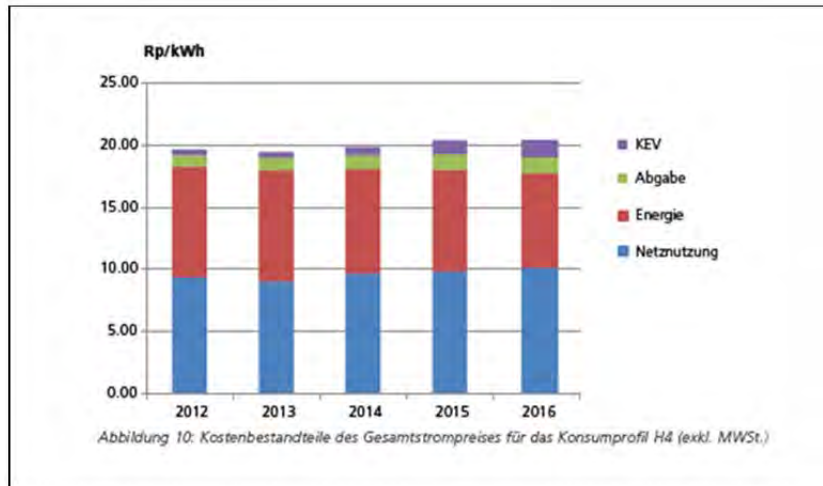


Abbildung 2 Stromtarife für gebundene Kunden 2012-2016 (Konsumprofil H4, Quelle: Tätigkeitsbericht der Elcom 2015)

Einnahmen der Verteilnetzbetreiber aus Wasserkraft	8 Rp/kWh
Beitrag an Netzgebühren im Hochspannungsnetz (Schätzung)	max. -1 Rp/kWh
Gestehungskosten	4,5 bis 5 Rp/kWh
Netto-Gewinn	2 bis 2,5 Rp/kWh

Abbildung 3 Wertschöpfungskette Wasserkraft - gebundene Kleinkunden (Schätzung)

Erhöhtes Preisniveau in Italien

Geht es um die Rentabilität der Wasserkraftwerke, liefern die Börsenpreise keine hinreichende Information über die erzielten Erträge. Ein wichtiger Absatzkanal für die Schweizer Wasserkraft sind Stromexporte nach Italien, wo erhöhte Margen erzielt werden.

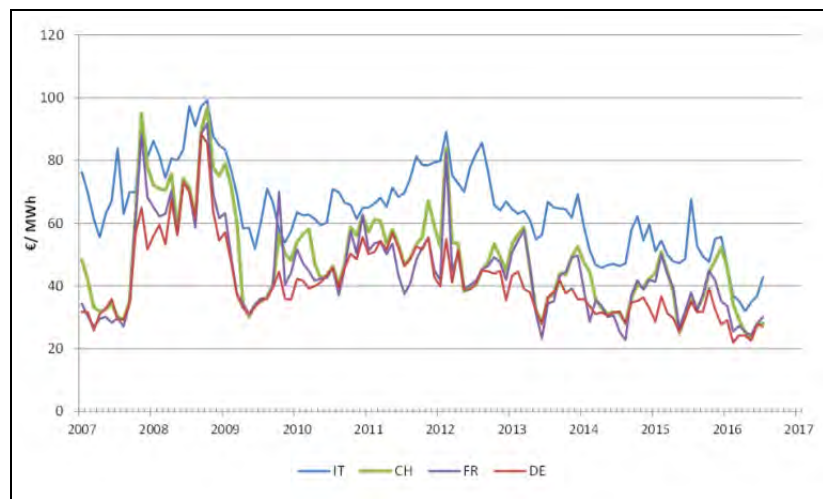


Abbildung 4 Grosshandelspreise in Europa (Quelle: Bundesamt für Energie)⁴

⁴ Quelle: Bundesamt für Energie: Auslegung des Strommarkts nach 2020, Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien, Seite 54

Positiver Aussenhandelssaldo dank Wasserkraft

Dank Wasserkraft resultiert seit Jahrzehnten ein positiver Aussenhandelssaldo mit Elektrizität. Er belief sich im Mittel der letzten 20 Jahre auf 905 Mio. CHF pro Jahr.

Jahr	Verkauf GWh	Einnahmen Mio. Fr.	Rp./kWh	Kauf GWh	Ausgaben Mio. Fr.	Rp./kWh	Marge Aussenhandel Rp./kWh	Saldo Mio. Fr.
1996	32024	1816	5.67	30903	1357	4.4	1.27	459
1997	34366	1903	5.54	28862	1225	4.56	0.98	678
1998	39063	2022	5.18	32406	1346	4.15	1.03	676
1999	43090	2069	4.8	32932	1461	4.44	0.36	608
2000	43236	1944	4.5	34463	1476	4.28	0.22	468
2001	64475	2963	4.6	53854	1896	3.52	1.08	1067
2002	49908	2509	5.03	45330	1488	3.28	1.75	1021
2003	43840	2434	5.55	40589	1357	3.34	2.21	1077
2004	38029	2408	6.33	36809	1289	3.5	2.83	1119
2005	40569	2947	7.26	46895	2210	4.71	2.55	737
2006	45992	3983	8.66	48678	2912	5.98	2.68	1071
2007	50518	4223	8.36	48405	2892	5.98	2.38	1331
2008	51429	5481	10.66	50269	3366	6.7	3.96	2115
2009	54029	4720	8.74	51876	3167	6.11	2.63	1553
2010	66167	5064	7.65	66659	3736	5.6	2.05	1328
2011	80470	5689	7.07	83163	4671	5.62	1.45	1018
2012	88865	6028	6.78	86693	5257	6.06	0.72	771
2013	38366	2386	6.22	36063	2059	5.71	0.51	327
2014	42740	2272	5.32	37351	1830	4.9	0.42	442
2015	43117	2033	4.72	42210	1799	4.26	0.46	234
Summe 1996-2015	990293	64894		932310	46794			18100
Mittelwert 1996-2015			6.43			4.86	1.58	905
Mittelwert 2011-2015			6.02			5.31	0.71	558

Abbildung 5 Einkaufspreise und Erlöse im Strom-Aussenhandel⁵ (Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik)

Die Preisdifferenz zwischen importiertem Strom und exportiertem Strom lag im Mittel bei 1,6 Rp/kWh. Von 2011-2015 wurde bei einem Verkaufspreis von 6,01 Rp/kWh noch eine Marge von 0,7 Rp/kWh erzielt (Mittelwerte). Im Jahr 2015 sanken die mittleren Verkaufspreise im Ausland unter 5 Rp/kWh und die Marge betrug noch 0,46 Rp/kWh. Netto erbrachte der Stromaussehandel im Jahr 2015 noch einen Ertrag von 234 Mio. CHF.

Strompreise im Aufwärtstrend

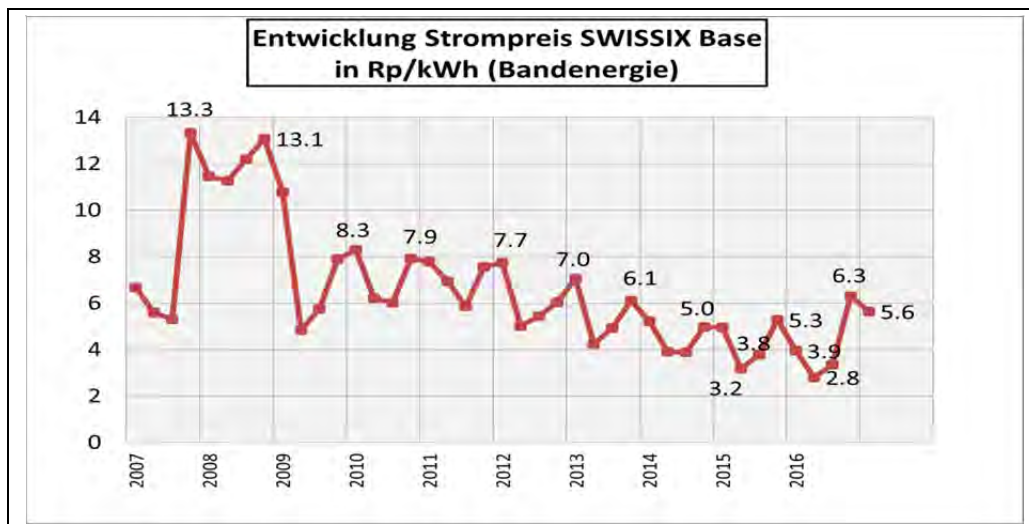


Abbildung 6 Entwicklung Swissix Base Marktpreis Quelle: Bundesamt für Energie⁶

Die Preise an der Strombörse Swissix waren lange Zeit rückläufig. Sie haben sich im Winter 2015/2016 und im Herbst und Winter 2016/2017 aber deutlich erholt und erzielten während einiger Wochen Mehrjahres-Höchstwerte.

⁵ In den letzten zwanzig Jahren (1996-2015) erzielte die schweizerische Elektrizitätswirtschaft einen netto Aussenhandelsgewinn von kumuliert 18,1 Mrd. CHF oder 905 Mio. CHF pro Jahr. Die Aussenhandelsgewinne sind seit 2008 rückläufig. Sie spiegeln damit die Entwicklung der Strompreise an den internationalen Strombörsen.

⁶ Mengengewichteter Durchschnitt der Preise gemäss SWISSIX Base, http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de&dossier_id=03136

Fazit: Wasserkraftwerke sind gewinnbringend, Margen bleiben im Dunkeln

Auf Basis dieser Ertragssituation und der weiter verzögerten Marktöffnung ist eine Absenkung der Wasserzinsen nicht notwendig. Beim Verkauf an gebundene Kunden werden hohe Margen erzielt, ebenso im Stromhandel, bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie durch den Weiterverkauf von Spitzenenergie.

Mit Durchschnittskosten von 4,9 Rp/kWh ist Strom aus Wasserkraftwerken weit billiger als aus Kernkraftwerken. Die Gestehungskosten des AKW Beznau belaufen sich auf 8,5 Rp/kWh⁷, wenn beide Reaktoren laufen, Leibstadt 5,6 Rp/kWh (2015)⁸, Mühleberg bei Kosten ca. 8 Rp/kWh;⁹ zudem sind die Stilllegungs- und Entsorgungskosten nur zu einem kleinen Teil tatsächlich ausfinanziert.¹⁰

Eine Studie von „Enerprice“ mit Kostendaten von Wasserkraftwerken mit einer Produktion von 5 TWh kommt zu ähnlichen Resultaten.¹¹

Die bestehende Wasserkraft ist im Quervergleich mit anderen Technologien absolut wettbewerbsfähig; Gaskraftwerke produzieren in Europa für rund 7 Rp/kWh; die Gestehungskosten für Strom aus neuen Kohlekraftwerken sind auf 6 €/kWh zu beziffern.¹² Das neue Kernkraftwerk Hinkley Point C in Grossbritannien erhält eine indexierte Einspeisevergütung von 9,2 Pence/kWh, was über 35 Jahre zu mittleren Gestehungskosten von rund 20 Rp/kWh führt.

Senkung der Wasserzinsen ist weder notwendig noch angezeigt

Aus den dargelegten Marktverhältnissen geht klar hervor, dass eine Senkung der Wasserzinsen auf Grundlage der aktuellen Marktlage nicht gerechtfertigt ist. Die Ursachen für die prekäre finanzielle Situation bei gewissen Stromkonzernen sind nicht bei der Wasserkraft zu suchen. Ihre hohen Defizite haben sich die Stromkonzerne Axpo und Alpiq vielmehr selbst zuzuschreiben. Es geht um Fehlinvestitionen in fossile Kraftwerke in ganz Europa, um Nachrüstungen in unrentable Kernkraftwerke und um zu hohe Gewinn-Ausschüttungen an Aktionäre. Die Teilhaber von Axpo und Alpiq sind vermögend und können die notwendigen Abschreibungen selber tragen, wie eine kürzlich erschienene Dokumentation der NZZ am Sonntag aufzeigt.

⁷ Siehe Andrew Walo: Axpo – Finanzielles Risiko für den Kanton Zürich? - Axpo-Dokumentation vor dem Zürcher Kantonsrat, Seite 20, abgedruckt in [Rudolf Rechsteiner: Das Ende der Kernenergie in der Schweiz, Kernkraft-Betreiber unterwegs zum Konkurs.](#)

⁸ Rudolf Rechsteiner: Schweizer AKW unterwegs in den Konkurs Energie & Umwelt 3/2016

⁹ Die BKW legt die genauen Kosten von Mühleberg nicht offen, verrechnet aber ihren Endkunden Kosten von 9,37 Rp/kWh ([H4](#)), was auf die hohen Abschreibungen für Mühleberg und nicht auf die Wasserkraft zurückzuführen ist.

¹⁰ Siehe dazu Rudolf Rechsteiner: Schweizer AKW unterwegs in den Konkurs Energie & Umwelt 3/2016; ders.: Das Ende der Kernenergie in der Schweiz, Kernkraft-Betreiber unterwegs zum Konkurs (Oktober 2016) sowie Schweizerische Energiestiftung (SES): [Überprüfung KS16 / Überprüfung der Beitragsbemessung in die Stilllegungs- und Entsorgungsfonds auf Basis der Kostenstudie 2016](#)

¹¹ Siehe Medienmitteilung vom 1. Juni 2017, abgedruckt in Anhang, Kapitel 2, der „Bericht

¹² Siehe dazu zum Beispiel: Unsubsidized Levelized Cost of Energy Comparison, in [Lazard's Levelized cost of energy Analysis – Version 10.0 December 2016](#), Seite 2

Finanzieller Spielraum		
Kennzahlen der Alpiq- und Axpo-Aktionäre		
	<i>Eigenkapital- quote (%)</i>	<i>Ebitda (Mio. Fr.)</i>
EKT Holding	88,2	22,6
EKZ	88,2	22,6
Wasserwerke Zug	87,8	96,0
Groupe E	79,5	151,2
AEW Energie	79,1	72,0
Romande Energie	79,1	151,2
EBM	66,2	63,6
IBA	65,2	30,2
EBL	53,9	27,5
SAK Holding	44,1	49,6
SIG	39,5	258,7
FMV SA	31,2	22,8
AIL	28,2	61,2

Quelle: Unternehmensangaben

Abbildung 7 Kennzahlen Aktionariat Axpo und Alpiq (NZZaS 4.6.2017)

Die Senkung der Wasserzinsen soll einzig dazu dienen, die Gewinnmargen der Wasserkraft zu erhöhen, um höhere Quersubventionen für unrentable Kernkraftwerke zu ermöglichen. Axpo und Alpiq wollen sich auf Kosten der Gebirgskantone sanieren. Die IBK weist solche Ansinnen vehement zurück. Die Kantone und Gemeinden stellen den Produzenten von Wasserkraft langjährige Nutzungsrechte zur Verfügung, die seit Jahren sehr hohe Gewinne abwerfen. Die Kantone und Gemeinden dürfen nun nicht Opfer werden von Fehlinvestitionen, die Dritte getätigt haben. Die Gewinne der Stromunternehmen sind stets weit höher ausgefallen als die Nutzungsentgelte in Wasserkantonen. Auch heute noch wird mit Wasserkraft gutes Geld verdient.

Die Wasserkraft ist die Wirbelsäule der Versorgungssicherheit in der Schweiz. Das wissen die meisten Strom-Konsumentinnen und -Konsumenten. Die Schweizer Stimmberechtigten haben mit ihrem Ja zur Energiestrategie Massnahmen für den Erhalt und für die Modernisierung der Wasserkraft getroffen.

Die Strombranche ist im Umbruch und die vollständige Marktöffnung ist eines Tages zu erwarten. Die IBK will sich deshalb sinnvollen Neuregelungen nicht verschliessen, solange diese nicht zu Einbussen für die Abgeltung der Nutzungsrechte führen.

Im Kanton Graubünden steht die Gewässerhoheit den Gemeinden zu. Sie sind mit Zustimmung der Regierung Konzessionsgeber für Wasserkraftwerke. Die IBK hat diesbezüglich den Energieexperten Dr. Rudolf Rechsteiner beauftragt, Vorschläge zu erarbeiten. Wir freuen uns, dass seine Studie Mittel und Wege zeigt, wie der Nutzen der Wasserkraftwerke auch im geöffneten Markt erhalten werden kann, ohne dass die Nutzungsrechte verschenkt werden müssen.



Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)
c/o Not Carl, Präsident, Tulai, 7550 Scuol

Chur, 12. Juni 2017

Dr. Rudolf Rechsteiner, Basel, re-resolution.ch¹³

Strategische Reserve für echte Versorgungssicherheit

Die Stromlandschaft Schweiz befindet sich im Umbruch. Mit der Annahme der Energiestrategie vom 21. Mai und mit der Ablehnung des Antrags der Urek-N, wonach gebundene Kunden 100% Strom aus Wasserkraft erhalten sollen, rückt der in der Energiestrategie verankerte Auftrag zur marktnahen Neugestaltung des Strommarktes in den Mittelpunkt der Beratungen. Schon bis 2019 soll der Bundesrat „der Bundesversammlung einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells“ unterbreiten, das „spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem“ gelten soll (Artikel 30 Absatz 5 nEnG).

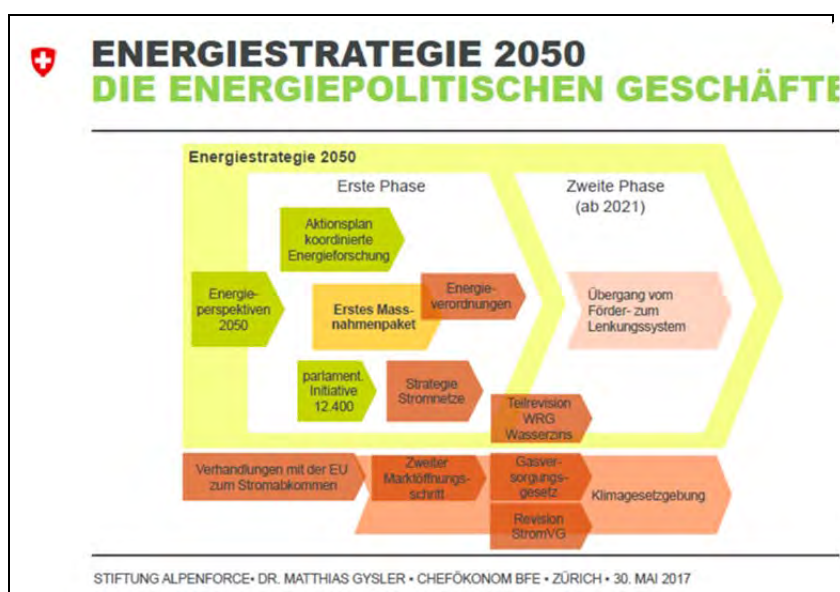


Abbildung 8 Aktuelle gesetzgeberische Prozesse gemäss Darstellung des Bundesamtes für Energie

Zwischen diese Reformbemühungen, die auch die Beratungen der Netzstrategie und eine Revision des Stromversorgungsgesetzes umfassen soll, während die Einführung eines Lenkungssystems wohl definitiv auf Ablehnung stossen wird, schiebt sich die Revision der Wasserzinsen, deren Laufzeit im Jahr 2019 endet. Es ist noch nicht bekannt, was der Bundesrat diesbezüglich vorschlagen wird.

¹³ Dr. Rudolf Rechsteiner war Nationalrat 1995-2010 und während dieser Zeit Mitglied der Urek-N. Er ist heute selbständiger Berater und Dozent an der Uni Basel und an der ETH Zürich für erneuerbare Energien und Transformation der Energiesysteme.

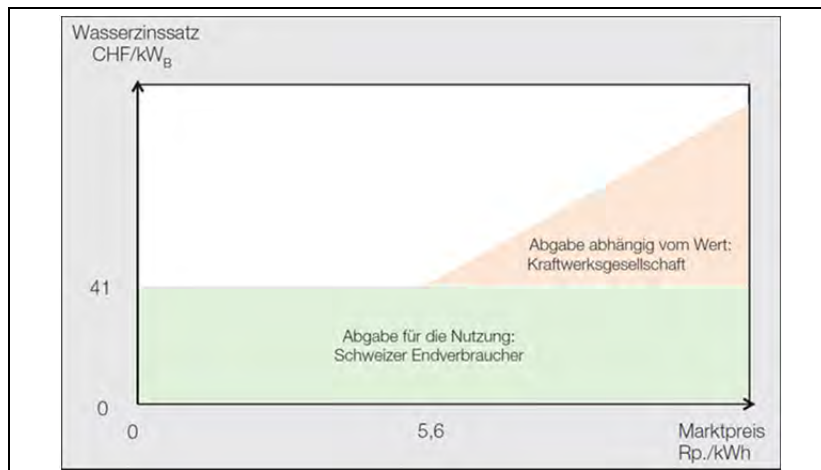


Abbildung 9 Vorschlag Wasserwirtschaftsverband SWV: Senkung der Wasserzinsen von 110 auf 41 CHF/kW, faktisch wertlose "variable Vergütung" ab einem Preis von 5.6 Rp/kWh

Wir wissen aber, dass der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband vorgeschlagen hat, die Wasserzinsen um 63% zu senken und zu flexibilisieren. Bei den heutigen Preisen führt der flexible Teil der Wasserzinsen aber nicht zu realen Erträgen, die Wasserkraft-Kantone und -Gemeinden würden demnach 347 Mio. CHF der heute 550 Mio. CHF Wasserzinsen verlieren.

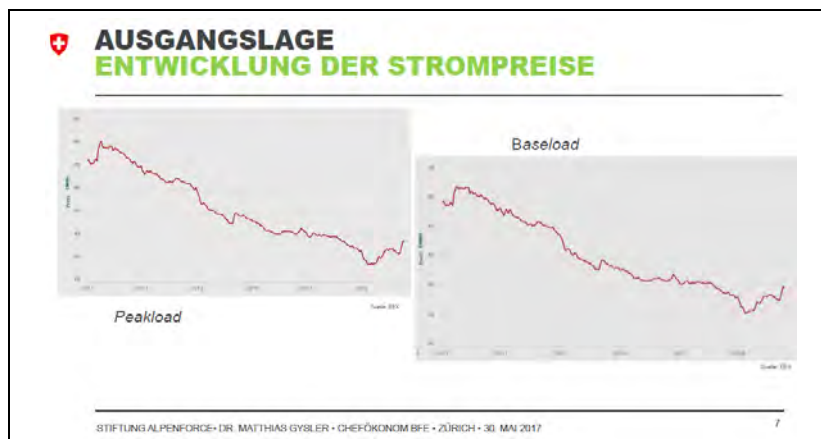


Abbildung 10

Wir wissen auch, dass die Strompreise in den letzten Jahren gesunken sind, nicht nur die Preise für Bandenergie, sondern auch die Notierungen für Spitzenleistung (peak load), während die Erträge für Systemdienstleistungen mit dem Anstieg der fluktuierenden erneuerbaren Energien tendenziell zunehmen werden.

Fehlende Energiereserven = Achillesferse der Versorgungssicherheit

Im Auftrag der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) hat der Sprechende einen Vorschlag erarbeitet, wie die Erträge der Wasserkantone in Zukunft – möglicherweise auf einer völlig neuen Basis – ungeschmälert erhalten werden können.

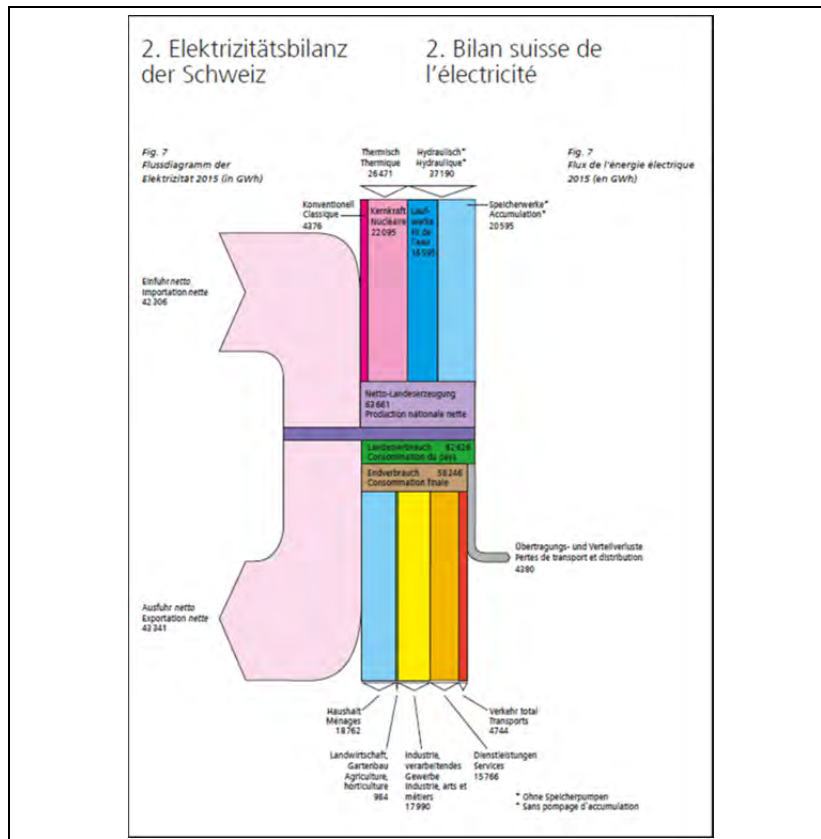


Abbildung 11 CH Elektrizitätsbilanz 2015

Ausgangspunkt der Betrachtungen ist die Versorgungssicherheit bzw. die diesbezügliche Lücke in der geltenden Gesetzgebung. Die Schweiz importiert heute viel Strom zu sehr tiefen und manchmal sogar negativen Preisen und verkauft diesen Strom, häufig zeitverschoben und zu höheren Preisen, ans benachbarte Ausland weiter. Ihre Rolle als Stromdrehscheibe Europas nützt allen Beteiligten und war stets gewinnbringend.

Im europäischen Verbund nimmt der Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien zu. Dank den Speicherkraftwerken ist es möglich, Stromimporte dann zu tätigen, wenn die Preise besonders tief sind und die Speicherbecken in dieser Zeit zu schonen. Verkäufe erfolgen dann, wenn die Preise höher liegen.

Die Grossverbraucher in der Schweiz mit Marktzugang konnten in den letzten Jahren ihre Stromkosten signifikant senken, oftmals mehr als halbieren. Dies war ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit nur möglich, weil die Speicherseen in den Alpen jederzeit eine hohe Leistung (kW) und grosse Energiereserven (kWh) vorhielten, um bei schwachem Wind oder fehlender Sonne mit ebenfalls kostengünstiger Eigenproduktion einzuspringen.

Winter 2015/2016

Die Lücken im Gesetz haben in jüngster Zeit wiederholt zu Alarmmeldungen des Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid geführt. Am 2. Dezember 2015 warnte Swissgrid offiziell mit einer Medienmitteilung, „aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Kernkraftwerke Beznau I und II und aufgrund einer geringeren Einspeisung der Laufwasserkraftwerke“ sei von einer angespannten Energie- und Netzsituation auszugehen.¹⁴ Die EICOM hat die Ursachen dokumentiert:¹⁵

¹⁴ https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/current/media/media_releases/media_releases_2015/02_12_2015_01.html

¹⁵ Schweizerische Elektrizitätskommission: [Versorgungssicherheit Winter 2015/16](#), Bericht der EICOM, Bern, Juni 2016

- Im Herbst 2015 entnahmen die Kraftwerkbetreiber „in überdurchschnittlichem Ausmass“ Wasser aus den Speicherseen, um Ausfälle bei den Kernkraftwerken und den Lauf-Wasserkraftwerken zu kompensieren, und sie profitierten dabei von einem überdurchschnittlich hohen Preisniveau.
- Deshalb „entleerten sich die Speicherseen entsprechend, so dass aufgrund der antizipierten Netzengpässe ein Versorgungsengpass für den weiteren Verlauf des Winters in Betracht gezogen wurde.“

Ohne die verlässlichen Lieferungen aus der Europäischen Union wäre die Schweiz in einen Engpass geraten.

Winter 2016/2017

Ein Jahr später hat sich die Szenerie in ähnlicher Weise wiederholt. Ab Herbst 2016 erhöhten sich die Preise signifikant.



Abbildung 12 Swissix day base Notierungen zwischen November 2016 und Mai 2017 (Grafik: EEX)

Die Schweizerische Handelszeitung berichtete darüber so:¹⁶

„Bis zu 19 Rappen pro Kilowattstunde wurden in den letzten Wochen an der Strombörse bezahlt... Und die Schweizer Kraftwerke produzierten. Alleine in der Woche bis zum 22. Januar haben sie 7 Prozent der gesamten Speicherkapazität durch ihre Turbinen gejagt. Danach waren die Seen nur noch zu einem Drittel gefüllt.“

Grund für die hohen Preise war die aussergewöhnliche Konstellation aus extrem tiefen Temperaturen und den vielen Atomkraftwerken, die nicht produzierten. Der Strom wurde in ganz Europa knapp. Nicht nur steht in Frankreich, wo 40 Prozent der Haushalte elektrisch heizen, ein Fünftel der Kraftwerke still. Auch die Schweizer AKW liefern teilweise nichts: Mit Beznau 1 und Leibstadt fehlt derzeit fast die Hälfte des Schweizer Atomstroms.

Die Situation brachte auch die Netzbetreiberin Swissgrid an Grenzen. Zwar betont Sprecher Patrick Mauron, die Versorgungssicherheit sei nie gefährdet gewesen. Zeitweise musste Swissgrid aber stark eingreifen und viel Reserveenergie abrufen, um das Netz stabil zu halten. Etwa am 20. Januar, als zwei Stunden lang das grosse Wasserkraftwerk Grande Dixence ausstieg – ausgerechnet zwischen 7 und 9 Uhr, wenn Preise und Nachfrage hoch sind.

Swissgrid musste auf die letzten verfügbaren Reserven mit Preisen von bis zu 10 Franken pro Kilowattstunde zugreifen. «Da wurden selbst Notstromaggregate in Spitälern angeworfen», sagt Stromhändler Andreas Tresch von Enerprice. «So etwas kommt vielleicht drei Mal pro Jahr vor.»

Am Stromkongress vom 12. Januar hatte Bundesrat Guy Parmelin in einer Rede zum Thema Blackout noch der Branche ins Gewissen geredet und sie dazu aufgefordert, ihr Risikomanagement zu «überarbeiten und zu intensivieren». Generell habe die Einstellung zugenommen, nur noch von Tag zu Tag zu planen, mahnte der Verteidigungsminister. Diese Haltung habe in allen Branchen zu einer Reduktion von Reserven und Vorräten geführt.“

¹⁶ <http://www.handelszeitung.ch/konjunktur/schweiz/blackoutgefahr-bei-schweizer-stauseen-1331968>

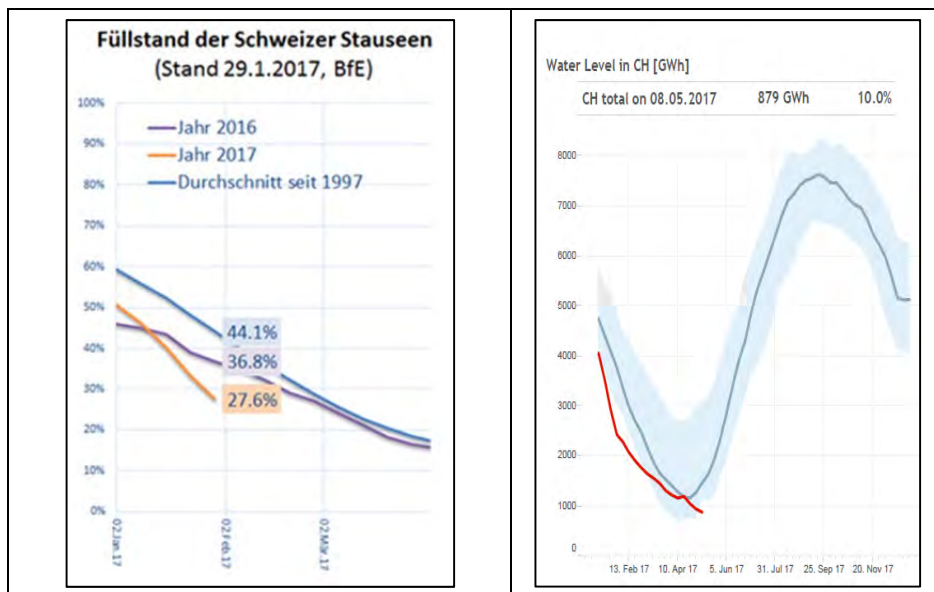


Abbildung 13 und 14 Füllstand der Speicherseen im Mehrjahresvergleich (Quelle: Handelszeitung 5.2.2017, Swissgrid¹⁷)

Die angespannte Versorgungslage lässt sich am äusserst geringen Füllstand der Speicherseen erkennen. Ende Mai 2017 lagen die Speichervorräte auf dem tiefsten Stand seit vielen Jahren.

Es lässt sich nicht länger verbergen, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz, insbesondere die Reservehaltung von Energie, in der geltenden Marktordnung ungenügend geregelt ist.

Artikel 9 des Stromversorgungsgesetzes erteilt dem Bundesrat die Möglichkeit, neue Kraftwerke mittels Ausschreibungen erstellen zu lassen.¹⁸ Bisher ging der Bundesrat davon aus, der Markt und Swissgrid regelten die Vorhaltung von Energie ausreichend. Dass defizitäre Stromkonzerne jedoch freiwillig auf Gewinne verzichten, wenn die Preise hoch sind, ist auch in Zukunft nicht zu erwarten.

Swissgrid hat keine Kompetenzen, in die Bewirtschaftung der Speicherseen einzugreifen. Swissgrid sorgt heute für die Spannungshaltung und für ausreichende Netzkapazitäten inkl. Beschaffung von Regelenergie und Leistungsvorhaltung (kW). Swissgrid sorgt aber nicht für die Vorhaltung von Energiereserven (kWh) für Notfälle.

Schaffung einer Strategischen Reserve

Die Schweiz kann die Versorgungssicherheit nicht einfach an die Nachbarländer delegieren. Die Nutzung von Stromimporten ist preislich zweifellos interessant und steht ausser Diskussion. Aber der für alle Beteiligten höchst lukrative Stromhandel muss über die nötigen Sicherheitspolster verfügen.

¹⁷ https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/winter_planning.html

¹⁸ „Art. 9 Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung

¹ Ist die sichere und erschwingliche Versorgung mit Elektrizität im Inland trotz der Vorkehren der Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft mittel- oder langfristig erheblich gefährdet, so kann der Bundesrat unter Einbezug der Kantone und der Organisationen der Wirtschaft Massnahmen treffen zur:

a. Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung;
b. Beschaffung von Elektrizität, insbesondere über langfristige Bezugsverträge und den Ausbau der Erzeugungskapazitäten;
c. Verstärkung und zum Ausbau von Elektrizitätsnetzen.

² Der Bundesrat kann wettbewerbliche Ausschreibungen für die Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung und die Beschaffung von Elektrizität durchführen. Er legt in der Ausschreibung die Kriterien fest in Bezug auf die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit.

³ Bei der Elektrizitätsbeschaffung und beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten haben erneuerbare Energien Vorrang.

⁴ Entstehen aus den Ausschreibungen nach Absatz 2 Mehrkosten, so werden diese von der nationalen Netzgesellschaft mit einem Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze abgegolten. Die Abgeltung ist zu befristen.

⁵ Wird ein Gewinn erwirtschaftet, so müssen allfällige Abgeltungen für Mehrkosten der nationalen Netzgesellschaft ganz oder teilweise zurückerstattet werden. Eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals muss gewährleistet sein. Die Netzgesellschaft verwendet die Rückerstattungen für:

a. die Reduktion der Übertragungskosten der Hochspannungsnetze;
b. die Verstärkung oder den Ausbau der Hochspannungsnetze.“

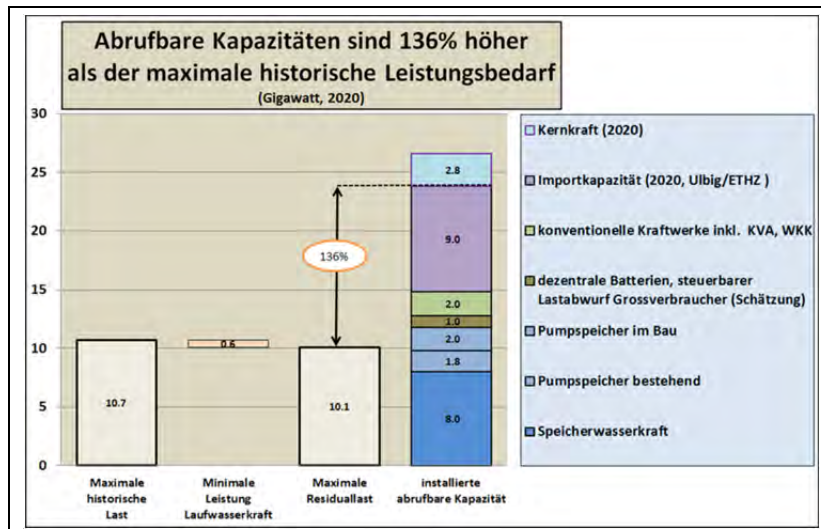


Abbildung 15 Verfügbare Leistung und maximaler Bedarf 2020

Die Schweiz leidet nicht an mangelnder Leistungsvorhaltung (kW), sondern an mangelnder Bewirtschaftung der vorhandenen Energiereserven (kWh). Ein System, das die Gewinnmaximierung bei hohen Preisen zulässt, ohne die Reserven im Auge zu behalten, riskiert Totalausfall. Die Kosten von Stromausfällen sind prohibitiv hoch. Das Stromversorgungsgesetz postuliert, solche Ereignisse unbedingt zu vermeiden, liefert Swissgrid aber nicht die entsprechenden Instrumente. Die Ursachen einer Versorgungskrise können mannigfaltig sein:

- Bei einem schweren Unfall in einem französischen Kernkraftwerk geht die französische Aufsichtsbehörde ASN davon aus, dass eine ganze Bau-Serie alter Kernkraftwerke unmittelbar ausser Betrieb genommen werden müsste. Dies kann zu einem Unterbruch von Stromimporten führen.
- Ein Engpass russischer Gaslieferungen kann Rückwirkungen auf die Stromerzeugung haben.
- Ein Netzzunterbruch der inländischen oder der grenzüberschreitenden Interkonnexion, beispielsweise durch Unfall, Naturkatastrophen oder Terrorismus, kann bestehende Engpässe noch verschärfen.

Die Schweiz tut deshalb gut daran, die Energiereserven der Speicherseen aktiv zu bewirtschaften. Dies ist nur möglich, wenn die rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden und die Zahlungspflichten geklärt sind.

Speicherseewasser als Reserve für Notfälle

Wie andere Länder Europas sollte auch die Schweiz eine Strategische Energie-Reserve für Notfälle zur Pflicht machen. Entsprechende Modelle wurden im In- und Ausland, und bei uns auch vom Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband (SWV) diskutiert.¹⁹ Die Wasserspeicher in den alpinen Speicherseen eignen sich als Pflichtlager hervorragend. Die Mechanik für die Schweiz lässt sich wie folgt skizzieren:

- Die Speicherseen der Schweiz scheiden eine Strategische Energie-Reserve aus, die am Markt weder gehandelt noch regulär verkauft wird.
- Die Strategische Reserve ergänzt die Instrumente von Swissgrid und von privaten Stromhändlern, die zeitlich adressierte Leistungs- und Energievorhaltung nachfragen.
- Es handelt sich bei der Strategischen Reserve also (vergleichbar mit der Geldpolitik) um ein „lending of the last resort“, die nur zum Zuge kommt, wenn alle anderen Transaktionen versagen.

¹⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier (Grünbuch) 2014, Seite 43; Piot/Beer, 2016: «Wege zu einem neuen Strommarktdesign», Artikel von Michel Piot und Michael Beer in: VSE-Bulletin 8/2016, Aarau sowie Bernische Kraftwerke (BKW): Ein Kapazitätsmarkt für die Schweiz

Ein deutscher Bericht beschreibt die Rolle der Strategischen Reserve wie folgt:

In Abgrenzung zur kürzlich eingeführten Netzreserve, die „vorrangig regionale Netzsicherheitsprobleme in Süddeutschland adressiert“, „dient die Strategische Reserve vorrangig zur Absicherung der Stromversorgung für den Fall, dass der Strommarkt die erforderlichen Kapazitäten nicht oder nicht schnell genug anreizt“.

Die Anlagen werden als Systemreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber beschafft und ausschließlich durch diese eingesetzt. Die Übertragungsnetzbetreiber werden jedoch nicht Eigentümer der Anlagen, sondern kontrahieren die Reserveleistung [...] unter strenger Aufsicht.²⁰

Abgeltung auf Basis von Wiederbeschaffungskosten

Weil heute die Rechtsgrundlagen fehlen, gilt es, Grösse und Finanzierung der Strategischen Reserve neu zu regeln. Operativ ist es sinnvoll, dem Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid die Verfügungsgewalt über die Strategische Reserve für den Notfall einzuräumen.

Weil es für eine Strategische Reserve explizit keinen Markt geben darf, sollte die Vergütung dafür auf Basis von Beschaffungs- bzw. Wiederbeschaffungskosten festgelegt werden. Gäbe es die Speicherseen nicht, müsste der Bundesrat bzw. die Swissgrid den Aufbau solcher Kapazitäten in Form von Gaskraftwerken oder Batterien in Betracht ziehen.

- Als pragmatische Schätzung kann man davon ausgehen, dass der Wert der gespeicherten Wasserkraft von rund 9 TWh (9 Milliarden kWh) bei 1 bis 1,5 Milliarden Franken pro Jahr liegen dürfte, müsste man einen äquivalenten Speicher im Inland neu zum Beispiel mittels Batterien bereitstellen (10 bis 15 Rp Gesteungskosten pro gespeicherte kWh).
- Das Erstellen von Gaskraftwerken ist per se nicht sinnvoll, da die Schweiz keine eigenen Gaslagerstätten betreibt und die Versorgungssicherheit sich nur vom importierten Strom auf importiertes Erdgas verschieben würde. Der Bau von Gaskraftwerken ist auch nicht sinnvoll, weil die Speicherseen ja bereits bestehen.
- Den mit Abstand grössten Teil ihrer Erträge werden die Speicherkraftwerke auch in Zukunft durch den Verkauf von Elektrizität am Markt erzielen. Die Entschädigungen für übrige Systemdienstleistungen (Regelenergie, tertiäre Leistungsreserve usw.) bleiben durch die Schaffung einer Strategischen Reserve ebenfalls ungeschmälert.

Eine Beschaffung der Strategischen Reserve auf Basis von Auktionen ist nicht zielführend. Die Entschädigungen für die Strategischen Reserve sollen vielmehr dazu beitragen, Erhalt und Modernisierung der Speicherkraftwerke zu gewährleisten und die Gewinnaufschläge zu kompensieren, die aus Vermarktungsverzichten hervorgehen. Wettbewerbliche Verfahren würden die Speicherseen in Wettbewerb mit der subventionierten Leistungsreserve aus Kohlekraftwerken in Deutschland setzen, was nicht zum Ziel führt. Dies bestätigen die Bernischen Kraftwerke (BKW) in ihrem Konzeptpapier für die Schaffung von Kapazitätsmärkten:

„Da der Strompreis im Schweizer Spotmarkt praktisch jederzeit durch die Nachbarländer bestimmt wird, werden diese preissenkenden Effekte faktisch «importiert».

Dadurch resultieren Nachteile für Schweizer Kraftwerke: Ihre Erträge aus dem Strommarkt sinken;(...)

Die ausländischen Kapazitätsmärkte machen (Re-) Investitionen in Schweizer Kraftwerke zusätzlich unattraktiv.“²¹

Die Finanzierung der Strategischen Reserve durch Swissgrid auf Basis von Beschaffungskosten ist für alle Beteiligten von Nutzen:

- Alle Nutzniesser, auch die Grossverbraucher, profitieren von der erhöhten Versorgungssicherheit und tragen nach dem Verursacherprinzip zur Finanzierung bei.
- Die Finanzierung der Nutzungsentgelte des Rohstoffs „Wasser“ (Wasserzinsen) ruht nicht mehr allein auf den Schultern der gebundenen Kunden, sondern wird breiter verteilt. Die Abgeltung der Reservehaltung von Speicherwasser kann wie der Netzzuschlag strukturiert werden und sie kann die gleichen Sonderregelungen für energieintensive Betriebe vorsehen.

²⁰ Yvonne Dyllong: Märkte stärken, Versorgung sichern – Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. (2013) Heft 9

²¹ Bernische Kraftwerke (BKW): Ein Kapazitätsmarkt für die Schweiz, Seite 3

- Für die gebundenen Kunden ändert sich am Strompreis voraussichtlich sehr wenig. Sie dürfen bei einer Beteiligung der Grossverbraucher sogar mit geringen Entlastungen rechnen. Die Grossverbraucher werden die Kosten ebenfalls kaum spüren, denn sie profitieren von starken Preisnachlässen.
- Die Wirkung der Strategischen Reserve auf die Marktpreise und auf die Entgelte für Systemdienstleistungen sind minimal, weil sie nicht aktiv zum Kauf angeboten wird. Die Gewinnmarge von Speicherkraftwerken und Pumpspeicherwerken verschlechtert sich somit nicht.

Verknüpfung mit den Wasserzinsen

Es ist unmittelbar einsichtig, dass sich mit der Abgeltung der Energievorhaltung die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft verbessert. Es ist möglich und wird empfohlen, die Neuregelung der Strategischen Reserve mit einer ertragsneutralen Neuregelung der Wasserzinsen zu verknüpfen. Dies könnte wie folgt geschehen:

1. Die Speicherkraftwerke erhalten eine Abgeltung für strategische Reservehaltung von Speicherseewasser bzw. Energie, welche zweckgebunden zur Begleichung von Wasserzinsen im Standortkanton zu verwenden ist.
2. Der Umfang der strategischen Reserve definiert sich durch die vorzuhaltende Wassermenge in m³ oder in GWh während den Monaten mit knapper Versorgung, derzeit das Winterhalbjahr. Swissgrid bestimmt die Grösse der Reserve im Rahmen der gesetzlich festgelegten Ziele, zum Beispiel ein Energievorrat zur strom-autarken Bewirtschaftung der Schweiz während minimal vier Wochen.²²
3. Im Umfang der Mehrleistungen für die Strategische Reserve wird ein pauschaler Abzug von dem bisher geltenden gesetzlichen Maximum der Wasserzinsen vorgenommen.
4. Die Betreiber der Wasserkraftwerke verpflichten sich als Gegenleistung für die dadurch entstehende Senkung der Nutzungsentgelte, die definierte Energiereserve nicht selber zu vermarkten, sondern der Verfügungsgewalt von Swissgrid zu unterstellen.

Erträge aus Wasserzinsen und Entgelte für Reservehaltung heute und morgen

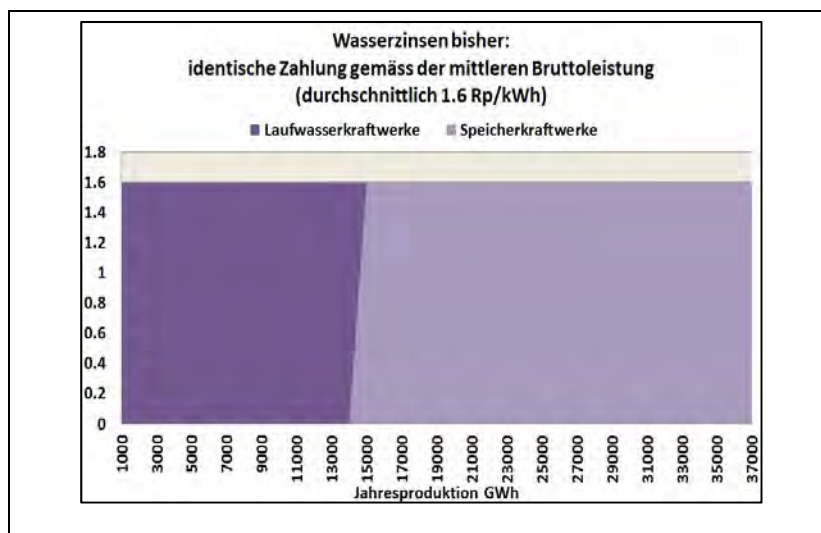


Abbildung 16 Wasserzinsen heute (vereinfacht: 1,6 Rp/kWh)

²² Gesetz und Verordnung können hier selbstverständlich Abweichungen vorsehen, soweit diese versorgungsdienlich sind, etwa für Speicherseen und Auffangbecken, die mit Pumpspeicherwerken verknüpft sind.

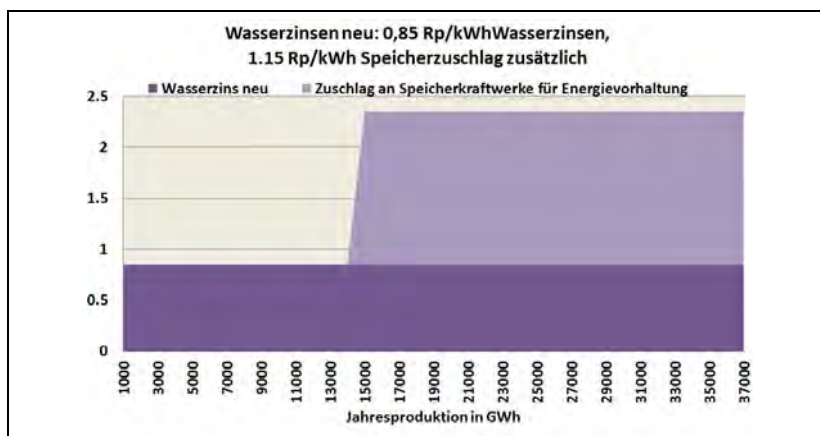


Abbildung 17 Ertragsneutrale Neustrukturierung der Wasserzinsen, ergänzt durch Entschädigung für Energiespeichervorhaltung

Die beiden Grafiken zeigen die Situation heute und morgen:

- Heute fließen Wasserzinsen von 1,6 Rp/kWh, die sich nach mittlerer Bruttoleistung der Kraftwerke richten (total 550 Mio. CHF)
- In Zukunft fließen ebenfalls 550 Mio. CHF, aber aufgeteilt in nahezu halbierte Wasserzinsen (0,85 Rp/kWh) und eine Abgeltung für Energiespeichervorhaltung (vereinfacht: 1,5 Rp/kWh an Speicherkraftwerke)

Entschädigung Rp/kWh	GWh		Mio CHF/a
0.85	16595	Laufwasserkraftwerke	141
0.85	20595	Speicherkraftwerke	175
1.15	20595	Pflichtspeicherentschädigung	237
		Total	553

Abbildung 18 neue Struktur der Entschädigungen

Die Differenzierung der Leistungen nach Speicher- und Lauf-Wasserkraftwerken spiegelt die unterschiedliche Wertigkeit der Kraftwerke. Sie haben in der neuen Stromwelt mit vorwiegend erneuerbaren Energien unterschiedliche Rollen zu erfüllen. Es ergibt sich daraus unvermeidlich auch eine regionale Ungleichbehandlung: die Gebirgskantone mit ihren zahlreichen Staubecken werden profitieren, Kantone im Mittelland mit vorwiegend Lauf-Wasserkraftwerken verlieren etwas an Einnahmen.

Da die Wasserzinsen im Mittelland aber eine untergeordnete fiskalische Rolle spielen, ist eine solche Ungleichbehandlung vertretbar. Auch ist daran zu erinnern, dass Veränderungen der Leistungen an die Gebirgskantone beim interkantonalen Finanzausgleich zu entgegen gerichteten Ausgleichszahlungen führen.

Dies wird dazu führen, dass man auch in der übrigen Schweiz eine Modifikation der Wasserzinsen im vorgeschlagenen Sinn allemal bevorzugen wird anstelle einer Absenkung, die letztlich alle Kantone fiskalisch schwächen würde.

Die vorgeschlagene Revision unterscheidet sich stark vom „Speicherzuschlag“ auf den Wasserzinsen, der vom Bundesrat 2008 vorgeschlagen wurde. Es geht nicht um eine Erhöhung der Wasserzinsen, sondern um die Herstellung von Versorgungssicherheit. Nicht die bisherigen Nutzungsrechte, sondern die netzdienliche Bewirtschaftung der vorhandenen Speicherseen wird neu entschädigt. Die Funktionalität des bestehenden Systems wird maximiert. Das Ziel einer solchen Revision ist dreierlei:

1. Eine Lücke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird geschlossen, um den lukrativen Stromhandel (Importe von Strom zu sehr tiefen Preisen und Exporte mit Marge) mit minimalem Versorgungsrisiko zu ermöglichen.

2. Die Kosten der Versorgungssicherheit und der Ressource Wasserkraft werden von allen Verursachern getragen, nicht bloss von den kleinen Konsumentinnen und Konsumenten. Auch die Grossverbraucher, die von starken Preisreduktionen profitiert haben, leisten einen Beitrag.
3. Die Entgelte für die Ressource Wasser, die für die Bergregionen eminent wichtig sind, bleiben unter dem Strich erhalten.



Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)
c/o Not Carl, Präsident, Tulai, 7550 Scuol

Chur, 12. Juni 2017

Gilbert Truffer, Grossrat VS

Es freut mich, dass ich als Walliser Grossrat mich zu diesem aktuellen Thema äussern darf. Ich muss allerdings beifügen, dass ich nicht bzw. noch nicht die Meinung der Walliser Regierung vertrete und auch nicht die Mehrheitsmeinung der Regierungskonferenz der Gebirgskantone RKGK.

Das Wallis produziert jährlich rund 10 Milliarden Kilowatt-Stunden Strom aus Wasserkraft. Das sind grob 27 Prozent des Wasserstroms in der Schweiz. Das Wallis erhält aufgrund der jetzt noch gültigen Gesetzgebung jährlich 160 Millionen Franken an Wasserzinsen. Diese gehen heute zu 40 Prozent an die konzedierenden Gemeinden, und 60 Prozent gehen an den Kanton. Gleichzeitig muss ich anfügen, dass 80 Prozent der Wasserkraftanlagen im Besitz von ausserkantonalen Gesellschaften sind. Erst beim Heimfall werden sich die Eigentumsverhältnisse zu Gunsten der Walliser Gemeinwesen verschieben.

Wenn man die Wasserzinsen kürzt, wie es gewisse Exponenten der Atomkraft-Lobby verlangen, dann sinken nicht einfach nur die Kosten der Wasserkraft. Nein, es verschiebt sich das ganze Finanzgefüge der Kantone, insbesondere auch die Lastenteilung. Die bisher im schweizerischen Finanzausgleich geregelt ist.

Das bliebe nicht ohne Folgen für die Kantone im Unterland, die dann einen Teil des Ausfalls der Einnahmen der Gebirgskantone und Gemeinden wieder kompensieren müssten.

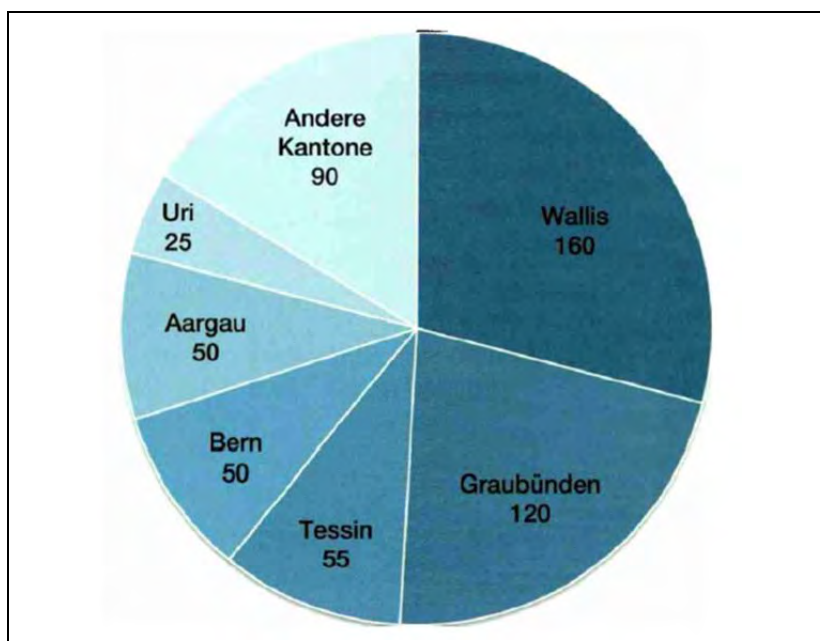


Abbildung 19 Verteilung der Wasserzinsen nach Kantonen (Quelle: VSE)

Ein Blick auf die hauptsächlichen Empfänger von Wasserzinsen zeigt, dass es Kantone sind, die wegen den alpinen Gegebenheiten besondere Lasten zu tragen haben, und dies bei einer deutlich unterdurchschnittlichen Bevölkerungsdichte. Fehlen die Einnahmen aus Wasserzinsen, müssen die Infrastrukturen an Strassen, Lawinnenverbauungen und Hochwasserschutz genau gleich gepflegt werden wie bisher, aber die Einnahmen müssen anderweitig beschafft werden.

Gemeinwirtschaftliche Leistungen der Wasserkraft

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Kantone mit Wasserkraftwerken wichtige gemeinwirtschaftliche Leistungen zugunsten der übrigen Schweiz erbringen, die heute nur zu einem Teil von den Strombezüglern abgegolten werden. **Dazu gehört die bereits dargestellte Vorhaltung von Energiereserven dank den bestehenden Speicherseen.** Erst sie erlaubt es den Strombezüglern und Stromhändlern im Unterland, unbekümmert um die Versorgungslage Strom aus dem Ausland zuzukaufen und je nach Marktlage selber zu verbrauchen oder zu exportieren. Je nach Preisverhältnissen im Ausland kann man ohne Mehrkosten auf inländische Anlagen wechseln, und die Gebirgskantone stellen nicht nur die nötige Leistung, sondern auch die vorhandene Energie bereit, dank den Speicherseen in erheblichem Umfang auch im Winter.

Diese Flexibilität ist wertvoll, wird aber heute weder für ihren Wert geschätzt noch abgegolten.

Die Wasserkraftanlagen bringen für das Berggebiet viele Vorteile. Dazu gehört auch der Wasserzins. Dieser ist nicht eine Steuer, sondern die Abgeltung für den Rohstoff Wasserkraft. Die Konzessionsgeber, Kanton und Gemeinden, stellen das Wasser und über die Landschaft das Gefälle zur Verfügung. Ohne diese beiden Faktoren gibt es keinen Strom aus Wasserkraft.

Wasserkraftanlagen sind bei uns im Berggebiet auch für die Wasserbewirtschaftung im Falle von Hochwasser von grösster Bedeutung. Die Stauanlagen dienen in einem solchen Fall als Ausgleichsfaktor, indem sie Wasser zurückhalten und später reguliert abfliessen bzw. turbinieren lassen können. Staumauern sorgen somit für Sicherheit bei Extrem- und Starkregen, wie er wegen der Klimaerwärmung in verstärktem Masse zu erwarten ist.

Leistungen nicht zum Nulltarif

Die Gebirgskantone übernehmen diese Verantwortung und sie tun dies gerne. Sie anerkennen auch, dass mit den bestehenden Wasserzinsen manche Nachteile der Wassernutzung angemessen abgegolten werden. **Aber sie werden diese nicht zum Nulltarif erbringen, und sie werden sich gemeinsam gegen das Absenken der Wasserzinsen zur Wehr setzen.** Die teuren Fehler rund um die Kernenergie wurden nicht von den Gebirgskantonen befohlen. Die verantwortlichen Stromkonzerne und deren Besitzer sollen nun für diese teuren Altlasten Verantwortung übernehmen und die nötigen Finanzierungen nicht auf Kosten der Alpenkantone beibringen.

Die Grosskunden von Elektrizität wie etwa bei uns im Oberwallis die Lonza haben in den vergangenen Jahren enorm von den gesunkenen Strompreisen profitiert. Nicht selten konnten sie ihre Energiekosten mehr als halbieren. Das ist ihnen grundsätzlich zu gönnen. Und es ist dort gerechtfertigt, wo auch die Kraftwerke dank Amortisation von Krediten und tiefen Zinsen billiger produzieren als früher, was bei einem Teil der Wasserkraftwerke durchaus der Fall ist. Das ist aber insbesondere bei Kraftwerken mit neuen erneuerbaren Energien (Wind und Sonne) zu beobachten, die heute teilweise für weniger als 5 Rp/kWh Strom liefern.

Man sollte vor lauter Freude über die tiefen Preise nicht vergessen, dass die Investitionen für die Versorgungssicherheit auch in Zukunft getätigt werden müssen und zu finanzieren sind. Wenn man den Markt ganz öffnet und diese Kosten nicht mehr auf die Energiepreise überwälzen kann, dann muss die inländische Versorgungssicherheit und die Flexibilität der Stromerzeugung durch die Netzbetreiber und die EICom gesichert werden.

Die Beratung der neuen Strommarkt-Modelle im Parlament muss alle Systemdienstleistungen sicherstellen und nicht nur die Sicherheit der Leistung und der Netze im Inland sowie der Zuleitungen aus dem Ausland.

Ohne Regulierung der Energiereserven bewegen wir uns Richtung Versorgungsnot. Es kann nicht angehen, dass die Staubecken schon im November oder Dezember weitestgehend geleert werden, nur weil die Strompreise an der Strombörse dann gerade hoch sind, und im Februar sind dann keine Reserven mehr da.

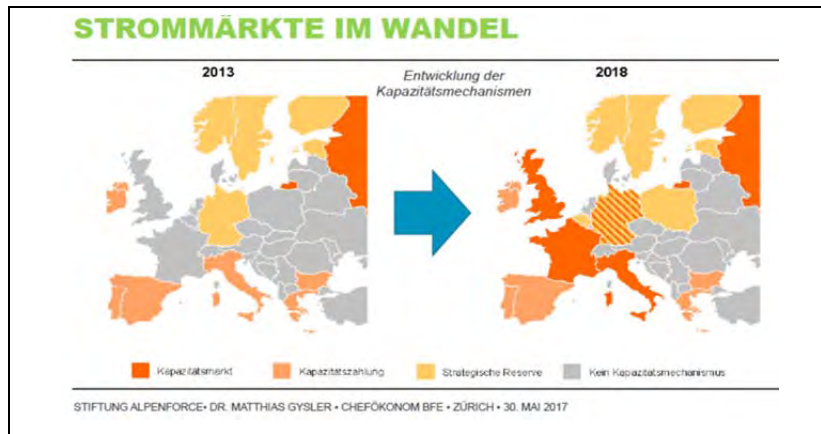


Abbildung 20 Strategischen Reserve in Europa

Dass die Schaffung einer Strategischen Reserve offensichtlich eine Notwendigkeit ist, zeigt die Entwicklung in Europa, wie sie der Chefökonom des Bundesamtes für Energie kürzlich in einem Referat beschrieben hat. In all diesen Ländern wird die Höhe der Abgeltungen schon heute gesetzlich geregelt und es ist kein Geheimnis, dass die meisten dieser Länder die Strategische Reserve mit alten fossilen Kraftwerken sicherstellen.

Die Studie von Rudolf Rechsteiner zeigt klar, dass die Schweiz keine Gaskraftwerke und keine Kohlekraftwerke braucht. Für ausreichende Reserven können die einheimischen erneuerbaren Energien genutzt werden – dank reservierten Volumina in den Speicherseen. Es müssen keine neuen Infrastrukturen gebaut werden, aber die Gebirgskantone erwarten ausreichende Einnahmen für den Erhalt und die Modernisierung der bestehenden Anlagen, denn zu den Nutzniessern dieser Anlagen gehören die Konsumentinnen und Konsumenten in der ganzen Schweiz, auch und gerade die Grossverbraucher.

Mit der Regulierung und Abgeltung einer Strategischen Reserve können die bisherigen Erträge, die aus Wasserzinsen zugeflossen sind, auch in Zukunft aufrecht erhalten werden. Es ist deshalb für alle Beteiligten sinnvoll, dass diese Vorschläge ernsthaft geprüft und in geeigneter Form umgesetzt werden.



Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)
c/o Not Carl, Präsident, Tulai, 7550 Scuol

Chur , 12. Juni 2017

Not Carl

Schlusswort

Meine Damen und Herren

Wir kommen zum Schluss dieser Veranstaltung. Die IBK hält fest:

1. Die Wasserkraftwerke sind durchaus wettbewerbsfähig im Vergleich mit allen anderen Kraftwerken und sie erfüllen wichtige Systemdienstleistungen, die heute nur zu einem kleinen Teil abgegolten werden. Es ist deshalb wirtschaftlich sinnvoll, gesetzliche Rahmenbedingungen zu schaffen, die den Weiterbetrieb und die Modernisierung der Wasserkraftwerke ermöglichen und die Versorgungssicherheit auch im geöffneten Markt gewährleisten.
2. Die Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) widersetzt sich einer Neuregelung der Wasserzinsen nicht, verlangt aber die betragsmässige Erhaltung des Besitzstandes der heute bestehenden Leistungen. Nachdem die Stromversorger seit Jahrzehnten massiv von der Wasserkraft profitiert haben, widersetzen sich die Konzessionsgemeinden allen Versuchen, die netto zu einer Reduktion der Entschädigungen für die Wassernutzung führen.
3. Das Modell der Strategischen Reserve ist europakompatibel und wird bereits in mehreren Mitgliedstaaten der Europäischen Union. Damit die Schweiz Versorgungsengpässe auch in Zukunft selbständig meistern kann, werden Parlament, Bundesrat und Bundesverwaltung eingeladen, die Schaffung einer Strategischen Reserve auf Basis von Wiederbeschaffungskosten zu prüfen; die Schaffung und Entschädigung einer solchen Energiereserve ermöglicht den Verzicht auf neue Gaskraftwerke und erlaubt es, die Wasserzinsen in Höhe der Zusatzeinnahmen aus der Strategischen Reserve zu senken; die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft wird so gestärkt und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ruht nicht mehr hauptsächlich auf den Schultern der kleinen Konsumentinnen und Konsumenten.
4. Die Schaffung einer Strategischen Reserve wird im Rahmen einer neuen Strommarktordnung diskutiert werden. Die IBK schlägt deshalb vor, die Botschaft über die Wasserzinsen zusammen mit der Neugestaltung des Strommarktes zu beraten und die geltende Wasserzinsregelung so lange unverändert weiterzuführen.

In diesem Sinne unterstützt die IBK die Meinung der Regierungskonferenz der Gebirgskantone gemäss deren Medienmitteilung vom 30. April 2017.

5. Die IBK wird, gemeinsam mit anderen Gruppierungen, nötigenfalls ein Referendum in Betracht ziehen, um eine ungerechtfertigte Senkung der Wasserzinsen zu bekämpfen.

Abschliessend liegt es mir daran, Herrn Dr. Rudolf Rechsteiner für seine äusserst fachkundige und fundierte Arbeit zu danken. Der Vorstand der IG Bündner Konzessionsgemeinden ist stolz darauf, den Medienschaffenden heute aufgezeigt zu haben, dass unsere Schweizer Wasserkraft alles andere als defizitär ist, welchen wahren Wert ihr für die Versorgungssicherheit unseres Landes zukommt und gleichzeitig auch einen konkreten Vorschlag für dessen Umsetzung unterbreitet zu haben.

Wir danken den Medien für ihr Interesse und für die entsprechende Publikation.

1. Gutachten BHP Partner: Gestehungskosten Wasserkraft

Historische Erträge der Wasserkraft

Die Ergebnisse auf einen Blick

- 1.** Aufgrund der verwendeten Stichprobe ist davon auszugehen, dass die **Produktionskosten der Wasserkraft in den letzten 15 Jahren um 4.9 Rp./kWh herum** schwankten. In den letzten 15 Jahren haben sich diese Produktionskosten insofern verändert, als dass die Wasserzinsen um rund 0.4 Rp./kWh erhöht wurden und von der Zinsseite eine Entlastung von rund 0.6 Rp./kWh erfolgte. Aufgrund markanter Investitionen im betrachteten Zeitraum veränderte sich das Niveau des investierten Kapitals nur unwesentlich.
- 2.** Im **Geschäft innerhalb der Schweiz** (Detailhandelsebene) konnte der Strom aus Wasserkraft während den letzten 15 Jahren immer gewinnbringend verkauft werden. Die Nettomarge (=Reingewinnmarge) des verkauften Stroms aus Wasserkraft der gesamten Branche liegt auch 2015 noch bei durchschnittlich 2.0 Rp./kWh. Wir haben es also nicht „nur“ mit einem Wasserkraftproblem, sondern auch mit einem Branchenstrukturproblem zu tun. Im **Aussenhandel** wurde 2004 bis 2015 durchschnittlich ein der Wasserkraft zuzuordnender Nettogewinn von 0.51 Rp. pro produzierter Kilowattstunde Strom aus Wasserkraft erwirtschaftet. Für **Systemdienstleistungen** resultierte in den Jahren 2009 bis 2015 ein der Wasserkraft zuzuordnender Gewinn von 0.51 Rappen pro Kilowattstunde produziertem Strom aus Wasserkraft.
- 3.** Die Flexibilität der Wasserkraft führt zu einer höheren Wertigkeit im Vergleich zur durchschnittlichen Energie. Der Zuschlag für die **höhere Wertigkeit der Wasserkraft gegenüber dem ungewichteten Mittelwert der Stundenpreise Swissix Base Spot** betrug in den letzten 15 Jahren zwischen 6% und 15%, wobei der Durchschnitt 11% betrug. Aktuell, d.h. auf Basis der Angaben aus dem Jahr 2015, beträgt die Wertigkeit der Schweizer Wasserkraft 106% des Base-Preises.
- 4.** Die **Reingewinne der EVU** sind in den letzten 15 Jahren deutlich angestiegen und wurden überwiegend als Gewinnvortrag in den Unternehmen behalten. Die Dividendenausschüttungen haben in den Jahren 2008 bis 2010 Höchststände erreicht. Da sich die Investitionen in Anlagen, Immobilien, Mobilien und Beteiligungen bei in etwa gleichbleibender inländischer Stromproduktion mehr als verdoppelt haben, ist davon auszugehen, dass ein grosser Teil der Investitionen auf das Ausland entfiel.
- 5.** Bezüglich der **Legitimation der Höhe der Wasserzinsen** können folgende Argumente aus dem Bericht abgeleitet werden: 1) 2000 bis 2015 hatte die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft immer Gewinne schreiben können. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – daran wenig ändern. Das Problem ist nicht die Wasserkraft sondern sind die nicht vollintegrierten Unternehmen (Grosshändler), welche einen Teil der Produktion am Grosshandelsmarkt absetzen müssen. 2) Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass in der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre die Eigentümerkantone via Dividenden und Tantiemen stärker von der guten Ertragslage profitiert haben als die Wasserkraftkantone via Wasserzinsen. 3) Die Produktionskosten pro Kilowattstunde sind in den letzten 15 Jahren trotz Erhöhung der Wasserzinsen und hoher Investitionstätigkeit konstant geblieben.



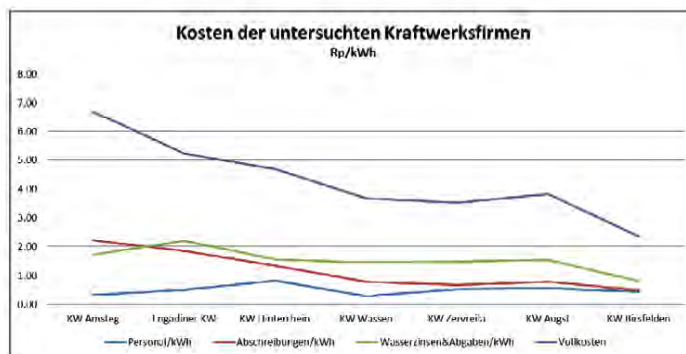
Wasserkraft Schweiz: Fakten sind besser als Meinungen

Vor gut einem Jahr publizierte Enerprice eine Studie zu den Produktionskosten der Schweizer Wasserkraftwerke (www.enerprice.ch/wasserkraft). Nun liegen alle Geschäftsberichte des Folgejahres 2015/16 vor. Die analoge Auswertung zeigt, dass die Situation weit weniger schlimm ist, als vielerorts behauptet wird. Sämtliche Kraftwerksfirmen erzielten einen Gewinn vor Steuern und die durchschnittlichen Vollkosten betragen 4,50 Rp/kWh; eingerechnet alle Abgaben und Wasserzinsen von 1,62 Rp/kWh. Der durchschnittlichen Spotmarktpreis Schweiz (SWISSIX) lag 2015 bei 4,16 Rp/kWh.

Die Schweizer Wasserkraftwerke

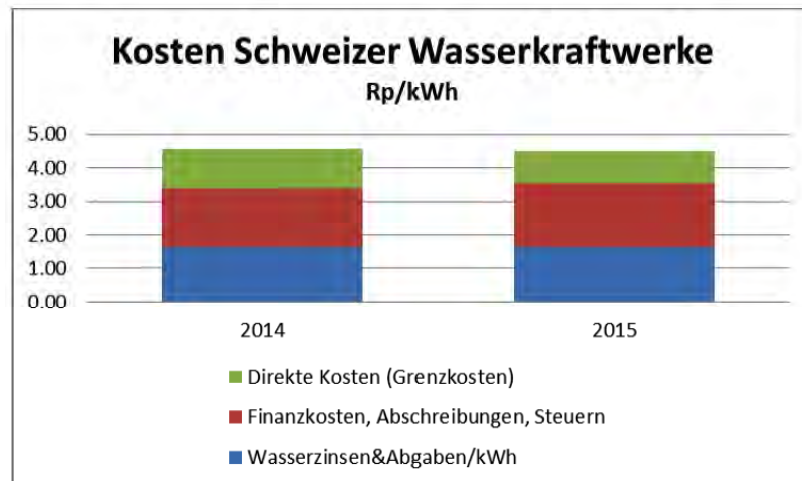
2015 produzierten die Wasserkraftwerke (ohne Speicherpumpen) insgesamt rund 35 Milliarden Kilowattstunden (35 TWh) elektrische Energie. Leider sind von all diesen Werken nur relativ wenige Geschäftsdaten frei zugänglich. Aussagekräftige Erfolgsrechnungen von einigermaßen repräsentativen Kraftwerken sind rar; für die Studie von Enerprice konnten deshalb nur 7 Firmen¹ mit einer Gesamtproduktion von rund 5 TWh verwendet werden. Immerhin zeigen diese einen recht guten Querschnitt durch die schweizerische Wasserkraftwerksszene.

Wie nicht anders zu erwarten, sind die Geschäftsergebnisse bzw. die Produktionskosten der verschiedenen Firmen recht unterschiedlich. So produziert die Kraftwerk Amsteg AG zu Vollkosten von 6,7 Rp/kWh, wogegen die Kraftwerk Birsfelden AG – bei einigermaßen vergleichbarer Produktionsmenge – dies mit gut einem Drittel, nämlich 2,3 Rp/kWh schafft. Für die einzelnen, untersuchten Firmen ergeben sich folgende Einzelwerte:



¹ Engadiner Kraftwerke AG; Kraftwerk Amsteg AG; Kraftwerk Augst AG; Kraftwerk Birsfelden AG; Kraftwerke Hinterrhein AG; Kraftwerk Wassen AG; Kraftwerke Zervreila AG.

Insgesamt haben sich von 2014 weder die Kostenstrukturen noch die Marktpreise wesentlich verändert, auch wenn es bei den einzelnen Firmen durchaus zu Veränderungen kam:



Betragen sich die Direkten Kosten (Grenzkosten) im Durchschnitt lediglich rund 1,0 Rp/kWh, so werden für Abgaben gut 1,5 Rp/kWh und für Finanzkosten, Abschreibungen und Steuern nahezu 2,0 Rp/kWh aufgewendet.

Fazit

Viele schweizerische Wasserkraftwerke können auch bei heutigen Strommarktpreisen noch gewinnbringend arbeiten. Das zeigen auch die Geschäftsergebnisse der sieben untersuchten Gesellschaften, die 2015/16 allesamt ein positives Ergebnis publizieren konnten. Allerdings gibt es zwischen den einzelnen Firmen durchaus wesentliche Unterschiede. Aber ein „flächendeckender“ Subventionierungsbedarf ist aus den verfügbaren Zahlen beim besten Willen nicht zu erkennen.

Bericht Wasserzinsen 2017

Optionen aus der Perspektive der Konzessionsgemeinden von Wasserkraftwerken

Studie im Auftrag der
Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)

Übersicht

1.	<i>Ausgangslage: Wasserzinsen unter Druck</i>	2
2.	<i>Stützung der Wasserkraft bei Annahme der Energiestrategie</i>	13
3.	<i>Vorschlag der UREK-N</i>	18
4.	<i>Senkung Wasserzinsen – Vorschläge der Elektrizitätswirtschaft</i>	23
5.	<i>Modelle der Stromkonzerne für Stützungsmaßnahmen</i>	29
6.	<i>Fehlende Reservehaltung gefährdet Versorgungssicherheit</i>	35
7.	<i>Schaffung einer Strategischen Reserve</i>	43
8.	<i>Optionen der Gebirgskantone</i>	49

9. Juni 2017

1. Ausgangslage: Wasserzinsen unter Druck

Die Wasserkraftwerke in der Schweiz stehen unter wirtschaftlichem Druck. Ursächlich ist die Marktöffnung in Europa und der Rückgang der Strompreise, verursacht durch Überkapazitäten und technischen Wandel.

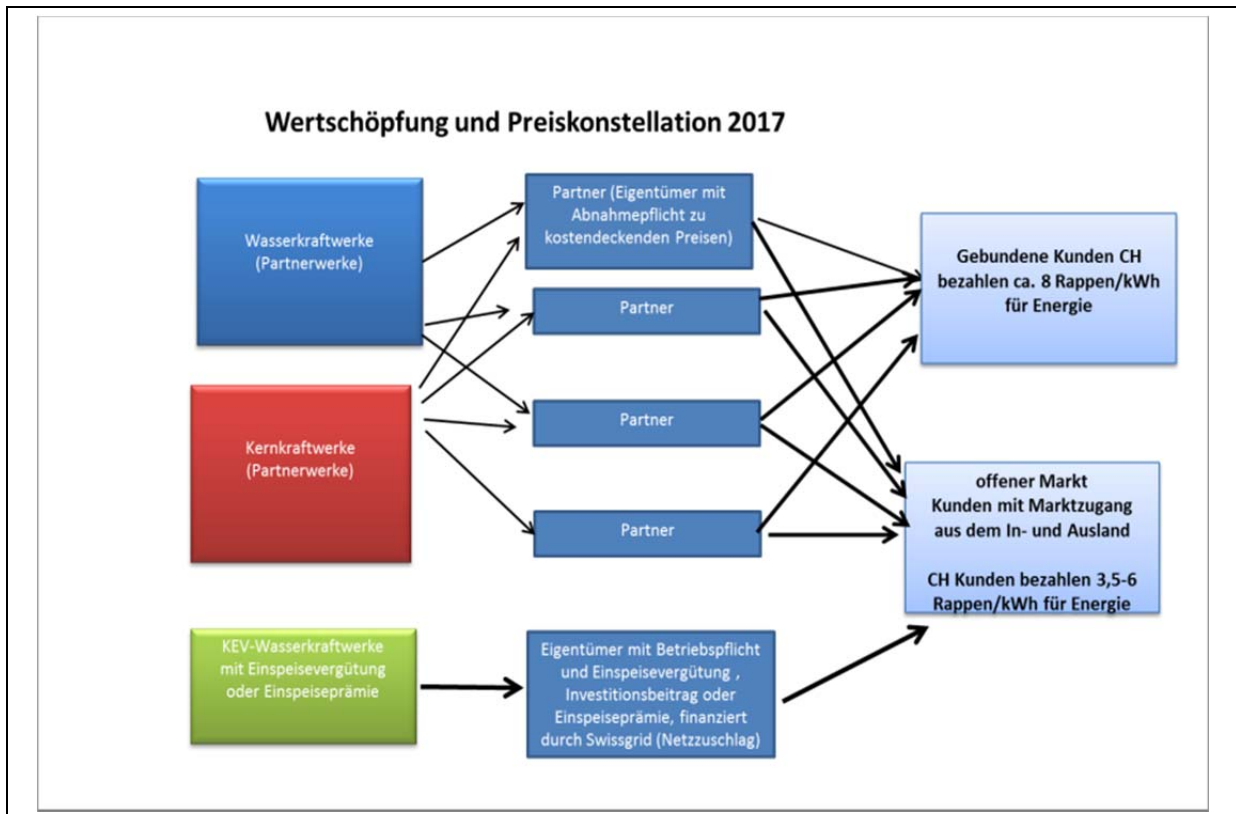


Abbildung 1 Eigentumsverhältnisse und Preisgarantien in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

Der Schweizer Markt ist von regulativen Besonderheiten geprägt. Der Markt ist erst teilweise geöffnet und Wasserkraftwerke erhalten mit der Energiestrategie 2050 eine zusätzliche befristete Förderung (Marktprämie und Investitionsbeiträge):

- Kraftwerke in der Hand von Verteilnetzbetreibern mit Endverbrauchern können ihren Strom den Konsumentinnen und Konsumenten < 100'000 kWh Jahresverbrauch zu Gestehungskosten weiterverkaufen. Dasselbe gilt für Elektrizität aus langfristigen Bezugsverträgen.¹
- Der Anteil der Kunden in der Grundversorgung ist rückläufig, weil Bezüger mit Recht auf Marktzugang angesichts sinkender Preise in den offenen Markt wechseln. Um diesem Kundenverlust zuvorzukommen, mussten viele Verteilnetzbetreiber ihre Stromtarife für Grosskunden senken.
- Selbst kleine Bezüger in der Grundversorgung konnten ihre Kosten senken,
 - Wenn ihr örtlicher Verteilnetzbetreiber den Marktzugang nutzte, um von Marktpreisen zu profitieren und diese Erträge in Form von Preissenkungen an die gebundenen Kunden weitergab; dazu wa-

¹ Artikel 4 Absatz 1 StomVG

ren vor allem Netzbetreiber mit wenig Eigenproduktion, wenig direkten Beteiligungen oder auslaufenden Bezugsverträgen in der Lage.

- o indem sie einen Teil ihres Verbrauchs aus dezentraler Stromerzeugung decken (Eigenverbrauch oder Eigenverbrauchergemeinschaften). Die Kosten für Photovoltaik liegen inzwischen unter Netzparität.

Ertragsentwicklung der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

Die meisten Wasserkraftwerke werden als sogenannte Partnerwerke (früher in der Regel Netzbetreiber) betrieben. Die Partner leisten im Umfang ihrer Beteiligung eine Kostengarantie und übernehmen die jährliche Stromerzeugung zu Gestehungskosten. Die Wasserzinsen sind Teil der Gestehungskosten; sie sind der Preis der „Ressource Wasser“; es handelt sich um eine Kausalabgabe, für die die Bundesgesetzgebung ein Maximum definiert.

Die Kostengarantie der Abnehmer (Partner) beinhaltet oft auch die Zahlung von „pagatorischen Gewinnen“². Solche vertraglich vereinbarten Gewinne dienen vor allem dazu, einen Teil der Wertschöpfung am Standort (und nicht bloss im Unterland) zu besteuern.

Die Wasserzinsen und Steuern, die den Standortkanonen der Wasserkraftwerke zufließen, waren meistens viel tiefer als die Residualgewinne der Partner. Die Wasserzinsen belaufen sich derzeit auf 550 Mio. CHF, während die in der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik erfassten Elektrizitätsversorgungsunternehmen zwischen 1995 und 2014 einen Gesamtgewinn von 29,3 Mrd. CHF erzielten, was jährlich durchschnittlich 1,465 Mrd. CHF entspricht. Bis heute schreibt die Elektrizitätswirtschaft *insgesamt* keine Verluste, sondern Gewinne; dies lässt sich auch an auf 22,5 Mrd. CHF angestiegenen Reserven der Stromunternehmen erkennen, die in die Betrachtung einzubeziehen sind.³

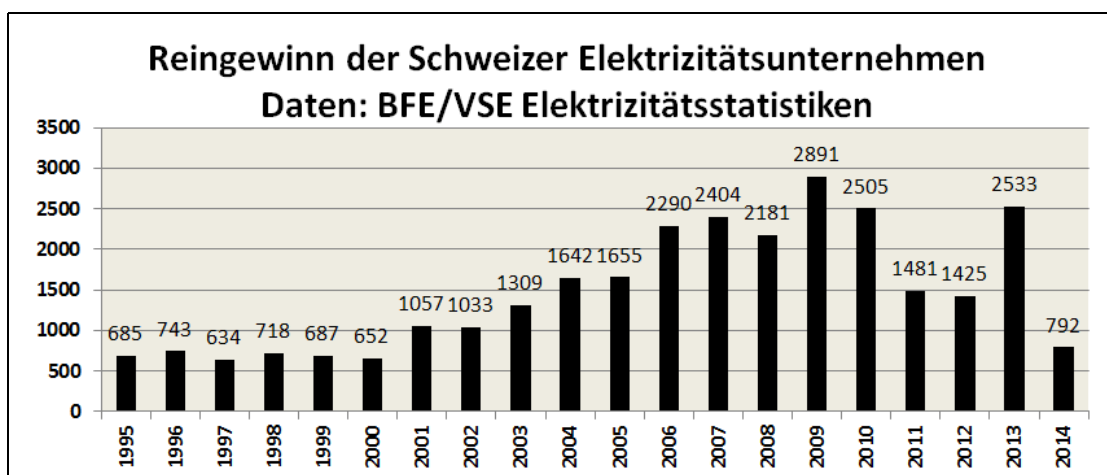


Abbildung 2 Reingewinne der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Mio. CHF (Daten Bundesamt für Energie, Elektrizitätsstatistik)

² Massimo Filippini, Thomas Geissmann/Bundesamt für Energie: Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft, Schlussbericht et al. 1. Dezember 2014

³ Angaben Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2015

Monopolgeschäft und Stromaustausch mit dem Ausland rentabel

Die Rentabilität der Stromerzeugung und der Netze hat sich durch die Teil-Marktöffnung höchst heterogen entwickelt. Mit den Stromnetzen und dem Verkauf von Elektrizität an die gebundenen Kunden in den Gebietsmonopolen lassen sich trotz Preiskontrolle durch die EICom noch immer hohe Margen erzielen. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass viele Verteilnetzbetreiber zu Beginn der Marktöffnung Aufwertungsgevinne realisieren konnten, indem sie ihre Assets neu bewerten liessen.

Ein erheblicher Teil der Wasserkraft wird zu Spitzenlastzeiten ins Ausland verkauft. Daraus resultierte während Jahrzehnten ein positiver Aussenhandelssaldo.

Jahr	Verkauf GWh	Einnahmen Mio. Fr.	Rp./kWh	Kauf GWh	Ausgaben Mio. Fr.	Rp./kWh	Marge Aussenhandel Rp/kWh	Saldo Mio. Fr.
1996	32024	1816	5.67	30803	1357	4.4	1.27	459
1997	34366	1903	5.54	26862	1225	4.56	0.98	678
1998	39063	2022	5.18	32406	1346	4.15	1.03	676
1999	43090	2069	4.8	32932	1461	4.44	0.36	608
2000	43236	1944	4.5	34463	1476	4.28	0.22	468
2001	64475	2963	4.6	53854	1896	3.52	1.08	1067
2002	49908	2509	5.03	45330	1488	3.28	1.75	1021
2003	43840	2434	5.55	40589	1357	3.34	2.21	1077
2004	38029	2408	6.33	36809	1289	3.5	2.83	1119
2005	40569	2947	7.26	46895	2210	4.71	2.55	737
2006	45992	3983	8.66	48678	2912	5.98	2.68	1071
2007	50518	4223	8.36	48405	2892	5.98	2.38	1331
2008	51429	5481	10.66	50269	3366	6.7	3.96	2115
2009	54029	4720	8.74	51876	3167	6.11	2.63	1553
2010	66167	5064	7.65	66659	3736	5.6	2.05	1328
2011	80470	5689	7.07	83163	4671	5.62	1.45	1018
2012	88965	6028	6.78	86693	5257	6.06	0.72	771
2013	38366	2386	6.22	36063	2059	5.71	0.51	327
2014	42740	2272	5.32	37351	1830	4.9	0.42	442
2015	43117	2033	4.72	42210	1799	4.26	0.46	234
Summe 1996-2015	990293	64894		932310	46794			18100
Mittelwert 1996-2015			6.43			4.86	1.58	905
Mittelwert 2011-2015			6.02			5.31	0.71	558

**Abbildung 3 Einkaufspreise und Erlöse im Strom-Aussenhandel
(Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik)**

In den letzten zwanzig Jahren (1996-2015) erzielte die schweizerische Elektrizitätswirtschaft einen netto Aussenhandelsgewinn von kumuliert 18,1 Mrd. CHF oder 905 Mio. CHF pro Jahr. Die Preisdifferenz zwischen importiertem Strom und exportiertem Strom lag im Mittel bei 1,6 Rp/kWh.

Die Aussenhandelsgewinne sind seit 2008 rückläufig. Sie spiegeln damit die Entwicklung der Strompreise an den internationalen Strombörsen und die Abnahme der Stromexportvolumina.

Von 2011-2015 wurde bei einem Verkaufspreis von 6,01 Rp/kWh noch eine Marge von 0,7 Rp/kWh erzielt (Mittelwerte).

Im Jahr 2015 sanken die mittleren Verkaufspreise unter 5 Rp/kWh und die Marge betrug noch 0,46 Rp/kWh. Netto erbrachte der Stromaussehandel im Jahr 2015 noch einen Ertrag von 234 Mio. CHF.

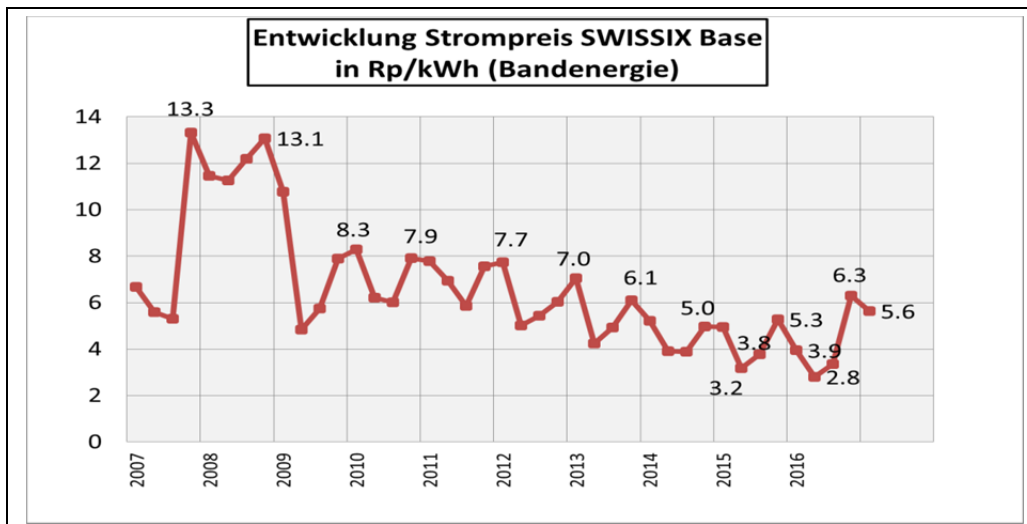


Abbildung 4 Entwicklung Swissix Base Marktpreis
Quelle: Bundesamt für Energie⁴

In den Jahren 2016 und 2017 dürfte sich die wirtschaftliche Situation nicht mehr weiter verschlechtern, denn die Marktpreise sind im Winter auf Mehrjahres-Höchstwerte angestiegen.

Rückblickend lässt sich sagen: Die Wasserkraftwerke waren vor allem für die „Partner“ lange Zeit gewinnbringend. Die Elektrizität aus Wasserkraft deckte entweder den Bedarf der inländischen Gebietsmonopole, wo bis heute ein gewinnbringender Verkauf dank den Kleinkunden Bestand hat, oder sie wurde mit einer positiven Marge ans Ausland verkauft. Bis heute konnten mit der speicherbaren Wasserkraft zudem erhebliche Erlöse aus Handelsgewinnen und Systemdienstleistungen erzielt werden, die in der Elektrizitätsstatistik nur teilweise offengelegt werden.

Verrechnungspreise verhindern Transparenz

Eine Untersuchung des Bundesamtes für Energie aus dem Jahre 2008 weist darauf hin, dass keine Transparenz über die Werthaltigkeit der Wasserkraftwerke besteht.

„Auch nach der Strommarktöffnung sind die Überlandwerke in der gesamten Wertschöpfungskette (Produktion, Übertragung, Verteilung und Handel) präsent. Zwei Drittel der gesamten Elektrizitätsproduktion wird durch diese Unternehmungen erbracht. Jedoch produzieren sie nur einen Teil davon in eigenen Kraftwerken, einen grossen Teil beziehen sie aus Beteiligungen an so genannten Partnerwerken, bei denen sie über einen ihrer Aktienbeteiligung entsprechenden Anteil der Produktionsmöglichkeit des Partnerwerkes voll verfügen können. (...)“

Wegen der bisher fehlenden Marktöffnung und der wirtschaftlichen und rechtlichen Verflechtung der Produzenten und Stromverteiler, sind die bezahlten Grosshandelspreise ab Kraftwerk keine Marktpreise, sondern weisen den Charakter von unternehmensinternen Verrechnungspreisen auf. So geben die Partnerwerke ihre

⁴ Mengengewichteter Durchschnitt der Preise gemäss SWISSIX Base,
http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de&dossier_id=03136

Produktion in der Regel zu Gestehungskosten bzw. Cost-Plus-Ansätzen an die beteiligten integrierten Unternehmen ab. Dadurch können Gewinnverschiebungen vom produzierenden Kraftwerk an die integrierte Gesellschaft vorgenommen werden, und die Bestimmung des Ertragspotentials des Kraftwerkes wird sehr schwierig.⁵

Vernachlässigung der Wasserkraftwerke

In den Zeiten des Monopols bestand wenig Notwendigkeit für eine Beschleunigung der Abschreibung und Amortisation von Wasserkraftwerken. Verzinsung, Gewinne und Abschreibungen (wie auch die Investitionen und Entsorgungskosten der Kernkraftwerke) wurden häufig nach dem cost-plus-Verfahren planwirtschaftlich konzipiert.

Die monopolistische Tradition vieler Gesellschaften und die anfänglich mit der Marktöffnung zu beobachtenden hohen Gewinne führten zu hohen Belehnungen und zu teilweise bleibend hohen Verschuldungen vieler Kraftwerke. Diese Schulden erscheinen nicht in den Bilanzen der Mutterkonzerne, weil diese ihre Bücher bei Minderheitsbeteiligungen nach der Equity-Methode führen⁶.

Mit der Equity-Methode können die Erträge im operativen Ergebnis gebucht werden, ohne dass die eingegangenen Verpflichtungen und Zukunftslasten buchhalterisch in Erscheinung treten.

Diese Praxis erlaubte es, Gewinne zu vermelden, selbst wenn die Werthaltigkeit zurückging – zum Beispiel wegen unrentablen Investitionen, wegen ungenügender Abschreibungen oder wegen ungedeckten Entsorgungskosten der Tochtergesellschaften (Minderheitsbeteiligungen an Kraftwerken). Die auf dem Papier hohen Gewinne wurden für umstrittene fossile Kraftwerke im Ausland⁷ oder für Nachrüstungen von Kernkraftwerken ausgegeben, deren wirtschaftliche Perspektive schon lange nicht mehr positiv einzuschätzen war.

Das Streben nach Expansion und nach Dividendenzahlungen verführte teilweise dazu, die Wasserkraftwerke und die Kernkraftwerke in hoher Verschuldung zu belassen und die Abschreibungsfristen auf unrealistische Werte zu erhöhen (60 Jahre Laufzeit für Kernkraftwerke). Dabei waren das Absinken der Strompreise und die sinkenden Gestehungskosten neuer Technologien in Europa (neue Wind- und Solar-Kraftwerke heute für 5 €/kWh)⁸ schon lange erkennbar gewesen und liessen die Margen schrumpfen.

⁵ Bundesamt für Energie: Grundlagen Wasserzinspolitik, Ökonomische Überlegungen, Schlussbericht 28. Oktober 2008 Seite 22

⁶ Equity-Methode: die Muttergesellschaft bilanziert nur das Eigenkapital der Tochter, nicht jedoch deren Verschuldung.

⁷ In einer Volksabstimmung vom 22. September 2013 über die Beteiligung an ausländischen Kohlekraftwerken stimmte die Bündner Stimmbevölkerung einem entsprechenden Verbot mit 28880 zu 22281 Stimmen zu.

⁸ <http://www.erneuerbareenergien.de/buergerwindparks-gewinnen-ersten-tender/150/434/102427/>

Stützung der Wasserkraft zwecks Finanzierung von Kernkraftwerken

In der Auseinandersetzung um die Höhe der Wasserzinsen geht es aus den genannten Gründen eben nicht um die Wasserkraft, sondern um die wirtschaftliche Prosperität des gesamten Portfolios der grossen Stromkonzerne Axpo, Alpiq und BKW. Weil man Verluste über Verrechnungspreise während Jahrzehnten Erträge konzernintern verschieben konnte, und weil die Wasserkraft in der Bevölkerung ein hohes Ansehen geniesst, sind manche Marktteilnehmer an einer besonders dramatischen Schilderung der angeblichen Unwirtschaftlichkeit der Wasserkraftwerke interessiert.

Ziel dabei ist es, die Wasserzinsen zu senken und die gesetzlichen Stützungsmassnahmen auszubauen, um sich mehr wirtschaftlichen Spielraum für den Weiterbetrieb der unrentablen Kernenergie zu verschaffen.

In diesem Licht sind auch die Restrukturierungen der beiden grossen Stromkonzerne Axpo und Alpiq zu betrachten.

Alpiq und Axpo haben angekündigt, ihre Konzerne umzubauen und für den Kapitalmarkt zu öffnen. Axpo-Chef Sieber hat seine Erwartungen so formuliert:

« Mit einer Zweiteilung der Gruppe versucht das Unternehmen attraktiv für neue Investoren zu werden. In der Axpo Power befinden sich die Beteiligungen an Kernkraft- (Beznau, Leibstadt) und Wasserkraftwerken, samt dem neuen Pumpspeicherkraftwerk Linth-Limmern, die zurzeit nicht rentabel betrieben werden können. In die Axpo Solutions werden die restlichen, meist subventionierten (Windkraft) oder administrierten (Stromnetze) Aktivitäten eingebracht. Für den Grossteil der Investoren seien Beteiligungen an Kernkraftwerken tabu, erklärt Sieber... »

Mit der Bündelung der Wachstumsfelder in der eigenständigen Tochter Axpo Solutions, an der sich später weitere Investoren beteiligen können, werde bezweckt, «neues Geld zu bekommen, um die künftigen Chancen zu packen». ... »

In einem nächsten Schritt wolle man die Axpo Solutions 2019 an den Kapitalmarkt bringen. «Der Börsengang ist eine der Optionen», meint Sieber. Die Kontrollmehrheit der Axpo Solutions werde bei der Holding bleiben, fügt er an, denn einige ihrer Aktiven «haben für die Schweiz strategische Dimensionen, die für die Versorgungssicherheit und die Energiestrategie wichtig sind».... »

Ist die Axpo Power quasi eine «Bad Bank», die im schlimmsten Fall als eigenständiges Unternehmen einfacher verstaatlicht werden kann? «Überhaupt nicht, im Gegenteil», entgegnet Sieber. Das werde auch nicht nötig sein. Wenn die Beteiligungen an den Wasserkraftwerken in einem weiteren Schritt zu Verkehrswerten in die Axpo Solutions eingingen, verfüge die Axpo Power über ausreichend Mittel für den Weiterbetrieb, legt Sieber dar.»⁹

Tatsächliche Kosten und Gewinnmargen der Wasserkraft

Über die effektiven Gestehungskosten der Wasserkraftwerke gibt es verschiedene Schätzungen. Im September 2016 erstellte die renommierte Zürcher Firma BHP - HANSER UND PARTNER AG ein Gutachten zu den Gestehungskosten der Wasserkraft, welches im Anhang in Auszügen abgebildet ist. Die bisher unveröffentlichte Studie liefert aktuelle

⁹ «Die Eigentümer der Axpo sitzen nicht aus, sondern sie handeln» von Giorgio V. Müller, Neue Zürcher Zeitung 6.5.2017 <https://www.nzz.ch/wirtschaft/verwaltungsratspraesident-thomas-sieber-im-gespraech-die-eigentuemer-der-axpo-sitzen-nicht-aus-sondern-sie-handeln-ld.1290950>

Zahlen über die tatsächlichen Gestehungskosten der Wasserkraft und über die mit der Wasserkraft in den letzten Jahren erzielten Gewinne.

Dieses Beratungsbüro berät zahlreiche Elektrizitätsversorgungsunternehmen und hat Einblick in die Kennzahlen vieler Wasserkraftwerke. Im Gutachten finden sich wichtige Aussagen zur effektiven Lage der Gesellschaften, welche Wasserkraftwerke betreiben:¹⁰

„Aufgrund der verwendeten Stichprobe ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten der Wasserkraft in den letzten 15 Jahren um 4.9 Rp./kWh herum schwankten. ...

Im Geschäft innerhalb der Schweiz (Detailhandelsebene) konnte der Strom aus Wasserkraft während den letzten 15 Jahren immer gewinnbringend verkauft werden. Die Nettomarge (=Reingewinnmarge) des verkauften Stroms aus Wasserkraft der gesamten Branche liegt auch 2015 noch bei durchschnittlich 2.0 Rp./kWh.

Für Systemdienstleistungen resultierte in den Jahren 2009 bis 2015 ein der Wasserkraft zuzuordnender Gewinn von 0.51 Rappen pro Kilowattstunde produziertem Strom aus Wasserkraft.

Die Flexibilität der Wasserkraft führt zu einer höheren Wertigkeit im Vergleich zur durchschnittlichen Energie. Der Zuschlag für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft gegenüber dem ungewichteten Mittelwert der Stundenpreise Swissix Base Spot betrug in den letzten 15 Jahren zwischen 6% und 15%, wobei der Durchschnitt 11% betrug.

Die Reingewinne der EVU sind in den letzten 15 Jahren deutlich angestiegen und wurden überwiegend als Gewinnvortrag in den Unternehmen behalten.

... Bezüglich der Legitimation der Höhe der Wasserzinsen können folgende Argumente aus dem Bericht abgeleitet werden:

1) 2000 bis 2015 hätte die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft immer Gewinne schreiben können. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – daran wenig ändern. Das Problem ist nicht die Wasserkraft sondern sind die nicht vollintegrierten Unternehmen (Grosshändler), welche einen Teil der Produktion am Grosshandelsmarkt absetzen müssen.

2) Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass in der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre die Eigentümerkantone via Dividenden und Tantiemen stärker von der guten Ertragslage profitiert haben als die Wasserkraftkantone via Wasserzinsen.

3) Die Produktionskosten pro Kilowattstunde sind in den letzten 15 Jahren trotz Erhöhung der Wasserzinsen und hoher Investitionstätigkeit konstant geblieben.

Wenn das Wasserzinsmodell flexibilisiert wird, ist grundsätzlich festzulegen ob als Index für die Erträge der Grosshandel (z.B. EEX) oder der Detailhandel (Versorgung Endkonsument) zu betrachten ist. Solange der Markt nicht geöffnet ist, spielt der Detailhandel eine wesentliche Rolle und die Energietarife für Konsumenten sind zu berücksichtigen.

Sollte der Grosshandel als bestimmende Grösse verwendet werden, so ist darauf zu achten, dass zusätzlich zu den Produktionskosten der Partnerwerke maximal die Gemeinkosten für den Grosshandel hinzugeschlagen werden. Nebenthema: Aufgrund der Auktionierung der Grenzkapazitäten finanziert die Wasserkraft de facto die Netzentwicklung quer im Umfang von mehr als CHF 100 Mio. p.a.“

Mit Durchschnittskosten von 4,9 Rp/kWh ist Strom aus Wasserkraftwerken weit billiger als aus Kernkraftwerken. Die Gestehungskosten des AKW Beznau belaufen sich auf 8,5 Rp/kWh¹¹, wenn beide Reaktoren laufen, Leibstadt 5,6 Rp/kWh (2015)¹², Mühleberg bei Kosten ca. 8

¹⁰ Der volle Wortlaut des 2-seitigen Gutachtens ist im Anhang abgebildet.

¹¹ Siehe Andrew Walo: Axpo – Finanzielles Risiko für den Kanton Zürich? - Axpo-Dokumentation vor dem Zürcher Kantonsrat, Seite 20, abgedruckt in [Rudolf Rechsteiner: Das Ende der Kernenergie in der Schweiz. Kernkraft-Betreiber unterwegs zum Konkurs.](#)

¹² Rudolf Rechsteiner: Schweizer AKW unterwegs in den Konkurs Energie & Umwelt 3/2016

Rp/kWh;¹³ zudem sind die Stilllegungs- und Entsorgungskosten nur zu einem kleinen Teil tatsächlich ausfinanziert.¹⁴

Die bestehende Wasserkraft ist im Quervergleich mit anderen Technologien absolut wettbewerbsfähig; Gaskraftwerke produzieren in Europa für rund 7 Rp/kWh; die Gestehungskosten für Strom aus neuen Kohlekraftwerken sind auf 6 €/kWh zu beziffern.¹⁵ Das neue Kernkraftwerk Hinkley Point C in Grossbritannien erhält eine indexierte Einspeisevergütung von 9,2 Pence/kWh, was über 35 Jahre zu mittleren Gestehungskosten von rund 20 Rp/kWh führt.

Stromerlöse von gebundenen Kunden

Die gebundenen Kunden bezahlen trotz dem sinkenden Strompreisniveau in Europa im Vergleich mit den Grossverbrauchern relativ hohe Endverbraucherpreise:

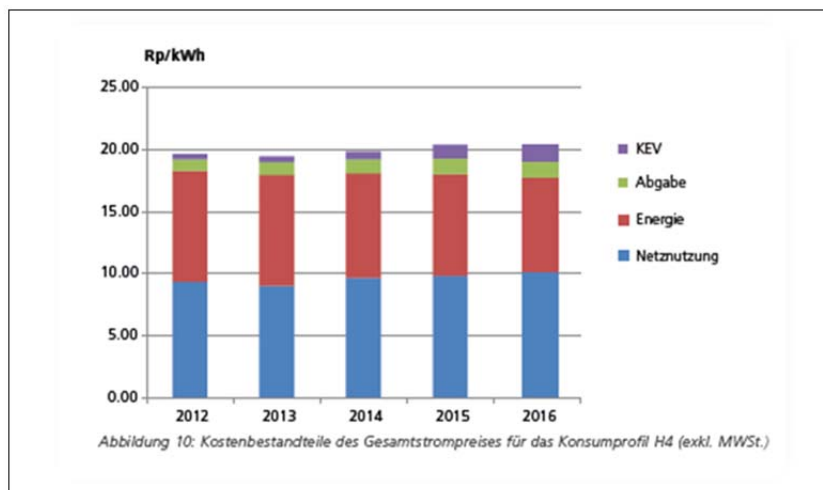


Abbildung 5 Stromtarife für gebundene Kunden 2012-2016 (Konsumprofil H4, Quelle: Tätigkeitsbericht der Elcom 2015)

Bis heute verkaufen die Verteilnetzbetreiber ihre Eigenproduktion und die Energie aus Bezugsverträgen den gebundenen Kunden zu einem Preis von durchschnittlich rund 8 Rp/kWh. Die Marge für Elektrizität aus Wasserkraft – dies bestätigt auch das Gutachten BHP – liegt derzeit bei über 2 Rp/kWh oder 40% der Gestehungskosten inkl. Wasserzinsen.

¹³ Die BKW legt die genauen Kosten von Mühleberg nicht offen, verrechnet aber ihren Endkunden Kosten von 9,37 Rp/kWh ([H4](#)), was auf die hohen Abschreibungen für Mühleberg und nicht auf die Wasserkraft zurückzuführen ist.

¹⁴ Siehe dazu Rudolf Rechsteiner: Schweizer AKW unterwegs in den Konkurs Energie & Umwelt 3/2016; ders.: Das Ende der Kernenergie in der Schweiz, Kernkraft-Betreiber unterwegs zum Konkurs (Oktober 2016) sowie Schweizerische Energiestiftung (SES): [Überprüfung KS16](#) / Überprüfung der Beitragsbemessung in die Stilllegungs- und Entsorgungsfonds auf Basis der Kostenstudie 2016

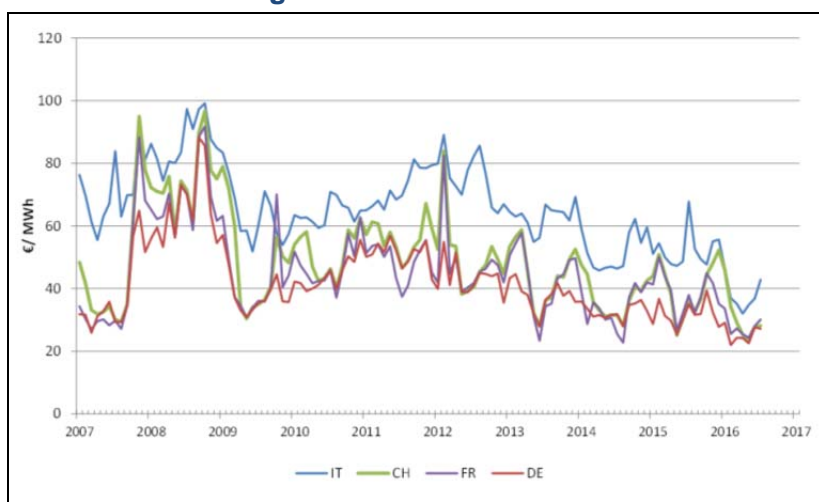
¹⁵ Siehe dazu zum Beispiel: Unsubsidized Levelized Cost of Energy Comparison, in [Lazard's Levelized cost of energy Analysis – Version 10.0 December 2016](#), Seite 2

Einnahmen der Verteilnetzbetreiber aus Wasserkraft	8 Rp/kWh
Beitrag an Netzgebühren im Hochspannungsnetz (Schätzung)	max. -1 Rp/kWh
Gestehungskosten	4,5 bis 5 Rp/kWh
Netto-Gewinn	2 bis 2,5 Rp/kWh

Abbildung 6 Wertschöpfungskette Wasserkraft - gebundene Kleinkunden (Schätzung)

Eine Studie von „Enerprice“ mit Kostendaten von Wasserkraftwerken mit einer Produktion von 5 TWh kommt zu ähnlichen Resultaten.¹⁶

Rentable Absatzmöglichkeiten im nahen Ausland



**Abbildung 7 Grosshandelspreise in Europa
(Quelle: Bundesamt für Energie)¹⁷**

Dazu kommt: Bei Verkäufen nach Italien konnten und können bisher höhere Margen als in der Schweiz erzielt werden; nicht offen gelegt werden zudem die Erlöse aus Systemdienstleistungen und Stromhandel.

Auf Basis der heutigen Ertragssituation und der weiter verzögerten Marktöffnung ist eine Absenkung der Wasserzinsen nicht notwendig.

¹⁶ Siehe Medienmitteilung vom 1. Juni 2017, abgedruckt in Anhang, Kapitel 2, dieses Berichts.

¹⁷ Bundesamt für Energie: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien, Seite 54

Fazit: Wasserkraftwerke gewinnbringend, Margen im Dunkeln

Auf Basis dieser Ertragssituation und der weiter verzögerten Marktöffnung ist eine Absenkung der Wasserzinsen nicht notwendig. Beim Verkauf an gebundene Kunden werden hohe Margen erzielt, ebenso im Stromhandel, bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie durch den Weiterverkauf von Spitzenenergie.

Mit Durchschnittskosten von 4,9 Rp/kWh ist Strom aus Wasserkraftwerken weit billiger als aus Kernkraftwerken. Die Gestehungskosten des AKW Beznau belaufen sich auf 8,5 Rp/kWh¹⁸, wenn beide Reaktoren laufen, Leibstadt 5,6 Rp/kWh (2015)¹⁹, Mühleberg bei Kosten ca. 8 Rp/kWh;²⁰ zudem sind die Stilllegungs- und Entsorgungskosten nur zu einem kleinen Teil tatsächlich ausfinanziert.²¹

Die bestehende Wasserkraft ist im Quervergleich mit anderen Technologien absolut wettbewerbsfähig; Gaskraftwerke produzieren in Europa für rund 7 Rp/kWh; die Gestehungskosten für Strom aus neuen Kohlekraftwerken sind auf 6 €/kWh zu beziffern.²² Das neue Kernkraftwerk Hinkley Point C in Grossbritannien erhält eine indexierte Einspeisevergütung von 9,2 Pence/kWh, was über 35 Jahre zu mittleren Gestehungskosten von rund 20 Rp/kWh führt.

Senkung der Wasserzinsen ist weder notwendig noch angezeigt

Aus den dargelegten Marktverhältnissen geht klar hervor, dass eine Senkung der Wasserzinsen auf Grundlage der aktuellen Marktlage nicht gerechtfertigt ist. Die Ursachen für die prekäre finanzielle Situation bei gewissen Stromkonzernen sind nicht bei der Wasserkraft zu suchen. Ihre hohen Defizite haben sich die Stromkonzerne Axpo und Alpiq vielmehr selbst zuzuschreiben. Es geht um Fehlinvestitionen in fossile Kraftwerke in ganz Europa, um Nachrüstungen in unrentable Kernkraftwerke und um zu hohe Gewinn-Ausschüttungen an Aktionäre. Die Teilhaber von Axpo und Alpiq sind vermögend und können die notwendigen Abschreibungen selber tragen, wie eine kürzlich erschienene Dokumentation der NZZ am Sonntag aufzeigt.

¹⁸ Siehe Andrew Walo: Axpo – Finanzielles Risiko für den Kanton Zürich? - Axpo-Dokumentation vor dem Zürcher Kantonsrat, Seite 20, abgedruckt in [Rudolf Rechsteiner: Das Ende der Kernenergie in der Schweiz, Kernkraft-Betreiber unterwegs zum Konkurs.](#)

¹⁹ Rudolf Rechsteiner: Schweizer AKW unterwegs in den Konkurs Energie & Umwelt 3/2016

²⁰ Die BKW legt die genauen Kosten von Mühleberg nicht offen, verrechnet aber ihren Endkunden Kosten von 9,37 Rp/kWh ([H4](#)), was auf die hohen Abschreibungen für Mühleberg und nicht auf die Wasserkraft zurückzuführen ist.

²¹ Siehe dazu Rudolf Rechsteiner: Schweizer AKW unterwegs in den Konkurs Energie & Umwelt 3/2016; ders.: Das Ende der Kernenergie in der Schweiz, Kernkraft-Betreiber unterwegs zum Konkurs (Oktober 2016) sowie Schweizerische Energiestiftung (SES): [Überprüfung KS16](#) / Überprüfung der Beitragsbemessung in die Stilllegungs- und Entsorgungsfonds auf Basis der Kostenstudie 2016

²² Siehe dazu zum Beispiel: Unsubsidized Levelized Cost of Energy Comparison, in [Lazard's Levelized cost of energy Analysis – Version 10.0 December 2016](#), Seite 2

Finanzieller Spielraum		
Kennzahlen der Alpiq- und Axpo-Aktionäre		
	<i>Eigenkapital- quote (%)</i>	<i>Ebitda (Mio. Fr.)</i>
EKT Holding	88,2	22,6
EKZ	88,2	22,6
Wasserwerke Zug	87,8	96,0
Groupe E	79,5	151,2
AEW Energie	79,1	72,0
Romande Energie	79,1	151,2
EBM	66,2	63,6
IBA	65,2	30,2
EBL	53,9	27,5
SAK Holding	44,1	49,6
SIG	39,5	258,7
FMV SA	31,2	22,8
AIL	28,2	61,2

Quelle: Unternehmensangaben

Abbildung 8 Kennzahlen Aktionariat Axpo und Alpiq (NZZaS 4.6.2017)

Die Senkung der Wasserzinsen soll einzig dazu dienen, die Gewinnmargen der Wasserkraft zu erhöhen, um höhere Quersubventionen für unrentable Kernkraftwerke zu ermöglichen. Axpo und Alpiq wollen sich auf Kosten der Gebirgskantone sanieren. Die IBK weist solche Ansinnen vehement zurück. Die Kantone und Gemeinden stellen den Produzenten von Wasserkraft langjährige Nutzungsrechte zur Verfügung, die seit Jahren sehr hohe Gewinne abwerfen. Die Kantone und Gemeinden dürfen nun nicht Opfer werden von Fehlinvestitionen, die Dritte getätigt haben. Die Gewinne der Stromunternehmen sind stets weit höher ausgefallen als die Nutzungsentgelte in Wasserkantonen. Auch heute noch wird mit Wasserkraft gutes Geld verdient.

Die Wasserkraft ist die Wirbelsäule der Versorgungssicherheit in der Schweiz. Das wissen die meisten Strom-Konsumentinnen und – Konsumenten. Die Schweizer Stimmberechtigten haben mit ihrem Ja zur Energiestrategie Massnahmen für den Erhalt und für die Modernisierung der Wasserkraft getroffen.

Die Strombranche ist im Umbruch und die vollständige Marktöffnung ist eines Tages zu erwarten. Die IBK will sich deshalb sinnvollen Neuregelungen nicht verschliessen, solange diese nicht zu Einbussen für die Abgeltung der Nutzungsrechte führen.

2. Stützung der Wasserkraft bei Annahme der Energiestrategie

Der Preiszerfall am Strommarkt hat die Beratungen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 stark beeinflusst; die Diskussion wurde weiter angeheizt durch neue Bundesgerichtsentscheide, parlamentarische Vorstösse sowie neue Konzeptpapiere der Elektrizitätswirtschaft.

Entscheid des Bundesgerichts zur Durchschnittspreis-Methode

Mit dem Urteil vom 20. Juli 2016 (2C_681/2015, 2C_682/2015) sprach sich das Bundesgericht gegen die Praxis vieler Verteilnetzbetreiber aus, die teuersten Kraftwerke jeweils einseitig zulasten der gebundenen Kunden in die Grundversorgung zu verschieben und den ungebundenen Kunden die günstige Beschaffung vom freien Markt zuzuhalten. Die Diskussion dreht sich um Art. 6 Abs. 5 StromVG.

Stromversorgungsgesetz Artikel 6
5 Die Betreiber der Verteilnetze sind verpflichtet, Preisvorteile aufgrund ihres freien Netzzugangs anteilmässig an die festen Endverbraucher weiterzugeben.

Die EICom teilte die Kosten des Energieportfolios (Eigenproduktion und Einkauf) anteilmässig auf gebundenen Kunden und freie Kunden auf. Das Bundesgericht bestätigte diese Praxis und hielt fest, dass nur diese sogenannte Durchschnittspreis-Methode gesetzmässig sei. Es sei unzulässig, die teuerste Eigenproduktion einzig den Endverbrauchern in der Grundversorgung anzulasten. Die Verteilnetzbetreiber müssten Preisvorteile anteilmässig auch an die festen Endkunden weitergeben.

Der Entscheid des Bundesgerichts hat eine Reihe von Gegenmassnahmen und Vorschlägen ausgelöst:

Übersicht: Massnahmen und Vorschläge zur Stützung der Produzentenpreise	
Streichung Artikel 6 Absatz 5 StromVG	Ständerat
Marktprämie: Stützung der bestehenden Wasserkraft	Bundesrat: neue Interpretation des nEnG ohne Durchschnittspreis-Methode
Sicherung der Gestehungskosten für bestehende Wasserkraftwerke durch Kauf- und Lieferpflicht für gebundene Kunden	Antrag Urek-N, basierend auf Grundversorgungsmodell Alpiq
Zusateinnahmen für Wasser- und Kernkraftwerke auf Basis von Kaufpflicht von Zertifikaten für CO ₂ -freien Strom	Axpo Versorgungs- und Klimaabgabe
Kapazitätsentschädigung für Leistungsvorhaltung	BKW
Kapazitätsentschädigung für Energievorhaltung	BKW
Umschichtung und Neu-Festlegung der Wasserzinsen	SWV (Wasserwirtschaftsverband) und weitere

Abbildung 9 Übersicht Entscheide und Fördermodelle

Beschluss des Ständerates im Rahmen der Netzstrategie

Der Ständerat hat im Dezember 2016 kurzerhand eine Streichung von Artikel 6 Absatz 5 StromVG im Rahmen der Vorlage Netzstrategie beschlossen.

Den Verteilnetzbetreibern sei zu ermöglichen, weiterhin die teuersten Wasserkraftwerke und die Pflichtbezüge aus Kernkraftwerken weiterhin den gebundenen Kunden zu belasten, während die billigeren Kraftwerke für den Absatz an freie Kunden zur Verfügung stehen.

Verordnung des Bundesrates eliminiert Durchschnittspreis-Methode ebenfalls

Der Beschluss des Ständerates könnte sich aber als unnötig erweisen, weil der Bundesrat mit der Annahme der Energiestrategie die Durchschnittspreismethode ebenfalls verhindern will – mindestens für weitere fünf weitere Jahre gemäss Verordnungsentwurf zum neuen Energiegesetz.²³

Mit der Neuregelung der Marktprämie verknüpft der Bundesrat gemäss Vernehmlassung zur Verordnung das Recht, die Produktion aus der Grosswasserkraft in die Grundversorgung zu schieben. Der Bundesrat stützt sich dabei auf die Ratsprotokolle des Nationalrats und auf eine spezielle Auslegung von Artikel 31 Absatz 3 nEnG. Er schreibt dazu:

“Das Marktprämienmodell enthält zwei Unterstützungselemente, nebst der Marktprämie auch das Recht, den Strom – nach dem Prinzip „Wasserkraftstrom zuerst in die Grundversorgung“ – in der Grundversorgung abzusetzen, und zwar zu Gesteungskosten (Art. 31 Abs. 3 EnG). Mit dem unrentablen Grosswasserkraftstrom, der so prioritär in die Grundversorgung geschoben wird, wird der Topf des Netzzuschlags, der für die Marktprämie zur Verfügung steht, entsprechend entlastet.

Das Recht zum Einbringen in die Grundversorgung zu Gesteungskosten stellt (als Teil des Marktprämienmodells) eine befristete Sonderregelung zu dem dar, was gemäss einem jüngst ergangenen Urteil des Bundesgerichts zum StromVG gilt (...) Das Recht ist ein sich akzessorisch aus der Marktprämie ergebendes, aber kein selbständiges Recht.“²⁴

Mit der Annahme der Energiestrategie bietet Artikel 31 Absatz 3 den Partner-Gesellschaften mit Endverbrauchern somit erneut die Möglichkeit, die Kosten der teuersten Wasserkraftwerken den gebundenen Kunden einseitig aufzubürden, mindestens so lange wie die Marktprämie Bestand hat.

²³ Siehe Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK): Erstes Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV), Erläuternder Bericht, Februar 2017, Seite 25

²⁴ Bericht des Bundesrates zur Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV), Seite 25

Energiestrategie: Marktprämie, Investitionsbeiträge, Eliminierung der Durchschnittspreis-Methode

Mit der Annahme der Energiestrategie treten für die Wasserkraftwerke insgesamt drei neue Finanzierungen in Kraft:

- Die Einführung einer Marktprämie von 1 Rp/kWh (Artikel 30 nEnG)
- Die Einführung von Investitionsbeiträgen und Einspeiseprämien für neue oder zu modernisierende Wasserkraft-Anlagen
- Die Fortsetzung der Verrechnung von Wasserkraftstrom in der Grundversorgung (Artikel 31 Absatz 3) wie sie vor dem Bundesgerichtsentscheid gehandhabt wurde.

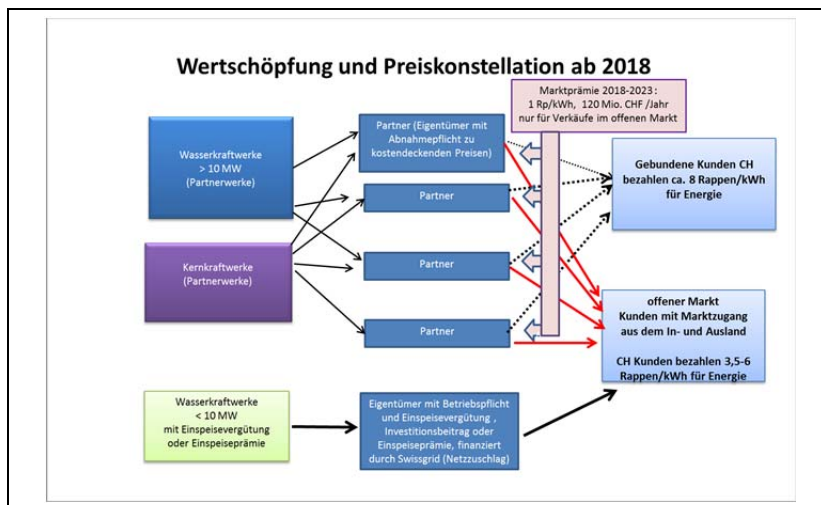


Abbildung 10 Marktprämie erhöht Erlöse am offenen Markt um 1 Rp/kWh und erlaubt bisherige Weiterverrechnung an gebundene Kunden

Beurteilung der Massnahmen Energiestrategie

Die dreifache Begünstigung der Wasserkraft a) durch Marktprämie, b) Investitionsbeiträge und c) durch Aufhebung der Durchschnittspreismethode sind wirksame Instrumente zum Schutz der Wasserkraft, die die unterschiedlichen Marktsegmente aber unterschiedlich stark belasten. Den Betreibern von Wasserkraftwerken entstehen daraus nicht bloss finanzielle Entlastungen, sondern neue, geldwerte Gewinnchancen:

- Die Vernachlässigung der Erlöse aus Systemdienstleistungen bei der Anspruchsberechtigung auf Marktprämie wird dazu führen, dass auch Wasserkraftwerke Marktprämie erhalten, die schwarze Zahlen schreiben.
- Dasselbe gilt für Wasserkraftwerke, die in der Lage sind, ihre Erlöse durch geschickten Stromhandel zu erhöhen.
- Unschön ist, dass es vorwiegend die kleinen Kunden sind, welche Gesamtkosten (Tarife plus Netzzuschlag) von rund 10 Rp/kWh leisten müssen, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen, während sich die Energiepreise für die Bezüger mit Marktzugang weiter auf einem nur etwa halb so hohen Niveau befinden (ca. 3-6 Rp/kWh ohne Netzzuschlag²⁵).

²⁵ energieintensive Betriebe werden auch vom Netzzuschlag befreit.

Der grösste geldwerte Vorteil für die Betreiber von Kraftwerken besteht darin, den kleinen Kunden weiterhin Gestehungskosten verrechnen zu dürfen, deren Höhe durch die Nichtberücksichtigung von Einnahmen aus dem Stromhandel und aus Systemdienstleistungen weit über den effektiven Gestehungskosten liegen.

Dies begünstigt die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraftwerke grundlegend und ermöglicht dadurch weiterhin Quersubventionen für die Kernenergie. Würde man den Markt voll liberalisieren, müssten neue Grundlagen für die Finanzierung der Wasserkraft geschaffen werden und die Kernenergie könnte nicht länger im bisherigen Mass profitieren.

Doch wie gross ist der materielle Vorteil, der der Wasserkraft aus den gebundenen Kunden effektiv erwächst?

Gebundene Kunden in der Grundversorgung (Jahresverbrauch < 100'000 kWh)	Ca. 26,5 TWh (Ca. 50% des Endverbrauchs ohne ÖV)
Kunden in der Grundversorgung mit Wahlrecht für den freien Markt (Jahresverbrauch > 100'000 kWh)	Ca. 6.6 TWh
Total Kunden in der Grundversorgung	Ca. 33 TWh
Kunden am freien Markt (Jahresverbrauch > 100'000 kWh)	Ca. 19.8 TWh

Abbildung 11 Schätzung der Kundensegmente gemäss ECom²⁶

Die Produktion von Wasserkraft beläuft sich in der Schweiz auf 37 TWh. Zieht man den Eigenverbrauch des öffentlichen Verkehrs ab, verbleiben rund 33 TWh. Die jährliche Produktionsmenge deckt sich **gemäss Schätzung der ECom** ungefähr mit dem Kundenvolumen in der Grundversorgung **33 TWh**, denen die Verteilnetzbetreiber Tarife mit vollen Gestehungskosten zuzüglich Marge verrechnen dürfen.

Allerdings ist zu beachten, dass ein Teil der Kunden (mit einem Marktvolumen von rund ca. 6 TWh) aus der Grundversorgung abwandern kann, wenn sich zu hohe Preisdifferenzen bilden.

Eine andere **Schätzung des Bundesamtes für Energie** geht sogar noch weiter. Das BFE schätzt, dass nur 15 TWh – also 25% der verkauften Strommenge in der Schweiz effektiv am freien Markt verkauft werden; die Verkäufe in der Grundversorgung würden sich demgemäss auf gegen **40 TWh** belaufen:

²⁶ Siehe ECom Tätigkeitsbericht 2015 Seite 32f.

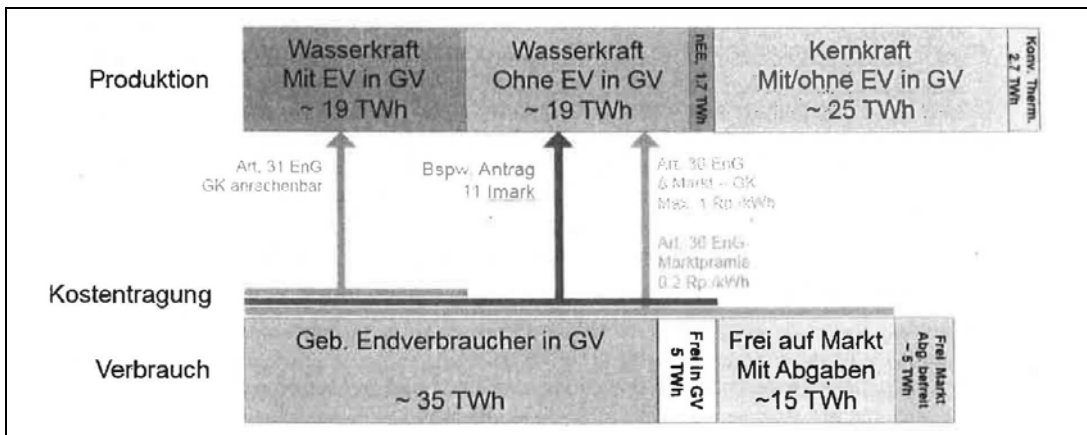


Abbildung 12 Produktion und Abnehmerschaft auf dem Schweizer Strommarkt (Quelle: Bundesamt für Energie)²⁷

Gemäss dieser Schätzung könnte mindestens theoretisch die gesamte Produktion aus Wasserkraft den gebundenen Kunden zu festen Gesteuerungskosten verkauft werden.

Allerdings ist zu beachten, dass viele gebundenen Kunden heute nicht Strom aus Wasserkraftwerken, sondern aus Kernkraftwerken beziehen müssen, weil die Verteilnetzbetreiber entsprechende Verträge abgeschlossen haben. Dies ist auf den Kundenrechnungen oft nicht erkennbar – dann nämlich, wenn die Kernenergie mit billigen Zertifikaten aus norwegischer Wasserkraft verpackt werden (zu Preisen <0,1 Rp/kWh).

Dieser Etikettenschwindel mancher Verteilnetzbetreiber bleibt nicht ohne Wirkung:

- er treibt die Preise für die gebundenen Kunden hoch, ohne dass diese Kunden merken, dass sie mit den hohen Preisen nicht Wasserkraft, sondern Atomstrom finanzieren
- der Weiterbetrieb der Kernkraftwerke wird künstlich verlängert, was die Sicherheitsrisiken für die Bevölkerung erhöht und die Preise im offenen Markt nach unten drückt.

²⁷ Bericht zu den Vorschlägen aus der UREK-N zu Art. 6 und Art. 15 Abs. 2 StromVG, Seite 15

3. Vorschlag der UREK-N

Überblick

Im April 2017, kurz vor dem Urnengang über die Energiestrategie hat die nationalrätliche Kommission weitere Massnahmen zur Stützung der Wasserkraft verabschiedet, die auf Ende Mai 2017 im Nationalrat zur Beratung traktandiert wurden. Die Neuerung ist Teil der Netzstrategie und ist aus dem Kontext der Beschlüsse des Ständerates (Streichung StromVG Art. 6 Absatz 5) zu verstehen. Am 30. Mai lehnte der Nationalrat den Vorschlag mit 131 zu 58 Stimmen ab.

Vorgeschichte

Um die Absenkung der Preise zu verhindern, hat der Ständerat die Bestimmung in Art 6 Abs. 5 StromVG kurzerhand gestrichen. Mit dieser Streichung wollte der Ständerat den Verteilnetzbetreibern erneut das Recht verschaffen, die höchsten Gestehungskosten aus Atomkraftwerken, Wasserkraftwerken und langfristigen Bezugsverträgen stets den festen Endkunden belasten zu können. Die gebundenen Kunden sollten auch nicht *teilweise* Anspruch auf *Marktpreise* erhalten, solange ein Verteilnetzbetreiber noch eigene Kraftwerke oder Bezugsverträge hat, die teurer sind als der Marktpreis.

Vorschlag der Nationalratskommission

Offensichtlich führten Hearings in der nationalrätlichen Umweltkommission (Urek-N) im April 2017 zu einem Umdenken in Sachen Wasserkraft. Es kam zu einer Einigung zwischen den Gebirgskantonen (stark repräsentiert in den Reihen der CVP), den rotgrünen Parteien (SP, GLP, GP) sowie einzelnen Vertretern aus SVP und FDP.

Möglicherweise geriet die SVP mit ihrem Präsidenten Albert Rösti vor der Volksabstimmung über die Energiestrategie unter Druck, weil sie unter Beweis stellen musste, ob sie die Wasserkraft tatsächlich schützen will. Rösti stand öffentlich in der Kritik, weil er gleichzeitig den Wasserwirtschaftsverband (SWV), die Lobby für Kernenergie (AVES) und die Lobby für Erdöl (Swissoil) präsidierte und sich eher schwach für die Wasserkraft eingesetzt hatte. Die Urek kam mit ihrem Antrag zudem den Vorschlägen von Axpo und Alpiq zuvor, die eine weitergehende Lösung mit einer neuen Abgabe für Wasserkraft- und Kernkraftwerke postuliert hatten (siehe unten).

Die beantragte Lieferpflicht aus einheimischer Wasserkraft mag in verschiedenen Lagern aus ganz unterschiedlichen Gründen Unterstützung gefunden haben: bei FDP/SVP, weil so eine neue Abgabe verhindert wurde; bei rot-grün, weil die Beimischung von Atomstrom in die Lieferungen an gebundenen Kunden zu Gestehungskosten dahinfel und die CVP, weil mit dem Kaufzwang zu Gestehungskosten die umstrittenen Wasserzinsen eine Gegenfinanzierung gefunden hätten.

Die Neuregelung im Wortlaut

Medienmitteilung der Urek

«Stärkung der Schweizer Wasserkraft

Die Energiekommission des Nationalrates möchte, dass den gebundenen Endkunden ausschliesslich Strom aus inländischen erneuerbaren Energien geliefert wird. Dabei sollen die Stromtarife angemessen bleiben.

Die Kommission hat deshalb mit 17 zu 5 Stimmen bei einer Enthaltung einen Antrag angenommen, der auf die wettbewerbliche Stärkung der inländischen Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien hinwirkt. Dazu schlägt die Kommission ein Modell vor, wonach feste Endverbraucher ausschliesslich Elektrizität aus erneuerbaren Energien von inländischen Kraftwerken geliefert erhalten. Ausgeschlossen vom System ist die bereits unterstützte oder geförderte Stromproduktion. Auch soll keine zusätzliche Abgabe bei den Endkunden erhoben werden. Die Kommission möchte sicherstellen, dass die Tarife für die gebundenen Stromkunden angemessen sind und sich an einer effizienten Produktion orientieren. Sie überträgt dem Bundesrat die Aufgabe, Regeln für die Preisgestaltung zu erarbeiten.»

Vorgeschlagene Gesetzesänderungen

Art. 1 Zweck

¹ Dieses Gesetz bezweckt, die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zu schaffen.

² Es soll ausserdem die Rahmenbedingungen festlegen für: a. eine zuverlässige und nachhaltige Versorgung mit Elektrizität in allen Landesteilen; b. die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft.

c. die wettbewerbliche Stärkung und den Ausbau der inländischen Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien.

Art. 6 Lieferpflicht und Tarifgestaltung für feste Endverbraucher

¹ Die Betreiber der Verteilnetze treffen die erforderlichen Massnahmen, damit sie in ihrem Netzgebiet den festen Endverbrauchern und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern können. Die gelieferte Elektrizität stammt aus inländischen Kraftwerken, die erneuerbare Energien ohne gesetzliche Unterstützungs- oder Fördermassnahmen produzieren.

^{1bis} Der Bundesrat legt die Regeln für die Preisbildung der angemessenen Tarife fest.

² Als feste Endverbraucher im Sinne dieses Artikels gelten die Haushalte und die anderen Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte.

³ Die Betreiber der Verteilnetze legen in ihren Netzgebieten für feste Endverbraucher mit gleichartiger Verbrauchscharakteristik, die von der gleichen Spannungsebene Elektrizität beziehen, einen einheitlichen Elektrizitätstarif fest. Die Elektrizitätstarife sind für mindestens ein Jahr fest und sind aufgeschlüsselt nach Netznutzung, Energielieferung, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen zu veröffentlichen.

⁴ Zur Festlegung des Tarifbestandteils für die Netznutzung gelten die Artikel 14 und 15. Für den Tarifbestandteil der Energielieferung hat der Netzbetreiber eine Kostenträgerrechnung zu führen.

~~⁵ Die Betreiber der Verteilnetze sind verpflichtet, Preisvorteile aufgrund ihres freien Netzzugangs anteilmässig an die festen Endverbraucher weiterzugeben.~~

⁶ Feste Endverbraucher haben keinen Anspruch auf Netzzugang nach Artikel 13 Absatz 1.

Offene Fragen zum Antrag der Urek-N

Der Antrag der Urek-N wollte den Vollzug der neuen Bestimmungen weitgehend an den Bundesrat delegieren und räumte diesem bei der Preissetzung (und bei der Verwendung der Gelder) mit Artikel 6 Absatz 1^{bis} überaus grosse Kompetenzen ein. Das Ausmass dieser Kompetenzen wurde denn auch stark hinterfragt:

- Wie stark wird die Reservebildung für die Erneuerung von Wasserkraftwerken in die Kalkulation einbezogen? Wäre die bisherige Weisung der ECom 3/2012 über die anrechenbaren Gestehungskosten unverändert zu übernehmen gewesen?²⁸
- Welche Sicherheiten bestanden, damit Einnahmen zugunsten der Wasserkraft nicht für die Defizitdeckung der Kernkraftwerke zweckentfremdet wurden? Regulatorisch hätte eine Kontrolle der Kostenträgerrechnung erreicht werden sollen. Fraglich schien, ob die für Wasserkraft vorgesehenen Einnahmen nicht zu Quersubventionen für andere Betriebszweige der Strom-Holdings geführt hätten.
- Weitere Fragen standen im Raum:
 - Wie werden teure und billige Wasserkraftwerke gegenüber den Verteilnetzbetreibern behandelt?
 - Wer erhält das Recht, die billige Wasserkraft, wer hat die Pflicht, die teure Wasserkraft beziehen?
 - Gibt es einen Ausgleichsfonds, und was hätte dieser finanziert?
 - Wer ergreift Sanktionen gegen Zweckentfremdung von Mitteln für die Wasserkraft und worin hätten diese bestanden?
- Hätte es bei steigenden Strompreisen wirklich eine Preisgarantie auf dem Niveau der Gestehungskosten für die gebundenen Kunden gegeben und wie wäre diese durchgesetzt worden?

Vorteile des Modells

Obschon noch nicht jedes Detail des Urek-Modells klar war, gab es einige bemerkenswerte Eckpfeiler im neu beantragten System:

- Es wäre keine Quote installiert, welche das Preisniveau aller Wasserkraftwerke über regulierte Strafzahlungen auf die Gestehungskosten des teuersten Werks angehoben hätte. Vielmehr wären bloss die Gestehungskosten im Einzelfall garantiert gewesen (*„Der Bundesrat legt die Regeln für die Preisbildung der angemessenen Tarife fest.“*).
- «Angemessene» Tarife wären wohl vergleichbar gewesen mit einer Kostenmiete im Immobiliensektor, wobei auch eine angemessene Rendite möglich gewesen wäre.

Nachteile des Modells

Hauptnachteil des Vorschlags der Urek-N war die erkennbare protektionistische Qualität der neuen Regulierung:

²⁸

<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2012/05/gestehungskostenundlangfristigebezugsvertraegegemaessartikel4abs.pdf.download.pdf/gestehungskostenundlangfristigebezugsvertraegegemaessartikel4abs.pdf>

- Den schweizerischen Verteilnetzbetreibern mit Kraftwerken im Ausland wäre verboten worden, sauberen Strom aus eigenen Kraftwerken im Ausland zu beziehen und an gebundene Kunden zu verkaufen.
- Ein solches Lieferverbot aus Europa hätte im Rahmen einer binnenmarktkonformen Lösung mit Europa keinen Bestand gehabt.
- Nachteilig war ferner, dass mit der angestrebten Lösung ausschliesslich die kleinen Kunden zur Abgeltung von fairen Produktionspreisen zur Kasse gebeten wurden, während die Grossverbraucher – darunter auch der Staat und viele mittlere Betriebe – beliebig Billigstrom vom Markt beziehen.
- Es war von einer «Übergangslösung» die Rede, aber eine Befristung wurde nicht genannt. Die Übergangslösung kann als Lösung bis zur vollen Marktöffnung oder bis zum Inkrafttreten von neuen Marktmodellen angesehen werden.

Kostenfolgen für die Verteilnetzbetreiber ohne Wasserkraft

Die Kaufpflicht von Strom aus einheimischen erneuerbaren Energien hätte neu für alle Energielieferungen an feste Kunden gegolten. Die Tarifkontrollen der EICOM (Art. 22 StromVG) wären weitergeführt worden. Viele Verteilnetzbetreiber lieferten Ihren festen Endkunden schon bisher als Basisprodukt „Strom aus erneuerbarer Energie“ (zB ewz, IWB, ewb, BKW, EKZ usw.) und verlangten dafür einen Aufpreis. Für die Verteilnetzbetreiber mit „echtem“ Strom aus Schweizer Wasserkraft hätte der Antrag der Urek-N wenig geändert.

Änderungen hätte es für jene Verteilnetzbetreiber geben, die ihren Strom zu Billigpreisen aus dem offenen Markt bezogen:

- Verteilnetzbetreiber, die billigen Kohlestrom aus Deutschland mit billigen Wasserkraft-Zertifikaten aus Norwegen aufgewertet haben (zu Kosten von <0,1 Rp/kWh) hätten neu Strom aus Schweizer Wasserkraftwerken beziehen.
- Die Opting-out Lösung für Endverbraucher wäre entfallen. Strom aus erneuerbaren Energien wäre für gebundene Kunden obligatorisch geworden.

Verbilligung dank Wasserkraft?

In den Debatten war von einer Verteuerung für die gebundenen Kunden die Rede. Doch der obligatorische Bezug aus Wasserkraft hätte unter Umständen zu einer Verbilligung der Tarife der Kleinverbraucher führen können – dort nämlich, wo die Verteilnetzbetreiber ihren Kunden grosse Mengen teuren Atomstrom unterjubelten – etwa im Kanton Bern (BKW-Versorgungsgebiet), im Kanton Baselland (Alpiq-Bezugsverträge von EBM und EBL) oder im Kanton Luzern (AxpO/CKW-Versorgungsgebiet).

Der Vorschlag hätte zu einer Entmischung von Wasserkraft und Kernenergie geführt. Letztere hätte bei Annahme des Antrags vollständig am offenen Markt abgesetzt werden, während die Wasserkraftwerke weitgehend Abnehmer auf Kostenbasis gefunden hätte.

Die Atomenergie wäre mit der Neuregelung ganz aus der Kostengarantie ausgeschieden. Dies allein hätte den Atom-Ausstieg beschleunigen können. Aber es gab auch eine gegenläufige Entwicklung:

- Durch die Anträge des Nationalrats wären die Wasserkraftwerke aufgewertet worden. Die Liquidität der Mischkonzerne bei Verkauf ihrer Anteile an Wasserkraftwerken wäre verbessert worden.
- Die höhere Werthaltigkeit der Wasserkraftwerke hätte eine höhere Belegung oder den Börsengang der rentablen Wasserkraftwerke erleichtert.
- Mit dem Verkauf der Wasserkraftwerke wäre auch das Haftungssubstrat für Kernkraftwerke gesunken. Axpo und Alpiq verfolgen mit der Aufteilung des Konzerns eine „Politik der leeren Kassen“ und hätten über mehr Mittel zur Finanzierung des Weiterbetriebs der maroden Kernkraftwerke verfügt.

Die Kostendeckung für Wasserkraftwerke wurde von der Urek-N allerdings nicht lanciert, um Kernkraftwerke zu retten. Die Trennung der profitablen Wasserkraftwerke von den Kernkraftwerken nach deutschem Muster (inkl. Verbot von Verrechnungspreisen) hätte aber ein Weg sein können, um die Transparenz der Strombranche zu verbessern.

Der Beschluss der Urek hätte allerdings die Schweiz gegenüber den Lieferungen aus dem Ausland abgeschottet, was zu Retorsionsmassnahmen hätte führen können.

Ablehnung des Modells im Nationalrat

Mit der Ablehnung des Vorschlags der Urek-N im Nationalrat am 30. Mai 2017 hat sich das Parlament gegen eine neue, wenig transparente Finanzierung ausgesprochen, die einseitig die Kleinverbraucher belastet hätte.

Dies mag noch kein Richtungsentscheid gegen die Wasserkraft sein, denn mit der Annahme der Energiestrategie gab das Volk eine Woche zuvor grünes Licht für Massnahmen zugunsten der Wasserkraft.

Profitieren davon wird teilweise die Kernenergie, die vielen Kunden – zum Teil ohne deren Wissen – in der Grundversorgung beigemischt wird und weiterhin zu Gestehungskosten verkauft werden kann.

Ob nun kurzfristig überhaupt noch neue Massnahmen aus dem Parlament kommen werden, oder ob die Rahmenbedingungen für die Wasserkraft definitiv erst mit der angestrebten Neuordnung des Strommarktes ab 2023 geklärt werden, wird sich zeigen.

4. Senkung Wasserzinsen – Vorschläge der Elektrizitätswirtschaft

Energiestrategie und neue Strommarktordnung

Die Auseinandersetzungen um die „richtige“ Finanzierung der Strom-Infrastruktur sind mit dem Ja zur Energiestrategie nicht beendet:

- Die Marktprämie ist auf fünf Jahre befristet.
- Die übrigen Massnahmen zugunsten der erneuerbaren Energien laufen aus:

Gültigkeitsdauer der Massnahmen im Energiegesetz (Sunset-Klausel Artikel 38)	
Neue Verpflichtungen für Einspeiseprämien	31.12.2022
Einmalvergütung nach Artikel 25;	31.12.2030
Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27;	31.12.2030
Wettbewerbliche Ausschreibungen nach Artikel 32;	31.12.2030
Geothermie-Erkundungsbeiträge und –Garantien nach Artikel 33.	31.12.2030

Abbildung 13 Gültigkeitsdauer der Massnahmen im Energiegesetz

- Die Betreiber der Kernkraftwerke sind mit den Massnahmen im Energiegesetz nicht befriedigt. Darauf deutet der Widerstand der Axpo gegen die Energiestrategie.

Der Bundesrat wird im neuen Gesetz verpflichtet, dem Parlament bereits bis 2019 ein neues Strommarkt-Design zum Entscheid vorzulegen. (Energiegesetz Art. 30 Absatz 5):

„Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem.“

Der Bundesrat hat angekündigt, nach der Volksabstimmung vom Mai 2017 eine Vorlage zur Neuregelung der Wasserzinsen in Vernehmlassung zu schicken. Noch ist nicht bekannt, was er vorschlagen wird.

Gespräche zwischen Branchenvertretern und Gebirgskantonen haben nicht zu einer Einigung geführt, was nicht weiter erstaunt, geht es doch um einen harten Verteilungskonflikt.

Strommarktordnung, Strompreise und Wasserzinsen stehen in einem inneren Zusammenhang. Dabei müssen auch die „politischen Variablen“ beobachtet werden, die in Brüssel preisbestimmend entschieden werden. Insbesondere die Neugestaltung des CO₂-Emissionshandels könnte für die Wasserkraft wichtig werden.

Interessen der Gebirgskantone und Stärken der Wasserkraft

Offensichtlich ist das Interesse der Gebirgskantone an einer Regelung, welche die Erträge aus Wasserzinsen nicht schmälert.

Dies ist unter den heutigen Bedingungen bereits ein anspruchsvolles Ziel, denn durch die stetigen Preissenkungen der Windenergie und der Photovoltaik hat die Wasserkraft den Status der billigsten sauberen und für sich einzigartigen Energie verloren.

Auch bei der Speicherung findet der Markteintritt von neuen Techniken, insbesondere Batterien, mit grosser Wucht statt.

Allerdings verfügt die Wasserkraft noch immer über Merkmale, die ihr eine einzigartige Stellung in der regionalen Stromversorgung verschaffen und noch für viele Jahre zu Wettbewerbsvorteilen führen werden:

- Die Wasserkraft-Anlagen sind bereits gebaut und brauchen keine neuen Standorte.
- Die Anlagen sind zu einem grossen Teil abgeschrieben und können bei bescheidenem Unterhalt ihren Dienst noch während Jahrzehnten leisten.
- Die Anlagen befinden sich innerhalb der Netzzone Schweiz und stärken in einzigartiger Weise die Versorgungssicherheit des Landes.
- Die Speicherung grosser Energiemengen und die Möglichkeit einer saisonalen Verschiebung von rund 10 TWh Elektrizität kann von allen anderen Energieträgern nicht mit der gleichen Effizienz und zu ähnlich günstigen Kosten geleistet werden.

Atomkraftwerke als neue Anspruchsgruppe

Nicht zu übersehen ist, dass die Betreiber der Kernkraftwerke ebenfalls versuchen, Staatshilfe zu erhalten. Sie erhalten diese bereits in Form fehlender Versicherungspflicht bei Unfällen und ungenügender Kostendeckung der Entsorgungskosten. Das Ansinnen von Axpo und Alpiq könnte sich stark auf die Gestaltung der neuen Marktordnung auswirken und zu Allianzen führen, welche die Interessen der Wasserkraft konkurrenzieren.

Wenn man über Unterstützungsleistungen an die Kernenergie diskutiert, sollte man sich aber folgendes in Erinnerung rufen:

- Die Kernenergie ist als Bandenergie unflexibel und wird als solche in einer zunehmend erneuerbaren Stromversorgung mit fluktuierendem Produktionsprofil zunehmend obsolet.
- Die Kernkraftwerke können auch im Winter ohne weiteres sauber ersetzt werden. Neue offshore-Windkraftanlagen gehen für unter 5 €/kWh ans Netz und sind billiger als die laufenden Kosten der meisten Atomkraftwerke. Auch die internationalen Netze werden laufend ausgebaut.
- Kein einziges Kernkraftwerk ist angemessen versichert. Die Entsorgung ist mit einer Finanzierungslücke von über 10 Milliarden Franken nicht vorfinanziert.
- Gemessen an den aktuellen Futures-Preisen für Elektrizität von weniger als 3 €/kWh decken die Kernkraftwerke nicht einmal ihre variablen Kosten (Brennstoffe, Betrieb und laufende Nachrüstungen). Weil die Nachrüstung sehr teuer ist, senkt der Weiterbetrieb die Verschuldung dieser Werke nicht, sondern erhöht sie.

Gebirgskantone müssen sich entscheiden

Viele Gebirgskantone sind mit den Holdings, die die Kernkraftwerke besitzen, wirtschaftlich verbunden, weil letztere auch zahlreiche Wasserkraftwerke besitzen, die oft gemeinsam betrieben werden.

Es wird mit der neuen Marktordnung ein Verteilungskampf um Geld aus dem Netzzuschlag stattfinden, bei dem die Gebirgskantone entscheiden müssen, welche Techniken ihnen näher stehen – die erneuerbaren Energien inkl. Wasserkraft oder die Kernenergie.

Nicht die Atomkraftwerke, sondern die erneuerbaren Energien sind die natürlichen Partner der Wasserkraft, denn die fluktuierende Produktion aus Wind- und Solarstrom lässt sich mit Wasserkraft besser ergänzen und ist unter dem Strich billiger und sicherer als der teure forcierte Weiterbetrieb hoch betagter Atomanlagen.

Massnahmen für die Kernenergie, wie sie von Axpo, Alpiq, Repower, AET und FMV vorgeschlagen werden (siehe unten), gehen letztlich alle zu Lasten des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Wasserkraft.

Senkung der Wasserzinsen – Vorschläge von Swisselectric und SWV

Federführung der Atomlobby

Bemerkenswert an der bisherigen Diskussion über die Wasserzinsen ist die Tatsache, dass die Vorschläge des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV) vor allem von Personen erarbeitet wurden, die gar nicht für den Wasserwirtschaftsverband tätig sind, sondern als «Public Affairs Manager bei Swisselectric» firmieren.²⁹ «Swisselectric» ist die Lobby-Organisation der AKW-Betreiber, der nach dem Austritt der BKW (2015) nur noch die beiden Stromkonzerne Axpo und Alpiq angehören.

Die Positionen zum Wasserzins werden zwar teilweise auch vom Geschäftsleiter des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes, Roger Pfamatter, mitgezeichnet, doch lässt die Historie der Vorschläge erkennen, dass nicht der SWV, sondern Axpo und Alpiq die Lösungswege vorgezeichnet haben, denen sich dann der SWV und manche kantonale Kraftwerksgesellschaft anschlossen (Repower, FMV).

²⁹ Piot/Beer, 2016: «Wege zu einem neuen Strommarktdesign», Artikel von Michel Piot und Michael Beer in: VSE-Bulletin 8/2016, Aarau.

Forderungen von SWV, VSE und Swisselectric

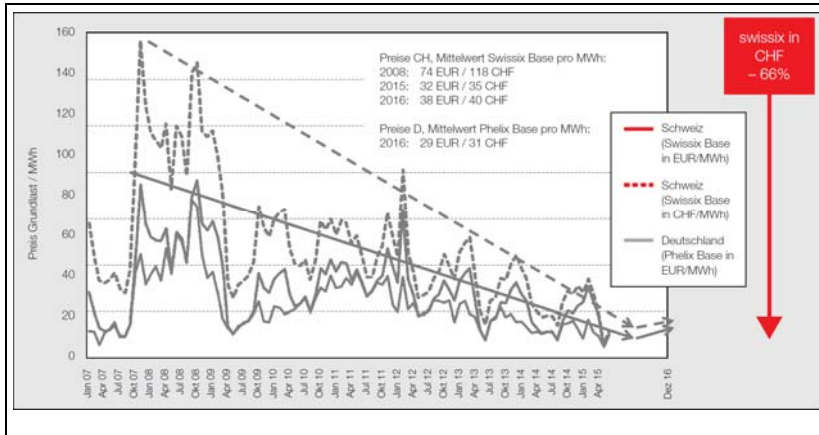


Abbildung 14 Darstellung der Preisentwicklung durchs SWV/VSE

Die Delegation der Lobbytätigkeit an den Wasserwirtschaftsverband und an Swisselectric ist grundlegend problematisch, weil sich die Verbände so instrumentalisieren lassen, Positionen der Atomlobby zu artikulieren, die teilweise in diametralem Widerspruch zu den Interessen der Gebirgskantone stehen.

SWV, VSE und Swisselectric malen ein dramatisches, aber weitgehend realitätsfernes Bild vom Zustand der Wasserkraftwerke:

...bis zur Öffnung des Endkundenmarktes im Jahre 2009 trugen alle Schweizer Endverbraucher die Wasserzinse als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Das ist seither nicht mehr möglich: Die Last bleibt stattdessen an den im Markt stehenden Wasserkraftproduzenten hängen, welche die Abgabe in Tiefpreisphasen nicht erwirtschaften können und Verluste schreiben. Damit bricht die ursprüngliche Idee einer Abgabe, die vom Konsumenten an die Standortkantone und –gemeinden bezahlt wird, in sich zusammen. Und die Schweizer Wasserkraft wird übermässig stark mit Abgaben belastet, was deren nationale und internationale Wettbewerbsfähigkeit untergräbt....

Zielführend ist eine Flexibilisierung der Wasserzinse mit einem fixen Teil für die im nationalen Interesse stehende Nutzung der Ressource und einem variablen, marktpreisabhängigen Teil für den betriebswirtschaftlichen Zusatznutzen.³⁰

Und weiter

Für die einheimische Wasserkraft sind die andauernd tiefen Preise mittlerweile eine existenzielle Herausforderung. Die Wasserkraft gehört zwar zu den kostengünstigsten Technologien der Stromproduktion überhaupt, mit Gestehungskosten von – je nach Standort, Ausführung und Zustand der Anlagen sowie abhängig vom jährlichen Wasserdargebot – zwischen 3 und 10 Rp./kWh.

Aber der Grossteil der Kraftwerke kann diese Kosten am Markt nicht mehr decken. Es fehlen Erträge von durchschnittlich 2 bis 4 Rp./ kWh, was zu gesamtschweizerischen Verlusten in der Grössenordnung von jährlich rund CHF 1 Mrd. führt (Piot, 2015; SWV, 2016). Die Anlagen werden nur deshalb nicht ausser Betrieb gesetzt, weil diese sehr tiefe variable Kosten aufweisen und damit der Stromverkauf einen Deckungsbeitrag an die hohen Kapitalkosten und Abgaben leistet.

³⁰ Sonderdruck „Wasserzinsregelung ab 2020“, herausgegeben von Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), swisselectric (Wasser, Energie, Luft 1/2017)

Diese dramatischen Angaben stehen in direktem Widerspruch zur Untersuchung von BHP und weiteren Studien, zum Beispiel von Banfi (2004).³¹

Die SWV-Einschätzungen enthalten methodische Fehler:

- Die Not von Alpiq und Axpo rührt nicht aus dem Verkauf von Wasserkraft, sondern aus dem unwirtschaftlichen Weiterbetrieb von Kernkraftwerken, namentlich Beznau und Leibstadt mit hohen spezifischen Kosten, langen Stillstandzeiten und teurer Nachrüstung.
- Die Wasserkraftwerke müssen ihren Strom nur zu einem geringen Teil am Markt verkaufen. Viele Partner der Partnerwerke verfügen über Endkunden, die einen Preis bezahlen, der über 2 Rp/kWh Marge generiert.³²
- Viele Wasserkraftwerke definieren ihre „Kosten“ so, dass auch Dividenden und Verzinsung des Eigenkapitals zu den „Gestehungskosten“ hinzuge-rechnet werden. Dabei handelt es sich aber nicht um echte Kosten, sondern um interne Verrechnungspreise, welche die Eigner oder die Mutterhäuser dank gebundenen Kunden querfinanzieren können.
- Die meisten Wasserkraftwerke verzichten wegen der Marktlage auf Investi-tionen und Modernisierungen. Bei gleichzeitig sehr tiefen Zinsen sind ihre Gestehungskosten dadurch deutlich gesunken, werden aber nicht offenge-legt.
- Die Marktprämie und die Investitionsbeiträge, die in der Energiestrategie beschlossen wurden, sind vom SWV bisher gar nicht berücksichtigt.
- Die Erträge aus Systemdienstleistungen und aus dem Stromhandel werden ebenfalls weder offengelegt noch kalkulatorisch berücksichtigt.
- Ein Teil der Wasserkraft wird nach Italien verkauft, wo ein höheres Preisni-veau erzielt wird.
- Arbitragegeschäfte zwischen mit Stromimporten und –Exporten zwischen Nord und Süd liefern noch immer hohe Gewinne.

Tatsache ist somit, dass die Wasserkraftwerke weit höhere Erlöse liefern als von den Betreibern behauptet. Bevor über neue Leistungen an die Wasserkraft oder über eine Absenkung der Wasserzinsen entschieden wird, müssten die Behauptungen durch volle Transparenz belegt werden.

³¹ Bundesamt für Energie: Grundlagen Wasserzinspolitik, Ökonomische Überlegungen, Schlussbe-richt 28. Oktober 2008, Seite 46

³² Siehe die Ausführungen des Gutachtens BHP weiter oben.

Vorschlag des SWV: von 550 auf 205 Mio. CHF Wasserzinsen

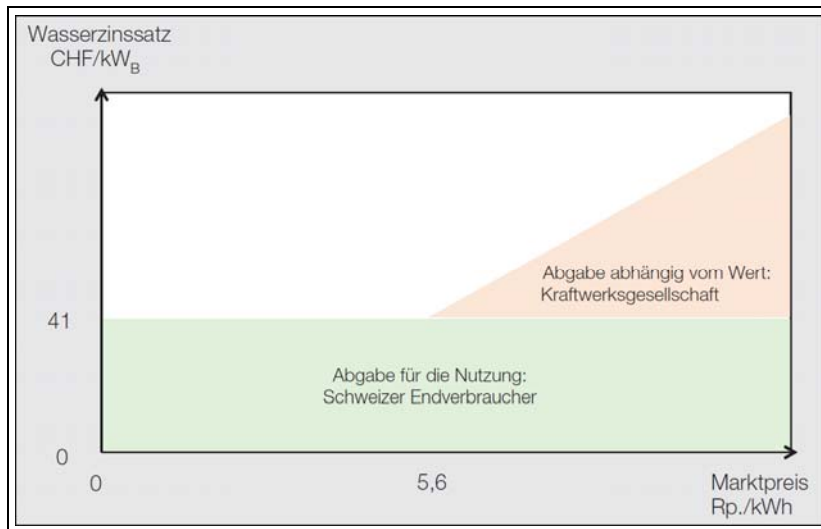


Abbildung 15 Forderung nach einer «Flexibilisierung der Wasserzinsen»

Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband schlägt vor, die Wasserzinsen von derzeit 110 CHF/kW (entsprechend 1,6 Rp/kWh) auf 41 CHF/kW zu senken und durch eine flexible Gewinnablieferung zu ergänzen, die bei einem Marktpreis von 5,6 Rp/kWh einsetzt.

Der variable Teil der Formel ist so formuliert, dass er den Gebirgskantonen bei der heutigen Marktlage keine Einnahmen verschaffen kann.

Die Neuregelung hätte bis auf weiteres zur Folge, dass der fixe Ertrag aus Wasserzinsen um 345 Mio. CHF von 550 Mio. CHF auf 205 Mio. CHF absinken würde (minus 63%).

Die Senkung der Kostenbasis der Wasserkraftwerke müsste aber mindestens theoretisch den gebundenen Kunden weitergegeben werden und würde den meisten Abnehmern von Wasserkraft bei einem korrekten Vorgehen kaum Mehreinnahmen verschaffen.

Es ist deshalb nicht verwunderlich, dass es neben der Absenkung der Wasserzinsen ein halbes Dutzend Vorschläge gibt, wie die Wasserkraft zu stützen sei. Diese werden nachfolgend kurz erläutert.

5. Modelle der Stromkonzerne für Stützungsmaßnahmen

	Grundversorgungsmodell (Alpiq /Axpo)	VKMM (Axpo)	BKW Kapazitätsmarkt	BKW Verfügbarkeitsmarkt
Förderobjekt	Wasserkraft	einheimische CO2-freie Techniken inkl. Kernkraft	technologieneutral	technologieneutral
Zuweisungsverfahren	Administrativ	wettbewerblich innerhalb eines abgeschotteten Marktes	wettbewerblich	wettbewerblich
Verpflichtungen	Abnahmepflicht Kleinkunden + Grundversorgungsprämie analog Netzzuschlag, evtl. mit Rückzahlung (Contract for difference)	Kaufzwang Herkunftsnachweis CH	Kapazitäten (mit Produktionsfähigkeit im Winter)	Energieverfügbarkeit (mit Produktionsfähigkeit im Winter)
Mittelherkunft	Kaufzwang und Zusatz-Abgabe nur für gebundene Kleinverbraucher	alle Endverbraucher	Endverbraucher	Endverbraucher
Zeitraum	2018-2022	ab 2023	ab 2023	ab 2023
Kostenschätzung	total ca. 2.5 Rp./kWh davon 1.6 bis 1.8 Rp/kWh aus Kaufzwang, dazu ca. 0.7 Rappen aus Prämie	2 Rp/kWh	0-2 Rp/kWh	0-0.05 Rp/kWh
Einnahmen pro Jahr	ca.650 Mio. CHF	500-600 Mio. CHF	0-1200 Mio.	0-30 Mio. CHF

Abbildung 16 Reformvorschläge der Stromkonzerne in der Übersicht

Unter den Vorschlägen der Elektrizitätswirtschaft überzeugt nur das Modell der BKW durch Kohärenz, indem es die Systemrelevanz der Wasserkraft thematisiert und für systemdienliche Leistungen neue, durchaus berechnete Abgeltungen verlangt.³³

Die Modelle von Alpiq und Axpo sind hingegen vorab darauf aus, die eigenen Einnahmen kurzfristig zu erhöhen, ohne dass die Aspekte Kostenwahrheit, Mitnahmeeffekte, Versorgungssicherheit oder EU-Kompatibilität Beachtung geschenkt würde.

Grundversorgungsmodell von Alpiq

Das im Axpo-Papier skizzierte Grundversorgermodell³⁴ der Alpiq will die gebundenen Kleinkunden unter eine zusätzliche Zahlungspflicht stellen, und dies in einem doppelten Sinne:

- Zum einen soll der Strombezug der gebundenen Kunden ganz aus inländischen erneuerbaren Energien stammen, womit die Überwälzung von Gestehungskosten aus der Wasserkraft auch für jene Kleinkunden obligatorisch wird. Dieser Teil des Vorschlags hat grosse Ähnlichkeiten mit dem Antrag Urek-N.

³³ Siehe dazu auch: Rudolf Rechsteiner: Was können die Gebirgskantone tun für eine faire Nutznutzung am Wert der Wasserkraft? Referat an der Delegiertenversammlung der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) vom 20. März 2018

³⁴ Wortlaut der vorgeschlagenen Gesetzesänderungen im Anhang

- Darüber hinaus sollen die Verteilnetzbetreiber eine *Grundversorgungsprämie* erheben, um „die nicht gedeckten Gestehungskosten von Wasserkraftanlagen zu decken.“ Hintergedanke dieses zweiten Absatzes ist wohl, dass der Kaufzwang allein noch nicht ausreicht, die Kosten der Wasserkraft abzudecken. Die Abgabe belastet wiederum nur die gebundenen Kunden.

Das Grundversorgungsmodell der Alpiq geht damit viel weiter als der Antrag der Urek-N und des Ständerats.³⁵

Akteur	Inhalt	Folge
Bundesgericht	Kleinkonsumenten sollen anteilig von tiefen Marktpreisen profitieren (StromVG Art.6 Absatz 5)	Durchsetzung Durchschnittspreismethode gemäss Art 6 Abs.5 StromVG (Billige Zukäufe vom Markt für die Grundversorgung müssen billig weitergegeben werden. Reduktion der Einnahmen der Verteilnetzbetreiber mit Wasserkraft und Kernenergie)
Ständerat	Streichung StromVG Artikel 6 Abs. 5	Durchschnittspreismethode wird aufgehoben. Gestehungskosten auf Strom aus eigener Produktion können prioritär (bis zu 100%) den gebundenen Kunden aufgebürdet werden.
Urek-N	Kaufpflicht für erneuerbare Energien	Betrifft gesamte Grundversorgung und alle ungeforderten erneuerbaren Energien, nicht bloss Wasserkraft
Grundversorgungsmodell	<u>Alle</u> Kleinverbraucher werden gezwungen, Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Inland zu kaufen. Darüber hinaus erheben die Verteilnetzbetreiber eine Abgabe zur Finanzierung von Wasserkraft.	Die Kaufpflicht zwingt auch die Verteilnetzbetreiber ohne eigene Wasserkraft, einheimische Wasserkraft zu kaufen. Darüber hinaus sollen alle gebundenen Bezüger in der Grundversorgung eine Wasserkraft-Abgabe bezahlen, aus der die anderen erneuerbaren Energien nichts erhalten sollen.
Bundesrat	Status quo	Durchschnittspreismethode wird per Verordnung ausgesetzt

Abbildung 17 Neuregelungsmodelle für die Grundversorgung

Konfliktlinien beim Grundversorgungsmodell

- a) Die kleinen, gebundenen Kunden werden stärker belastet. Der Kaufzwang für erneuerbare Energien ausschliesslich aus der Schweiz trifft Haushalte und Kleinbetriebe, nicht aber mittelgrosse Betriebe und grosse Unternehmen oder die öffentliche Hand.
- b) Die einzuführende neue Abgabe auf dem Endverbrauch trifft nur die gebundenen Kunden. Die Abgabe wird nicht beziffert. Die Verwendung der Abgabe ist nicht wirklich geklärt:

³⁵ Streichung Artikel 6 Absatz 5 Stromversorgungsgesetz als Teil des Pakets Netzstrategie

- Einerseits sollen die „Betreiber der Wasserkraftwerke“ das Geld bekommen, aber sie können das Geld auch für andere Zwecke verwenden.
- Die Verteilung der Mittel gestaltet sich schwierig, weil die Gesteungskosten der Wasserkraftwerke heterogen sind. Wie wird man mit einem Portfolio umgehen, das insgesamt rentabel, bei einzelnen Kraftwerken aber unrentabel produziert?
- Die Zahlungen an die Betreiber werden bedingungslos geleistet. Investitionen werden somit finanziert, müssen aber nicht zwingend ausgeführt werden. Der Transmissionsriemen zwischen Betreiber (=Empfänger der Hilfe, Partner) und den Wasserkraft-Gesellschaften (=Investor bei Modernisierungen, Partnerwerk) ist ungeklärt.
- Die suggerierte Rückzahlung der Beiträge an die gebundenen Kunden bei hohen Marktpreisen ist nicht konkretisiert. Hier liegt der Teufel im Detail, weil nicht die Partnerwerke, sondern die „Partner“ hohe Gewinne erwirtschaften. Diese Gewinne können auch aus anderen Tätigkeiten herrühren und die Kausalitäten werden nicht klar nachzuweisen sein. Mit Sicherheit werden sich Stromkonzerne gegen eine Ablieferung von Gewinnen wehren, solange sie mit Kernkraftwerken Verluste schreiben.
- Das Gebot, wonach einheimischer Strom aus bestehenden Kraftwerken zwingend eingekauft werden muss, ist nicht vereinbar mit den Spielregeln der EU, welche eine Pflicht für den Kauf von Zertifikaten für Neuanlagen mit erneuerbaren Energien kennt, nicht aber für Altanlagen einer bestimmten Technologie (Wasserkraft), die nur im Inland zu beschaffen wäre.³⁶ Die EU und die WTO könnten dies als Diskriminierung ansehen.³⁷

Im Bericht des BFE heisst es dazu:

Aufgrund des internationalen Handelsrechts müssen die gleichen Bedingungen für die inländische und ausländische Produktion von erneuerbaren Energien gelten. Die Pflicht zur Nicht-Diskriminierung ist ein Grundprinzip des internationalen Handelsrechts (WTO, Freihandelsabkommen (FHA) zwischen der Schweiz und der EU sowie weitere Freihandelsabkommen). Elektrizität gilt im WTO-Recht als einheitliche Ware mit identischen physikalischen Eigenschaften. Die Ungleichbehandlung gleichartiger Produkte gestützt auf nicht produktbezogene Produktionsmethoden verstösst nach herrschender Lehre gegen das GATT. Ob sich die Ungleichbehandlung von „grünem“ und „grauem“ Strom gestützt auf den Ausnahmetitel XX GATT als umweltpolitisch motivierte Massnahme rechtfertigen liesse, ist fraglich. Grundvoraussetzung dafür ist, dass für den im Inland erzeugten und den importierten Strom das gleiche Regime gilt; auch darf die Massnahme keine verschleierte Beschränkung des internationalen Handels bewirken.³⁸

Versorgungs- und Klimamarktmodell (VKMM) der Axpo

Mit dem „VKMM“ (Versorgungs- und Klimamarktmodell) setzte die Axpo der Energiestrategie eine „Alternative“ gegenüber, noch bevor am 21. Mai 2017 die Volksabstimmung durchgeführt war. Die Axpo will mit ihrem Modell einen neuen, starken Interventionismus, der viel weiter geht als alle Vorschläge des Parlaments.

Ziel ist die Rentabilisierung der gesamten „CO₂-freien Produktion“, also inkl. Kernkraftwerke, mittels CO₂-Abgabe auf sämtlichem Strom aus

³⁶ So funktioniert das schwedische Zertifikate-Modell, siehe <http://www.res-legal.eu/search-by-country/sweden/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system-1/lastp/199/>

³⁷ Bundesamt für Energie: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien, 23. Dezember 2016, Seiten 8,

³⁸ Ders. S. 27

dem Ausland. Auch Stromimporte aus erneuerbaren Energien mit Herkunftsnachweis sollen verteuert werden, obschon CO₂-frei (!).

Das als CO₂-Abgabe getarnte Instrument ist in Wirklichkeit ein Schutz-zoll, der einen generellen Preisanstieg in der Schweiz in den importstar-ken Wintermonaten zum Ziel hat und damit zu einer starken, fast exklu-siven Begünstigung der Kernenergie führen würde (denn die Wasser-kraft und die Photovoltaik erzielen ihre Produktionsspitzen im Sommer).

Im Axpo-Modell Stützung steigen die Strompreise im Winter fast doppelt so stark an wie in der Energiestrategie: um geschätzte 1,3 Rp/kWh bei einem Abgabeertrag von (im Jahresdurchschnitt gemittelten) 550 Mio. CHF.

Die CO₂-Abgabe auf Stromimporten fällt mit rund 2 Rp/kWh höher aus als in allen anderen Konzepten. Der Zweck dieser Übung ist offensicht-lich: Man will nicht nur die Kernenergie fördern, sondern möglichst auch verhindern, dass die Kunden der Abgabe mit einer eigenen Photovoltaik-Anlage ausweichen können.

Konfliktlinien des Axpo-Modells

- Das Modell spült nicht den Wasserkraftwerken, sondern vor allem den Stromkonzernen mit Kernkraftwerken Geld in die Kasse.
- Die Verwendung der Gelder für Investitionen ist nicht gewährleistet. Die Zusatzeinnahmen dienen vorab der Defizitdeckung der Kernkraftwerke.
- Die neue Abgabe untergräbt die Stützungsmassnahmen für die Wasser-kraft. Für Wasserkraft ist eine Mehrheit der Schweizer Bevölkerung bereit zu bezahlen. Die Akzeptanz für ein gemischtes Modell inkl. Kernenergie ist höchst fraglich.
- Die Verteuerung der inländischen Strompreise würde vornehmlich die Grossverbraucher (>100'000 kWh/a) treffen, denn die gebundenen Kunden mit Wasserkraft erfüllen bereits weitgehend die Anforderungen des Modells. Ein grosser Teil der Wirtschaft, besonders energieintensive Betriebe, wäre kaum bereit, für ur-alte, defizitäre Kernkraftwerke Mehrkosten hinzuneh-men.
- Die guten systembedingten Argumente, die Wasserkraft zu erhalten und zu stützen, werden durch den Einbezug der Kernkraftwerke entwertet.
- Die Überkapazitäten am Markt und die tiefen Preise werden durch solche Massnahmen weit in die Zukunft fortgeschrieben. Trotz hohem Zubau an erneuerbaren Energien würden die Kernkraftwerke weiterhin nicht vom Netz genommen. Durch so verursachten tiefen Preise verschlechtert sich die Fi-nanzlage der Wasserkraftwerke.
- Die Modelle der Axpo, die die Kernkraftwerke schützen, sind nach Ansicht des Bundes weder WTO-tauglich, noch EU-kompatibel (siehe Zitate des BFE oben)³⁹.
- Der Import von sauberem Strom – selbst aus eigenen Anlagen im Ausland – wäre für viele Netzbetreiber nicht mehr möglich. Obschon manche von ihnen Windfarmen und Solarfarmen in ganz Europa besitzen, die zusam-men mehr Strom als ein grosses Kernkraftwerk produzieren, dürfte dieser saubere Strom nicht in der Schweiz verbraucht werden. Damit entgehen

³⁹ Bundesamt für Energie: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien

den Stromversorgern auch die Portfolio- und Synergie-Vorteile dank Stromerzeugung mit grossem Perimeter.

- Der Kaufzwang für Atomstrom verbessert die Versorgungssicherheit nicht, denn die risikobehafteten Anlagen stehen oft ausser Betrieb und die Dauer des Weiterbetriebs ist unberechenbar.

Neues Marktmodell der BKW

Die BKW (Bernischen Kraftwerke) verfolgen einen deutlich anderen Ansatz als Alpiq und Axpo. Es geht der BKW ebenfalls um zusätzliche Einnahmen für die Produzenten von Elektrizität, angesichts des „missing money“-Problems in offenen Strommärkten.

Die BKW will aber mit den neuen Abgeltungen echte Anreize schaffen, die die Systemdienlichkeit erhöhen. Die neuen Entschädigungen („Kapazitätsmärkte“) sollen die Bereitstellung und Vorhaltung von Leistung und Energie im offenen Markt ermöglichen und die Versorgungssicherheit verbessern.

Im Argumentarium der BKW (abgedruckt im Anhang) finden sich viele akkurate Analysen, weshalb eine Neuordnung des Strommarktes notwendig ist.

An einer zusätzlichen Finanzierung von Kernkraftwerken scheint BKW nicht mehr vorrangig interessiert zu sein.

Das ist auch logisch, weil das BKW-eigene Kernkraftwerk Ende 2019 ohnehin geschlossen wird.

Kritik an der ungenügenden Versorgungssicherheit

Thematisiert wird von den BKW die mangelnde Versorgungssicherheit der Schweiz. Dazu heisst es:

Kritische Versorgungssituationen könnten sich in der Schweiz v.a. gegen Ende des Winters einstellen, wenn die Speicherseen wegen geringer Wasserverfügbarkeit oder besonders attraktiver Preisentwicklung in den frühen Wintermonaten weitgehend geleert sind und gleichzeitig die Nachbarländer (z.B. aufgrund anhaltender Kältewelle, hohem Stromverbrauch und geringer Produktion der Erneuerbaren) kaum oder nur sehr beschränkt Strom exportieren können....

Kritisch ist generell die Fähigkeit, ausreichend Energie im Winterhalbjahr zu produzieren.

Die ES 2050 sieht keine Massnahmen zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit vor. Sie fokussiert auf den Ausbau der PV, die aber gerade im Winter unterdurchschnittlich produziert. Daneben geht die ES 2050 pauschal davon aus, dass die Marktakteure in neue und bestehende Kraftwerke investieren und/oder dass Nachbarländer fähig sind, auch in kritischen Situationen zu exportieren. Im aktuellen Marktkontext geben die tiefen Preise aber keine adäquaten Investitionsanreize.

Die mangelnden Reinvestitionsanreize bei der Wasserkraft sind nicht nur aus Gründen der Versorgungssicherheit kritisch, sondern auch mit Blick auf das Ziel, erneuerbare Energien auszubauen.

...Die EU-Kommission lässt solche Instrumente [gemeint sind Kapazitätsmärkte] zu, solange sie marktbasierend sind und dadurch Mitnahmeeffekte und Wettbewerbsverzerrungen minimiert werden. Ungeachtet dessen entfalten Kapazitätsmärkte grenzüberschreitende Effekte im Strommarkt, sogenannte Externalitäten. Schliesslich soll ein Kapazitätsmarkt für längerfristig ausreichend Kraftwerkskapazitäten sorgen, damit im Spotmarkt keine Knappheitssituationen mit potenziell sehr hohen Preisen (oder gar Angebotslücken) entstehen. Das Verhindern solch potenzieller Preisspitzen reduziert die

Preisvolatilität und gleichzeitig das mittlere Preisniveau. Die mit den Kapazitätsmärkten einhergehenden tieferen Spotmarktpreise übertragen sich auch auf die Schweiz: Da der Strompreis im Schweizer Spotmarkt praktisch jederzeit durch die Nachbarländer bestimmt wird, werden diese preissenkenden Effekte faktisch «importiert». Dadurch resultieren Nachteile für Schweizer Kraftwerke: Ihre Erträge aus dem Strommarkt sinken; umgekehrt erhalten sie – im Gegensatz zu den Anlagen im benachbarten Ausland – keine Erträge aus einem Kapazitätsmechanismus. Die ausländischen Kapazitätsmärkte machen daher (Re-) Investitionen in Schweizer Kraftwerke zusätzlich unattraktiv.

BKW schreibt den Kapazitätsmärkten positive Eigenschaften zu:

Aufgrund der Herausforderungen für die schweizerische Versorgungssicherheit, den Anpassungen in den benachbarten Marktstrukturen und den damit verbundenen preissenkenden Effekten braucht es auch in der Schweiz eine Debatte um ein zukunftsfähiges Marktmodell. Abgeleitet aus der obigen Analyse können folgende Schweiz-spezifischen Anforderungen an ein solches gestellt werden:

- **(Re-) Investitionen:** Das Modell trägt zur langfristigen Versorgungssicherheit (Generation Adequacy) bei, indem es effektive (Re-) Investitionsanreize für den Erhalt der Wasserkraft sowie den Ersatz wegfallender KKW schafft. Dabei sollten die (Re-) Investitionen v.a. mit Fokus auf die Produktionsfähigkeit in den Wintermonaten vorgenommen werden.
- **Kraftwerksverfügbarkeit:** Das Modell trägt zur kurzfristigen Versorgungssicherheit (System Security) bei, indem es Anreize zur Produktions- bzw. Speicherverfügbarkeit v.a. während kritischer Monate Ende Winter vermittelt.
- **Marktlicher Mechanismus:** Die Ermittlung und Allokation von Auszahlungen an Kraftwerke erfolgen auf Basis eines marktlichen Mechanismus. Dadurch sollen die hinsichtlich Versorgungssicherheit effizientesten Technologien gefördert und Mitnameeffekte minimiert werden.
- **EU-Kompatibilität:** Das Modell ist mit den Regeln des EU-Binnenmarktes kompatibel und kann im Rahmen eines bilateralen Stromabkommens und einem vollständig geöffneten Strommarkt weitergeführt werden. Dies erhöht die Rechts- und Investitionssicherheit für Kraftwerksbetreiber.
- **Back-up-Kraftwerke:** Auszahlungen an Kraftwerke erfolgen unabhängig von der effektiven Produktion. Dies verhindert einerseits Verzerrungen bei der Preisbildung im Spotmarkt, andererseits lassen sich auch Kraftwerke mit wenig Produktion aber einer Versicherungsleistung für das Gesamtsystem finanzieren.
- **Adaptierfähigkeit:** Auszahlungen passen sich an veränderte Marktbedingungen (erwartete steigende / sinkende Marktpreise) an, so dass Mitnameeffekte verhindert werden bzw. Investitionsanreize erhalten bleiben.

Tatsächlich hat die BKW damit die Schwächen des heutigen Stromversorgungsgesetzes gut charakterisiert.

Es regelt den Zubau von neuen Kapazitäten ungenügend, weil kein inländisches Produktionsziel verankert ist und die Investitionsbeiträge nicht ausreichen werden, um einen rentablen Bau und Betrieb von Neuanlagen zu finanzieren.

Und es trifft keine ausreichenden Vorkehrungen gegen Strom-Engpässe.

6. Fehlende Reservehaltung gefährdet Versorgungssicherheit

Versorgungseingpass im Winter 2015/2016

Im Winter 2015/2016 wurden erstmals seit Beginn der Marktöffnung Engpässe im Schweizer Stromnetz bekannt gemacht. Die ECom hat die Ursachen in einem Bericht ausführlich dokumentiert:⁴⁰

- Im Herbst 2015 entnahmen die Kraftwerksbetreiber „in überdurchschnittlichem Ausmass“ Wasser aus den Speicherseen, um Ausfälle bei den Kernkraftwerken und den Lauf-Wasserkraftwerken zu kompensieren, und sie profitierten dabei von einem überdurchschnittlich hohen Preisniveau.
- Deshalb „entleerten sich die Speicherseen entsprechend, so dass aufgrund der antizipierten Netzengpässe ein Versorgungseingpass für den weiteren Verlauf des Winters in Betracht gezogen wurde.“

Am 2. Dezember 2015 warnte Swissgrid offiziell mit einer Medienmitteilung, „aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Kernkraftwerke Beznau I und II und aufgrund einer geringeren Einspeisung der Laufwasserkraftwerke“ sei von einer angespannten Energie- und Netzsituation auszugehen.⁴¹

Was die Mitteilung von Swissgrid allerdings verschwieg und was erst die ECom in ihrem Bericht im Juni 2016 offenlegte, war die Tatsache, dass der Ausfall von Kernkraftwerken und die niedrige Einspeisung der Laufwasserkraftwerke nicht der einzige Grund für die Entstehung der Engpässe war. Vielmehr stellte die ECom fest, dass Swissgrid selber die Versorgungssicherheit aufs Spiel setzte, indem sie durch Stilllegung von Stromleitungen ins Ausland selber Netz-Engpässe während des Winters schuf. Die ECom berichtet, dass „einige bereits geplante Ausserbetriebnahmen (Netzausbau und Unterhalt), eine Net Transfer Capacity-Reduktion notwendig machten...Dadurch sah sich Swiss-grid gezwungen, die Importkapazität von Deutschland und Österreich sukzessive zu reduzieren.“⁴²

„Demgegenüber“, so hielt die Ecom fest, „bewegte sich die Exportkapazität Richtung Italien im üblichen Rahmen. Soweit möglich wurde die Exportkapazität auf dem maximalen Wert von rund 4000 MW belassen, Ausnahmen bilden die deutlich sichtbaren Kapazitätsreduktionen während Feiertagen in Italien (Allerheiligen, Weihnachtsfeiertage, Ostern).“⁴³

Die Ursache der Versorgungsschwierigkeiten waren demgemäss selbst verschuldete Netzengpässe und Streben nach Gewinnmaximierung angesichts hoher Erlöse im Ausland. Wegen der hohen Preise im Herbst 2015 wurde eine vorzeitige Leerung der Staubecken veranlasst.

⁴⁰ Schweizerische Elektrizitätskommission: [Versorgungssicherheit Winter 2015/16](#), Bericht der ECom, Bern, Juni 2016

⁴¹

https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/current/media/media_releases/media_releases_2015/02_12_2015_01.html

⁴² ECom 2016, Seite 9

⁴³ ECom 2016, Seite 10

Die EICom schrieb die Schuld teils Swissgrid, teils den Betreibern der Wasserkraftwerke zu:⁴⁴

- *Ungenügendes Reporting der Leistungsvorhaltung durch Swissgrid*
- *Unterhaltsarbeiten und Einschränkung der Netzanbindung nach Deutschland exakt während der Importsaison, bei ungeschmälerter Fortsetzung der Lieferungen nach Italien;*
- *Fehlende Reservierungen und fehlende Priorisierung des einheimischen Stromverbrauchs*
- *verspätete Bereitstellung von Kuppeltransformatoren 380/220 kV*
- *Verlängerter Stillstand der Atomreaktoren Beznau 1 und Beznau 2*

Die EICom zog daraus aber keine grundlegenden Konsequenzen, sondern verharmloste die Begebenheiten eher:

„Für die Versorgungssituation wie im Winter 2015/2016 hat sich die Stromversorgungsgesetzgebung als ausreichend stabil erwiesen, so dass aktuell kein Handlungsbedarf auf Gesetzesebene festzustellen ist.“⁴⁵

Versorgungsengpass im Winter 2016/2017

Ein Jahr später wiederholte sich die Szenerie mit ähnlichen Abläufen. Diesmal war aber nicht Swissgrid, sondern Stromknappheit im In- und Ausland für die Engpässe verantwortlich. Im Winter und Frühjahr 2016/17 erhöhten sich die Preise wegen stillstehenden Atomkraftwerken in Frankreich und in der Schweiz.

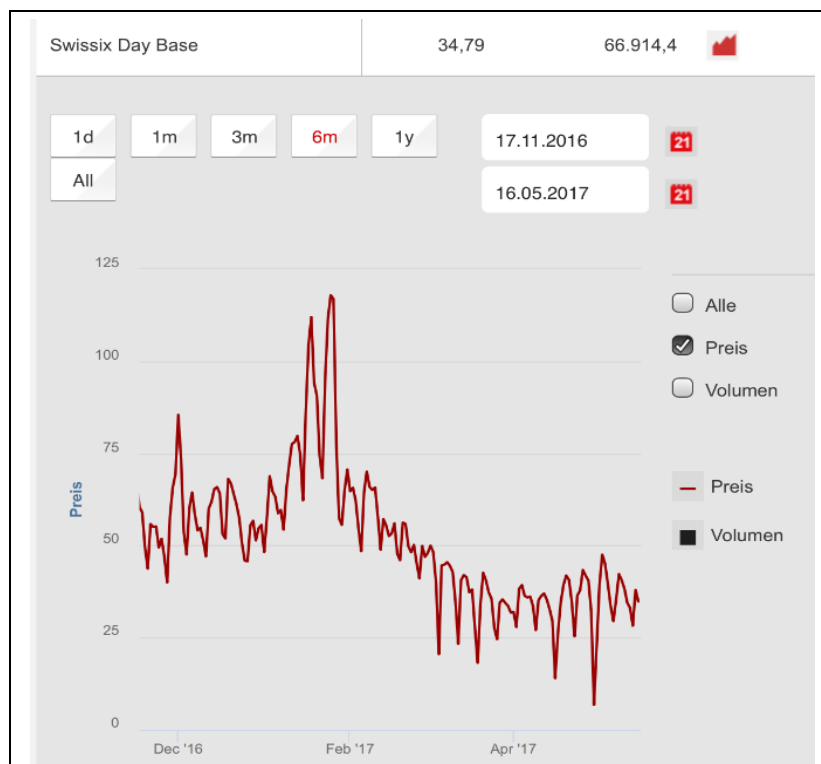


Abbildung 18 Swissix day base Notierungen zwischen November 2016 und Mai 2017 (Grafik: EEX)

⁴⁴ Schweizerische Elektrizitätskommission (EICom): [Versorgungssicherheit Winter 2015/16](#), Bericht der EICom, Bern, Juni 2016

⁴⁵ EICom 2016, Seite 17

Die Schweizerische Handelszeitung berichtete darüber so:⁴⁶

„Bis zu 19 Rappen pro Kilowattstunde wurden in den letzten Wochen an der Strombörse bezahlt.... Und die Schweizer Kraftwerke produzierten. Alleine in der Woche bis zum 22. Januar haben sie 7 Prozent der gesamten Speicherkapazität durch ihre Turbinen gejagt. Danach waren die Seen nur noch zu einem Drittel gefüllt.

Grund für die hohen Preise war die aussergewöhnliche Konstellation aus extrem tiefen Temperaturen und den vielen Atomkraftwerken, die nicht produzierten. Der Strom wurde in ganz Europa knapp. Nicht nur steht in Frankreich, wo 40 Prozent der Haushalte elektrisch heizen, ein Fünftel der Kraftwerke still. Auch die Schweizer AKW liefern teilweise nichts: Mit Beznau 1 und Leibstadt fehlt derzeit fast die Hälfte des Schweizer Atomstroms.

Die Situation brachte auch die Netzbetreiberin Swissgrid an Grenzen. Zwar betont Sprecher Patrick Mauron, die Versorgungssicherheit sei nie gefährdet gewesen. Zeitweise musste Swissgrid aber stark eingreifen und viel Reserveenergie abrufen, um das Netz stabil zu halten. Etwa am 20. Januar, als zwei Stunden lang das grosse Wasserkraftwerk Grande Dixence ausstieg – ausgerechnet zwischen 7 und 9 Uhr, wenn Preise und Nachfrage hoch sind.

Swissgrid musste auf die letzten verfügbaren Reserven mit Preisen von bis zu 10 Franken pro Kilowattstunde zugreifen. «Da wurden selbst Notstromaggregate in Spitälern angeworfen», sagt Stromhändler Andreas Tresch von Enerprice. «So et- was kommt vielleicht drei Mal pro Jahr vor.»

Am Stromkongress vom 12. Januar hatte Bundesrat Guy Parmelin in einer Rede zum Thema Blackout noch der Branche ins Gewissen geredet und sie dazu aufgefordert, ihr Risikomanagement zu «überarbeiten und zu intensivieren». Generell habe die Einstellung zugenommen, nur noch von Tag zu Tag zu planen, mahnte der Verteidigungsminister. Diese Haltung habe in allen Branchen zu einer Reduktion von Reserven und Vorräten geführt.

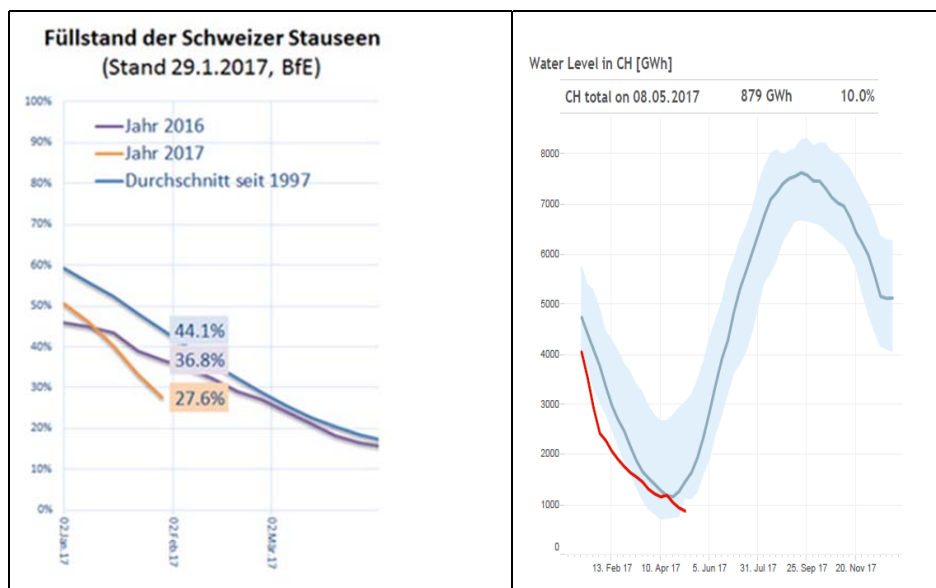


Abbildung 19 und 20 Füllstand der Speicherseen im Mehrjahresvergleich (Quelle: Handelszeitung a.a.O., Swissgrid⁴⁷)

⁴⁶ <http://www.handelszeitung.ch/konjunktur/schweiz/blackoutgefahr-bei-schweizer-stauseen-1331968>

⁴⁷ https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/winter_planning.html

Die angespannte Versorgungslage im Frühjahr 2017 lässt sich am geringen Füllstand der Speicherseen zu erkennen. Ende Mai 2017 sanken die Speichervorräte auf den tiefsten Stand seit vielen Jahren.

Ohne die verlässlichen Lieferungen aus der Europäischen Union wäre die Schweiz in Sachen Versorgungssicherheit ausverkauft.

Das Management ausreichender Kapazitäten aber einfach den Nachbarn zu delegieren, mag angesichts der europäischen Überkapazitäten preislich sehr interessant sein. Doch steigen damit die Versorgungsrisiken.

Das offensichtlich fehlende Instrumentarium zur Vorhaltung einer ausreichenden Energiereserve sollte die Politik alarmieren. Ein System, das nur noch die Gewinnmaximierung zum Ziel hat und die Versorgungssicherheit nicht aktiv sicherstellt, wird eines Tages zum Totalausfall kommen. Und die Kosten eines Blackouts sind höher als die Kosten einer aktiven Vorsorge inkl. Pflichtlager für Speicherseewasser.

Die Ursachen von Stromversorgungskrisen können mannigfaltig sein:

- Bei einem schweren Unfall in einem französischen Kernkraftwerk geht die französische Aufsichtsbehörde ASN davon aus, dass eine ganze Bau-Serie alter Kernkraftwerke unmittelbar ausser Betrieb genommen werden müsste. Dies kann zu einem Unterbruch von Stromimporten führen.
- Ein Engpass russischer Gaslieferungen kann Rückwirkungen auf die Stromerzeugung haben.
- Ein Netzzunbruch der inländischen oder der grenzüberschreitenden Interkonnexion, beispielsweise durch Unfall, Naturkatastrophen oder Terrorismus, kann bestehende Engpässe noch verschärfen.

Die Schweiz tut deshalb gut daran, die Energiereserven der Speicherseen aktiv zu bewirtschaften. Dies ist nur möglich, wenn die rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden und die Zahlungspflichten geklärt sind.

Abgeltung der Reservehaltung statt Blackout-Risiko

Bis es zu einem Blackout kommt, ist angesichts der bedenkenlosen Gewinnmaximierung und der parteilichen Passivität von Swissgrid lediglich eine Frage der Zeit.

Es ist unverständlich, dass der Bundesrat eine solche Risiko-Exposition zulässt, die am Ende des Winters dazu führen kann, dass sich die Schweiz bei Ausfall von Stromimporten nur noch wenige Tage aus eigener Kraft versorgen kann. Die Reservehaltung müsste mindestens für einige Wochen ganzjährig in Takt gehalten werden. Nur so kann verhindert werden, dass bei einer Kombination verschiedener Ereignisse (Netzausfall/mehrwöchige Windflaute/Versorgungskrise durch Unfall) ein Blackout entsteht.

Weder Swissgrid, Elcom noch der Bundesrat oder der Gesetzgeber haben bisher eine rechtlich verbindliche Überbrückungsplanung bei Ausfall von Stromimporten statuiert und die entsprechenden finanziellen Anrei-

ze geplant. Man hat prioritär den Netzausbau zum Ausland vorangetrieben, um sich von dort in Krisenzeiten besser versorgen zu lassen. Was aber, wenn in Deutschland oder Frankreich eine technische oder politische Krise entsteht, die die Energieversorgung über eine längere Frist schwächt?

Wie auch in den Konzepten der BKW dargelegt, sieht die Energiestrategie 2050 „keine Massnahmen zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit vor“.

Ein angestrebter Versorgungsanteil aus einheimischer Energie und die jahreszeitliche Bewirtschaftung der Speicherreserven ist weder im Energiegesetz noch im Stromversorgungsgesetz sauber geklärt worden.

Das Energiegesetz sieht zwar vor, dass die erneuerbaren Energien bis 2035 knapp die Hälfte des wegfallenden Stroms aus Kernenergie ersetzen sollen. Wie und woher aber der Restbedarf gedeckt wird, und woher der zusätzliche Stromverbrauch für E-Mobile und Wärmepumpen kommt, bleibt regulativ im Dunkeln.

Das Modell der BKW: wettbewerbliche Kapazitätsmärkte

Ohne Entschädigungen werden die Betreiber der Wasserkraftwerke auch in Zukunft ihren Gewinn maximieren und die Versorgungssicherheit hintanstellen. Die beiden verantwortlichen Instanzen für die Versorgungssicherheit – Swissgrid und ECom – müssten ihr Instrumentarium erweitern, um die Versorgungssicherheit im Inland abzusichern, durch Bereitstellung und Bewirtschaftung physischer Energiereserven, die in den Alpen an sich durchaus vorhanden sind.

Die BKW hat diese eminente Lücke der Energiepolitik erkannt und postuliert wettbewerbliche Kapazitätsmärkte:

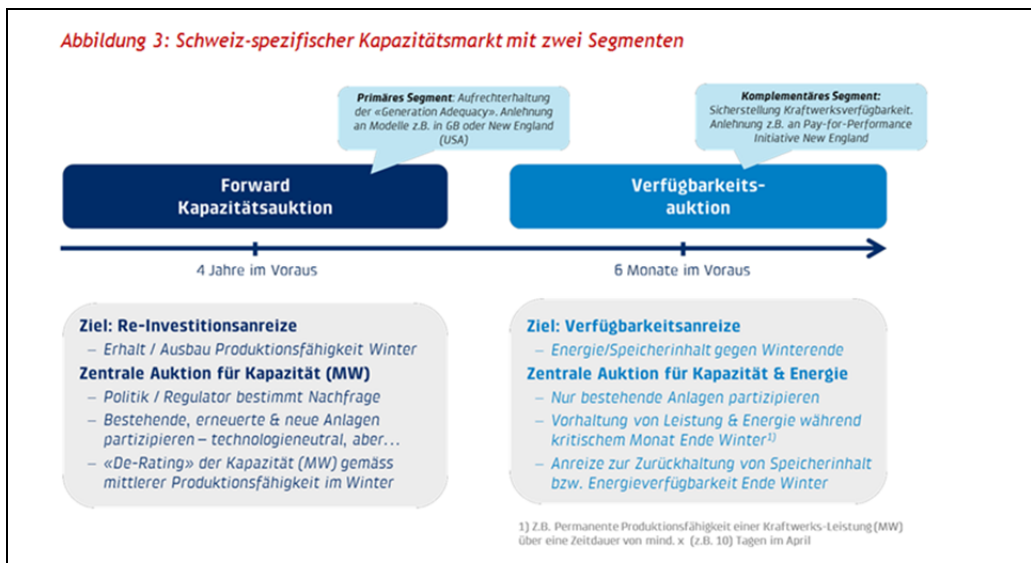


Abbildung 21 Kapazitätsmärkte nach dem Modell der BKW

Nach diesen Vorstellungen würde Swissgrid die Nachfrage nach Kapazität ausschreiben und wettbewerblich entschädigen. Dank diesen Zahlungen, so die Annahme, steigen die Investitionssicherheit der Kraftwerksbetreiber und damit die Investitionen, und es profitieren direkt auch die Konsumentinnen und Konsumenten, weil die Energiereserven Preis-spitzen verhindern, wie sie im Winter 2016/2017 beobachtet wurden.

Nach den Vorstellungen der BKW deckt die Einführung von Kapazitätsmärkten die ganze Palette der Bedürfnisse an die Versorgungssicherheit ab:

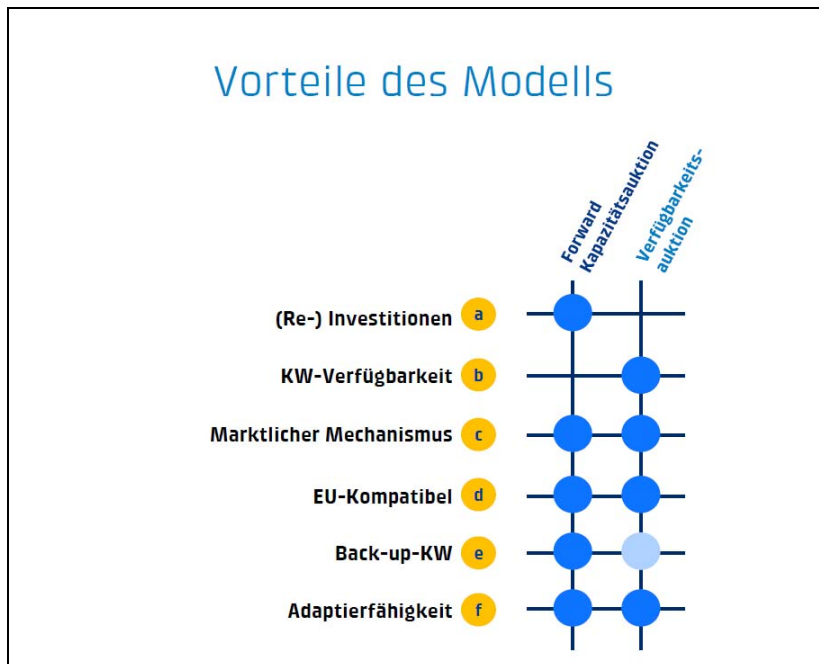


Abbildung 22 Vorteile der Kapazitätsmärkte aus Sicht der BKW

Die Defizite des BKW-Modells

Dank zusätzlichen finanzielle Leistungen durch Swissgrid, so die Annahme der BKW, entstünden ausreichende Anreize zum Erhalt, zur Erneuerung und zum Ausbau der Wasserkraft und weiterer erneuerbarer Energien zu setzen, um Leistungs- und Energievorhaltung zu garantieren.

Durchsetzen würden sich dank dem Verfahren mittels Auktion jene Techniken, die am kostengünstigsten sind. Das tönt alles an sich sehr vernünftig, doch fehlt der empirische Beweis, dass dies auch funktioniert. Zudem argumentiert die BKW in manchen Themen einseitig und verfolgt offensichtlich eigene Interessen:

- Erdgas-Kraftwerke, die ihren Brennstoff zu 100% importieren, ohne eine inländische Lagerhaltung sicherzustellen, können nicht ernsthaft als einheimische Energiereserve für Versorgungskrisen in Betracht kommen. Solchen Technologien einen Anspruch auf Abgeltung von Reservekapazität zuzubilligen erscheint unnötig riskant.
- Wird die Auswahl der Reserve-Techniken künstlich limitiert, indem zum Beispiel a priori eine „permanente Produktionsfähigkeit einer Kraftwerks-

Leistung über eine Zeitdauer von mind. x (z.B. 10) Tagen im April“ gegeben sein muss, dann fallen gewisse Techniken mit fluktuierenden Lieferungen von Anfang an ausser Betracht. Photovoltaik liefert zum Beispiel in den Monaten März und April in bedeutendem Ausmass garantierte Produktion, selbst wenn diese auf Stunden mit Tageslicht limitiert ist und durch schlechtes Wetter Einschränkungen erfahren kann. Die Beiträge der Photovoltaik sind deshalb nicht wertlos, sondern tragen substantiell zur Schonung der Speicherseen und damit zur Versorgungssicherheit im Frühjahr bei.

- Dies schliesst nicht aus, dass die Fähigkeit der Speicherseen, bedarfsgerecht zu liefern, auch wenn die Sonne nicht scheint, zu höheren Entschädigungen führen kann. Unbestritten ist die höhere Wertigkeit der Wasserkraft.

Ein faires System der Reservehaltung berücksichtigt alle (erneuerbaren) Techniken, die zur Minderung der Versorgungsrisiken beitragen.

„Wettbewerb“ spielt nicht bei bereits erstellter Infrastruktur

Der grösste methodische Fehler im BKW-Modell bezieht sich nicht auf das Konzept der Kapazitätsmärkte an sich, sondern auf die Höhe der zu erwartenden Auktionsergebnisse. Die Wahrscheinlichkeit, dass die neuen Entschädigungen ausreichend sind, um die inländische Reservevorhaltung auch kostendeckend abzusichern, ist eher gering.

Bei einer „wettbewerblichen Vergabe“ gelangen zuerst jene Kapazitäten auf den Markt, die bereits bestehen, und die zum grössten Teil vor der Markt-Liberalisierung erstellt worden sind.

Solange bestehende Anlagen die nachgefragten Dienstleistungen bereits für eine geringe Entschädigung leisten, ist nicht zu erwarten, dass echt neue Investitionen beanreizt werden können.

Um den Erhalt und die Modernisierung der Anlagen mit Speicherseen zu gewährleisten, müssten die Auktionen die tatsächlichen Kosten der Betreiber abgelden, also den Beschaffungs- oder Wiederbeschaffungswert.

Auch die heute aus Netzgebühren finanzierte Kapazitätsvorhaltung im benachbarten Ausland beeinflusst die Preisbildung. Und die Preise solcher ausländischen Absicherungen würden erst noch den Markt verfälschen, denn in Deutschland finanziert die Bundesnetzagentur die Leistungsvorhaltung der auf Reserve bereitstehenden Gas- und Kohlekraftwerke, die als Kaltreserve dienen.

Und es wäre nicht einmal sicher, dass die im Inland angebotenen Reserven nicht indirekt durch das Ausland bereitgestellt würden – zum Beispiel über die Möglichkeit der Stromhändler, die fehlende Reserven via Hedging im Ausland abzusichern. Somit bestünde die Verfügbarkeit von Leistung und Energie wohl auf dem Papier; bei einem Unterbruch der Netzanbindung wäre sie dann doch nicht vorhanden.

Dass solche Praktiken im Ausland zu Preisverzerrungen führen, bestätigt die BKW im eigenen Konzeptpapier gleich selber:

„Da der Strompreis im Schweizer Spotmarkt praktisch jederzeit durch die Nachbarländer bestimmt wird, werden diese preissenkenden Effekte faktisch «importiert». Dadurch resultieren Nachteile für Schweizer Kraftwerke: Ihre Erträge aus dem Strommarkt sinken;(...)

Die ausländischen Kapazitätsmärkte machen daher (Re-) Investitionen in Schweizer Kraftwerke zusätzlich unattraktiv.⁴⁸

Skepsis auch bei Swissgrid – aus dem Swissgrid Positionspapier

Zur Frage der Flexibilität hat Swissgrid im April 2015 ein Positionspapier veröffentlicht, das zusätzliche Instrumente für die Absicherung der Stromversorgung postuliert. Darin heisst es:

„Flexibilitätsmarkt – Effizientes und nachhaltiges Strommarktdesign

Die neuen erneuerbaren Energien spielen in der europäischen Erzeugungsstruktur eine immer wichtigere Rolle. Um diese zukunftsorientiert in den Strommarkt zu integrieren, sind neue technische und auch wirtschaftliche Massnahmen zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems notwendig. Swissgrid engagiert sich für ein effizientes und nachhaltiges Strommarktdesign mit effizienten Preissignalen und minimalen Marktverzerrungen.

Flexible Erzeugung ist für die Systemstabilität notwendig

Die nur eingeschränkt kontrollierbare, begrenzt vorhersehbare und stark volatile Einspeisung aus neuen erneuerbaren Energien (Windkraft, Photovoltaik) in das gesamteuropäische Netz führt zeitweise zu Frequenzschwankungen und nicht vorhersehbaren Stromflüssen. Flexible Gas- oder Wasserkraftwerke sowie zunehmend auch technische Massnahmen wie beispielsweise Lastmanagement gleichen diese Schwankungen im Netz aus. Für die Systemstabilität im gesamten europäischen Verbundnetz sind sie deshalb von zentraler Bedeutung.

Wirtschaftlichkeit von Flexibilität ist gefährdet

An den europäischen Strombörsen erodieren die Strompreise aufgrund verschiedener Ursachen. Die Förderung und der rasche Zubau der neuen erneuerbaren Energien, Überkapazitäten im Kraftwerksbereich und tiefe CO₂-Preise haben dazu geführt, dass die Grosshandelspreise in Europa in den letzten Jahren stark gesunken sind. Dadurch werden Investitionen in stabilisierende Erzeugungskapazitäten zunehmend gefährdet. Sie haben ein zentrales Problem: sie bieten ein Gut, das im heutigen Strommarktdesign nicht adäquat honoriert wird – Flexibilität.

Bisheriger «Energy-only-Markt» stösst an seine Grenzen

Der heutige Strommarkt ist als «Energy-only-Markt» ausgestaltet. Er vergütet den Kraftwerksbetreibern die bereitgestellte Energiemenge. Dadurch kommen gemäss dem so genannten Merit-Order-Prinzip der Reihe nach die Kraftwerke mit den tiefsten Grenzkosten zum Einsatz, um die jeweilige Nachfrage nach Strom zu decken. Die Einflüsse der verschiedenen Kraftwerkstypen auf das Stromsystem werden im heutigen Strommarkt stark vereinfacht berücksichtigt.

Die Volatilität und Flexibilität von Kraftwerken – wichtige Einflussgrössen für die Systemstabilität – haben keinen angemessenen Preis: Die zunehmend volatile Stromerzeugung und das in den 1990er Jahren entwickelte, in Europa vorherrschende Strommarktdesign sind nicht mehr ausreichend aufeinander abgestimmt.

Strommarkt steht vor neuen Herausforderungen

Die grosse Herausforderung eines künftigen Strommarktes besteht darin, auch bei steigenden Anteilen von Produktion aus Wind- und Photovoltaikanlagen Erzeugung und Verbrauch stets zu synchronisieren. Ziel ist es, die Versorgungssicherheit umweltverträglich und zu möglichst tiefen Kosten zu gewährleisten. Der Markt muss so ausgestaltet sein, dass jederzeit ausreichend Kraftwerkskapazitäten zum richtigen Zeitpunkt am richtigen Ort vorhanden sind und diese auch im erforderlichen Umfang eingesetzt werden. Dafür braucht es möglichst effiziente Preissignale. Diese sollen zusätzlich Anreize für die Entwicklung zukunftsorientierter Technologien und Vermarktungskonzepte bieten.

Kapazitätsmechanismen sind nicht die effizienteste Option

Die europäischen Länder sind zum Teil bereits daran, das Marktdesign anzupassen, zum Beispiel mit Konzepten für Kapazitätsreserven und Kapazitätsmärkte. Diese haben allerdings einen Nachteil: Sie mindern die Effizienz des internationalen Strommarktes, weil sie national fokussiert sind, die Preissignale nicht stärken und neben dem «Energy-only-Markt» einen zusätzlichen, parallelen Markt etablieren, der gesondert reguliert werden muss. Sie bieten deshalb keinen marktbasierten Ansatz für eine längerfristig effiziente Integration der neuen erneuerbaren Energien ins Stromsystem.⁴⁹

⁴⁸ Bernischen Kraftwerke (BKW): Ein Kapazitätsmarkt für die Schweiz, Seite 3

⁴⁹ https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/.../de/flexibilitaetsmaerkte_de.pdf

7. Schaffung einer Strategischen Reserve

Die meisten der beschriebenen Probleme können umgangen werden, wenn in der Schweiz eine Strategische Reserve zur Pflicht macht, die auf Kostenbasis und nicht auf Basis von Auktionen entschädigt wird.

Das Modell der Strategischen Reserve wird in Fachgremien in ganz Europa seit einiger Zeit diskutiert⁵⁰ und die postulierte Mechanik im Fall der Schweiz sei im Folgenden kurz skizziert:

Wie andere Länder Europas sollte auch die Schweiz eine Strategische Energie-Reserve für Notfälle zur Pflicht machen. Entsprechende Modelle wurden im In- und Ausland, und bei uns auch vom Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband (SWV) diskutiert.⁵¹ Die Wasserspeicher in den alpinen Speicherseen eignen sich als Pflichtlager hervorragend. Die Mechanik für die Schweiz lässt sich wie folgt skizzieren:

- Die Speicherseen der Schweiz scheiden eine Strategische Energie-Reserve aus, die am Markt weder gehandelt noch regulär verkauft wird.
- Die Strategische Reserve ergänzt die Instrumente von Swissgrid und von privaten Stromhändlern, die zeitlich adressierte Leistungs- und Energievorhaltung nachfragen.
- Es handelt sich bei der Strategischen Reserve also (vergleichbar mit der Geldpolitik) um ein „lending of the last resort“, die nur zum Zuge kommt, wenn alle anderen Transaktionen versagen.

Ein deutscher Bericht beschreibt die Rolle der Strategischen Reserve wie folgt:

In Abgrenzung zur kürzlich eingeführten Netzreserve, die „vorrangig regionale Netzsicherheitsprobleme in Süddeutschland adressiert“, „dient die Strategische Reserve vorrangig zur Absicherung der Stromversorgung für den Fall, dass der Strommarkt die erforderlichen Kapazitäten nicht oder nicht schnell genug anreizt“.

Die Anlagen werden als Systemreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber beschafft und ausschließlich durch diese eingesetzt. Die Übertragungsnetzbetreiber werden jedoch nicht Eigentümer der Anlagen, sondern kontrahieren die Reserveleistung [...] unter strenger Aufsicht.⁵²

Abgeltung auf Basis von Wiederbeschaffungskosten

Weil heute die Rechtsgrundlagen fehlen, gilt es, Grösse und Finanzierung der Strategischen Reserve neu zu regeln. Operativ ist es sinnvoll, dem Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid die Verfügungsgewalt über die Strategische Reserve für den Notfall einzuräumen.

Weil es für eine Strategische Reserve explizit keinen Markt geben darf, sollte die Vergütung dafür auf Basis von Beschaffungs- bzw. Wiederbe-

⁵⁰ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier (Grünbuch) 2014, Seite 43; Piot/Beer, 2016: «Wege zu einem neuen Strommarktdesign», Artikel von Michel Piot und Michael Beer in: VSE-Bulletin 8/2016, Aarau sowie Bernische Kraftwerke (BKW): Ein Kapazitätsmarkt für die Schweiz

⁵¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier (Grünbuch) 2014, Seite 43; Piot/Beer, 2016: «Wege zu einem neuen Strommarktdesign», Artikel von Michel Piot und Michael Beer in: VSE-Bulletin 8/2016, Aarau sowie Bernische Kraftwerke (BKW): Ein Kapazitätsmarkt für die Schweiz

⁵² Yvonne Dyllong: Märkte stärken, Versorgung sichern – Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. (2013) Heft 9

schaffungskosten festgelegt werden. Gäbe es die Speicherseen nicht, müsste der Bundesrat bzw. die Swissgrid den Aufbau solcher Kapazitäten in Form von Gaskraftwerken oder Batterien in Betracht ziehen.

- Als pragmatische Schätzung kann man davon ausgehen, dass der Wert der gespeicherten Wasserkraft von rund 9 TWh (9 Milliarden kWh) bei 1 bis 1,5 Milliarden Franken pro Jahr liegen dürfte, müsste man einen äquivalenten Speicher im Inland neu zum Beispiel mittels Batterien bereitstellen (10 bis 15 Rp Gestehungskosten pro gespeicherte kWh).
- Das Erstellen von Gaskraftwerken ist per se nicht sinnvoll, da die Schweiz keine eigenen Gaslagerstätten betreibt und die Versorgungssicherheit sich nur vom importierten Strom auf importiertes Erdgas verschieben würde. Der Bau von Gaskraftwerken ist auch nicht sinnvoll, weil die Speicherseen ja bereits bestehen.
- Den mit Abstand grössten Teil ihrer Erträge werden die Speicherkraftwerke auch in Zukunft durch den Verkauf von Elektrizität am Markt erzielen. Die Entschädigungen für übrige Systemdienstleistungen (Regelenergie, tertiäre Leistungsreserve usw.) bleiben durch die Schaffung einer Strategischen Reserve ebenfalls ungeschmälert.

Eine Beschaffung der Strategischen Reserve auf Basis von Auktionen ist nicht zielführend. Die Entschädigungen für die Strategischen Reserve sollen vielmehr dazu beitragen, Erhalt und Modernisierung der Speicherkraftwerke zu gewährleisten und die Gewinnaufschläge zu kompensieren, die aus Vermarktungsverzichten hervorgehen. Wettbewerbliche Verfahren würden die Speicherseen in Wettbewerb mit der subventionierten Leistungsreserve aus Kohlekraftwerken in Deutschland setzen, was nicht zum Ziel führt.

Offensichtlich ist ebenso, dass die Stromkonzerne wie auch die Konsumentinnen und Konsumenten vom Vorhandensein der alpinen Speicherseen einen hohen Nutzen ziehen. Sie profitieren nämlich alle von den nahezu unbeschränkten Möglichkeiten, bei viel Sonne oder Wind Strom aus dem Ausland zu Tiefstpreisen zu importieren, zu verbrauchen oder gegen Aufpreis nach Italien weiterzuverkaufen. Dieses lukrative Verhalten, das allen Beteiligten nützt, ist nur dank dem systemischen Wert der Absicherung durch die vorhandenen Speicherseen möglich, wird aber derzeit nicht angemessen entschädigt.

Die Finanzierung der Strategischen Reserve durch Swissgrid auf Basis von Beschaffungskosten ist für alle Beteiligten von Nutzen:

- Alle Nutzniesser, auch die Grossverbraucher, profitieren von der erhöhten Versorgungssicherheit und tragen nach dem Verursacherprinzip zur Finanzierung bei.
- Die Finanzierung der Nutzungsentgelte des Rohstoffs „Wasser“ (Wasserzinsen) ruht nicht mehr allein auf den Schultern der gebundenen Kunden, sondern wird breiter verteilt. Die Abgeltung der Reservehaltung von Speicherwasser kann wie der Netzzuschlag strukturiert werden und sie kann die gleichen Sonderregelungen für energieintensive Betriebe vorsehen.
- Für die gebundenen Kunden ändert sich am Strompreis voraussichtlich sehr wenig. Sie dürfen bei einer Beteiligung der Grossverbraucher sogar mit geringen Entlastungen rechnen. Die Grossverbraucher werden die Kosten ebenfalls kaum spüren, denn sie profitieren von starken Preisnachlässen.

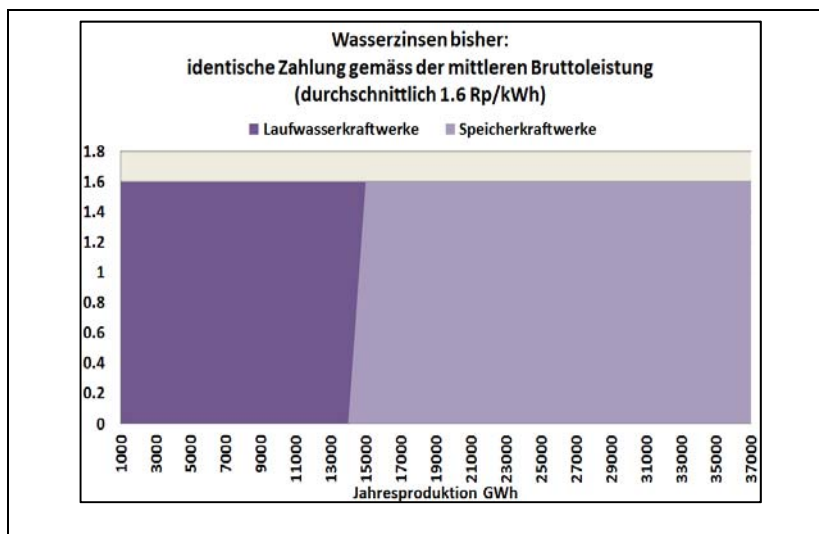
- Die Wirkung der Strategischen Reserve auf die Marktpreise und auf die Entgelte für Systemdienstleistungen sind minimal, weil sie nicht aktiv zum Kauf angeboten wird. Die Gewinnmarge von Speicherkraftwerken und Pumpspeicherwerken verschlechtert sich somit nicht.

Verknüpfung mit den Wasserzinsen

Es ist unmittelbar einsichtig, dass sich mit der Abgeltung der Energievorrhaltung die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft verbessert. Es ist möglich und wird empfohlen, die Neuregelung der Strategischen Reserve mit einer ertragsneutralen Neuregelung der Wasserzinsen zu verknüpfen. Dies könnte wie folgt geschehen:

1. Die Speicherkraftwerke erhalten eine Abgeltung für strategische Reservierung von Speicherseewasser bzw. Energie, welche zweckgebunden zur Begleichung von Wasserzinsen im Standortkanton zu verwenden ist.
2. Der Umfang der strategischen Reserve definiert sich durch die vorzuhaltende Wassermenge in m³ oder in GWh während den Monaten mit knapper Versorgung, derzeit das Winterhalbjahr. Swissgrid bestimmt die Grösse der Reserve im Rahmen der gesetzlich festgelegten Ziele, zum Beispiel ein Energievorrat zur strom-autarken Bewirtschaftung der Schweiz während minimal vier Wochen.⁵³
3. Im Umfang der Mehrleistungen für die Strategische Reserve wird ein pauschaler Abzug von dem bisher geltenden gesetzlichen Maximum der Wasserzinsen vorgenommen.
4. Die Betreiber der Wasserkraftwerke verpflichten sich als Gegenleistung für die dadurch entstehende Senkung der Nutzungsentgelte, die definierte Energiereserve nicht selber zu vermarkten, sondern der Verfügungsgewalt von Swissgrid zu unterstellen.

Erträge aus Wasserzinsen und Reservierung heute und morgen



⁵³ Gesetz und Verordnung können hier selbstverständlich Abweichungen vorsehen, soweit diese versorgungsdienlich sind, etwa für Speicherseen und Auffangbecken, die mit Pumpspeicherwerken verknüpft sind.

Abbildung 23 Wasserzinsen heute (vereinfacht: 1,6 Rp/kWh)

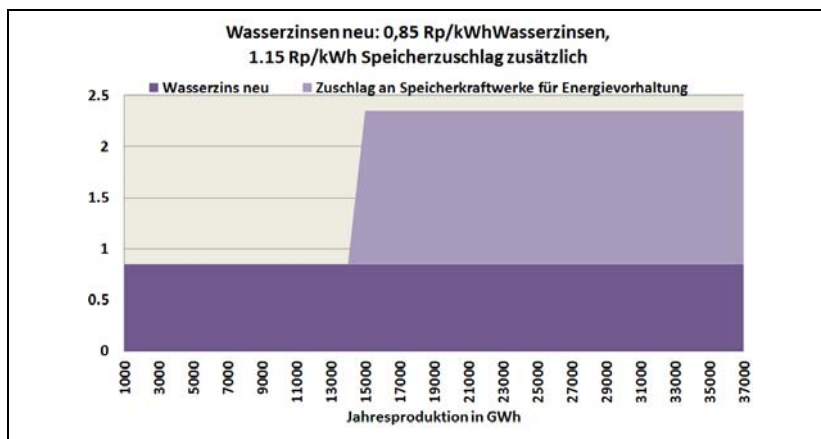


Abbildung 24 Ertragsneutrale Neustrukturierung der Wasserzinsen, ergänzt durch Entschädigung für Energiespeichervorhaltung

Die beiden Grafiken zeigen die Situation heute und morgen:

- Heute fließen Wasserzinsen von 1,6 Rp/kWh, die sich nach mittlerer Bruttoleistung der Kraftwerke richten (total 550 Mio. CHF)
- In Zukunft fließen ebenfalls 550 Mio. CHF, aber aufgeteilt in nahezu halbierte Wasserzinsen (0,85 Rp/kWh) und eine Abgeltung für Energievorhaltung (vereinfacht: 1,5 Rp/kWh an Speicherkraftwerke)

Entschädigung Rp/kWh	GWh		Mio. CHF/a
0.85	16595	Laufwasserkraftwerke	141
0.85	20595	Speicherkraftwerke	175
1.15	20595	Pflichtspeicherentschädigung	237
		Total	553

Abbildung 25 neue Struktur der Entschädigungen

Die Differenzierung der Leistungen nach Speicher- und Laufwasserkraftwerken spiegelt die unterschiedliche Wertigkeit der Kraftwerke. Sie haben in der neuen Stromwelt mit vorwiegend erneuerbaren Energien unterschiedliche Rollen zu erfüllen. Es ergibt sich daraus unvermeidlich auch eine regionale Ungleichbehandlung: die Gebirgskantone mit ihren zahlreichen Staubecken werden profitieren, Kantone im Mittelland mit vorwiegend Lauf-Wasserkraftwerken verlieren etwas an Einnahmen.

Da die Wasserzinsen im Mittelland aber eine untergeordnete fiskalische Rolle spielen, ist eine solche Ungleichbehandlung vertretbar. Auch ist daran zu erinnern, dass Veränderungen der Leistungen an die Gebirgskantone beim interkantonalen Finanzausgleich zu entgegen gerichteten Ausgleichszahlungen führen.

Dies wird dazu führen, dass man auch in der übrigen Schweiz eine Modifikation der Wasserzinsen im vorgeschlagenen Sinn allemal bevorzugen wird anstelle einer Absenkung, die letztlich alle Kantone fiskalisch schwächen würde.

Die vorgeschlagene Revision unterscheidet sich stark vom „Speicherzuschlag“ auf den Wasserzinsen, der vom Bundesrat 2008 vorgeschlagen wurde. Es geht nicht um eine Erhöhung der Wasserzinsen, sondern um die Herstellung von Versorgungssicherheit. Nicht die bisherigen Nutzungsrechte, sondern die netzdienliche Bewirtschaftung der vorhandenen Speicherseen wird neu entschädigt. Die Funktionalität des bestehenden Systems wird maximiert. Das Ziel einer solchen Revision ist dreierlei:

1. Eine Lücke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird geschlossen, um den lukrativen Stromhandel (Importe von Strom zu sehr tiefen Preisen und Exporte mit Marge) mit minimalem Versorgungsrisiko zu ermöglichen.
2. Die Kosten der Versorgungssicherheit und der Ressource Wasserkraft werden von allen Verursachern getragen, nicht bloss von den kleinen Konsumentinnen und Konsumenten. Auch die Grossverbraucher, die von starken Preisreduktionen profitiert haben, leisten einen Beitrag.
3. Die Entgelte für die Ressource Wasser, die für die Bergregionen eminent wichtig sind, bleiben unter dem Strich erhalten.

Geringe Marktwirkung

Eine Strategische Reserve im beschriebenen Sinne beeinflusst die Preisbildung am Markt nur in sehr geringem Ausmass. Solange die Reserve nicht vermarktet werden darf, wird sie die Preisspitzen am Markt nicht abschwächen, sondern wegen der kleineren Reserven eher verstärken. Damit wird die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicherwerke und der Speicher-Kraftwerke tendenziell leicht verbessert.

Die Volatilität der Strompreise, d. h. Preisspitzen und -Täler sind entscheidend, um die Flexibilität der Kraftwerke zu honorieren. Die bestehenden Termin- und Regelleistungsmärkte liefern Anreize für Flexibilität, genügen aber für den Aufbau ausreichender Energie-Reserven offensichtlich nicht, wenn die Kohle- und Kernkraftwerke sukzessive vom Markt verschwinden werden.

Was fehlt, ist eine systemisch wichtige Not-Reservehaltung, die vom TSO (Transmission System Operator) abgerufen werden kann, wenn die Märkte die Wetter- und Betriebsrisiken ungenügend antizipiert haben und die Versorgungssicherheit ernsthaft in Gefahr gerät.

Der Einsatzpreis, wann genau die Energiereserven von Swissgrid ins Spiel gebracht werden sollen oder müssen, kann nach wirtschaftlichen, politischen oder empirischen Kriterien (letztere aufgrund der witterungsbedingten Erzeugungszyklen) definiert werden. Er könnte einem „maximal zulässigen Marktpreis“ entsprechen, beispielsweise ab einem Spotmarkt-Preis von 20 oder 30 Rp/kWh; ab diesem Preisniveau würden die Konsumentinnen und Konsumenten dank der Energiereserve auch finanziell stark entlastet.

Weil eben die exorbitant hohen Kosten eines Blackouts vermieden werden, ist die Bereitstellung einer Strategischen Reserve auch keineswegs eine „neue Subvention für die Gebirgskantone“. Sie dient vielmehr der dringlichen Optimierung des Gesamtsystems, unter Berücksichtigung des starken Ausbaus von erneuerbaren Energien, der sich derzeit in ganz Europa abspielt, und der zeitverzögert auch zu einer starken Reduktion der konventionellen Kapazitäten führen wird, die bisher die Versorgung absicherten.

8. Optionen der Gebirgskantone

Fassen wir die bisherigen Erkenntnisse zusammen:

- Die Wasserzinsen in der Schweiz stehen unter Druck, weil im liberalisierten Markt alte und neue, kostengünstige Stromerzeuger auf den Markt drängen und damit die bisherige Wälzbarkeit der Kosten für Wasserzinsen in Frage stellen.
- Das Parlament hat verschiedene Anstrengungen unternommen, um die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft zu verbessern: kostendeckende Vergütung für Kleinwasserkraftwerke, Verrechnung von Gestehungskosten an gebundene Kunden, Investitionsbeiträge, Marktprämie. Diese Massnahmen erleichtern zwar die Wälzbarkeit der Kosten, sind aber befristet und werden wegen ihres protektionistischen Charakters wahrscheinlich keinen dauerhaften Bestand haben.
- Die fehlende Marktöffnung für Kunden < 100'000 kWh Jahresverbrauch belastet einseitig die kleinen Verbraucher. Auch dies ist auf die Dauer nicht optimal und könnte zu beschleunigter Netzflucht auf Basis von Arealversorgungen und Eigenverbrauchergemeinschaften führen, wodurch sich die Zahl der Träger der Zahlungspflicht für die Wasserkraft vermindert.

Auf der Suche nach einem gerechten und EU-kompatiblen System

Systemisch geht es darum, mit einer europäisch hoch-integrierten Stromversorgung bei intensivem Stromaustausch die Funktionstüchtigkeit der Stromversorgung der Netzzone Schweiz auch bei erschwerten Bedingungen oder bei unvorhergesehenen Ereignissen während einer gewissen Zeit autonom aufrecht erhalten zu können.

Dazu wird die Schaffung einer Strategischen Reserve vorgeschlagen, die grundsätzlich auch unabhängig von der Neuregelung der Wasserzinsen Sinn macht. Das Ziel ist weder eine schweizerische Autarkie noch die Abschottung vom Strombinnenmarkt. Im Gegenteil. Die Bildung einer ausreichenden Reserve ermöglicht erst die unbehinderte Marktteilnahme mit starkem Stromaustausch.

Es entsteht ein robusteres System als bisher, das auch bei hoher Interkonnexion mit dem Ausland noch immer in der Lage ist, die Eigenversorgung über einen beschränkten Zeitraum hinweg ohne fremde Lieferungen wahrzunehmen. Dies wird umso wichtiger, je mehr Grundlast-Kraftwerke in Deutschland und Frankreich durch fluktuierende erneuerbare Energien ersetzt werden, die ihrerseits ebenfalls einer systemischen Absicherung bedürfen.

Grossbritannien ist kein Vorbild

Auf Basis von britischen Marktmodellen rechnet die BKW bei den von ihr postulierten Kapazitätsmärkten mit einem Brutto-Zusatzertrag der Wasserkraftwerke von ca. 0,5 Rp/kWh, die vor allem in den Wintermonaten entstehen würde.

Diese Schätzung ist allerdings empirisch für die Schweiz nicht gestützt. Grossbritannien ist wegen seiner Insellage vor dem Einfluss der Strom-

preise und der Reserven seiner „Nachbarn“ viel stärker geschützt als die Schweiz, die jährlich fast gleich viel Strom importiert und exportiert wie sie selber verbraucht. Es ist deshalb nicht auszuschliessen, dass die Auktionserlöse von Kapazitätsmärkten bei uns deutlich weniger hoch vergütet werden als in Grossbritannien.

Strategischen Reserve: 275 Mio. CHF – Halbierung der Wasserzinsen

Deshalb ist es vernünftiger, die Reservehaltung politisch zu definieren und auf Kosten- statt auf Marktbasis abzugelten.

Werden die Wasserzinsen ertragsneutral von heute 1,6 Rp/kWh auf 0.85 CHF/kWh abgesenkt, muss sich die Abgeltung der Strategischen Reserve auf 1.35 Rp/kWh belaufen, um ertragsneutral zu wirken. Den Lauf-Wasserkraftwerken würden bei diesem Schlüssel rund 141 Mio. CHF zufließen, während die Speicherkraftwerke etwa 410 Mio. CHF pro Jahr erhalten würden. Die eigentlichen „Wasserzinsen“ würden so nahezu halbiert, was die Wettbewerbsposition der Betreiber der Wasserkraftwerke entscheidend verbessert, ohne dass den Gebirgskantonen und Konzessionsgemeinden ein Verlust entstünde.

Die Abgeltung der Strategischen Reserve würde sich auf rund 235 Mio. CHF belaufen. Sie müsste von allen Kunden bezahlt werden, auch von jenen mit Marktzugang; denn es profitieren ja auch alle von der erhöhten Versorgungssicherheit. Und die Diskriminierung der Kleinkunden könnte dadurch deutlich gesenkt werden. Der beschriebene Schlüssel kann selbstverständlich auch anders festgelegt werden.

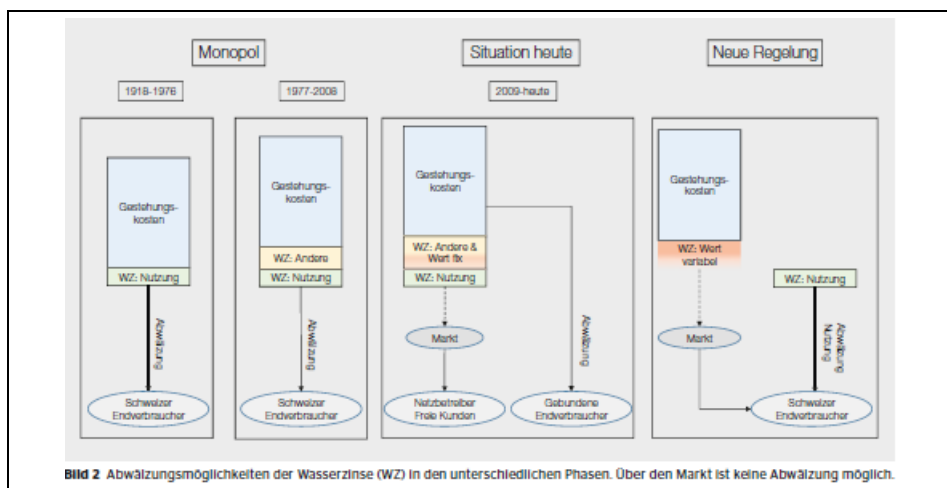


Abbildung 26 Vorschlag Wasserwirtschaftsverband zur Neuregelung der Wasserzinsen (Grafik SWV)⁵⁴

⁵⁴ Sonderdruck „Wasserzinsregelung ab 2020“, herausgegeben von Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), swisselectric (Wasser, Energie, Luft 1/2017) Seite 15

Die hier beschriebene Lösung ist keine besonders neue oder originelle Idee. Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband hat eine alternative Finanzierung der Wasserzinsen schon vor einiger Zeit postuliert (Grafik). Allerdings hat er es versäumt, diese neue Finanzierung als Teil eines abgesicherten Marktsystems zu verankern.

Politische Handlungsoptionen der Konzessionsgemeinden

Die Standortgemeinden der Gebirgskantone sind mehr noch als die Kantone berufen, die Wasserzinsen zu verteidigen. Sie sind es, die die landschaftlichen Einbussen und Eingriffe durch Stauseen und Wassernutzungsbauten vor Ort direkt erfahren, oft weit abseits der Kantonshauptstädte.

Manche Kantonsregierungen befinden sich in einem Loyalitätskonflikt, wenn sie gleichzeitig sowohl ein Portfolio an tatsächlich oder vermeintlich notleidenden Beteiligungen von Wasserkraftwerken verwalten als auch Nutzniesser der Wasserzinsen sind. Manche Gebirgskantone firmieren selbst sogar als Mitglied des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes, der in den Medien auch schon als „Anti-Wasserzins-Verband“ tituliert wurde.⁵⁵ Ob so eine ungetrübte Wahrnehmung der eigenen Interessen möglich ist, bleibt zu hinterfragen.

Die Standort-Gemeinden mit einer kantonal-gesetzlichen Nutzniessung der Wasserzinsen können ihre Interessen ungeschminkt wahrnehmen. Von einer Reduktion sind sie fiskalisch überdurchschnittlich betroffen. Sie sollten deshalb ihre Interessen wahrnehmen und müssen sich bewusst werden, dass sie sich nicht immer auf die Wahrnehmung ihrer Interessen durch die jeweilige Kantonsregierung verlassen können.

Klärung der Präferenzen der IBK und Herbeiführung der „Referendumsfähigkeit“

Aus Sicht der Konzessionsgemeinden ist der Erhalt der Wasserzinsen wichtig. Er kann auf verschiedenen Wegen herbeigeführt werden, bedarf aber eines schlagkräftigen Lobbyings. In Bern machen vor allem jene Organisationen Eindruck, die in der Lage sind, aus eigener Kraft ein Referendum herbeizuführen. Die Gebirgskantone und die Konzessionsgemeinden sollten dazu zusammen mit geeigneten Partnern eigentlich in der Lage sein.

Zur Disposition im Zusammenhang mit der neuen Marktordnung und der Neuregelung der Massnahmen für die Wasserkraft stehen eigentlich drei Varianten:

Vertreter der Gebirgskantone im Parlament sollten vom Bundesrat verlangen, dass er das in dieser Studie beschriebene Modell (oder andere Vorschläge) seriös prüfen lässt und als gesetzgeberische Option aus-

⁵⁵ Kurt Marti: [Strombarone ziehen die Alpen-Opec über den Tisch](#), Infosperber 16.2.2017

formuliert. Eine entsprechende Motion könnte zum Beispiel wie folgt lauten:

„Verbesserung der Versorgungssicherheit mittels Strategischer Reserve

Der Bundesrat wird beauftragt, ein Modell zu erarbeiten, wonach in den Speicherseen der einheimischen Elektrizitätswirtschaft eine Strategische Reserve auszuscheiden ist, die dem Markt entzogen wird und bei gefährdeter Versorgungslage von Swissgrid eingesetzt werden kann. Die Strategische Reserve ist auf Basis von Wiederbeschaffungswerten zu entschädigen; die Entschädigungen sind zweckgebunden den Standort-Kantonen als Teil der Wasserzinsen zu erstatten; die Betreiber der Wasserkraftwerke erhalten eine äquivalente Reduktion der zu leistenden Wasserzinsen.

Sinnvoll wäre es ohne Zweifel, die Neuregelung der Wasserzinsen mit den Vorschlägen für eine neue Strommarktordnung (Artikel 30 Absatz 5) zu verknüpfen. Entscheidend dabei ist, dass der Bundesrat die entsprechenden Konzepte prüft, bevor er einen Antrag auf Senkung der Wasserzinsen vor das Parlament bringt. Angesichts des hohen Zeitdrucks ist dies eine Herausforderung für alle Beteiligten.

Zeit könnte gewonnen werden, indem die Weiterführung der Wasserzinsen auf bisheriger Höhe postuliert wird, bis die neue Marktordnung verabschiedet ist. Auch dies lässt sich beim Bundesrat am ehesten mit einem parlamentarischen Vorstoss erwirken:

„Weiterführung der Wasserzinsen auf bisherigem Niveau bis zur Verabschiedung neuer Marktmodelle

Die Höhe der Wasserzinsen und die neue Marktordnung der schweizerischen Stromversorgung stehen in einem engen inhaltlichen Zusammenhang. Der Bundesrat wird beauftragt, dem Parlament einen Erlass vorzulegen, der die Wasserzinsen in der bisherigen Höhe weiterführt bis die neue Marktordnung rechtskräftig verabschiedet ist.

Organisation zur Verteidigung der Wasserzinsen

Mit Blick auf die Befristung der heute geltenden Ordnung müssten die Konzessionsgemeinden auch eine organisatorische Strategie entwickeln, wie sie die bisherige Höhe der Wasserzinsen verteidigen wollen.

Dazu können sich die folgenden Schritte eignen:

- Schaffung eines Sekretariats der Konzessionsgemeinden und Schaffung einer gemeinsamen Finanzierung.
- Erstellung einer Dokumentation zwecks Darlegung der systemischen Bedeutung der Wasserkraft und der Speicherseen als Rückgrat von Versorgungssicherheit und Stromhandel
- Erstellung einer Dokumentation zwecks Darlegung der volkswirtschaftlichen Bedeutung der Wasserkraft für die beteiligten Partner und die Standort-Kantone;
- Dokumentation der historischen Residualgewinne der Partner der Partnerwerke nach Abzug der Wasserzinsen; Darstellung der Gewinnverwendung;
- Bildung eines provisorischen Referendumskomitees für den Fall, dass die Wasserzinsen gekürzt werden.
- Bildung eines Kampffonds der Konzessionsgemeinden zur Durchführung eines Referendums

Allianzenbildung für ein neues Modell

Sollten sich die Gebirgskantone und -Gemeinden bei den Wasserzinsen nicht durchsetzen können oder zeichnet sich ab, dass die Wasserzinsen immer stärker politisch unter Druck geraten, wäre ein neuer Verfassungsartikel zu prüfen, der auch andere Anspruchsgruppen befriedigen kann. Die natürlichen Partner der Wasserkraft-Kantone waren und sind in dieser Frage die rot-grünen Parteien und die Umweltorganisationen, wobei traditionell natürlich auch die CVP in ihren alpinen Stammländern eine sehr wichtige Rolle spielt. Eine gemeinsame Strategie dieser Allianz könnte folgende Ziele verfolgen:

- a) Die Wasserzinsen werden einer Neuregelung unterzogen, wobei die Ertragskraft insgesamt erhalten bleibt
- b) Der Ausbau der erneuerbaren Energien würde im Sinne eines verfassungsmässig verankerten minimalen Produktionsziels im Inland angestrebt.
- c) Die Bildung einer Strategischen Reserve und deren Abgeltung würde in der Bundesverfassung festgeschrieben

Erhalt der Wasserkraft, Ausbau der neuen erneuerbaren Energien und Schaffung einer ausreichenden Energiereserve angesichts volatiler Produktion bedingen sich gegenseitig für eine hohe Versorgungssicherheit. Die *Einheit der Materie* wäre damit in den Grundzügen auch für eine Volksinitiative gegeben.

Revision des geltenden Wasserrechts-Artikels

Die juristischen Abklärungen müssten auch den bisherigen Verfassungsartikel über die Wasserrechte hinterfragen. Im offenen Markt sollten die Gebirgskantone das Recht erhalten, im Rahmen der Konzessionserteilung vertragliche Gewinnbeteiligungen für die Wasserrechte auszuhandeln, ohne dass das Bundesparlament diese noch länger beschränken darf.

Eine solche mögliche Volksinitiative wird nachgängig skizziert. Es geht dabei nur darum, die Stossrichtung zu zeigen, um im Falle eines parlamentarischen Absturzes der Wasserzinsen mit gleichgesinnten Partnern gemeinsam naheliegende Interessen zu bündeln.

Ob eine solche Volksinitiative überhaupt je nötig sein wird, muss sich erst noch zeigen.

Grundlegende Ansprüche an eine tragfähige Lösung

Eine zukunftsfähige Marktordnung sollte folgenden Ansprüchen genügen:

- Die Wasserkraft soll erhalten bleiben und modernisiert werden können.
- Die neuen erneuerbaren Energien im Inland sollen den Strom der Kernkraftwerke ersetzen.
- Für die Versorgungssicherheit braucht es ein inländisches Versorgungsziel (minimaler inländischer Produktionsanteil aus erneuerbaren Energien und minimale Reservehaltung)
- Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und für den Erhalt einer hohen Import- und Handelsfähigkeit von Elektrizität ist eine Strategische Reserve zu definieren.
- Kapazitätsmärkte für Leistungsvorhaltung und Regelenergie sollen die Spannungshaltung ganzjährig garantieren.
- Die Wasserzinsen sollten systemdienlicher und effizienter gestaltet werden; eine Reduktion erscheint aber nicht zwingend, weil der Wasserkraft nach wie vor Wettbewerbsfähigkeit attestiert werden kann.
- Die Reservehaltung und Flexibilität sind durch eine geeignete Aufsicht sicherzustellen und auf die Jahreszeiten mit den häufigsten witterungsbedingt zu erwartenden Engpässen auszurichten.
- Strategische Reserve und Systemdienstleistungen sind in einer Höhe zu entschädigen, dass die dafür nötige Infrastruktur finanziert und unterhalten werden kann.
- Den Gebirgskantonen sollte es in Zukunft erlaubt werden, nebst den hoheitlichen Abgaben für die Wassernutzung (Wasserzinsen) auch vertragliche Gewinnbeteiligungen im Rahmen neuer Konzessionsverhandlungen zu vereinbaren, die nicht durch Bundesrecht beschränkt werden.

Skizze einer zweckdienlichen neuen Verfassungsbestimmung⁵⁶

„Volksinitiative für Versorgungssicherheit und Erhalt der Wasserkraft.

Die Schweizerische Bundesverfassung wird wie folgt ergänzt:

Artikel 89^{bis}

1 Die Gesetzgebung sorgt dafür, dass die bestehende Nutzung der Wasserkraft langfristig erhalten bleibt. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen sind so anzupassen, dass Wasserkraftwerke nach dem Stand der Technik sowie den Erfordernissen des Umwelt- und Gewässerschutzes modernisiert werden können.

2 Entwickelt sich die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken rückläufig, ist diese durch Strom aus erneuerbaren Energien zu ersetzen. Der Anteil der inländischen Stromerzeugung soll langfristig nicht unter 85 Prozent des durchschnittlichen Landesverbrauchs absinken, wobei dem Erhalt der bestehenden Speicherseen zur Reserve- und Leistungsvorhaltung besondere Beachtung zu schenken ist.

3 Die Gesetzgebung definiert die minimal zu wahrende Strategischen Reserve an Energie und Leistung zur Stromerzeugung auf Basis von Speicherseewasser und weiteren geeigneten Energiespeichern.

4 Die Strategische Reservehaltung und deren Bewirtschaftung durch Swissgrid sind zu entschädigen.

Übergangsbestimmungen

5 Soweit der Gesetzgeber nichts anderes bestimmt, führt der Bundesrat gestützt auf das Stromversorgungsgesetz Absatz 9 mindestens im Jahresrhythmus Ausschreibungen für neue Kraftwerkskapazitäten durch, um die Ziele gemäss Absatz 2 zu erreichen.

6 Die Höhe der Entschädigung für die strategische Energie- und Leistungsreserve von Speicherseewasser (Art. 89bis Absatz 3 und 4) beträgt während 30 Jahren ab Inkrafttreten des Verfassungsartikel 89^{bis} mindestens 240 Mio. CHF pro Jahr. Der Gesetzgeber kann diese Frist verlängern. Der Bundesrat passt die Leistungen regelmässig der Teuerung an.

6 Die Wasserzinsen, die von den Konzessionsnehmern vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2019 geleistet wurden, bleiben auf dem Niveau von 2019, unter Abzug der Leistungen gemäss Absatz 5, in Kraft. Eine Flexibilisierung ist möglich, solange die Einnahmen der Standortkantone und -Gemeinden im mehrjährigen Mittel nicht unter die bisherigen Leistungen zurückfallen.

7 Die Kantone sind frei, für Konzessionen, die nach Inkrafttreten von Artikel 89^{bis} vereinbart oder erneuert werden, eine Gewinnbeteiligung auf den Erträgen der Wasserkraft zu vereinbaren, die über die regulierten Abgaben gemäss Artikel 76 und 89^{bis} Bundesverfassung hinausgeht. Sie können dieses Recht ganz oder teilweise ihren Gemeinden übertragen.“

⁵⁶ Der Vorschlag ist juristisch ungeprüft und erhebt nicht den Anspruch, die definierten Erfordernisse abschliessend zu erfüllen.

Anhang zum Bericht „Erhalt der Wasserzinsen“

Inhalt

1.	<i>Gutachten BHP Partner: Gestehungskosten Wasserkraft</i>	2
2.	<i>Bedeutung und Handhabung der Marktprämie</i>	4
3.	<i>Strategische Reserve – Beispiel Deutschland</i>	10
4.	<i>Die Modelle von Axpo, Alpiq, BKW für den zukünftigen Strommarkt</i>	13

1. Gutachten BHP Partner: Gestehungskosten Wasserkraft

Historische Erträge der Wasserkraft

Die Ergebnisse auf einen Blick

- 1.** Aufgrund der verwendeten Stichprobe ist davon auszugehen, dass **die Produktionskosten der Wasserkraft in den letzten 15 Jahren um 4.9 Rp./kWh herum** schwankten. In den letzten 15 Jahren haben sich diese Produktionskosten insofern verändert, als dass die Wasserzinsen um rund 0.4 Rp./kWh erhöht wurden und von der Zinsseite eine Entlastung von rund 0.6 Rp./kWh erfolgte. Aufgrund markanter Investitionen im betrachteten Zeitraum veränderte sich das Niveau des investierten Kapitals nur unwesentlich.
- 2.** Im **Geschäft innerhalb der Schweiz** (Detailhandelsebene) konnte der Strom aus Wasserkraft während den letzten 15 Jahren immer gewinnbringend verkauft werden. Die Nettomarge (=Reingewinnmarge) des verkauften Stroms aus Wasserkraft der gesamten Branche liegt auch 2015 noch bei durchschnittlich 2.0 Rp./kWh. Wir haben es also nicht „nur“ mit einem Wasserkraftproblem, sondern auch mit einem Branchenstrukturproblem zu tun. Im **Aussenhandel** wurde 2004 bis 2015 durchschnittlich ein der Wasserkraft zuzuordnender Nettogewinn von 0.51 Rp. pro produzierter Kilowattstunde Strom aus Wasserkraft erwirtschaftet. Für **Systemdienstleistungen** resultierte in den Jahren 2009 bis 2015 ein der Wasserkraft zuzuordnender Gewinn von 0.51 Rappen pro Kilowattstunde produziertem Strom aus Wasserkraft.
- 3.** Die Flexibilität der Wasserkraft führt zu einer höheren Wertigkeit im Vergleich zur durchschnittlichen Energie. Der Zuschlag für die **höhere Wertigkeit der Wasserkraft gegenüber dem ungewichteten Mittelwert der Stundenpreise Swissix Base Spot** betrug in den letzten 15 Jahren zwischen 6% und 15%, wobei der Durchschnitt 11% betrug. Aktuell, d.h. auf Basis der Angaben aus dem Jahr 2015, beträgt die Wertigkeit der Schweizer Wasserkraft 106% des Base-Preises.
- 4.** Die **Reingewinne der EVU** sind in den letzten 15 Jahren deutlich angestiegen und wurden überwiegend als Gewinnvortrag in den Unternehmen behalten. Die Dividendenausschüttungen haben in den Jahren 2008 bis 2010 Höchststände erreicht. Da sich die Investitionen in Anlagen, Immobilien, Mobilien und Beteiligungen bei in etwa gleichbleibender inländischer Stromproduktion mehr als verdoppelt haben, ist davon auszugehen, dass ein grosser Teil der Investitionen auf das Ausland entfiel.
- 5.** Bezüglich der **Legitimation der Höhe der Wasserzinsen** können folgende Argumente aus dem Bericht abgeleitet werden: 1) 2000 bis 2015 hätte die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft immer Gewinne schreiben können. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – daran wenig ändern. Das Problem ist nicht die Wasserkraft sondern sind die nicht vollintegrierten Unternehmen (Grosshändler), welche einen Teil der Produktion am Grosshandelsmarkt absetzen müssen. 2) Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass in der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre die Eigentümerkantone via Dividenden und Tantiemen stärker von der guten Ertragslage profitiert haben als die Wasserkraftkantone via Wasserzinsen. 3) Die Produktionskosten pro Kilowattstunde sind in den letzten 15 Jahren trotz Erhöhung der Wasserzinsen und hoher Investitionstätigkeit konstant geblieben.

6.

Wenn das Wasserzinsmodell flexibilisiert wird, ist grundsätzlich festzulegen **ob als Index für die Erträge der Grosshandel (z.B. EEX) oder der Detailhandel (Versorgung Endkonsument)** zu betrachten ist. Solange der Markt nicht geöffnet ist, **spielt der Detailhandel eine wesentliche Rolle und die Energietarife für Konsumenten sind zu berücksichtigen**. Sollte der **Grosshandel** als bestimmende Grösse verwendet werden, so ist darauf zu achten, dass zusätzlich zu den Produktionskosten der Partnerwerke maximal die Gemeinkosten für den Grosshandel hinzugeschlagen werden. Nebenthema: Aufgrund der Auktionierung der Grenzkapazitäten **finanziert die Wasserkraft de facto die Netzentwicklung quer** im Umfang von mehr als CHF 100 Mio. p.a

2. Bedeutung und Handhabung der Marktprämie

Mit dem neuen Energiegesetz haben Betreiber von Wasserkraftwerken Anspruch auf eine Marktprämie, wenn sie den Strom nicht kostendeckend verkaufen können. Wie werden diese Bestimmungen umgesetzt? Das UVEK äussert sich zum Entwurf zur Verordnung ausführlich.¹

Wer ist anspruchsberechtigt?

Art. 93 Einzelheiten der Anspruchsberechtigung

...,Die Anspruchsberechtigung ist – mit einer dreistufigen Kaskade – im Gesetz geregelt (Art. 30 Abs. 2 EnG). **Durchgängiges Prinzip für die Anspruchsberechtigung ist, dass die Marktprämie demjenigen Akteur zu Gute kommen soll, der das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten trägt.** Demnach sind in erster Linie die Betreiber selbst anspruchsberechtigt, in zweiter Linie die Eigner bzw. Aktionäre, namentlich bei Partnerwerken, und in dritter Linie Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), die via entsprechende Strombezugsverträge das erwähnte Risiko tragen müssen (Eigner, die im zweiten Glied marktprämienberechtigt sind, können natürlich auch ein EVU sein)...

Gemeint sind in Absatz 2 Strombezugsverträge und nicht irgendwelche andere Verträge im Zusammenhang mit Grosswasserkraftanlagen. Werden also nach dem 1. Januar 2016 z.B. die Kraftwerke selbst verkauft, fällt ein solcher Vorgang nicht unter Absatz 2. Für solche Kraftwerke kann – sofern alle gesetzlichen Anforderungen erfüllt sind – die Marktprämie ohne weiteres beansprucht werden. Insofern ist auch möglich, dass ein Kraftwerke oder eine Beteiligung daran ins Ausland verkauft wird, so dass die Marktprämie an Berechtigte im Ausland ausbezahlt werden muss.

Wie berechnet sich die „Nicht-Rentabilität“?

Art. 94 Markterlös

Für den Markterlös wird für alle Prämienberechtigten fix auf den Marktpreis abgestellt (Abs. 3), unabhängig davon, wo der Strom konkret gehandelt oder verkauft wurde. Für diesen werden die stundenscharfen Spotmarktpreise der Swissix, wo in Euro gehandelt wird, verwendet. Die Umrechnung findet zu einem Monats-Kurs Euro-Franken statt, dafür wird das BFE den entsprechenden, von der Nationalbank ermittelten Kurs heranziehen...

Was die Festlegung der anrechenbaren Erlöse und Kosten betrifft, hat der Bundesrat einen grossen Spielraum (AB 2016 N 1248, Müller-Altermatt), den er nun im Sinne einer grob vereinfachenden Lösung nutzt: **Erlösseitig werden nur die reinen Elektrizitätslieferungen berücksichtigt** (Wortlaut... „am Markt“...); interne Erlöse, gegenüber einer Betriebssparte „Handel“, gehören selbstredend nicht dazu. **Nicht berücksichtigt werden hingegen z.B. Erträge für Systemdienstleistungen.**

Welche Kosten werden angerechnet?

Art. 95 Gestehungs- und andere Kosten

Im Gegenzug zur Vereinfachung bei den Erlösen werden auch kostenseitig viele tatsächliche Kosten nicht berücksichtigt, so z.B. die „overhead-Kosten“ (=gesamtbetriebliche Leistungen). Gewinnsteuern sollen nur insoweit anrechenbar sein, als sie einem tatsächlich anfallenden Gewinnen entsprechen. Nicht anrechenbar sind Steuern im folgenden häufigen Fall: Ein Kraftwerk, dessen Eigner im Unterland sind, muss aufgrund einer entsprechenden Abmachung am Ort des Kraftwerks auch dann Gewinnsteuern zahlen, wenn dort gar kein Gewinn resultiert. So wird u.a. erreicht, dass das örtliche Gemeinwesen via die Steuern stets etwas vom Kraftwerk hat (das Wort „fix“ im Wortlaut meint diese Regelmässigkeit und nicht einen fixen Betrag, obschon gerade dies auch oft vorkommt).

Bei den Gestehungskosten soll an sich eine Orientierung an dem erfolgen, was die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) unter diesem Titel zulässt – im Rahmen des StromVG. Für die Marktprämie kann es aber den Bedarf geben bzw. gerechtfertigt sein, davon punktuell abzuweichen, da die Marktprämie den Fokus ja v.a. auf die Unterstützung von am Markt abgesetzter defizitärer Wasserkraft legt, wohingegen es nach StromVG um die Ansätze gegenüber den Endkunden geht. **Das BFE kann hier per Richtlinie konkretisieren**; Rückkoppelungen auf das StromVG, wo es um ein viel weiteres Anwendungsfeld als vorliegend geht, soll es nicht geben.

Die Zitate aus der UVEK-Vernehmlassung zeigen, dass bei der Marktprämie nicht alle Fragen restlos geklärt sind.

- Meistens werden nicht die Wasserkraftwerk-Gesellschaften, sondern deren Abnehmer und Kostengaranten die Marktprämie erhalten.
- Bei den Abnehmern handelt es sich um Gesellschaften, die selber eine Vielzahl von Beteiligungen besitzen – darunter auch Kernkraftwerke. Die Gefahr von Zweckentfremdungen besteht, etwa die Nicht-Tilgung von

¹ Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK): Erstes Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV), Erläuternder Bericht, Februar 2017

Kredit von Wasserkraftwerken, deren Amortisation neu aus dem Netzzuschlag finanziert wird. Die „Partner“ der Wasserkraftwerke als Empfänger der Marktprämie bilden in diesem System eine Art Dunkelkammer. Es ist rechtlich keineswegs geklärt, wie viel Geld aus der Marktprämie tatsächlich für die Finanzierung der Wasserkraftwerke gebraucht wird. Die Geldmittel können auch in die Kernkraftwerke fließen, und die Wasserkraftwerke müssen nicht einmal unrentabel sein, weil der Verkauf von Spitzenstrom im Ausland oder Einnahmen aus Systemdienstleistungen bei der nachzuweisenden Unwirtschaftlichkeit nicht angerechnet werden.

Der Bundesrat und die Verordnung lässt Fragen zur Verwendung der Mittel bewusst offen. Die Marktprämie soll offensichtlich die Finanzlage der Betreiber generell verbessern, und letztere haben bereits angekündigt, dass sie die Wasserkraftwerke verstärkt belohnen werden, um die Kernkraftwerke zu finanzieren.

Sicher scheint heute nur, dass pro produzierte kWh Wasserkraft **maximal** 1 Rp/kWh Marktprämie bezahlt werden darf und dass die in der Grundversorgung bereits zu Gestehungskosten verkauften Mengen nicht anspruchsberechtigt sind.

Die Marktprämie hilft somit vorwiegend den **Abnehmern von Wasserkraft ohne gebundene Kunden**: es geht um Axpo und Alpiq, zwei Konzerne, die zusammen auch über 80 Prozent des defizitären schweizerischen Atomparks besitzen.

Gesetz und Verordnungsentwurf im Wortlaut

Gesetz	Verordnung Entwurf (nur wichtigste Artikel)
<p>6. Kapitel: Besondere Unterstützungsmassnahmen Art. 30 Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen</p> <p>1 Die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW können für die Elektrizität aus diesen Anlagen, die sie am Markt unter den Gestehungskosten verkaufen müssen, eine Marktprämie in Anspruch nehmen, soweit die Mittel reichen (Art. 35 und 36). Die Marktprämie soll die nicht gedeckten Gestehungskosten ausgleichen, beträgt aber höchstens 1.0 Rappen/kWh.</p> <p>2 Müssen nicht die Betreiber selbst das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern ihre Eigner, so steht diesen anstelle der Betreiber die Marktprämie zu, sofern die Betreiber diese Risikotragung bestätigen. Müssen nicht die Eigner ihrerseits das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, sondern Elektrizitätsversorgungsunternehmen, weil sie vertraglich zum Bezug der Elektrizität zu Gestehungskosten oder ähnlichen Konditionen verpflichtet sind, so steht diesen Unternehmen anstelle der Eigner die Marktprämie zu, sofern die Eigner diese Risikotragung bestätigen.</p> <p>3 Die Berechtigten stellen im gleichen Gesuch Antrag für sämtliche zur Marktprämie berechtigte Elektrizität in ihrem Portfolio, auch wenn diese von verschiedenen Anlagen oder Betreibern stammt.</p> <p>4 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere: a. die Ermittlung von Referenzpreisen, die als Marktpreis heranzuziehen sind und die auch für ausserbörslich gehandelte Elektrizität gelten; b. eine allfällige Berücksichtigung weiterer relevanter Erlöse; c. die anrechenbaren Kosten und deren Ermittlung; d. eine allfällige Delegation an das BFE zur näheren Bestimmung der gesamten Erlöse und Kosten, einschliesslich der Kapitalkosten; e. die Abgrenzung zum Investitionsbeitrag für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2); f. das Verfahren, einschliesslich der einzureichenden Unterlagen, die Auszahlungsmodalitäten und die Zusammenarbeit zwischen dem BFE und der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom); g. Offenlegungspflichten von nicht selber anspruchsberechtigten Betreibern und Eignern; h. die spätere ganze oder teilweise Rückforderung der Marktprämie, insbesondere wegen unrichtiger oder unvollständiger Angaben.</p> <p>5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlasentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem.</p>	<p>Art. 93 Einzelheiten zur Anspruchsberechtigung 1 Die Marktprämie steht den Marktprämienberechtigten nicht nur für Grosswasserkraftanlagen zu, die alleine eine Leistung von mehr als 10 MW aufweisen, sondern auch für einen Anlagenverbund, wenn bei diesem alle Einzelanlagen hydraulisch verknüpft, gemeinsam optimiert und die Gestehungskosten insgesamt nicht gedeckt sind. 2 Es liegt keine Verschiebung des Risikos hin zu einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach Artikel 30 Absatz 2 EnG vor, nicht gedeckte Gestehungskosten tragen zu müssen, wenn der Elektrizitätsbezug auf Verträgen beruht, deren Laufdauer weniger als drei Jahre beträgt oder die seit dem 1. Januar 2016 abgeschlossen wurden. Das Elektrizitätsversorgungsunternehmen hat keinen Anspruch auf Marktprämie. 3 Für einen Eigner, der kein Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist, aber aufgrund von solchen Verträgen Elektrizität bezieht, gilt Absatz 2 sinngemäss.</p> <p>Art. 94 Markterlös 1 Ertragsseitig wird nur der Erlös berücksichtigt, der aus dem Verkauf von Elektrizität am Markt stammt (Markterlös). Nicht berücksichtigt werden übrige Erträge, insbesondere Erlöse für Systemdienstleistungen und Herkunftsnachweise. 2 Der Markterlös wird auf der Basis des Marktpreises für jede Grosswasserkraftanlage einzeln, anhand des mit ihr stündlich gefahrenen Profils, ermittelt. Bei Anlagen, deren Elektrizität an mehrere Marktprämienberechtigte geht, ist für diese das ihrem Anteil entsprechende und für sie gefahrene Profil massgebend. 3 Als Marktpreis gilt, auch für ausserbörslich gehandelte Elektrizität, der stündliche Spotpreis für die Preiszone Schweiz, umgerechnet zu einem Monatskurs in Schweizerfranken. 4 Bei einer Anlage im Einspeisevergütungssystem gilt der Vergütungssatz, der dem Anteil der Anlage am Anlagenverbund (Art. 93 Abs. 1) entspricht, als Markterlös.</p> <p>Art. 95 Gestehungs- und andere Kosten 1 Als Gestehungskosten werden nur die für eine effiziente Produktion unmittelbar nötigen Betriebs- und kalkulatorischen Kapitalkosten berücksichtigt. Nicht berücksichtigt werden andere Kosten, insbesondere Aufwendungen für gesamtbetriebliche Leistungen und Gewinnsteuern, sofern tatsächlich kein Gewinn vorliegt, die Steuer aber trotzdem, aufgrund einer Abmachung und gewinnunabhängig, fix</p>

<p>Art. 31 Marktprämie und Grundversorgung</p> <p>1 Berechtigte, die mit der Grundversorgung nach Artikel 6 StromVG9 betraut sind, müssen für die Bestimmung der zur Marktprämie berechtigenden Menge Elektrizität rechnerisch diejenige Menge abziehen, die sie in der Grundversorgung maximal verkaufen könnten.</p> <p>2 Die abzuziehende Menge reduziert sich im Umfang anderer Elektrizität aus erneuerbaren Energien in der Grundversorgung.</p> <p>3 Die Berechtigten dürfen die Gestehungskosten der abgezogenen Menge bei ihren Verkäufen in der Grundversorgung in die dortigen Tarife einrechnen. Das darf auch tun, wer infolge des Abzugs keine Marktprämie erhält.</p> <p>4 Der Bundesrat kann Vorgaben für die Grundversorgungstarife machen.</p>	<p>geschuldet ist.</p> <p>2 Für die Kapitalkosten ist der kalkulatorische Zinssatz nach Artikel 70 massgebend.</p> <p>3 Im Übrigen kann das BFE das Nähere zu den Betriebs- und Kapitalkosten, einschliesslich der Abschreibung, in einer Richtlinie festlegen. Es kann mit der Richtlinie oder im Einzelfall auch speziell begründete Kosten zur Anrechnung zulassen.</p> <p>4 Stammt die Elektrizität aus einer Grosswasserkraftanlage, für die der Betreiber einen Investitionsbeitrag nach Artikel 24 Absatz 1 Buchstabe b EnG erhalten hat, so verringern sich die Abschreibung und die Verzinsung entsprechend.</p> <p>Art. 96 Grundversorgungsabzug</p> <p>1 Die Marktprämienberechtigten, die mit der Grundversorgung betraut sind, müssen für die Berechnung des rechnerischen Grundversorgungsabzugs (Art. 31 Abs. 1 EnG) ihr gesamtes Absatzpotenzial in der Grundversorgung einbeziehen.</p> <p>2 Statt dieses Abzugs können sie einen bereinigten Grundversorgungsabzug zur Anwendung bringen (Art. 31 Abs. 2 EnG). Diesen bilden sie, indem sie den ersteren Abzug um die Elektrizität aus anderen erneuerbaren Energien, die sie in ihrer Grundversorgung verkaufen (Erneuerbaren-Menge), reduzieren. Nicht zulässig ist eine solche Reduktion, wenn es sich um Elektrizität handelt, die</p> <p>a. im Einspeisevergütungssystem oder anderweitig unterstützt wird;</p> <p>b. nicht aus eigenen Anlagen stammt, es sei denn der Bezug beruhe auf langjährigen und vor dem 1. Januar 2016 abgeschlossenen Verträgen.</p> <p>3 Wer Elektrizität aus mehreren Grosswasserkraftanlagen im Portfolio hat, darf keine mengengewichtete Mittelung der nicht gedeckten Gestehungskosten vornehmen. Die Marktprämie steht den Berechtigten stattdessen pro Anlage im Umfang ihrer Marktprämienquote zu. Diese ermittelt sich als Quotient aus:</p> <p>a. der Differenz der gesamten Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen mit nicht gedeckten Gestehungskosten im Portfolio und dem angewandten Grundversorgungsabzug (Abs. 1 oder Abs. 2); und</p> <p>b. der gesamten Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen mit nicht gedeckten Gestehungskosten im Portfolio.</p> <p>4 Würde ein Marktprämienberechtigter mit der so berechneten Marktprämie und den Verkäufen von Elektrizität aus den betreffenden Anlagen in der Grundversorgung insgesamt mehr erhalten, als zur Deckung der Gestehungskosten nötig ist, so reduziert sich die Marktprämie bis zum Betrag, bei dem diese Deckung insgesamt erreicht wird.</p> <p>Art. 97 Unternehmensbetrachtung in Fällen mit Grundversorgung</p> <p>1 Ist ein Unternehmen marktprämienberechtigt, das Teil eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens ist, dessen Sparten, insbesondere Produktion, Netzbetrieb und Grundversorgung, in rechtlich eigenständige Einheiten unterteilt ist, so muss es sich das Grundversorgungspotenzial der anderen Einheiten anrechnen lassen.</p> <p>2 Rechtlich eigenständige Einheiten, die eine Sparte eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens bilden, dürfen die Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen auch dann zu Gestehungskosten in der Grundversorgung verkaufen (Art. 31 Abs. 2 EnG), wenn nicht sie selbst, sondern eine andere Einheit des Unternehmens marktprämienberechtigt ist. Wer mit einem Marktprämienberechtigten nicht auf diese Weise verbunden ist, sondern zum Beispiel nur durch Konzernzugehörigkeit, hat dieses Recht nicht.</p>
--	--

Kommentar des UVEK zum Entwurf der Verordnung im Wortlaut

7. Kapitel: Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen

Art. 93 Einzelheiten der Anspruchsberechtigung

In Absatz 1 wird genauer ausgeführt, was unter dem gesetzlichen 10MW-Anlagebegriff zu verstehen ist. Nebst Einzelanlagen sind auch Anlagegruppen zugelassen, die die Mindestleistung (Bruttoleistung) insgesamt aufweisen. Damit eine solche Grup-

pe bzw. Verbund gegeben ist, müssen aber gewisse Kriterien erfüllt sein. Vier Kraftwerke mit je 3 MW Leistung bilden noch nicht per se einen solchen Verbund: Wenn eines der Kraftwerke mit den übrigen hydraulisch nicht verbunden ist, verfügt die Dreier-Gruppe, die die Kriterien an sich erfüllt, nur über 9 MW, so dass für die Marktprämie von zwei Anlagen auszugehen ist. Nicht per se hinderlich ist hingegen, wenn eine der Verbundanlagen eine KEV-/EVS-Anlage ist, die also bereits anders gefördert wird. Für den Markterlös der KEV-Anlage ist indes der KEV-Vergütungssatz relevant (Art. 94 Abs. 4), so dass es für den Marktprämienanspruch am Kriterium der insgesamt nicht gedeckten Gestehungskosten scheitern kann.

Selbstverständlich und daher in Gesetz und Verordnung nicht erwähnenswert ist sodann, dass die Marktprämie nur für Anlagen in der Schweiz und also für Schweizer Grosswasserkraft-Strom in Frage kommt. Bei Grenzkraftwerken kann also nur der Schweizer Hoheitsanteil in die Marktprämie kommen.

Abs. 2 und 3: Die Anspruchsberechtigung ist – mit einer dreistufigen Kaskade – im Gesetz geregelt (Art. 30 Abs. 2 EnG). Durchgängiges Prinzip für die Anspruchsberechtigung ist, dass die Marktprämie demjenigen Akteur zugutekommen soll, der das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten trägt. Demnach sind in erster Linie die Betreiber selbst anspruchsberechtigt, in zweiter Linie die Eigner bzw. Aktionäre, namentlich bei Partnerwerken, und in dritter Linie Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), die via entsprechende Strombezugsverträge das erwähnte Risiko tragen müssen (Eigner, die im zweiten Glied marktprämienberechtigt sind, können natürlich auch ein EVU sein).

Bei den EVU-Konstellationen gilt es nun aber gewisse Fälle zu unterbinden: Die Akteure sollen die Verhältnisse nicht mittels neuer Verträge kurzfristig ändern, um in den Genuss der Marktprämie zu kommen; solche Konstrukte entsprechen nicht Sinn und Zweck der Marktprämie (AB 2016 N 1248, Müller-Altermatt). Der Bundesrat erklärt daher in Absatz 2 für gewisse kurzfristige bzw. erst vor kurzem geschlossene Verträge, dass keine Risikotragung bzw. Risikoverschiebung, wie vom EnG verlangt, vorliegt. In diesen Fällen besteht für das EVU somit keine Anspruchsberechtigung; beim EVU muss es sich dabei nicht unbedingt um eines handeln, das im dritten Glied marktprämienberechtigt ist, sondern es kann u.U. auch eines sein, das „Eigner“ ist, was dem zweiten Glied in der EnG-Berechtigungskaskade entspricht. Sollte der Fall vorkommen, dass auch bei Eignern, die nicht EVU sind, das Tragen müssen nicht gedeckter Gestehungskosten auf solchen Verträgen, beruht, so entfällt die Marktprämie auch für diese Eigner (Abs. 3); „Verträge“ ist dabei nicht eng zu verstehen; vielmehr können es z.B. auch Abmachungen sein, die aus dem Konzern oder Beteiligungsverhältnis herrühren. Mit den Einschränkungen nach den Absätzen 2 und 3 ist für die entsprechende Produktion eines Kraftwerks die Marktprämie indes nicht per se ausgeschlossen. Beim Betreiber oder Eigner, also jeweils im höheren Glied, können die Voraussetzungen für die Prämie durchaus gegeben sein.

Gemeint sind in Absatz 2 Strombezugsverträge und nicht irgendwelche andere Verträge im Zusammenhang mit Grosswasserkraftanlagen. Werden also nach dem 1. Januar 2016 z.B. die Kraftwerke selbst verkauft, fällt ein solcher Vorgang nicht unter Absatz 2. Für solche Kraftwerke kann – sofern alle gesetzlichen Anforderungen erfüllt sind – die Marktprämie ohne weiteres beansprucht werden. Insofern ist auch möglich, dass ein Kraftwerke oder eine Beteiligung daran ins Ausland verkauft wird, so dass die Marktprämie an Berechtigte im Ausland ausbezahlt werden muss.

Art. 94 Markterlös

Für den Markterlös wird für alle Prämienberechtigten fix auf den Marktpreis abgestellt (Abs. 3), unabhängig davon, wo der Strom konkret gehandelt oder verkauft wurde. Für diesen werden die stundenscharfen Spotmarktpreise der Swissix, wo in Euro gehandelt wird, verwendet. Die Umrechnung findet zu einem Monats-Kurs Euro-Franken statt, dafür wird das BFE den entsprechenden, von der Nationalbank ermittelten Kurs heranziehen.

Nicht auf die Börsenpreise wird bei Anlagen im EVS – und natürlich auch bei altrechtlichen KEV-Anlagen – abgestellt; solche Anlagen können nicht für sich alleine von der Marktprämie profitieren, aber als Teil eines Verbunds (Art. 93 Abs. 2). Für sie gilt anteilmässig der jeweilige Vergütungssatz (Abs. 4).

Was die Festlegung der anrechenbaren Erlöse und Kosten betrifft, hat der Bundesrat einen grossen Spielraum (AB 2016 N 1248, Müller-Altermatt), den er nun im Sinne einer grob vereinfachenden Lösung nutzt: Erlöseseitig werden nur die reinen Elektrizitätslieferungen berücksichtigt (Wortlaut... „am Markt“...); interne Erlöse, gegenüber einer Betriebssparte „Handel“, gehören selbstredend nicht dazu. Nicht berücksichtigt werden hingegen z.B. Erträge für Systemdienstleistungen.

Art. 95 Gestehungs- und andere Kosten

Im Gegenzug zur Vereinfachung bei den Erlösen werden auch kostenseitig viele tatsächliche Kosten nicht berücksichtigt, so z.B. die „overhead-Kosten“ (=gesamtbetriebliche Leistungen). Gewinnsteuern sollen nur insoweit anrechenbar sein, als sie einem tatsächlich anfallenden Gewinnen entsprechen. Nicht anrechenbar sind Steuern im folgenden häufigen Fall: Ein

Kraftwerk, dessen Eigner im Unterland sind, muss aufgrund einer entsprechenden Abmachung am Ort des Kraftwerks auch dann Gewinnsteuern zahlen, wenn dort gar kein Gewinn resultiert. So wird u.a. erreicht, dass das örtliche Gemeinwesen via die Steuern stets etwas vom Kraftwerk hat (das Wort „fix“ im Wortlaut meint diese Regelmässigkeit und nicht einen fixen Betrag, obschon gerade dies auch oft vorkommt).

Bei den Gestehungskosten soll an sich eine Orientierung an dem erfolgen, was die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) unter diesem Titel zulässt – im Rahmen des StromVG. Für die Marktprämie kann es aber den Bedarf geben bzw. gerechtfertigt sein, davon punktuell abzuweichen, da die Marktprämie den Fokus ja v.a. auf die Unterstützung von am Markt abgesetzter defizitärer Wasserkraft legt, wohingegen es nach StromVG um die Ansätze gegenüber den Endkunden geht. Das BFE kann hier per Richtlinie konkretisieren; Rückkoppelungen auf das StromVG, wo es um ein viel weiteres Anwendungsfeld als vorliegend geht, soll es nicht geben. Absatz 3 lässt auch den Spielraum, dass das BFE andere Kosten als Gestehungskosten, und was unter diesem Titel üblich ist, zulässt; Abs. 1, der erklärt, andere Kosten würden nicht berücksichtigt, ist mit diesem Vorbehalt zu verstehen. Das BFE soll solche Kosten aber nur in speziellen und begründeten Fällen zulassen; als solcher Fall denkbar ist

z.B. der Aufwand, mit dem via Auktionen Kapazitäten für die Nutzung des grenzüberschreitenden Übertragungsnetzes gesteigert werden müssen.

Die Gestehungskosten folgen einem kalkulatorischen Ansatz, u.a. via einen WACC (Art. 70 und Anhang 3); damit sind z.B. auch Dividenden nicht relevant (da als Eigenkapitalverzinsung vom WACC abgedeckt). Beim WACC sind bestimmte Parameter abweichend von der Regelung nach StromVV festgelegt.

Absatz 4 betrifft die Schnittstelle zu den Investitionsbeiträgen für Grosswasserkraftwerke. Es ist zwar zu erwarten, dass für die vorgesehene Geltungsdauer der Marktprämie (2018 bis 2022) nur wenige Anlagen in den Genuss einer zweifachen Förderung kommen könnten. Doppelförderungen müssen aber dennoch verhindert werden. Wer einen Investitionsbeitrag erhält, ist während 10 Jahren auch vom Wasserzins befreit. Dieser ist dann natürlich auch für die Marktprämie nicht anrechenbar.

Art. 96 Grundversorgungsabzug

Das Marktprämienmodell enthält zwei Unterstützungselemente, nebst der Marktprämie auch das Recht, den Strom – nach dem Prinzip

„Wasserkraftstrom zuerst in die Grundversorgung“ – in der Grundversorgung abzusetzen, und zwar zu Gestehungskosten (Art. 31 Abs. 3 EnG). Mit dem unrentablen Grosswasserkraftstrom, der so prioritär in die Grundversorgung geschoben wird, wird der Topf des Netzzuschlags, der für die Marktprämie zur Verfügung steht, entsprechend entlastet. Der Abzug ist nur ein hypothetischer bzw. rechnerischer, was den EVUs bei ihrer Angebotspalette grosse Flexibilität belässt.

Das Recht zum Einbringen in die Grundversorgung zu Gestehungskosten stellt (als Teil des Marktprämienmodells) eine befristete Sonderregelung zu dem dar, was gemäss einem jüngst ergangenen Urteil des Bundesgerichts zum StromVG gilt (AB 2016 N 1248, Müller- Altermatt; vgl. allerdings auch die Parlamentsdebatte zur Strategie

„Stromnetze“, in deren Rahmen die StromVG-Regelung, zu der sich das Bundesgericht geäußert hat, eventuell angepasst wird). Das Recht ist ein sich akzessorisch aus der Marktprämie ergebendes, aber kein selbständiges Recht. An dieser „Akzessorietät“ ändert auch Art. 31 Abs. 3 i.f. EnG nichts, wonach den Grosswasserkraft-Strom in die Grundversorgung schieben darf, wer die Marktprämie nicht erhält. Letzteres Recht besteht nur, wenn es genau wegen des Grundversorgungsabzugs keine Marktprämie gibt. Es geht mit dem Passus also um Fälle, in denen sich das Prinzip „Wasserkraftstrom zuerst in der Grundversorgung“ realisiert und deswegen gar kein Grosswasserkraft-Strom verbleibt, der in die Marktprämie kommen kann.

Abs. 1: Der Grundversorgungsabzug richtet sich nach dem Grundversorgungspotenzial, also der gesamten, in der Grundversorgung verkaufte Menge Strom, egal, aus welcher Herkunft. Um wessen Potenzial es genau geht, regelt angesichts der vielgestaltigen Organisationsformen Artikel 96.

Mit Absatz 2 wird umgesetzt, was im Gesetz als Korrektiv zugunsten von Strom aus anderen erneuerbaren Energien in der Grundversorgung vorgesehen ist (Art. 31 Abs. 2 EnG).

Die Rechnung geht wie folgt: Von der an sich marktprämienberechtigenden Menge Grosswasserkraftstrom (120 GWh) ist als Grundversorgungsabzug das Total Strom, das der Berechtigte in der Grundversorgung verkaufen könnte (75 GWh), abzuziehen. Da der Berechtigte aber noch anderen Strom aus erneuerbaren Energien in seiner Grundversorgung hat (Erneuerbare-Menge = 10 GWh), gibt es einen bereinigten Abzug (75-10=65 GWh). Damit besteht das Recht auf Marktprämie für 55 GWh (120-65 GWh). Ohne das Korrektiv gäbe es die Marktprämie nur für 45 GWh (120-75 GWh).

Ohne dieses Korrektiv wäre faktisch gezwungen, auf die Marktprämie zu verzichten (mind. teilweise), wer solchen Strom in der Grundversorgung anbietet. Mit dem Korrektiv („Erneuerbaren-Menge“) wird der Anteil, der in die Marktprämie kommen kann, vergrössert. Damit nicht – zweckwidrig – eine beliebige, oder „künstlich erzeugte“ Vergrösserung resultiert, braucht es im Sinne der Missbrauchsunterbindung Schranken. Erstens soll es keine Doppelförderung geben (Bst. a), d.h. wer z.B. KEV-Strom in der Grundversorgung hat, kann diesen beim Korrektiv nicht anrechnen (im Verordnungswortlaut ist das EVS genannt; selbstverständlich gilt das aber auch für die altrechtliche KEV und anderweitige Förderungen, z.B. auch kantonale KEVs). Gleiches gilt für geförderten Erneuerbaren- Strom aus dem Ausland, also z.B. Strom aus deutscher Windkraft, der vom deutschen EEG profitiert, was nicht heisst, dass Strom aus dem Ausland hier per se von einer Anrechnung ausgeschlossen ist; er ist es dann nicht, wenn er nicht gefördert ist. Zweitens wäre auch missbräuchlich (Bst. b), wenn die Korrektur- bzw. Bereinigungsmenge durch kurzfristige Zukäufe, z.B. von Herkunftsnachweisen (HKN), aufgebläht werden könnte, ohne dass auch Strom aus eigener Erzeugung oder einem direkten Bezug dahinter steht. Darum ist für das Korrektiv grundsätzlich nur Erneuerbaren-Strom aus eigenen Anlagen zugelassen. Diese Ausnahme wird allerdings durch eine wichtige Gegen Ausnahme stark relativiert: Zugelassen ist Strom aus mehrjährigen und vorbestehenden Verträgen, denn hier liegt kein zu unterbindendes kurzfristiges Optimieren vor.

Abs. 3: Es ist davon auszugehen, dass Marktprämienberechtigte mit mehreren berechtigten Anlagen den Spielraum zur Optimierung ihrer Einkünfte nutzen werden. So dürften sie den Strom aus den teuersten Anlagen der Grundversorgung zuteilen, weil es da (anders als bei der Marktprämie) keine Kürzung gibt. In diesem Kontext gilt es, eine gesamthaft möglichst faire Regel aufzustellen.

Die Tabelle zeigt den Fall eines Marktprämienberechtigten mit 4 Anlagen: Oben ist die Berechnung mit Quote (Abs. 3, zweiter Teil) dargestellt, wie sie – vorbehältlich Absatz 4 – zur Anwendung kommen soll und unten die nicht zulässige mengen-gewichtete Mittelung (Abs. 3, erster Teil). Die Quote von 45,83% entspricht – anhand der obigen Grafik mit Säulen – dem Verhältnis (55'000 GWh/120'000 GWh) von prämienberechtigter Energiemenge (Bst. a) und der ganzen Grosswasserkraft-Energiemenge mit Unterdeckung (Bst. b)

3. Strategische Reserve – Beispiel Deutschland

Märkte stärken, Versorgung sichern – Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland

Yvonne Dyllong

Das deutsche Stromsystem befindet sich in einem tiefgreifenden Transformationsprozess. Durch den steigenden Anteil regenerativer Energien in Verbindung mit der gesetzlich garantierten Vorrangregelung wird die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken zunehmend verdrängt. In der Konsequenz wird der Betrieb von älteren oder mit hohen Brennstoffkosten konfrontierten (Gas)-Kraftwerken unwirtschaftlich. Stilllegungen hätten allerdings zur Folge, dass gesicherte Leistung im Bedarfsfall nicht mehr verfügbar ist. Neben dem Kernenergieausstieg, der noch zu kompensieren ist, führt diese Entwicklung zu einer Verminderung der Versorgungssicherheit. Momentan wird über Lösungen diskutiert, die einerseits schnell wirksam werden können, andererseits nicht priorisierend für eine umfassende Reform sind. Ein Konzept heißt „Strategische Reserve“. Dazu wurde in einem Dialogprozess von ausgewählten Verbänden und Wissenschaftlern ein Vorschlag erarbeitet, der im Folgenden dargestellt wird.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien verändert die Anforderungen an den Betrieb der thermischen Kraftwerke. Die klassische Arbeitsteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlast muss nach und nach der flexiblen Deckung einer schwankenden Residuallast weichen. Eine weitere Folge sind sinkende Strompreise auf den Großhandelsmärkten, die kaum Anreize setzen, in neue Kapazitäten zu investieren und darüber hinaus zu wirtschaftlichen Schwierigkeiten bei Bestandskraftwerken führen. „Daher bestehen Bedenken, dass die Versorgungssicherheit in absehbarer Zukunft gefährdet sein könnte“ [1].

Um den Transformationsprozess der Stromversorgung abzusichern, besteht Handlungsbedarf, die Spielregeln auf dem Strommarkt sukzessive weiterzuentwickeln. Das Konzept „Marktdesign für die Transformationsphase der Energiewende“ besteht aus zwei Säulen, Strommarktoptimierung und Strategische Reserve.

Optimierung des bestehenden Strommarkts

Der Strommarkt muss den Betrieb der komplementär zu den EE-Anlagen arbeitenden Kraftwerke wirtschaftlich ermöglichen und Anreize für Investitionen in Kraftwerke, Speicher, Lastmanagement sowie Flexibilität setzen. Grundsätzlich gibt der Strommarkt über erhöhte Volatilität der Strompreise, d. h. Preisspitzen, und die Regelleistungsmärkte Anreize zu Flexibilität.

„Entscheidend ist aber, dass dieser Anreiz auch bei möglichst vielen Stromerzeugern

und -verbrauchern ohne Verzerrungen ankommt und dass alle Marktakteure in gleicher Weise die Möglichkeit haben, Erlöse für die Vermarktung ihrer Flexibilitäten zu erzielen. Derzeit stehen dieser flexiblen Reaktion der Marktteilnehmer aber teilweise noch regulatorische Hemmnisse entgegen“ [2], die es abzubauen gilt.

Strategische Reserve als Sicherheitsnetz

„Das Grundkonzept der Strategischen Reserve besteht darin, dass eine festgelegte Menge an Erzeugungskapazitäten zentral durch eine Ausschreibung beschafft, jedoch nicht am regulären Strommarkt eingesetzt wird. Diese Kapazitäten stehen dann als Reserve zusätzlich zu den Kapazitäten am Strommarkt zur Verfügung und erhöhen somit die Versorgungssicherheit [...]. Zum Einsatz kommen die Kapazitäten der Strategischen Reserve nur in den Situationen, in denen an der Strombörse keine Deckung der Nachfrage, d. h. keine Markträumung, möglich wäre“ [3].

Die Reservekraftwerke werden außerhalb des Marktes vorgehalten, um Rückwirkungen auf den Strommarkt, wie Verdrängung anderer Kraftwerke, und dadurch resultierende Betriebs- und Investitionsrisiken zu vermeiden. Zudem muss der Einsatzpreis dem maximal zulässigen Börsenpreis entsprechen.

„Nur wenn eine Knappheit sich in Form von Preisspitzen im Markt niederschlagen kann, werden ausreichende Investitionsanreize gesetzt“ [4]. Durch eine „No-Way Back“-Re-

gelung, einer dauerhaften Verweigerung des Zugangs der an der Strategischen Reserve teilnehmenden Kraftwerke zum Strommarkt, soll eine marktverzerrende Wirkung ausgeschlossen werden.

In Abgrenzung zur kürzlich eingeführten Netzreserve [5], die „vorrangig regionale Netzsicherheitsprobleme in Süddeutschland adressiert“, „dient die Strategische Reserve vorrangig zur Absicherung der Stromversorgung für den Fall, dass der Strommarkt die erforderlichen Kapazitäten nicht oder nicht schnell genug anreizt“ [6]. Die Kapazitäten der Strategischen Reserve werden durch Ausschreibung am Markt beschafft, während die Netzreserve auf einem regulatorischen Ansatz beruht. Folgende Ziele werden mit der Strategischen Reserve erreicht:

- Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung,
- Möglichkeit einer reversiblen und flexiblen Weiterentwicklung des Marktdesigns,
- Minimierung des Risikos von Markt- und Regulierungsversagen,
- Beendigung der Zurückhaltung bei anstehenden Kraftwerksstilllegungen und Abbau von Überkapazitäten,
- Möglichkeit eines schrittweisen Übergangs der Netzreserve für Süddeutschland in die Strategische Reserve.

Ausgestaltung der Strategischen Reserve

„Die Strategische Reserve kann innerhalb kurzer Zeit eingeführt werden. Die Reservekapazitäten können in den nächsten Jah-

ren schrittweise aus stilllegungsbedrohten Bestandsanlagen und Neuanlagen aufgebaut und wettbewerblich beschafft werden. Dabei sollten folgende Eckpunkte realisiert werden“ [7]:

■ *Einsatz der Strategischen Reserve am Strommarkt:* „Die Kapazitäten der Strategischen Reserve werden ausschließlich in den außergewöhnlichen Situationen eingesetzt, in denen andernfalls die Nachfrage am Day-Ahead-Markt der Strombörse (EPEX Spot) nicht gedeckt werden könnte. Dazu werden die Kapazitäten in der zweiten Auktionsrunde zum maximal zulässigen Preis (von derzeit 3 000 €/je MWh) an der Strombörse angeboten“ [8].

■ *Einsatz der Strategischen Reserve als Netzreserve:* Bei Netzengpässen können die Kapazitäten der Strategischen Reserve durch die Übertragungsnetzbetreiber auch im Rahmen des Redispatch eingesetzt werden, soweit die Kraftwerke am Markt nicht für das Redispatch ausreichen. „Somit ist auch hier nur ein relativ seltener Einsatz zu erwarten (vergleichbar mit dem derzeitigen Einsatz der Netzreserve). Einsatz und Vergütung erfolgen entsprechend den beim Redispatch üblichen Regelungen und bleiben ohne Rückwirkung auf den regulären Strommarkt“ [9].

■ *Einsatz der Strategischen Reserve durch die Übertragungsnetzbetreiber:* „Die Anlagen werden als Systemreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber beschafft und ausschließlich durch diese eingesetzt. Die Übertragungsnetzbetreiber werden jedoch nicht Eigentümer der Anlagen, sondern kontrahieren die Reserveleistung [...] unter strenger Aufsicht des Bundeswirtschaftsministeriums und der Bundesnetzagentur“ [10]. Um negative Rückwirkungen auf den Energy-Only-Markt zu vermeiden, sollten diese Anlagen nicht wieder am Strommarkt eingesetzt werden.

■ *Verhältnis zwischen Strategischer Reserve und Netzreserve:* Beide Modelle können ergänzend nebeneinander bestehen. Die Beschaffung der Strategischen Reserve erfolgt vor der Netzreserve, so dass lediglich der verbleibende Bedarf, der nicht durch die Strategische Reserve gedeckt werden kann, als Netzreserve beschafft wird. Es ist ein vollständiger Übergang der Netzreserve für Süddeutschland in die Strategische Reserve möglich und damit auch ein Übergang von

einer derzeit stark regulatorischen zu einer wettbewerblichen Beschaffung von Reservekapazitäten.

■ *Beschaffung der Strategischen Reserve:* „Der identifizierte Bedarf an zusätzlicher Erzeugungsleistung wird durch eine öffentliche Ausschreibung beschafft. Grundsätzlich sollte die Ausschreibung sowohl für Bestands- als auch für Neuanlagen offen sein. Aufgrund der Netzsituation sollten Neuanlagen aber nur an der Ausschreibung teilnehmen können, wenn ihr Standort in netztechnisch geeigneten Regionen liegt [...]. Dabei sollte ein Auktionsdesign gewählt werden, das geeignet ist, das Risiko von Marktmacht zu mindern und Informationen zu Kraftwerksstilllegungen aus den Angeboten zu nutzen“ [11].

„In einer ersten Phase (Einsatzzeitraum bis 2016) werden die Kapazitäten mit einer Vorlaufzeit von drei bis sechs Monaten ausgeschrieben. [...] Wegen des Umfangs der in den nächsten Jahren zu erwartenden Kraftwerksstilllegungen kann in diesem Zeitraum aber auch ohne Beteiligung von Neuanlagen von einem ausreichenden Wettbewerb in der Beschaffung ausgegangen werden. Zur zusätzlichen Absicherung gegen Marktmacht wird ein maximaler Zuschlagspreis gesetzt, der den Markteintrittskosten einer Neuanlage entspricht“ [12].

In einer nachfolgenden Phase wird der Kapazitätsbedarf jährlich mit einer längeren Vorlaufzeit ausgeschrieben, um auch Neuanlagen eine Teilnahme zu ermöglichen. Dabei können individuelle Vertragslaufzeiten in Abhängigkeit von technischen und wirtschaftlichen Laufzeiten zwischen einem und zehn Jahren angeboten werden. „Der Zuschlag erfolgt auf Basis der Leistungspreisgebote“ [13].

■ *Größe der Strategischen Reserve:* „Die Funktion der Strategischen Reserve als Sicherheitsnetz für den Strommarkt erfordert nach dem Vorsorgeprinzip den Aufbau eines Reservesockels (Mindestleistung). Dieser sollte fünf Prozent der Jahreshöchstlast (d. h. ca. 4 GW) betragen. [...] Der Aufbau des Reservesockels sollte stufenweise erfolgen, z. B. auf 2 GW ab 2014 und 4 GW ab 2015. Eine Erweiterung der Strategischen Reserve sollte nur erfolgen, wenn ein Bedarf zur Einhaltung des angestrebten Versorgungssicherheitsziels besteht. Bei der Ermittlung

des Reservebedarfs sollte verstärkt eine europäische Sichtweise angewendet und mit den Nachbarländern kooperiert werden. Um den Bedarf zu ermitteln, wird jährlich für die folgenden fünf Jahre ein transparentes Monitoring der Versorgungssicherheit durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur durchgeführt. Zudem sollten bei der Ermittlung des Bedarfs auch die Informationen über Kraftwerksstilllegungen aus den Angeboten des Ausschreibungsprozesses genutzt werden“ [14].

■ *Anforderungen an Strategische Reserve-Anlagen:* „Die im Rahmen der Strategischen Reserve vorzuhaltenden Kapazitäten sollten sicher verfügbar sein, eine gesicherte Brennstoffversorgung besitzen und nach Abruf ausreichend schnell verfügbar sein. Für die in diesem Konzept beschriebene Funktionsweise einer Strategischen Reserve ist eine maximale Aktivierungszeit von zehn Stunden notwendig“ [15].

■ *Vergütung für Anlagenbetreiber:* „Für die Bereitstellung der Reserveleistung erhalten die Kraftwerksbetreiber einen Leistungspreis entsprechend ihrem Gebot im Ausschreibungsverfahren. Werden die Anlagen am Strommarkt eingesetzt, erhalten die Kraftwerksbetreiber zusätzlich einen Arbeitspreis, der sich an den tatsächlichen Betriebskosten orientiert“ [16]. Der Einsatz im Rahmen des Redispatch wird entsprechend den beim Redispatch üblichen Regelungen vergütet.

■ *Finanzierung:* „Die Kosten der Strategischen Reserve werden auf die Netzentgelte umgelegt. Die maximalen zusätzlichen Kosten der Strategischen Reserve ergeben sich dabei aus den Leistungspreisen der kontrahierten Anlagen. Werden die Anlagen aufgrund ausbleibender Markträumung an der Strombörse eingesetzt, entstehen zwar geringfügige zusätzliche Kosten durch eine Zahlung des Arbeitspreises, diese werden jedoch durch die höheren Erlöse am Strommarkt überkompensiert. Die zusätzlichen Erlöse werden an die Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben und senken somit die umzulegenden Kosten der Strategischen Reserve. Die zusätzlichen Kosten für den Einsatz als Netzreserve sind sehr gering, da wie bei der heutigen Netzreserve nur ein sehr seltener Einsatz zum Redispatch zu erwarten ist. Die Redispatchkosten werden auch in den bestehenden Regelungen über die Netzentgelte umgelegt“ [17].

Vorteile der Strategischen Reserve

Das Konzept der Strategischen Reserve bietet zahlreiche Vorteile, die eine Umsetzung attraktiv erscheinen lassen:

■ **Gute Vereinbarkeit mit dem bestehenden Strommarkt:** Die Strategische Reserve führt zu keiner grundlegenden Veränderung des Marktdesigns, sondern stellt eine Ergänzung des bestehenden Strommarkts um einen Reservemarkt dar. Die Auswirkungen auf den bestehenden Energy-Only-Markt sind sehr gering, da die Kapazitäten des Reservemarktes „ausschließlich in außergewöhnlichen Situationen“ eingesetzt werden, in denen die Nachfrage am Day-Ahead-Markt „nicht gedeckt werden könnte“. Außerdem umfasst der Reservemarkt lediglich Kapazitäten, die ohne diesen Markt „vollständig vom Strommarkt verschwinden (Bestandsanlagen) oder in diesen überhaupt nicht eintreten würden (Neuanlagen). [...] Die Preisbildungsmechanismen und effizienten Anreize des Energy-Only-Marktes – und damit sein Innovationspotenzial – bleiben vollständig erhalten“ [18], vorausgesetzt es erfolgt kein regulärer Einsatz der Strategischen Reserve am Markt.

■ **Förderung der Integration erneuerbarer Energien:** „Die Strategische Reserve erlaubt grundsätzlich das Entstehen von Knappheitspreisen am Energy-Only-Markt und bewahrt daher die Fähigkeit des Marktes“ [19], die für die Integration erneuerbarer Energien notwendige Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage anzureizen. Damit kann Versorgungssicherheit ohne Verzerrungen von Preissignalen oder weiteren Fördermechanismen hergestellt werden.

■ **Einfache Umsetzung und schnelle Wirksamkeit:** Die Strategische Reserve kann zügig eingeführt werden und kurzfristig ihre Wirkung entfalten.

■ **Geringe Kosten:** „Die Mehrkosten der Strategischen Reserve gegenüber einem reinen Energy-Only-Markt sind gering, da sie nur den zusätzlichen Reservekapazitätsbedarf adressiert“ [20]. Sie „ist damit eine kostengünstige Option zur Absicherung der Stromversorgung“ [21]. Eine auf Bestandskraftwerken basierende Strategische Reserve von 4 GW würde Kosten i.H.v. 0,028 Cent pro kWh verursachen, etwa einem Tausendstel des Haushaltsstrompreises.

■ **Geringe Fehleranfälligkeit:** Das Modell ist vergleichsweise einfach und die Anzahl an regulatorischen Parametern gering. „Festzulegen sind vor allem die auszuschreibenden Kapazitätsmengen, die technischen Anforderungen, sowie die Ausschreibungsmodalitäten. [...] Angesichts der geringen Komplexität des Instruments ist das Risiko einer ineffizienten Ausgestaltung aufgrund von Fehlparametrisierung relativ gering“ [22].

■ **Kompatibilität mit dem EU-Binnenmarkt:** Es besteht „wegen der geringen Rückwirkung auf den regulären Strommarkt nicht die Gefahr, dass Kapazitäten in angrenzenden Ländern lediglich nach Deutschland verlagert werden und damit die deutsche Versorgungssicherheit nur scheinbar bzw. auf Kosten der Versorgungssicherheit anderer Länder verbessert wird“ [23]. Eine Verzerrung des EU-Binnenmarkts kann damit ausgeschlossen werden. Es ist eine problemlose Ausweitung des Modells auf andere EU-Märkte oder eine Überführung in eine europäische Strategische Reserve möglich.

■ **Marktbasierter Ansatz:** Ein marktbasierter Ansatz „ist in einem marktwirtschaftlichen System gegenüber einem regulatorischen Ansatz im Grundsatz vorzugswürdig“ [24].

■ **Leichte Anpassungsfähigkeit:** Das Modell ist reversibel. Eine Abschaffung hat keine Rückwirkungen. Es ist flexibel und hat keinen Einfluss auf die Entscheidung über ein langfristiges Marktdesign.

Gute Option für den Übergang

Zumindest für den Übergang bzw. die Transformationsphase der Energiewende stellt die Strategische Reserve eine gute Option dar, ohne Rückwirkungen auf bestehende Märkte und vereinbar mit kürzlich eingeführten Modellen, wie der Netzreserve. Die Strategische Reserve fungiert „als zusätzliches Sicherheitsnetz für die Stromversorgung. Mit ihr kann die Versorgungssicherheit erhöht und – trotz der bestehenden Unsicherheiten im Strommarkt – eine ausreichende Kraftwerkskapazität kosteneffizient und marktwirtschaftlich bereitgestellt werden“ [25].

Eine Vorfestlegung in der Frage der langfristigen Ausgestaltung des Markt-Designs ist

nicht erforderlich. Auf Grund der Kopplung der Strommärkte im EU-Binnenmarkt sollte jedoch über eine europaweite Lösung nachgedacht werden.

Anmerkungen

[1] Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“ S. 3. Der Bericht der Verbände BDEW, BEE und Wissenschaftler Dr. Christoph Maurer (Consentec), Prof. Dr. Albert Moser und Christopher Breuer (Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen), Dr. Marco Nicolosi (Ecofys), Markus Peek (r2b energy consulting), Dr. Frank Sensfuß (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI) und Prof. Dr. Michael Sterner (Hochschule Regensburg, Moderation) ist abrufbar unter: http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Energiewende/bericht_fachdialog_reserve_bt.pdf

[2] Ebda S. 6 f.

[3] Ebda S. 7

[4] Ebda S. 14

[5] „Bereits heute besteht in Deutschland eine Kraftwerksreserve – die sogenannte Netzreserve (auch Winterreserve genannt). In der Netzreserve werden Reservekraftwerke in Süddeutschland und Österreich vorgehalten, um die angespannte Netzsituation in Süddeutschland zu beherrschen. Zudem dürfen Kraftwerke, die systemrelevant sind, nicht stillgelegt werden, sondern müssen im Rahmen der Netzreserve betriebsbereit bleiben und werden dafür entschädigt. Diese Regelung gilt zunächst bis Ende 2017.“ [Ebda S. 8].

[6] Ebda S. 8.

[7] Ebda S. 9.

[8] Ebda S. 9.

[9] Ebda S. 9 f.

[10] Ebda S. 10.

[11] Ebda S. 10 f.

[12] Ebda S. 11.

[13] Ebda S. 11.

[14] Ebda S. 11 f.

[15] Ebda S. 12.

[16] Ebda S. 12 f.

[17] Ebda S. 13.

[18] Ebda S. 13.

[19] Ebda S. 14.

[20] Ebda S. 15.

[21] Ebda S. 15.

[22] Ebda S. 15.

[23] Ebda S. 15.

[24] Ebda S. 16.

[25] Ebda S. 8.

Dipl.-Kffr. Y. Dyllong, Energiereferentin, DEBRIV e.V., Köln



Datum 20. März 2017

Grundversorgungsprämie als Sofortmassnahme, Versorgungs- und Klimamarktmodell als dauerhaftes und nachhaltiges Marktdesign für die Schweiz

Investitionen in den Substanzerhalt, die Erneuerung und den Ausbau des Schweizer Kraftwerksparks lassen sich heute und in absehbarer Zukunft nicht finanzieren, obwohl sie langfristig für die Versorgungssicherheit notwendig sind. Deshalb ist ein Paket mit zwei Massnahmen nötig: Als Sofortmassnahme ist eine befristete Grundversorgungsprämie für die Wasserkraft einzuführen. Mittel- und langfristig im Sinne von Art. 30 Abs. 5 nEnG ist ein neues Versorgungs- und Klimamarktmodell nötig, welches die Versorgungssicherheit stärkt und das Ertragspotenzial von einheimischer CO₂-freier Stromproduktion nachhaltig steigert, bis die Klimaziele erreicht sind.

Marktverzerrungen hemmen Investitionen in die inländische Stromproduktion

Im aktuellen Marktumfeld ist praktisch die Gesamtheit aller nicht geförderten Kraftwerke defizitär, weil diese aufgrund der aktuellen Marktpreise ihre Kosten nicht mehr decken können. Investitionen in die Erneuerung und den Ausbau der Stromproduktion rechnen sich nur noch dann, wenn sie staatlich gefördert werden. Der Weiterbetrieb von Anlagen mit Investitionsbedarf ist gefährdet. Bei diesen Zusammenhängen ist zu beachten, dass gegenwärtig nicht von einem wirklichen Markt gesprochen werden kann, weil dieser aus verschiedenen Gründen völlig verzerrt ist. Verantwortlich für die tiefen Strompreise sind generell eine stagnierende Nachfrage, tiefe Brennstoffpreise sowie politisch tief gehaltene CO₂-Preise und weitere Marktverzerrungen durch den subventionierten Zubau erneuerbarer Energien im benachbarten Ausland. Eine Änderung dieser Situation ist in den nächsten Jahren nicht zu erwarten. Der geförderte Zubau von Wind- und Photovoltaikanlagen wird anhalten, und eine spürbare Anhebung des CO₂-Preises wird sich in der EU politisch kaum durchsetzen lassen. Hinzu kommt, dass zahlreiche europäische Länder protektionistische Massnahmen ergriffen haben, um den konventionellen inländischen Kraftwerkspark zu stützen oder um eine parallele Kraftwerksinfrastruktur für Mangellagen zu finanzieren. Alles in allem wird dadurch der hauptsächlich durch Marktverzerrungen ausgelöste Preiszerfall auf längere Frist zementiert.

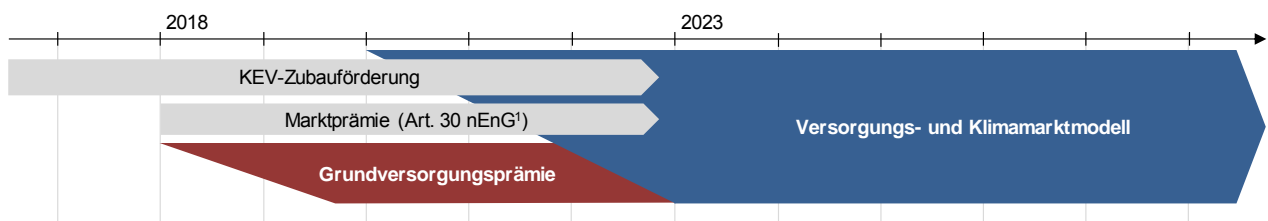
Fehlende Investitionen gefährden auf lange Sicht die Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit ist heute in der Schweiz auf einem sehr hohen Niveau. Zu verdanken ist dies der ausgewogenen Kombination von Grundlastproduktion aus Kern- und Laufwasserkraftwerken, Spitzenlastproduktion aus flexibel einsetzbaren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sowie hohen Importkapazitäten. Selbst nach der Stilllegung der Kernkraftwerke wird die Schweiz noch in der Lage sein, Lastspitzen über kurze Zeit aus eigener Kraft zu decken. Das bereits heute vorherrschende Energiedefizit über das Winterhalbjahr wird sich aber deutlich verstärken und die Importabhängigkeit stark zunehmen.

Sofortmassnahme: Grundversorgungsprämie / Mittel- und langfristig: Einführung eines Versorgungs- und Klimamarktmodells als neues Marktmodell (gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG)

Das Bundesamt für Energie (BFE) erachtet es «für die künftige Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Schweiz und für eine möglichst CO₂-freie Stromversorgung gemäss den klimapolitischen Zielen» als wichtig, dass «insbesondere die Wasserkraftwerke auch langfristig am Netz bleiben und Rahmenbedingungen für die notwendigen Erneuerungsinvestitionen geschaffen werden.»¹ Laut BFE liegt der Investitionsbedarf für den Substanzerhalt bei jährlich rund 1 Milliarde Franken. Deshalb wird im Folgenden ein Paket von konkreten Massnahmen vorgeschlagen, die sowohl die kurzfristigen wie auch die langfristigen Ansprüche an die Stromversorgung optimal befriedigen (siehe Grafik).

Kurzfristig und dringend braucht es die Grundversorgungsprämie als Sofortmassnahme mit Übergangscharakter bis zum Inkrafttreten des neuen Marktmodells. Die Grundversorgungsprämie sichert die Finanzierung der für den Bestandserhalt der Wasserkraftwerke unabdingbar notwendigen Investitionen. Mittel- und langfristig ist gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG als Vorgabe des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 an den Bundesrat ein neues Marktmodell zu etablieren. Dieses muss zu einer sicheren Versorgung beitragen und gleichzeitig die klimapolitischen Zielsetzungen des Bundes unterstützen und den internationalen Entwicklungen Rechnung tragen.



Ziele und Ausrichtung

- Vorrangiges Ziel: Sicherstellung der für den **Bestandserhalt** der Wasserkraftwerke notwendigen Investitionen
- Fokus auf eine zeitlich bis zum Inkrafttreten des neuen Marktmodells **befristete, nicht präjudizierende Übergangsmassnahme**, die rasch wirkt
- Vorrangiges Ziel: **Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Erreichung der Klimaziele**
- Fokus auf ein die **Versorgungs- und Klimaziele unterstützendes Marktmodell**, das **langfristig ausgerichtet und volkswirtschaftlich tragbar** ist

¹ Energiegesetz vom 30. September 2016

¹ BFE (2016): Auslegeordnung Strommarkt nach 2020 – Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien, S. 33

Grundversorgungsprämie

Als rasch einzuführende Übergangsmassnahme für die Zeit bis zum Inkrafttreten des neuen Marktmodells gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG **entrichten die Verteilnetzbetreiber proportional zu ihrem Absatz in der Grundversorgung eine Prämie und verrechnen diese ihren Kunden in der Grundversorgung weiter.** Diese Grundversorgungsprämie wird dazu verwendet, das verbleibende Defizit der Schweizer Wasserkraftwerke zu decken. Übersteigt der Markterlös die Kosten, so müssen die Wasserkraftbetreiber die resultierenden Überschüsse an die grundversorgten Endverbraucher zurückerstatten. Bereits in den Tarifen enthaltene Gestehungskosten der Eigenproduktion aus Wasserkraft werden berücksichtigt.

Zurzeit muss davon ausgegangen werden, dass die ursprünglich als kurze Übergangsmassnahme geplante Teilmarktöffnung und somit die Ungleichbehandlung der Produzenten mit und ohne feste Endverbraucher noch einige Jahre Bestand haben wird. Diese besteht einerseits darin, dass Produzenten mit grundversorgten Endverbrauchern² vom sicheren Gewinn aus dem regulierten Verteilnetz profitieren. Andererseits geniessen grundversorgte Endverbraucher das Anrecht, jederzeit von ihrem Verteilnetzbetreiber die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen zu erhalten.

Die Grundversorgungsprämie lehnt sich an diesen Grundsatz an und sorgt dafür, dass alle Kraftwerksbetreiber in der Lage sind, die notwendigen **Investitionen zum Bestandserhalt der Schweizer Wasserkraftwerke** zu tätigen.³ Gleichzeitig schützt das vorgeschlagene System grundversorgte Endverbraucher vor hohen Preisen und Preisschwankungen, denn die **Wasserkraftbetreiber sind im Falle stark steigender Marktpreise dazu verpflichtet, allfällige Überschüsse zurückzuerstatten.**⁴ Auf die freien Endverbraucher hat die Grundversorgungsprämie keine Auswirkungen.

Die vom Ständerat beschlossene Streichung der Durchschnittspreismethode (Art. 6 Abs. 5 StromVG) verlangt zwingend nach einer komplementären Massnahme, um die gewünschte Wirkung zu erzielen. Das Grundversorgungsmodell mit der Grundversorgungsprämie ist hier das ideale Instrument. Es ergänzt und erweitert die beschlossene Marktprämie und wirkt der starken Streuung der Grundversorgungstarife in der Schweiz entgegen. Sie lässt sich – wie die Streichung der Durchschnittspreismethode – ebenfalls über eine Anpassung von Art. 6 StromVG realisieren (siehe Box Seite 4). Mittels einer Sunset-Klausel wird sichergestellt, dass das System ausläuft, sobald das neue Marktmodell gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG in Kraft tritt. Ausserdem würde die Grundversorgungsprämie auch im Falle einer vollständigen Marktöffnung aufgehoben.

² Grundversorgte Endverbraucher sind die festen Endverbraucher und die (freien) Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten.

³ Die Zusatzbelastung für die gebundenen Endverbraucher beträgt durchschnittlich rund 1.6 bis 1.8 Rappen pro Kilowattstunde, in Abhängigkeit davon, welche Energiemengen der Versorger zu Gestehungskosten und zu Marktkonditionen absetzen kann.

⁴ In seiner Ausgestaltung wäre die Grundversorgungsprämie faktisch ein Differenzkontraktmodell, wie es bereits in mehreren europäischen Ländern im Strommarkt eingesetzt wird.

Formulierungsvorschlag für Grundversorgungsprämie

Art. 6 StromVG

¹ Die Betreiber der Verteilnetze treffen die erforderlichen Massnahmen, damit sie in ihrem Netzgebiet den festen Endverbrauchern und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern können. **Die gelieferte Elektrizität ist erneuerbar und stammt aus inländischer Produktion, die nicht am Einspeisevergütungssystem gemäss Artikel 19 EnG teilnimmt. Die ihnen dadurch entstehenden Kosten berücksichtigen sie in ihren Tarifen.**

^{1bis} **Die Verteilnetzbetreiber entrichten der Vollzugsstelle gemäss Artikel 64 EnG proportional zu ihrem Absatz an Endverbraucher gemäss Absatz 1 eine Grundversorgungsprämie. Diese wird ergänzend zur Marktprämie gemäss Artikel 30 EnG dazu verwendet, die nicht gedeckten Gestehungskosten von Wasserkraftanlagen zu decken, wobei Artikel 30 Absatz 2 EnG sinngemäss Anwendung findet. Ist hingegen der Marktpreis höher als die Gestehungskosten, so ist die Differenz von den Berechtigten an die Vollzugsstelle zu zahlen, welche diese an die Endverbraucher gemäss Absatz 1 erstattet. In den Tarifen schon enthaltene Gestehungskosten der Eigenproduktion aus Wasserkraft werden berücksichtigt. Die Grundversorgungsprämie kann in die Tarife eingerechnet werden. Die Berechtigten bezeichnen gegenüber der Vollzugsstelle die an der Grundversorgungsprämie teilnehmenden Kraftwerke. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.**

⁵ Die Betreiber der Verteilnetze sind verpflichtet Preisvorteile aufgrund ihres freien Marktzugangs anteilmässig an die festen Endverbraucher weiterzugeben.

...

Art. 33b StromVG Übergangsbestimmung zur Änderung von Art. 6 Absätze ^{1bis} und 5 vom ...

Die vollständige Anlastung der Kosten für die Eigenproduktion an die grundversorgten Bezüger bleibt ohne Einfluss auf die auf den Zeitpunkt des Inkrafttretens ausgewiesenen Deckungsdifferenzen. Davon ausgenommen sind bis am 1.12.2016 rechtskräftig entschiedene Verfahren.

Artikel 6 Absatz 1^{bis} ist befristet bis zum Inkrafttreten eines marktnahen Modells im Sinne von Artikel 30 Absatz 5 EnG, das zu einer sicheren Versorgung beiträgt und die klimapolitischen Zielsetzungen des Bundes unterstützt.

Grundsatz: Für die Grundversorgung ist primär heimische erneuerbare Energie zu beschaffen.

Verankerung Grundversorgungsprämie sowie Festsetzung der Grundsätze für den Vollzug analog dem Vollzug der Marktprämie.

Abschaffung der Durchschnittspreismethode (entspricht Beschluss Ständerat)

Befristung

Versorgungs- und Klimamarktmodell (VKMM)

Als neues Marktmodell im Sinne von Art. 30 Abs. 5 nEnG soll auf endverbrauchtem Strom analog zu den Brennstoffen mit einer CO₂-Abgabe erhoben werden. Die Höhe der Abgabe orientiert sich am CO₂-Ausstoss der europäischen Stromproduktion. Wer seinen Verbrauch auf monatlicher Basis mit Herkunftsnachweisen aus einheimischer CO₂-freier Produktion hinterlegt, wird von der Abgabe befreit. Auf diese Weise leistet das Modell einen Beitrag an die Erreichung der schweizerischen Versorgungs- und Klimaziele. Es setzt Anreize, neue Kapazitäten zu bauen, um den Import von CO₂-belastetem Strom im Winterhalbjahr zu vermeiden.

Fossile Brennstoffe werden in der Schweiz mit einer Abgabe von 84 Franken pro Tonne CO₂ belastet. Damit setzt der Bund Anreize zum sparsamen Verbrauch fossiler und zum vermehrten Einsatz CO₂-freier Energieträger. Ersetzt ein Konsument aber seine Ölheizung durch eine Wärmepumpe, so muss er für deren Stromverbrauch keine CO₂-Abgabe bezahlen – ungeachtet der Tatsache, dass gerade in Wintermonaten viel Strom importiert und im Ausland bei der Stromproduktion reichlich CO₂ ausgestossen wird.⁵ Dieser Ausstoss wird zwar über das Emissionshandelssystem der EU ebenfalls mit einer Abgabe belegt, doch beträgt diese zurzeit weniger als 6 Euro pro Tonne CO₂.

Diese höchst ungleiche Belastung des CO₂-Ausstosses aus Brennstoffen ist anreizverzerrend. Indem man im Inland verbrauchten Strom zusätzlich mit einer Abgabe belegt, kann diese Ungleichbelastung kompensiert werden. Die Höhe der Abgabe ergibt sich aus der Differenz zwischen der bestehenden CO₂-Abgabe für Brennstoffe in der Schweiz und dem Zertifikatspreis im europäischen Emissionshandelssystem, multipliziert mit der CO₂-Intensität der Stromproduktion Europas (EWR-Raum und Schweiz).⁶

Die Endverbraucher bzw. deren Lieferanten können sich von der Abgabe befreien lassen, soweit sie Strom aus inländischer CO₂-freier Produktion beziehen und dies mittels Herkunftsnachweisen belegen. Dieses System führt zu einer zusätzlichen Nachfrage und damit zu einer Wertsteigerung von inländischen Herkunftsnachweisen. Um ein «Grünwaschen» von Importstrom im Winter durch inländische Überschussproduktion aus Sommermonaten zu verhindern, muss der Stromverbrauch eines Monats jeweils mit Herkunftsnachweisen desselben Monats hinterlegt werden. In Monaten, in denen die inländische CO₂-freie Produktion den Verbrauch nicht zu decken vermag, nähert sich der Wert der Herkunftsnachweise so der Höhe der CO₂-Abgabe an. Diese Wertsteigerung⁷ kommt unmittelbar den inländischen Produzenten zugute und erhöht so die Anreize für den Erhalt und Ausbau der Produktionsfähigkeit im Inland besonders in den Wintermonaten. Dies wiederum unterstützt die langfristige Sicherstellung der Versorgung in der Schweiz sowie der in der Energiestrategie 2050 postulierten Richtwerte.

Die Zusatzbelastung für Schweizer Endverbraucher ist dabei auf die Höhe der CO₂-Abgabe limitiert.⁸ Sinkt letztere (etwa aufgrund eines Anstiegs der Preise für Emissionszertifikate in der EU oder einer Abnahme der CO₂-Intensität der Stromproduktion Europas), so reduziert sich unmittelbar die Belastung der Verbraucher. Hinzu kommt, dass die Abgabe genügend Mittel einbringen wird, um energieintensive Industriebetriebe zu entlasten. Eine Beeinträchtigung ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit kann dadurch vermieden werden.

⁵ Laut [Statistik der Europäischen Umweltagentur](#) belief sich die CO₂-Intensität der Stromproduktion im EU-Raum im Jahr 2014 auf 276 g CO₂/kWh.

⁶ Aktuell würde eine Abgabenhöhe von rund 2,0 Rappen pro Kilowattstunde resultieren.

⁷ Gemäss Modellrechnungen würde sich das Preisniveau der Herkunftsnachweise für inländische CO₂-freie Produktion auf diese Weise im Jahr 2020 um durchschnittlich rund 1,3 Rp. pro Kilowattstunde erhöhen.

⁸ Die Schweizer Endverbraucher würden durch dieses Modell im Jahr 2020 voraussichtlich mit rund 500–600 Mio. Franken zusätzlich belastet, was rund 5–6 Prozent der gesamten Ausgaben für Strom ausmacht. Dies bei gegenwärtigen Annahmen. Falls der europäische CO₂-Preis (2016: 6 EUR/tCO₂) steigt oder die CO₂-Intensität der europäischen Produktion sinkt (Klimaziele), dann kann dieser Wert auch deutlich tiefer liegen.

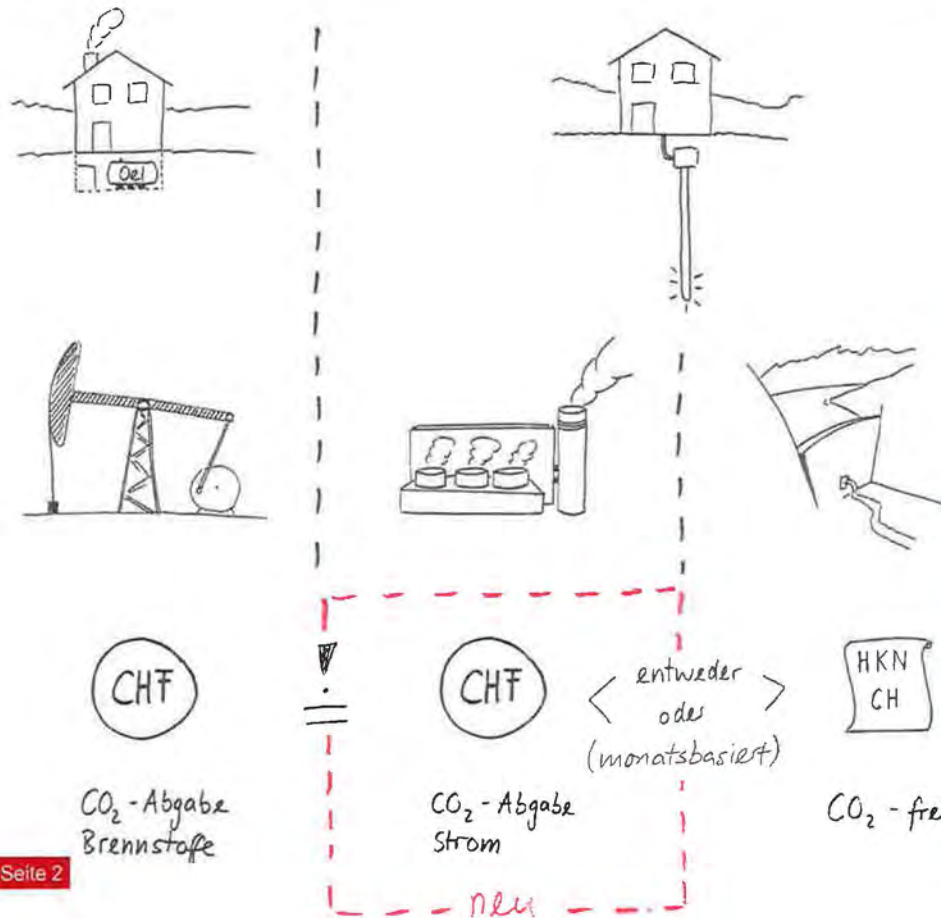
Versorgungs- und Klimamarktmodell

Beitrag zum künftigen Strommarktdesign der Schweiz

7. März 2017

Zusammenfassung

Idee



Kurzbeschreibung

Endverbraucher Strom wird – analog zu Brennstoffen – mit einer CO₂-Abgabe belegt. Schweizerische Herkunftsnachweise ermöglichen eine Befreiung von der Abgabe. Die Höhe der Abgabe bemisst sich am CO₂-Ausstoss der europäischen Stromproduktion (inkl. Schweiz).

Finanzielle Auswirkungen

- CO₂-Abgabe ~ 20 CHF/MWh
- Preiseffekt ~ 13 CHF/MWh im Jahresdurchschnitt
- Kosten Endverbraucher ~ 500-600 MCHF/a

*13 x 6 = 780
folgt direkt
aus dem
Beispiel*

Schlüsselpunkte

- ✓ Stärkt Versorgungssicherheit und monatlichen Eigenversorgungsgrad
- ✓ Marktbasiert; keine ungewollten Marktverzerrungen durch Trennung von Energie- und HKN-Markt; unabhängig von vollständiger Marktöffnung; Korrektur Marktverzerrungen (CO₂-Emissionen Ausland, etc.).
- ✓ Wirkt sich positiv auf den Ausbau von erneuerbaren Energien aus.
- ✓ Unterstützt die politischen Klimaziele, selbstregulierend bei Zielerreichung.
- ✓ Technologieneutral
- ✓ Vereinbar mit internationalem Handelsrecht
- ✓ Schnell umsetzbar: vorwiegend im CO₂-Gesetz abbildbar; Grundzüge sind darin schon angelegt; CO₂-Gesetz gegenwärtig in Revision
- ✓ Geringer administrativer Aufwand (bestehende Rollen, Abläufe und Mechanismen werden genutzt, nur wenige neue Abläufe)
- ✓ Relativ einfach erklär- und vermittelbar
- ✗ Belastung energieintensive Industrie (aber: gezielte Entlastung möglich)

So funktioniert es – Wirkung

Beschreibung

Endverbraucher Strom wird mit einer CO₂-Abgabe belegt. Die Lieferanten decken die an Endkunden gelieferte Energie monatlich wahlweise entweder mit denjenigen schweizerischen HKN aus CO₂-freier Produktion, oder entrichten die CO₂-Abgabe. Die Höhe der Abgabe richtet sich an der schweizerischen CO₂-Abgabe für Brennstoffe und am CO₂-Ausstoss des *durchschnittlichen* Produktionsmixes der EWR-Staaten und der Schweiz. Mit der vorgeschlagenen Lösung ist der Graustrommarkt der Schweiz und der Markt für CO₂-Zertifikate der EU nicht betroffen, die Preisfindung funktioniert wie bis anhin und die Grenzkapazitäten bleiben unbeeinflusst.

Parameter

Abgabeobjekt: Menge CO₂ im Produktionsmix des EWR + CH
 Geschätzt für 2020: ~260g CO₂/kWh.

Abgabesubjekt: Lieferanten von Endverbrauchern

Abgabeträger: Endverbraucher

Bemessungshöhe: Gemäss schweizerischer CO₂-Abgabe für Brennstoffe. 2016: CHF 84/Tonne CO₂

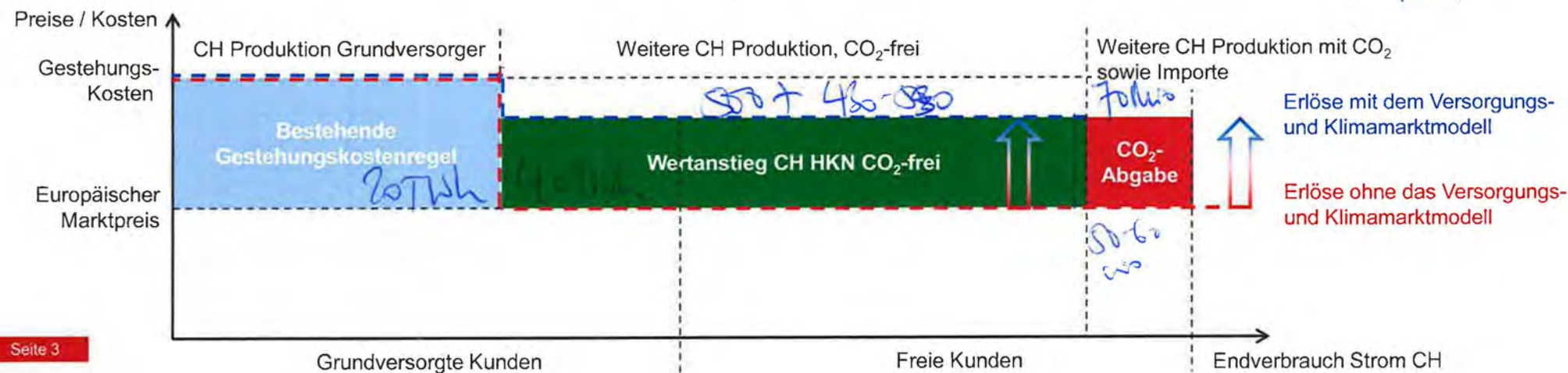
Bemessungsperiode: Monat

Erfüllungszeitpunkt: ex-post

Erfüllungsinstrument: Kauf schweizerischer HKN / Entrichtung CO₂-Abgabe

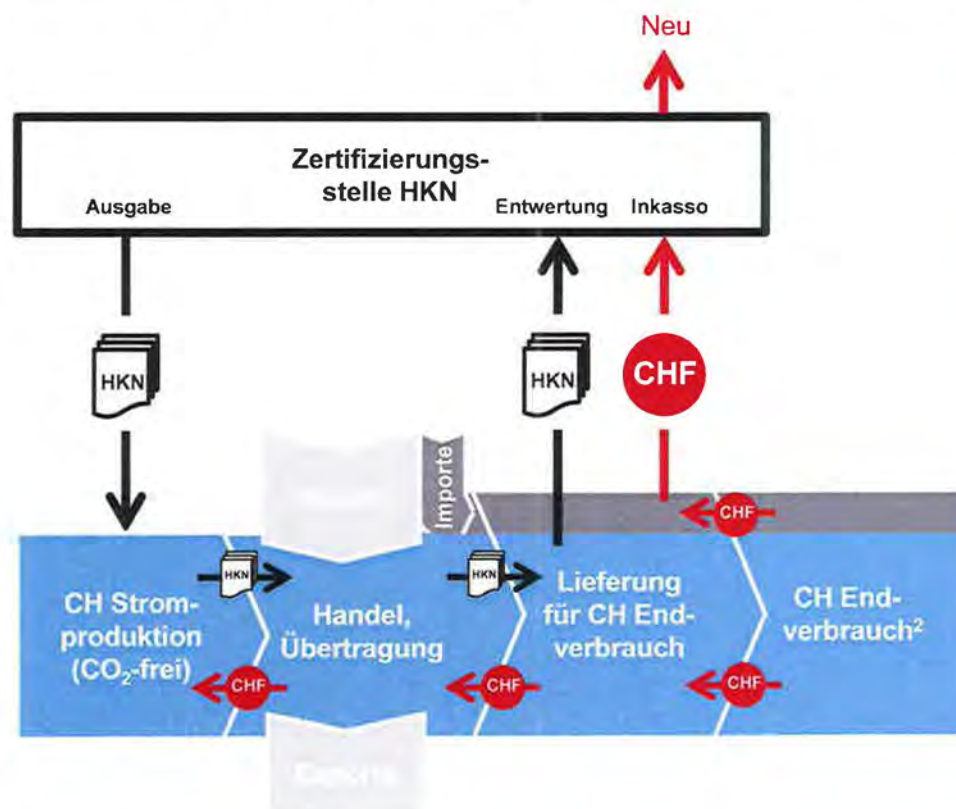
Abwicklung: Zertifizierungsstelle HKN (derzeit Swissgrid)

Wirkung



So funktioniert es – Prozesse

Schematische Darstellung: Abwicklung



¹ Verlustenergie gilt auch als endverbraachte Energie.

Produzenten

- Melden monatliche Produktion an die Zertifizierungsstelle HKN¹ (mit Ausnahme von Kleinproduzenten ohne Lastgangmessung wie bisher).
- Erhalten schweizerische HKN von der Zertifizierungsstelle (wie bisher).

Lieferanten von Endverbrauchern

- Melden Lieferung an Endkunden an die Zertifizierungsstelle (wie bisher).
- Liefern diejenigen schweizerische HKN, die eine CO₂-freie Produktion garantieren, an die Zertifizierungsstelle HKN oder (**neu**) entrichten die CO₂-Abgabe an die Zertifizierungsstelle HKN.
- **Neu:** Wälzen Kosten für HKN, bzw. der CO₂-Abgabe auf Endkunden ab.

Zertifizierungsstelle HKN (derzeit: Swissgrid)

- Stellt HKN aus, bzw. entwertet sie (wie bisher, bestehende Plattform).
- **Neu:** Zusätzlich notwendige Funktionen wie bspw. Abwicklung des Inkassos und der Verteilung der CO₂-Abgabe werden ins bestehende System integriert.

Weitere Rollen ohne zusätzliche Funktionen, bzw. Aufwand

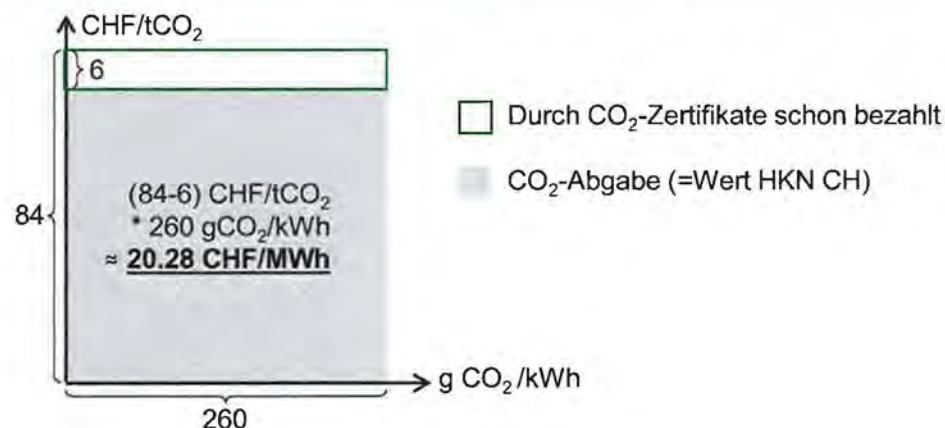
- Händler, Importeure, Netzbetreiber, etc.

² Akkreditierte Zertifizierungsstelle für die Erfassung, Überwachung, Ausstellung, Weitergabe und Entwertung von HKN.

So funktioniert es – Abgabenhöhe

Berechnung der Höhe der CO₂-Abgabe

- Die Höhe der CO₂-Abgabe wird jeweils ex-ante für ein Jahr festgelegt. Sie ist das Produkt aus Bemessungshöhe und Abgabeobjekt.
- Bemessungshöhe ist die schweizerische CO₂-Abgabe für Brennstoffe (2016: 84 CHF/tCO₂) abzüglich des implizit über den Strompreis schon bezahlten Betrages für CO₂-Zertifikate (Ø 2016: ~6 CHF/tCO₂).
- Abgabeobjekt ist der Ø-CO₂-Ausstoss des Produktionsmixes der Staaten des EWR und der Schweiz (geschätzt für 2020: ~260g/kWh).
- CO₂-Abgabe auf importierten Strom beträgt somit **20.28 CHF/MWh**. Dies entspricht dem Wert der HKN in einem Importmonat.



Bemerkungen

- **HKN vs. Abgabe:** Lieferanten beschaffen monatlich CH-HKN (aus CO₂-freier Produktion) oder entrichten eine CO₂-Abgabe (Höhe anhand Ø CO₂-Mix des EWR und der CH). Die Abgabe ist nur in Monaten wirksam, in denen die CH Nettoimporteur ist.
- **Graustrommarkt nicht betroffen:** Grosshandelsmarkt, Transite, langfristige Beschaffung/Lieferverträge funktionieren ohne Einschränkung oder Anpassung wie bisher; Grenzkapazitäten können voll genutzt werden.
- **Ausländische HKN:** werden nicht angerechnet, da es sich um eine Endverbraucherabgabe ohne Einfluss auf den Strommarkt handelt. HKN sind nicht von den Warenverkehrsabkommen erfasst.
- **Marktöffnung und Market Coupling** können technisch unabhängig vom Modell eingeführt werden.
- **Keine Befristung** notwendig; natürliche Befristung durch politisch entschiedene Senkung der CO₂-Intensität im europäischen Strommix, bzw. durch den Preis der EU CO₂-Zertifikate.
- **Steuerung** über die Bemessungshöhe.
- **Verwendung der Abgabe** bspw. für
 - Ausnahme Grossverbraucher (analog KEV; vollständige Befreiung (gegenwärtig ~4.5 TWh) in den meisten gerechneten Fällen möglich);
 - Rückverteilung an Endkunden (Lenkungscharakter);
 - «Kapazitätsfonds», bzw. «Versorgungssicherheitsfonds» für sich allenfalls längerfristig abzeichnenden Kapazitäts- oder Versorgungsengpässen in der Schweiz.

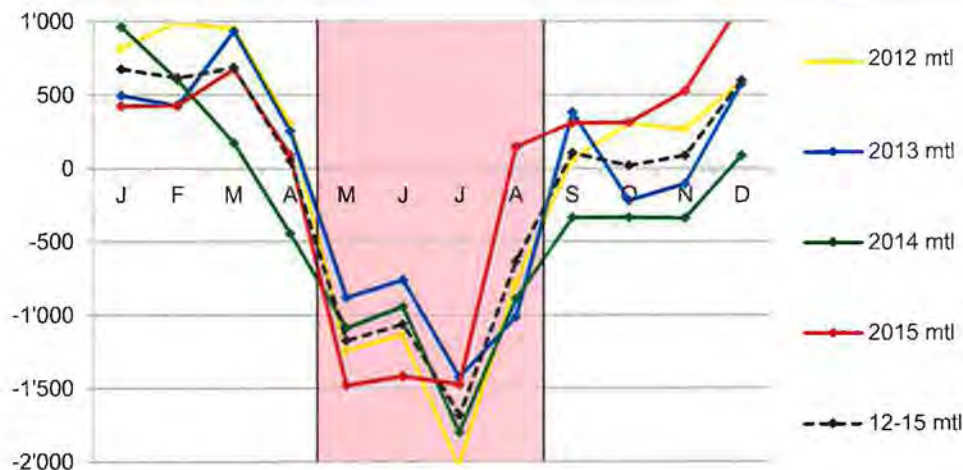
Energiewirtschaftliche Effekte

Zusammenfassung der Effekte in der Schweiz

- Anstieg Deckungsbeiträge durch Wertanstieg der schweizerischen HKN
 - Laufkraftwerke ~10 CHF/MWh
 - Speicherkraftwerke ~12 CHF/MWh (PSW: natürliche Zuflüsse)
 - LTC kein Ertragsanstieg, da keine CH HKN
 - CH-Gaskraftwerke kein Ertragsanstieg, da nicht CO₂-frei
 - Kein Anstieg Ertragsniveau bei Vertrieb zu Gestehungskosten

Handwritten notes:
 15 CHF
 (with scribbles)

Nettoimporte [GWh]



Bemerkungen

- **Voraussetzung für Wirkung des Modells: Nettoimporte**
 - Nettoimport: weniger CH-HKN als Inlandverbrauch, folglich steigen Preise für CH-HKN auf Höhe der Abgabe an; Lieferanten kaufen entweder CH-HKN oder bezahlen die Abgabe.
 - Nettoexport: mehr CH-HKN als Inlandverbrauch; Lieferanten kaufen CH-HKN zu sehr tiefen Preisen (Preise für Kern-HKN tendieren gegen null, während Hydro-HKN einen leicht positiven Wert haben).
- **Nettoimporte auf Monatsbasis:** In der Vergangenheit war die Schweiz in vier bis acht Monaten Nettoimporteur, auf Jahresbasis hingegen war sie stets Nettoexporteur (vgl. Abbildung nebenan).
- **Treiber der Nettoimporte:**
 - Angebot: Hydraulizität, Zu- und Rückbau von Kapazitäten, etc.;
 - Nachfrage: E-Mobilität, Wärmepumpe, wirtschaftliche Situation, etc.
- **Laufkraftwerke** profitieren etwas weniger, da ihr Produktionsmaximum in den Sommermonaten mit Nettoexport liegt.
- **Speicherkraftwerke** profitieren etwas mehr als Laufkraftwerke, da eine saisonale Umlagerung zumindest teilweise vornehmen können.
- **Pumpspeicherkraftwerke** partizipieren im Rahmen ihrer natürlichen Zuflüsse wie Speicherkraftwerke.
- **Kernkraftwerke** profitieren wie Bandlastkraftwerke, da sie in den entscheidenden Monaten mit Nettoimport mit voller Leistung produzieren.
- **LTC** profitieren nicht, da sie keine CH-HKN erhalten.
- Allfällige Schweizer **Gaskraftwerke** profitieren nicht, da sie keine CH-HKN aus CO₂-freier Produktion erhalten.
- **Keine Wirkung** des Modells bei Vertrieb von Strom aus eigener Produktion in Grundversorgung zu Gestehungskosten (Art. 6 StromVG, Art. 4 Abs. d StromVV).

Rechtliche Einschätzung zum Versorgungs- und Klimamarktmodell¹



Das Modell ist mit dem internationalen Handelsrecht vereinbar

- Die Abgabe ist nicht als Einfuhrzoll, sondern als Konsumabgabe für Endverbraucher zu verstehen, die den Handel mit Strom nicht tangiert, zumal sowohl bei Beschaffung im Ausland als auch bei Beschaffung im Inland die CO₂-Abgabe zu entrichten, bzw. alternativ die HKN einzukaufen sind. Beide sind letztendlich gleich teuer.
- Da das Modell ausländische Stromproduzenten auf dem Energiemarkt nicht diskriminiert, ist es handelsrechtlich als neutral einzustufen. Die mit dem Modell verbundene Bevorzugung der schweizerischen HKN wirkt sich lediglich auf dem HKN-Markt aus. Im Gegensatz zum Strom sind HKN aber nicht von den Warenverkehrsabkommen erfasst. Sie sind als Bündel von Informationen kein Handelsgut im Sinne der einschlägigen Freihandelsbeziehungen. Die RES-Richtlinie ist derzeit nicht Bestandteil des bilateralen Vertragsnetzes zwischen der Schweiz und der EU. Eine Anerkennung der HKN wäre also lediglich basierend auf einem entsprechenden Abkommen zu gewähren.
- Die EU ihrerseits teilt diese Einschätzung. Sie plant, HKN von Drittstaaten nicht anzuerkennen, sofern kein bilaterales Abkommen in Kraft ist (vgl. Entwurf RES-Richtlinie im EU Winterpaket).

Das Modell ist mit dem europäischen Beihilferecht vereinbar

- Es ist davon auszugehen, dass die EU das FHA CH/EU tendenziell wie ihr eigenes Beihilferecht auslegt.
- Eine Beihilfe liegt nur vor, wenn ein Unternehmen oder eine Branche mit staatlichen Mitteln gefördert wird. Da die mit dem Modell verbundenen Lasten von den Endkonsumenten getragen werden und die Erträge der Abgabe nicht den Produzenten zukommen, liegt grundsätzlich keine Beihilfe vor. Hieran ändert auch die Tatsache nichts, dass die Begünstigung der Produzenten über die mit der Abgabe verbundene Wertsteigerung der HKN letztlich durch einen staatlichen Eingriff verursacht wird.
- Sofern man das Modell dennoch als Beihilfe qualifizieren wollte, ergibt sich aus der jüngsten Praxis der EU-Behörden, dass das Modell im Vergleich zu anderen gewährten Förderungen als relativ milde und verhältnismässige Massnahme einzustufen ist. Als solche wäre sie grundsätzlich mit dem EU-Recht kompatibel.

Anpassungsbedarf im schweizerischen Recht

- Mit der CO₂-Abgabe für Brennstoffe sind die Grundsätze des Modells im CO₂-Gesetz (SR 641.71) sowie in der CO₂-Verordnung (SR 641.711) bereits angelegt. Sie könnten entsprechend ergänzt werden. Das CO₂-Gesetz befindet sich derzeit in Revision.
- Das HKN-System ist im EnG (SR 730.0) und der EnV (SR 730.01, inkl. Anhang 4) sowie in der HKN-Verordnung (SR 730.010.1) angelegt. Anpassungen wären in den beiden Verordnungen notwendig.
- Eine leichte Anpassung wäre im StromVG (SR 734.7) und gegebenenfalls in der StromVV (SR 734.71) notwendig.

¹ Rechtsgutachten Vischer AG (Rechsteiner/Schröder).

Bewertung

Vorteile

- ✓ Stärkt Versorgungssicherheit im Winter und Eigenversorgungsgrad durch Monatsbetrachtung
- ✓ Marktbasiert; keine ungewollten Marktverzerrungen durch Trennung von Energie- und HKN-Markt; unabhängig von vollständiger Marktöffnung; Korrektur Marktversagen (CO₂-Emissionen Ausland, etc.).
- ✓ Bestehende Marktverzerrungen (CO₂-Emission Ausland, Teilmarktöffnung, etc.) werden gemindert
- ✓ Wirkung sowohl bei bestehenden als auch bei neuen Kraftwerken.
- ✓ Wirkt sich positiv auf den Ausbau von erneuerbaren Energien aus
- ✓ Planbarkeit schafft Investitionssicherheit und damit Investitionsanreize
- ✓ Vereinbar mit politischen Klimazielen, selbstregulierend bei Zielerreichung.
- ✓ Vereinbar mit int. Handelsrecht
- ✓ Schnell umsetzbar: CO₂-Gesetz gegenwärtig in Revision; Modell hauptsächlich im CO₂-Gesetz abbildbar; Grundzüge sind darin schon angelegt
- ✓ Geringer administrativer Aufwand (bestehende Rollen, Abläufe und Mechanismen werden genutzt, nur wenige neue Abläufe)
- ✓ Relativ einfach erklär- und vermittelbar
- ✓ Keine zeitliche Befristung notwendig

Nachteile

- ✗ Belastung energieintensive Industrie (allerdings: gezielte Entlastung analog KEV-Befreiung möglich)

Strommarktdesign für die Schweiz

Diskussionsbeitrag der BKW

BERN, 22.02.2017



Ausgangslage

Energiestrategie 2050 ohne Versorgungssicherheit

- Mangelnde Investitionsanreize für steuerbare Kraftwerke
- Wachsender Importbedarf v.a. im Winter

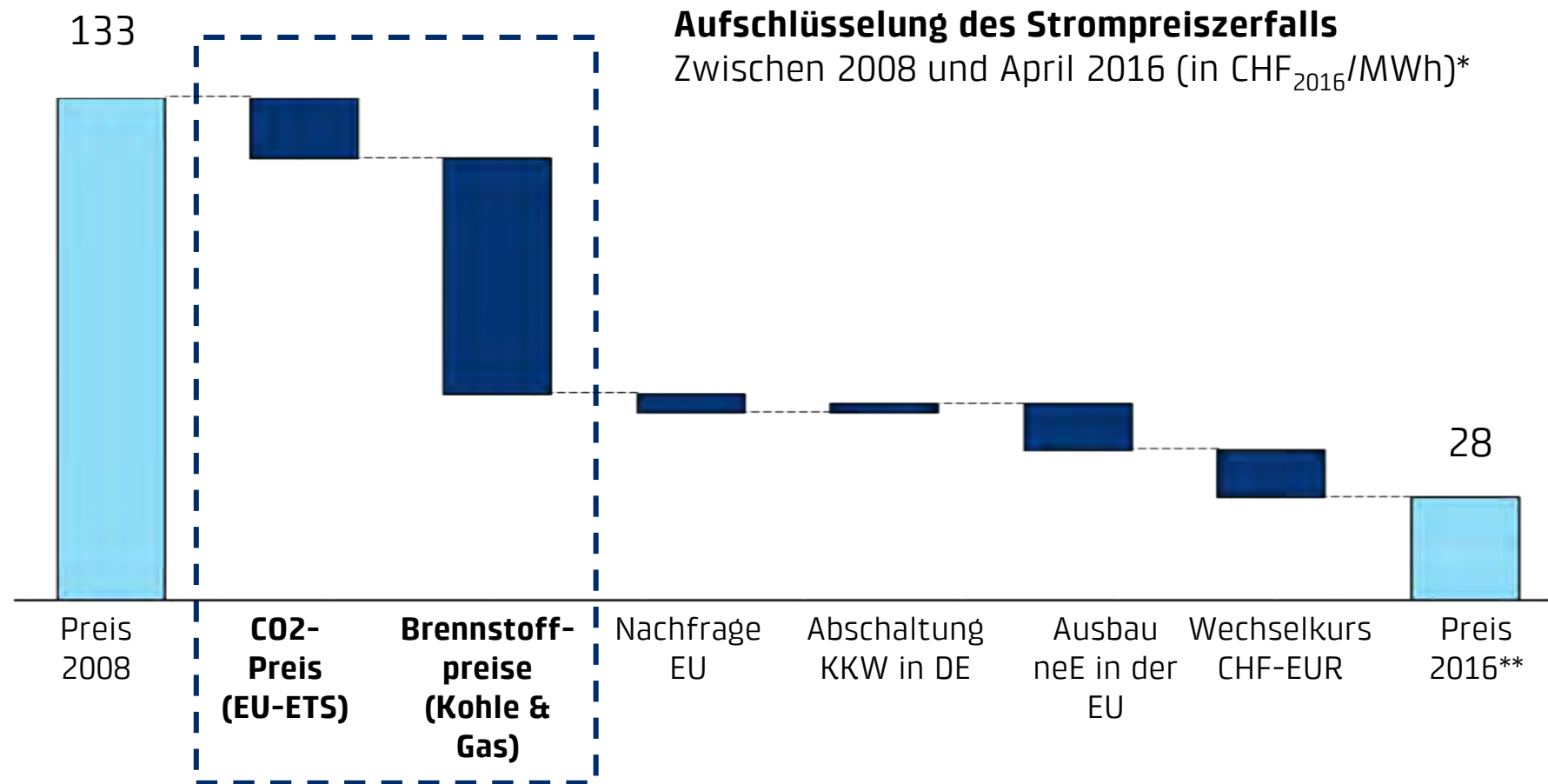
Kurzfristiger Finanzbedarf – statt langfristiges Marktdesign

- Politische Diskussionen um (kurzfristige) Hilfe für die Wasserkraft
- Fehlender Fokus auf Re-Investitionen und Versorgungssicherheit

➤ **Welches Marktdesign nützt der Schweiz nachhaltig?**

- *Beitrag zur Versorgungssicherheit*
- *Marktorientierung*
- *Berücksichtigung Marktintegration Europa*

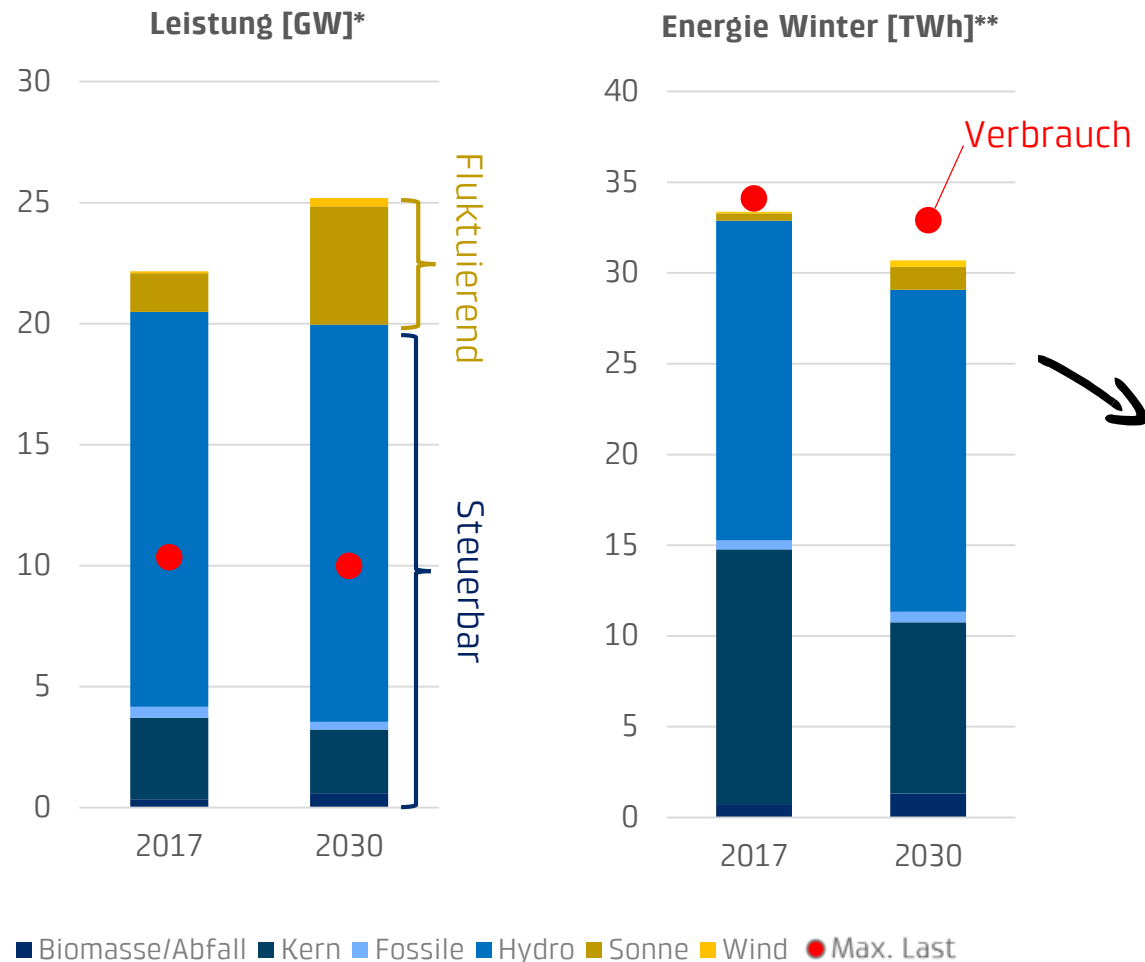
Preiserfall seit 2008 – Gründe



*Inflationsbereinigt, d.h. zu Preisen von 2016

**Swiss Baseload Year Futures 2017, Anfang April 2016

Situation Schweiz



Ausreichend Kraftwerksleistung

- Kraftwerke (KW) bieten ausreichend Leistung zur Spitzenlastdeckung – auch 2030

Energie- statt Kapazitätsproblem

- Wachsende Importabhängigkeit im Winter
- Eher «Energie- statt Kapazitätsmangel» – v.a. am Winterende bei leeren Speichern

Wachsender (Re-) Investitionsbedarf

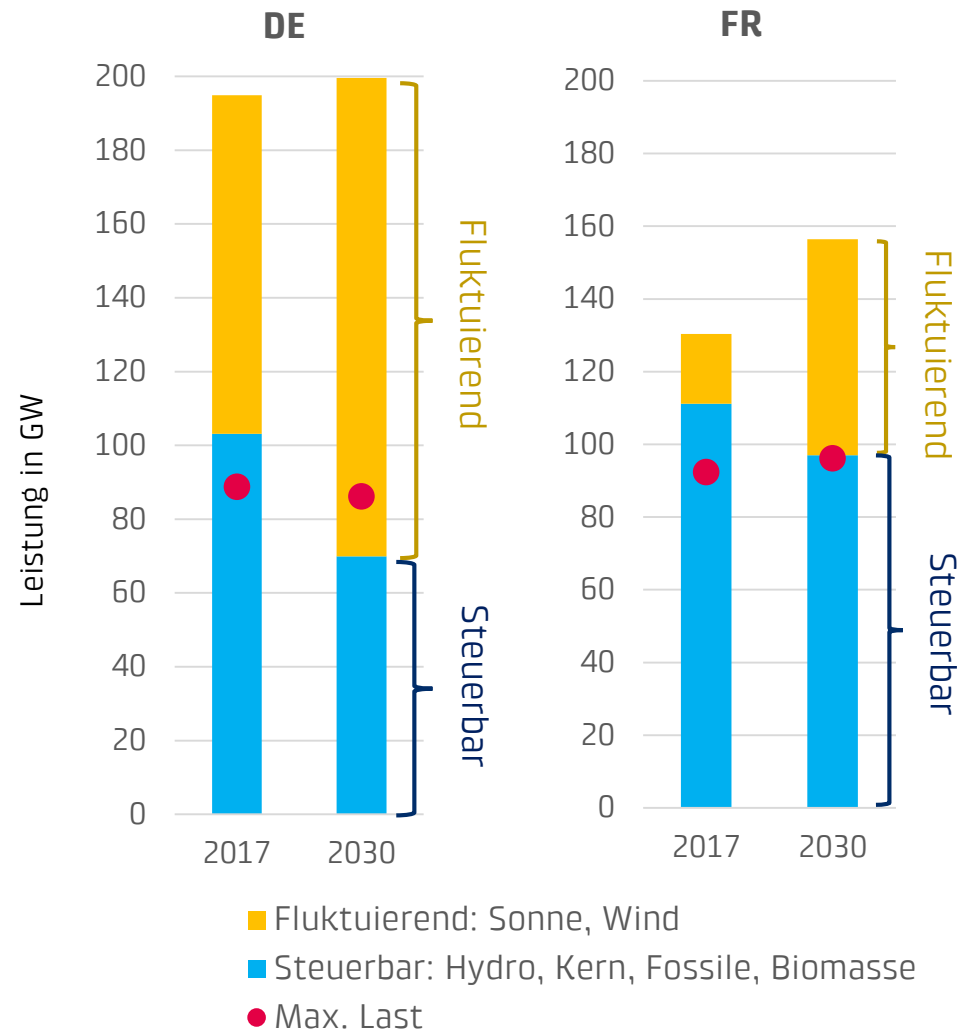
- Re-Investitionen Wasserkraft
- Ersatz / Kompensation Abschaltung KKW

➤ *Relevanz Nachbarländer...*

*Ausbau EE gem. Swissgrid-Kernszenarien «On Track» / «Slow Progress» (bez. Wind)

**Produktionspotenzial

Entwicklung in DE & FR



Weniger steuerbare KW

- Anhaltender Ausbau Erneuerbare, aber
- Abschaltung steuerbarer KW

DE und FR als unsichere Exporteure

- Maximale Nachfrage steigt über die Leistung der steuerbaren KW
- Kritische Versorgung bei wenig Wind und Sonne

- *DE und FR weiterhin als (Netto-) Exporteure, aber*
- *Keine verlässlichen Lieferanten*

Kapazitätsmechanismen in Europa



Quelle: F. Roques 2016

Kapazitätsmechanismen

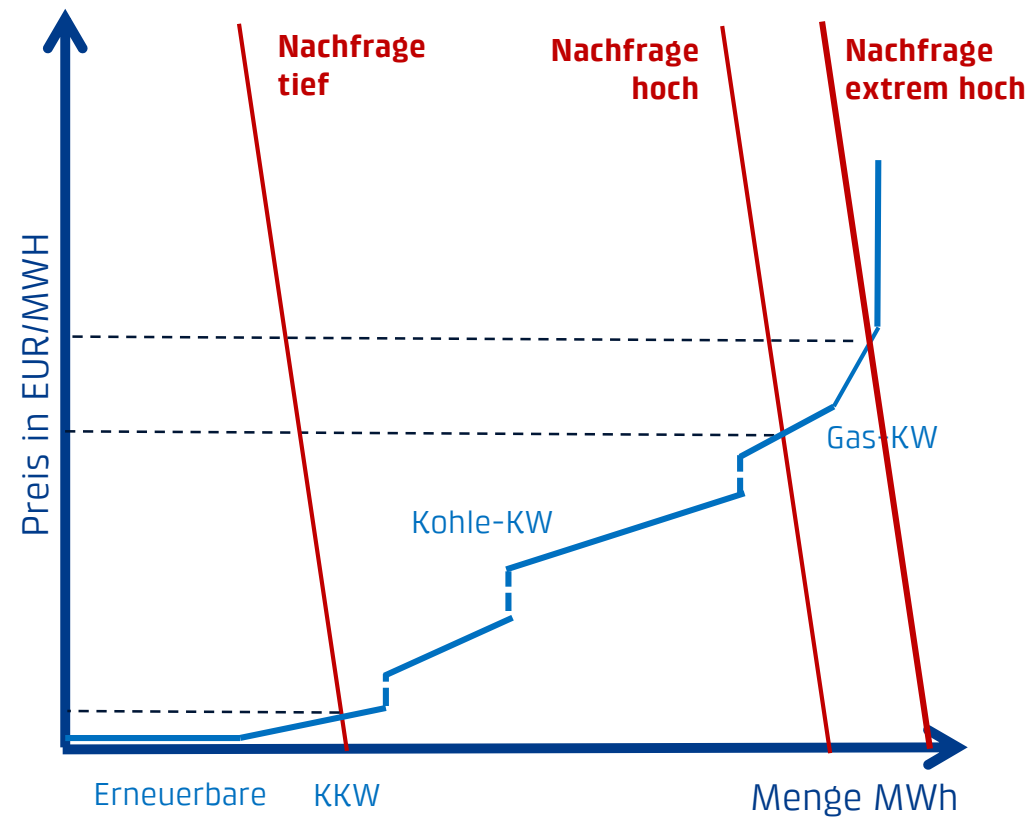
- Zusätzliche Abgeltung KW-Leistung
- Fokus steuerbare Kraftwerke
- *Ziel: Investitions- und Versorgungssicherheit*

Kapazitätzahlungen, z.B. ESP
– *Administrativ festgelegte Zahlung*

Strategische Reserve, z.B. DE
– *TSO oder NRA schreibt Reserve aus*

Kapazitätsmärkte
– *Zentrale Kapazitätsauktion (z.B. UK, IT)*
– *Dezentrale Kapazitätsverpflichtung (z.B. FR)*

Motivation für Kapazitätsmechanismen



Kritische Investitionsanreize in der Spitzenlast

- Wie wird KW zur Spitzenlastdeckung finanziert?
- *Grenzkostenpreis deckt Fixkosten nicht («Missing Money Problem»)*

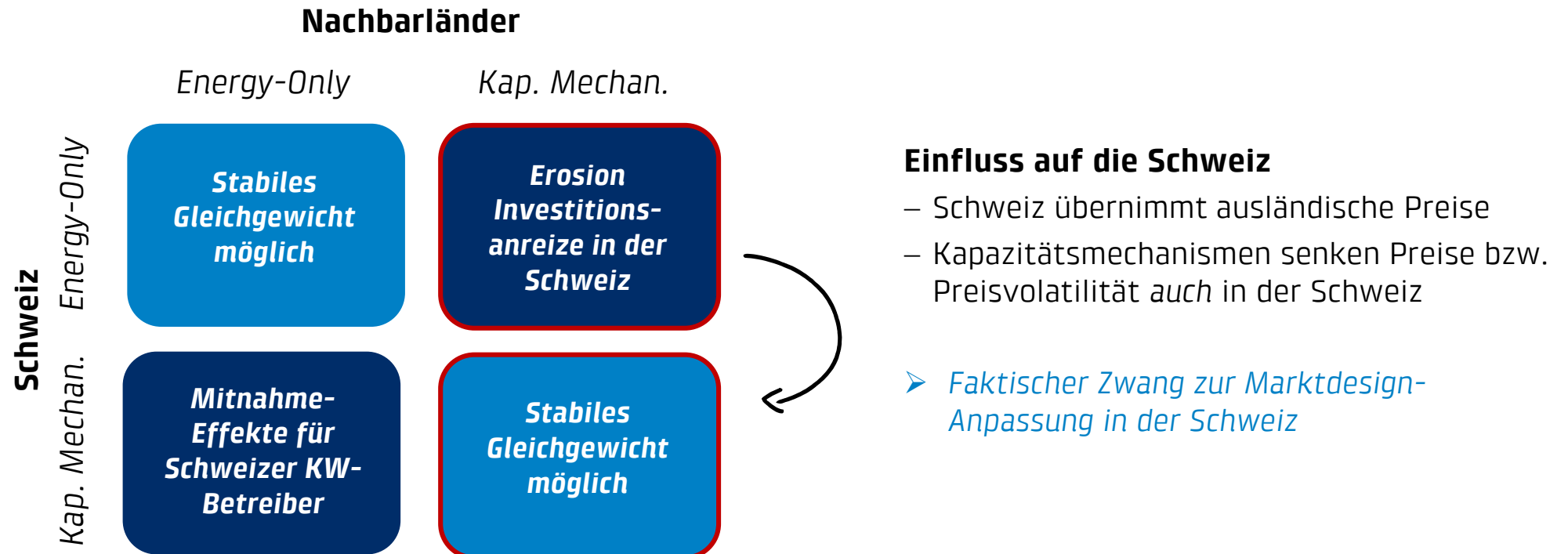
Unsichere kurzfristige Preisspitzen

- Kurzfristige Preisspitzen bei Knappheit als (zu) unsichere Grundlage für Business Case
- *Zunehmende Unsicherheit durch Zubau neE*

Kapazitätsmechanismen zur Korrektur

- Investitionssicherheit durch fixierte Zahlung
- *Verhinderung von Preisspitzen – Vorteil für Verbraucher*

Einfluss auf den Schweizer Markt



Ausländische Kapazitätsmechanismen bringen Schweizer KW-Betreiber zusätzlich unter Druck – ohne analoge Marktdesignanpassung erodieren Investitionsanreize in der Schweiz

Anforderungen an ein Schweizer Marktdesign

(Re-)
Investitionen

a

Langfristige Versorgungssicherheit (*Generation Adequacy*): (Re-) Investitionsanreize für Erhalt der Wasserkraft bzw. Ersatz wegfallender KKW – Fokus auf Beitrag zur Produktionsfähigkeit im Winter

KW-
Verfügbarkeit

b

Kurzfristige Versorgungssicherheit (*System Security*): Anreize zur Produktions- bzw. Speicherverfügbarkeit v.a. während kritischer Monate Ende Winter

Marktlicher
Mechanismus

c

Effizienz, Minimierung Mitnahmeeffekte: Ermittlung und Allokation von Auszahlungen erfolgen auf Basis eines wettbewerblichen Mechanismus, der Überkompensation und Mitnahmeeffekte minimiert

EU-
Kompatibilität

d

Investitionssicherheit: Das Modell ist EU-Binnenmarkt-kompatibel und kann im Rahmen eines bilateralen Stromabkommens weitergeführt werden

Back-up-KW

e

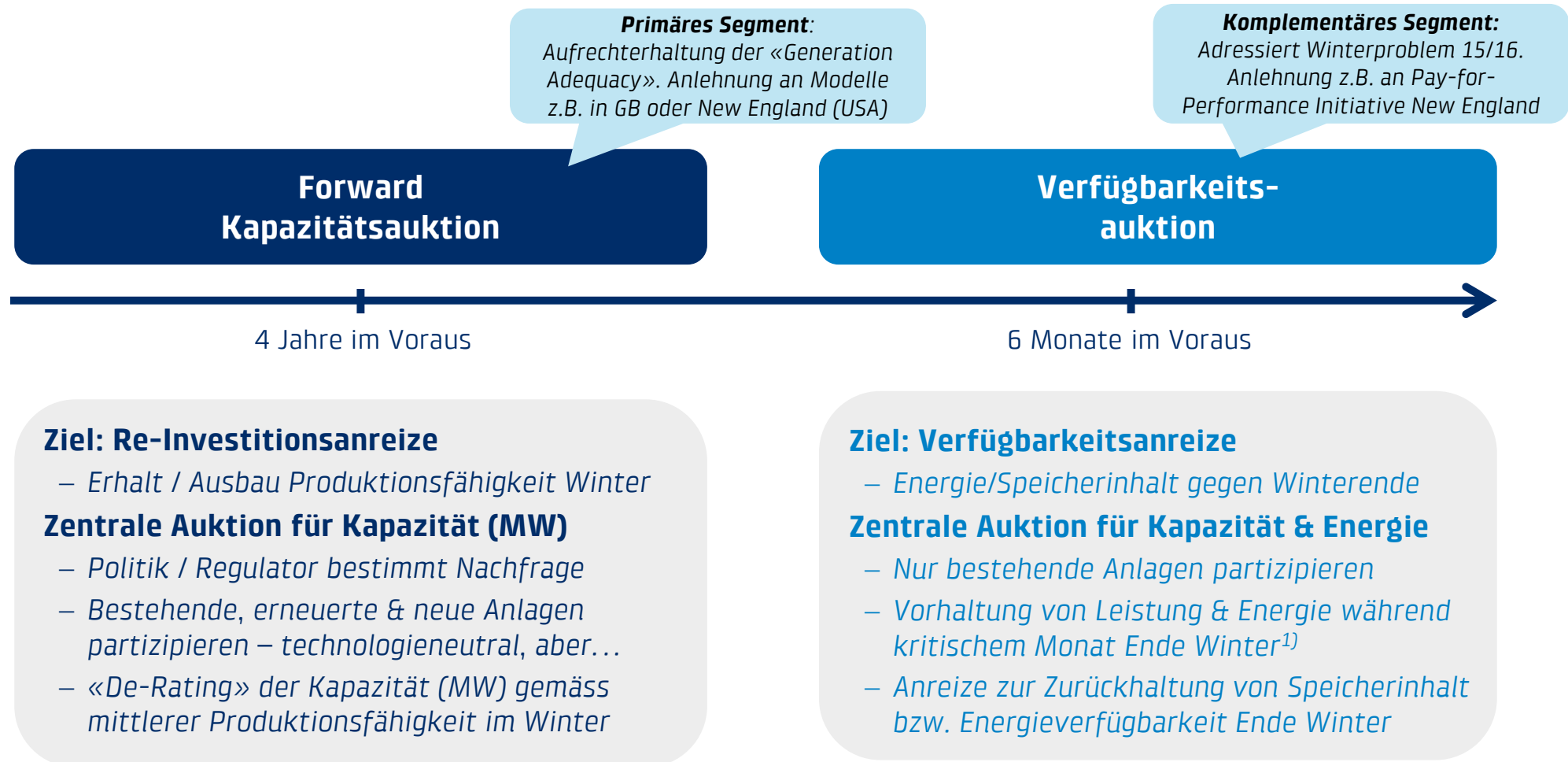
Versicherungsleistung: Finanzierung von KW mit wenig Produktion als Back-up
Keine Verzerrung von Produktionsanreizen: Auszahlung unabhängig von Produktion

Adaptier-
fähigkeit

f

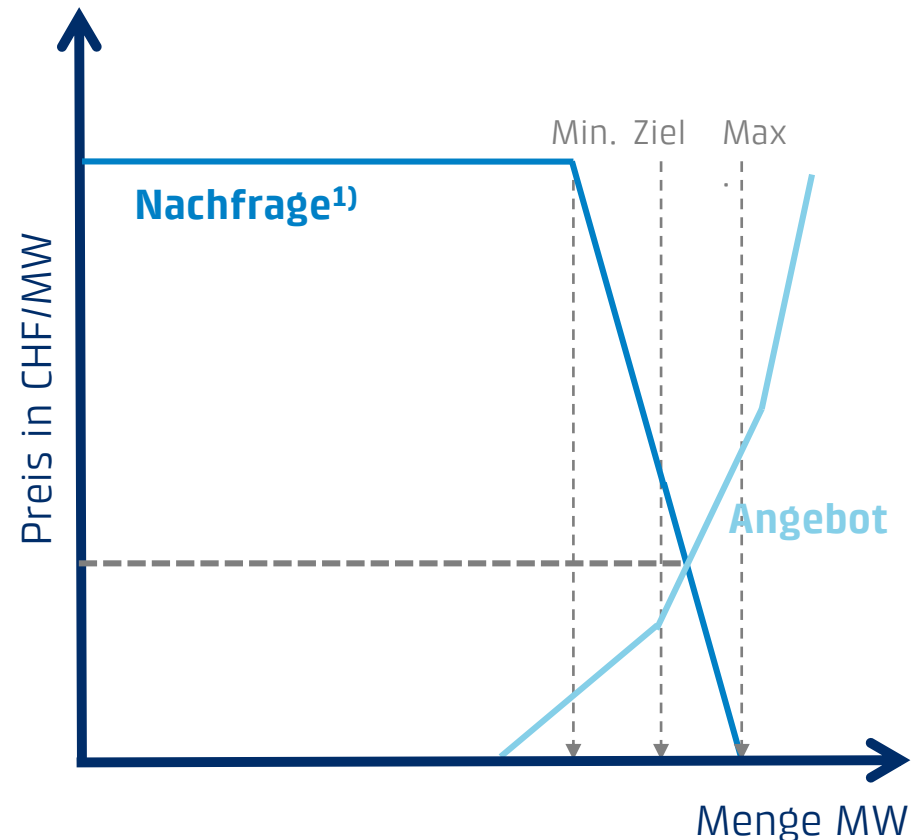
Anpassung an veränderten Markt: Auszahlungen ändern mit (erwarteten) steigenden oder sinkenden Marktpreisen, so dass Mitnahmeeffekte verhindert werden bzw. Investitionsanreize erhalten bleiben

Schweiz-spezifischer Kapazitätsmarkt



1) Z.B. Permanente Produktionsfähigkeit einer Kraftwerks-Leistung (MW) über eine Zeitdauer von mind. x (z.B. 10) Tagen im April

Forward Kapazitätsauktion



Auktion 4 Jahre vor «Lieferung»

- Berücksichtigung von Investitionen / künftigen KW

Nachfrage

- *Produkt*: KW-Kapazität bzw. Produktionsfähigkeit im Winterhalbjahr («Generation Adequacy»)
- *Differenzierte Vertragslaufzeit*: 1 versus 15 Jahre²⁾

Angebot

- *Teilnehmer*: Bestehende, erneuerte oder neue KW
- *Zusätzlich möglich*: Demand Side Response / Effizienz
- *De-Rating*: Technisch mögliche oder statistisch ermittelte mittlerer Verfügbarkeit der KW-Leistung im Winterhalbjahr

➤ Preisbildung in der Auktion

- *Welche Zusatzzahlung ist (neben Energiemarkterlös) nötig, damit Investition erfolgt?* ³⁾

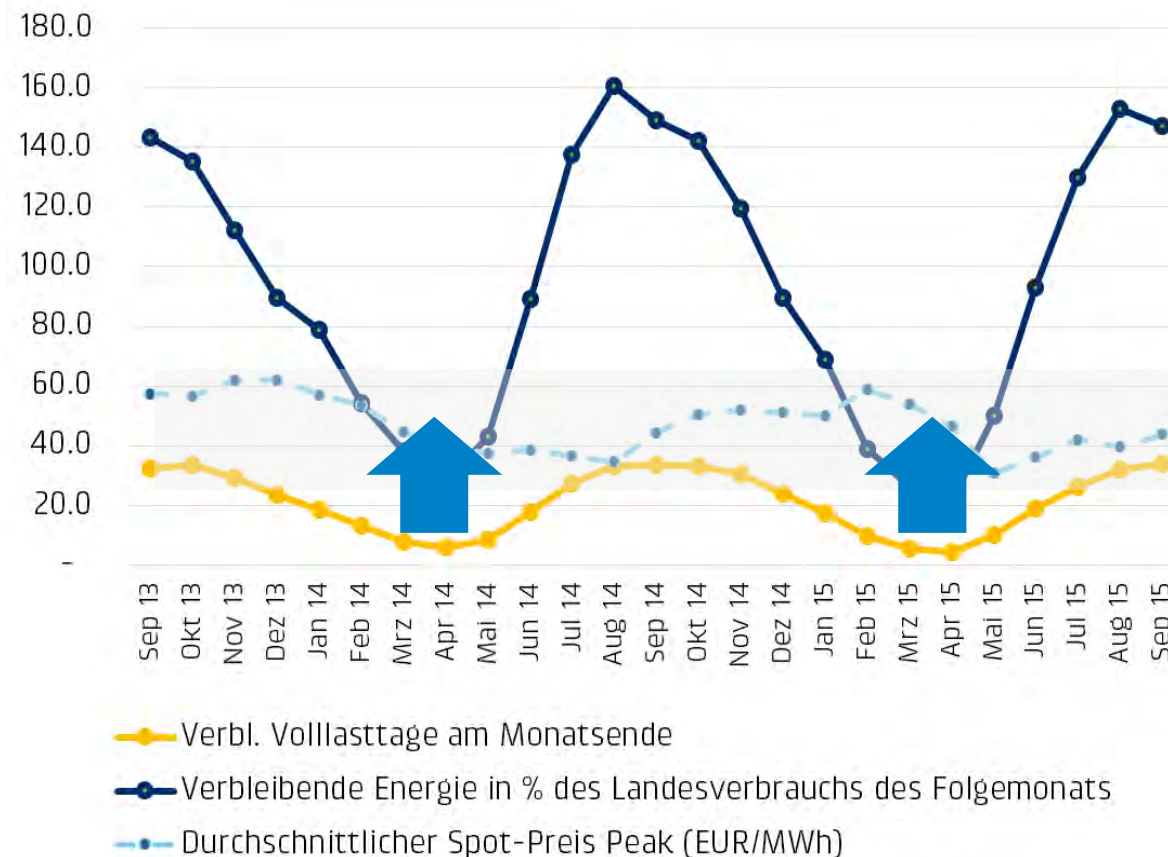
1) «Künstlich» geneigte Nachfrage und Preisobergrenze (Analog Modell UK)

2) Bestands-KW / DSR erhalten den in der Auktion bestimmten Kapazitätspreis für 1 Jahr; neue / signifikant erneuerte KW erhalten den in der Auktion ermittelten Kapazitätspreis fest über 15 Jahre

3) Preisbestimmend: Sanierung / Ausbau Wasser-KW oder Neubau Gas-KW (EU-ETS-Teilnahme / Level-playing-Field vorausgesetzt)

Verfügbarkeitsauktion

Verlauf Saisonspeicherinhalt und Peak-Preise



1) Sicherstellung des nötigen Speicherinhalts per Anfang April nötig

2) Z.B. Angebot Laufwasser-KW auf Basis historischer Daten

Auktion 6 Monate vor «Lieferung»

- Nur Bestands-KW nehmen teil

Nachfrage

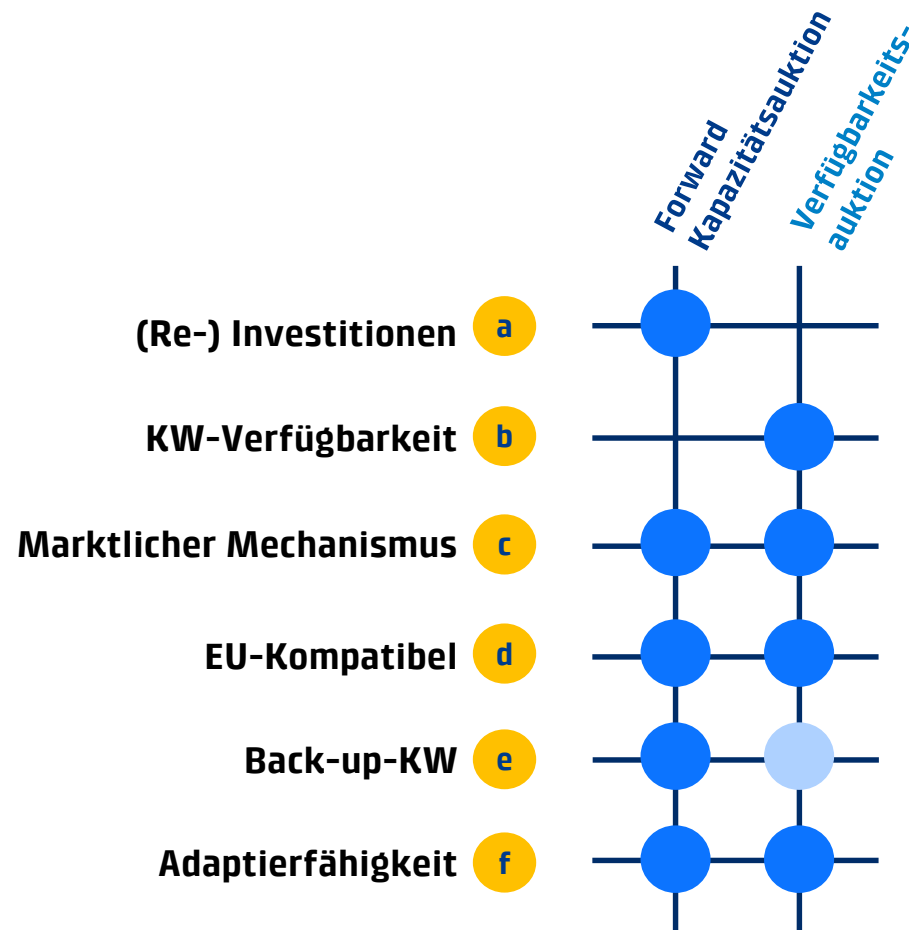
- *Produkt*: Permanente Produktionsfähigkeit über eine Dauer von mind. x (z.B. 10) Tagen im April

Angebot

- Speicher-KW inklusive nötigem Speicherinhalt¹⁾, Laufwasser-KW, konventionell thermische KW
- *De-Rating*: Teilnahme anhand technisch möglicher bzw. (statistisch) erwarteter²⁾ Verfügbarkeit der KW-Leistung im April

- **Preisbildung in der Auktion**
 - *Opportunitätskosten Speicher*

Vorteile des Modells



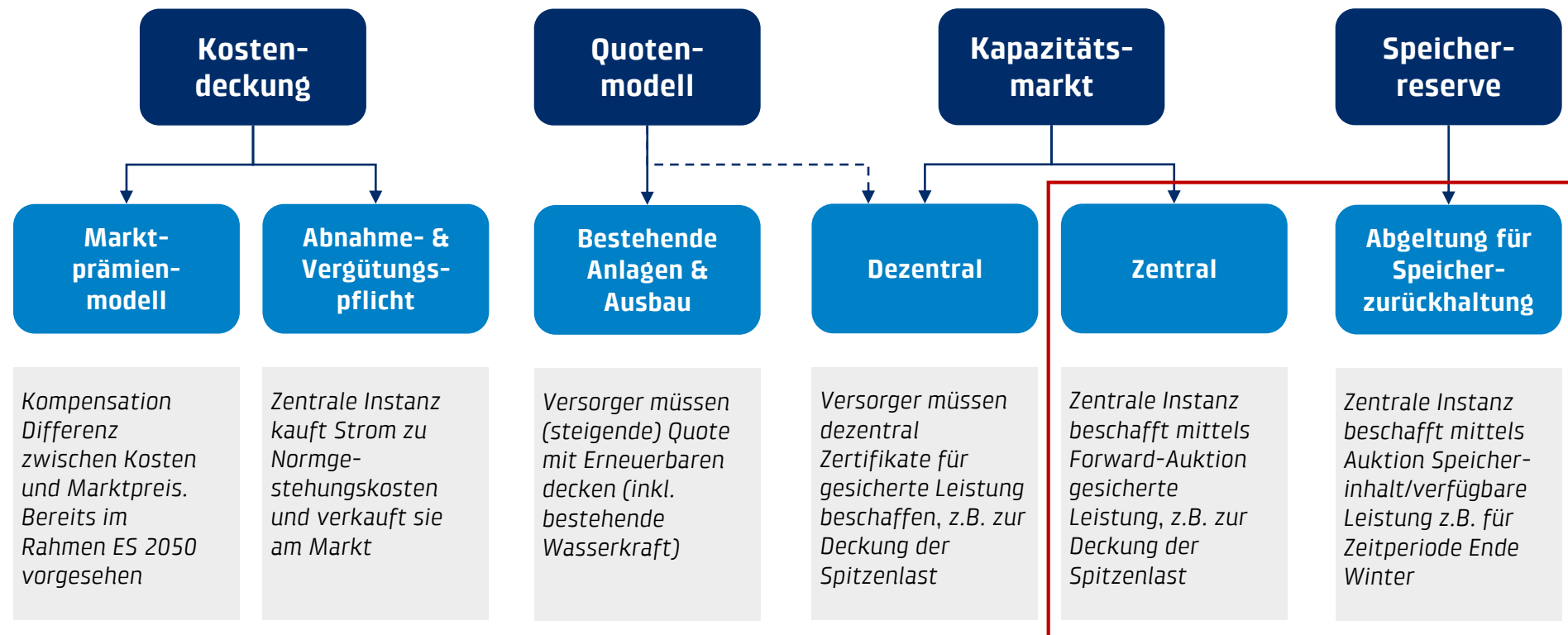
Ergänzung zur Energiestrategie

- Kein Ersatz, sondern Ergänzung der EE-Förderung
- Zusatzerträge für EE mit Beitrag zur Versorgungssicherheit – z.B. Speicher-KW

Schweiz-spezifische Herausforderungen

- Adressiert «Energieproblem» im Winter
- EIN Mechanismus zur Finanzierung nötiger (Re-) Investitionen in Wasserkraft und ggf. Gas-KW
- Finanzierung eines Back-Up-Kraftwerks möglich
- Kompatibel mit Teilmarktöffnung und Marktöffnung

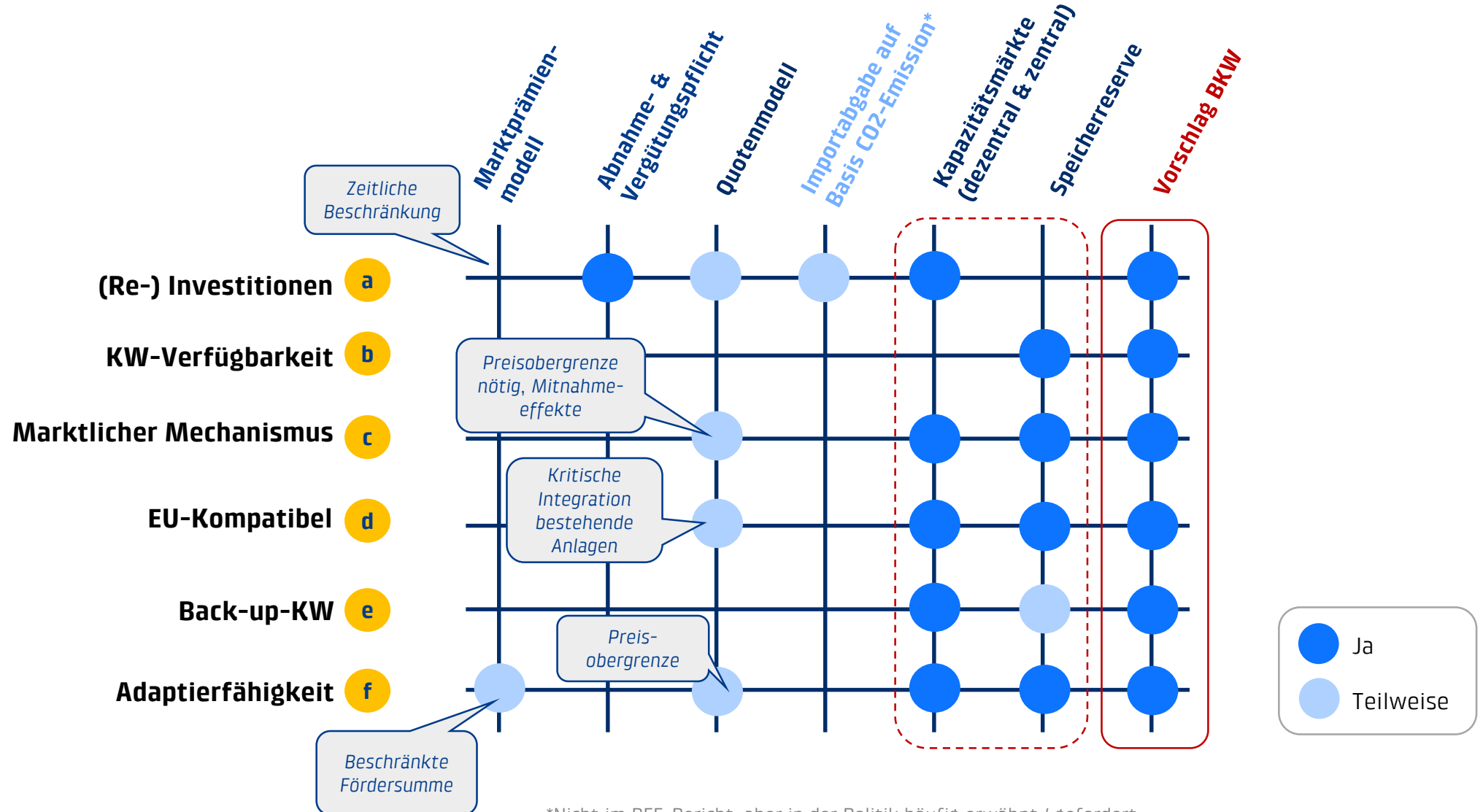
BFE-Bericht: Erhalt & Ausbau Kraftwerkskapazitäten*



Vorschlag BKW

*Die Optionen «Festlegung der Preiszonen» und «Netztarifierung» werden hier ausgeklammert, da sie nur beschränkt zum Thema Marktdesign gehören und auch in der BFE-Beurteilung nicht als zielführend angesehen werden

Vergleich der Modelle



Ein Kapazitätsmarkt für die Schweiz

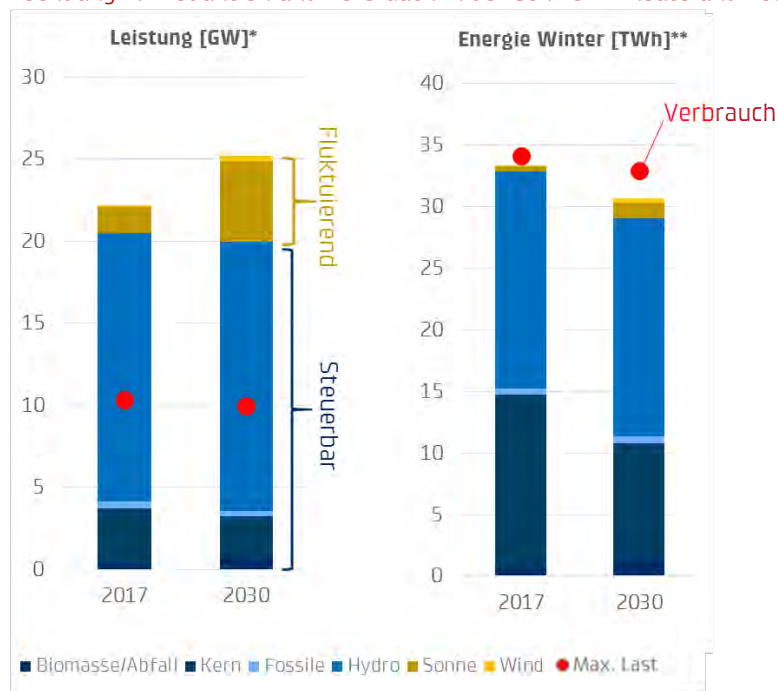
Die tiefen Strompreise, die Abschaltung von Kernkraftwerken, der wachsende Reinvestitionsbedarf bei der Wasserkraft und die zunehmend unsichere Exportfähigkeit der Nachbarländer stellen für die Schweizer Stromversorgungssicherheit eine wachsende Herausforderung dar. Ein auf die Bedürfnisse des schweizerischen Strommarktes angepasster Kapazitätsmarkt würde gezielt Investitionsanreize schaffen und eine Grundlage für die kurz- und langfristige Versorgungsstabilität bilden. Ein solch marktbasierter Mechanismus lässt sich sowohl mit der Förderung erneuerbarer Energien als auch mit einer teilweisen oder vollständigen Marktöffnung kombinieren.

Auf den ersten Blick erscheint die Schweizer Stromversorgungssicherheit solide. Die Schweiz verfügt über Brutto-Kraftwerkskapazitäten im Umfang von ca. 22 GW, während sich die maximale Nachfrage (Last) auf rund 10 GW beläuft. Doch bei einem Grossteil der Kraftwerkskapazitäten handelt es sich um Speicheranlagen. Ihre tatsächliche Verfügbarkeit hängt im Wesentlichen vom Speicherinhalt ab. Kritische Versorgungssituationen könnten sich in der Schweiz v.a. gegen Ende des Winters einstellen, wenn die Speicherseen wegen geringer Wasserverfügbarkeit oder besonders attraktiver Preisentwicklung in den frühen Wintermonaten weitgehend geleert sind und gleichzeitig die Nachbarländer (z.B. aufgrund anhaltender Kältewelle, hohem Stromverbrauch und geringer Produktion der Erneuerbaren) kaum oder nur sehr beschränkt Strom exportieren können.

Energie- statt Kapazitätsproblem

Die Schweiz hat daher kein Kraftwerkskapazitätsproblem im engeren Sinn. Kritisch ist generell die Fähigkeit, ausreichend Energie im Winterhalbjahr zu produzieren. Bereits heute ist das Land im Winterhalbjahr aufgrund geringerer Wasserkraft-Produktion auf Importe angewiesen (vgl. Abb. 1). 2014/15 beliefen sich die Netto-Importe auf 0.5 TWh, 2013/14 auf 1.6 TWh und 2010/11 wegen geringer Wasserverfügbarkeit auf 4.2 TWh. Mit der Umsetzung der Energiestrategie (ES 2050) und der Ausserbetriebnahme der KKW Mühleberg und Beznau würde sich der Winter-Importbedarf 2030 schon bei normaler Wasserverfügbarkeit auf ca. 2.5 TWh belaufen. Damit steigt auch die Wahrscheinlichkeit angespannter Versorgungssituationen, v.a. gegen Winterende, wenn die Pegel der Speicherseen tief sind.

Abbildung 1: Produktion und Verbrauch in der Schweiz – heute und 2030



*Ausbau EE gem. Swissgrid-Kernszenarien «On Track» / «Slow Progress» (bez. Wind)
 **Produktionspotenzial

Die ES 2050 sieht keine Massnahmen zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit vor. Sie fokussiert v.a. auf den Ausbau der PV, die aber gerade im Winter unterdurchschnittlich produziert. Daneben geht die ES 2050 pauschal davon aus, dass die Marktakteure in neue und bestehende Kraftwerke investieren und/oder dass Nachbarländer fähig sind, auch in kritischen Situationen zu exportieren. Im

aktuellen Marktkontext geben die tiefen Preise aber keine adäquaten Investitionsanreize – weder für die zunehmend nötigen Reinvestitionen in die Wasserkraft noch für einen womöglich nötigen Bau von Gaskraftwerken als potenzielles Backup für die Versorgungssicherheit. Die mangelnden Reinvestitionsanreize bei der Wasserkraft sind nicht nur aus Gründen der Versorgungssicherheit kritisch, sondern auch mit Blick auf das Ziel, erneuerbare Energien auszubauen. Schliesslich dürfte der Wertehalt der Wasserkraft meist günstiger sein als der Ausbau neuer erneuerbarer Energien.

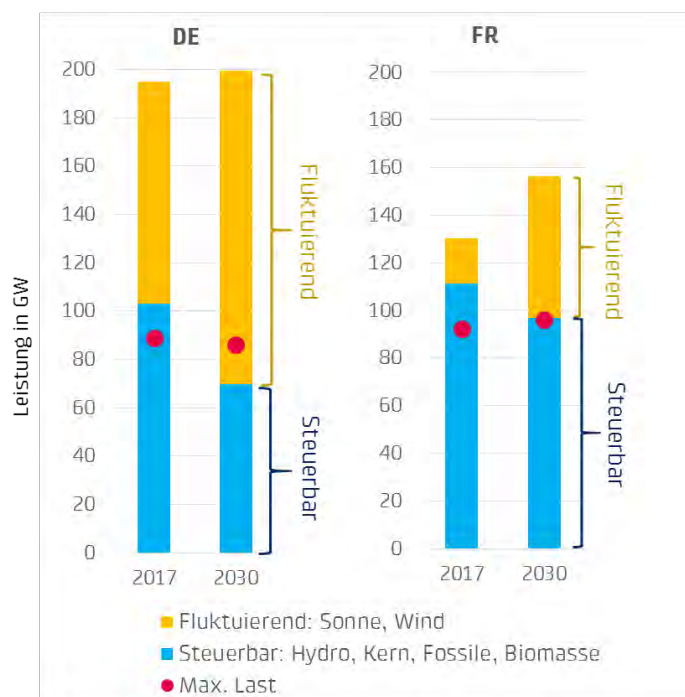
Nachbarn als zunehmend unsichere Exporteure

Bleiben die nötigen Investitionen in den Schweizer Kraftwerkspark aus, droht die Schweiz im Winter noch stärker von Importen abhängig zu werden. Für ein kleines, gut vernetztes Land wie die Schweiz ist das unproblematisch, solange ihre Nachbarländer fähig sind, auch in kritischen Situationen Strom zu exportieren. Aufgrund von Überkapazitäten bei den steuerbaren thermischen Kraftwerken v.a. Deutschland war das bislang zwar der Fall. Doch die weitere Ausserbetriebnahme älterer Kohlekraftwerke sowie der deutsche Kernkraftausstieg stellen dies zunehmend in Frage (vgl. Abb. 2):

- In **Deutschland** werden bis Ende 2022 die KKW abgeschaltet, daneben werden weitere Kohlekraftwerke ausser Betrieb genommen. Bereits ab 2023 dürfte die Leistung der steuerbaren (v.a. fossilen) Kraftwerke geringer sein als die Höchstlast (max. Nachfrage). 2030 werden noch etwa 70 GW steuerbare Kraftwerke verfügbar sein, bei 86 GW Höchstlast. Das Land dürfte dann v.a. im Winter bei Dunkelheit und windschwachen Phasen auf Importe angewiesen sein.
- Auch **Frankreich** wird gegen Ende der 2020er Jahre kaum mehr fähig sein, grössere Mengen zu exportieren. Nach Abschaltung älterer KKW stehen 2030 noch etwa 97 GW steuerbare Kraftwerke zur Verfügung, die Höchstlast wird rund 96 GW betragen.

Trotzdem werden sowohl Frankreich als auch Deutschland wegen des anhaltenden Ausbaus bei den erneuerbaren Energien 2030 weiterhin Netto-Exporteure bleiben. Davon aber profitiert die Schweizer Versorgungssicherheit nicht: Gerade im Winter bei hoher Stromnachfrage und während Phasen mit geringer Produktion der erneuerbaren Energie werden diese Länder kaum exportieren können.

Abbildung 2: Kraftwerkskapazitäten und Last in Deutschland und Frankreich – heute und 2030



*Daten basierend auf Referenzszenarien nationaler Regulatoren / TSO

Kapazitätsmärkte in Europa

Verschiedene europäische Länder haben auf die wachsenden Herausforderungen bei der Versorgungssicherheit reagiert. Sie installieren sog. Kapazitätsmechanismen bzw. -märkte. Diese stellen eine Ergänzung des Energiemarktes dar, indem sie zusätzlich die bloße Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten abgelten. Generell stärken Kapazitätsmärkte die Investitionssicherheit und erhöhen damit die Versorgungssicherheit. In Märkten mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energie können sie Spitzenlastkraftwerke finanzieren, die zwar wenig produzieren, aber im Sinne einer Versicherung bzw. eines Back-ups bei wenig Wind und Sonne sowie hoher Stromnachfrage verfügbar sind.¹

Die EU-Kommission lässt solche Instrumente zu, solange sie marktbasierend sind und dadurch Mitnahmeeffekte und Wettbewerbsverzerrungen minimiert werden. Ungeachtet dessen entfalten Kapazitätsmärkte grenzüberschreitende Effekte im Strommarkt, sogenannte Externalitäten. Schliesslich soll ein Kapazitätsmarkt für längerfristig ausreichend Kraftwerkskapazitäten sorgen, damit im Spotmarkt keine Knappheitssituationen mit potenziell sehr hohen Preisen (oder gar Angebotslücken) entstehen. Das Verhindern solcher potenzieller Preisspitzen reduziert die Preisvolatilität und gleichzeitig das mittlere Preisniveau. Die mit den Kapazitätsmärkten einhergehenden tieferen Spotmarktpreise übertragen sich auch auf die Schweiz: Da der Strompreis im Schweizer Spotmarkt praktisch jederzeit durch die Nachbarländer bestimmt wird, werden diese preissenkenden Effekte faktisch «importiert». Dadurch resultieren Nachteile für Schweizer Kraftwerke: Ihre Erträge aus dem Strommarkt sinken; umgekehrt erhalten sie – im Gegensatz zu den Anlagen im benachbarten Ausland – keine Erträge aus einem Kapazitätsmechanismus. Die ausländischen Kapazitätsmärkte machen daher (Re-) Investitionen in Schweizer Kraftwerke zusätzlich unattraktiv.

Anforderungen an ein Schweizer Marktmodell

Aufgrund der Herausforderungen für die schweizerische Versorgungssicherheit, den Anpassungen in den benachbarten Marktstrukturen und den damit verbundenen preissenkenden Effekten braucht es auch in der Schweiz eine Debatte um ein zukunftsfähiges Marktmodell. Abgeleitet aus der obigen Analyse können folgende Schweiz-spezifische Anforderungen an ein solches gestellt werden:

- **(Re-) Investitionen:** Das Modell trägt zur langfristigen Versorgungssicherheit (Generation Adequacy) bei, indem es effektive (Re-) Investitionsanreize für den Erhalt der Wasserkraft sowie den Ersatz wegfallender KKW schafft. Dabei sollten die (Re-) Investitionen v.a. mit Fokus auf die Produktionsfähigkeit in den Wintermonaten vorgenommen werden.
- **Kraftwerksverfügbarkeit:** Das Modell trägt zur kurzfristigen Versorgungssicherheit (System Security) bei, indem es Anreize zur Produktions- bzw. Speicherverfügbarkeit v.a. während kritischer Monate Ende Winter vermittelt.
- **Marktlicher Mechanismus:** Die Ermittlung und Allokation von Auszahlungen an Kraftwerke erfolgen auf Basis eines marktlichen Mechanismus. Dadurch sollen die hinsichtlich Versorgungssicherheit effizientesten Technologien gefördert und Mitnahmeeffekte minimiert werden.
- **EU-Kompatibilität:** Das Modell ist mit den Regeln des EU-Binnenmarktes kompatibel und kann im Rahmen eines bilateralen Stromabkommens und einem vollständig geöffneten Strommarkt weitergeführt werden. Dies erhöht die Rechts- und Investitionssicherheit für Kraftwerksbetreiber.
- **Back-up-Kraftwerke:** Auszahlungen an Kraftwerke erfolgen unabhängig von der effektiven Produktion. Dies verhindert einerseits Verzerrungen bei der Preisbildung im Spotmarkt, andererseits

¹ Solche Back-up-Kraftwerke lassen sich im reinen Energiemarkt («Energy-Only-Markt») nur schwer über den Preis am Spotmarkt alleine finanzieren. Aufgrund ihrer geringen Anzahl Betriebsstunden wären dann sehr hohe Preisspitzen nötig (sehr hohe Preise während Knappheitssituationen im Strommarkt), damit die Kraftwerke ihre Fixkosten decken könnten. Weil über die Höhe und Häufigkeit solcher Preisspitzen grosse Unsicherheit herrscht, sehen sich potenzielle Investoren einem hohen Risiko ausgesetzt. Darüber hinaus drohen solche Preisspitzen zu erodieren, sobald es ausreichend Kraftwerke gibt. Dann orientieren sich auch die Preise während der Spitzenlast an den variablen Kosten des Kraftwerks. Dann stellt sich die Frage, wie dieses seine Fixkosten decken soll (sog. «Missing-Money-Problem»).

lassen sich auch Kraftwerke mit wenig Produktion aber einer Versicherungsleistung für das Gesamtsystem finanzieren.

- **Adaptierfähigkeit:** Auszahlungen passen sich an veränderte Marktbedingungen (erwartete steigende / sinkende Marktpreise) an, so dass Mitnahmeeffekte verhindert werden bzw. Investitionsanreize erhalten bleiben.

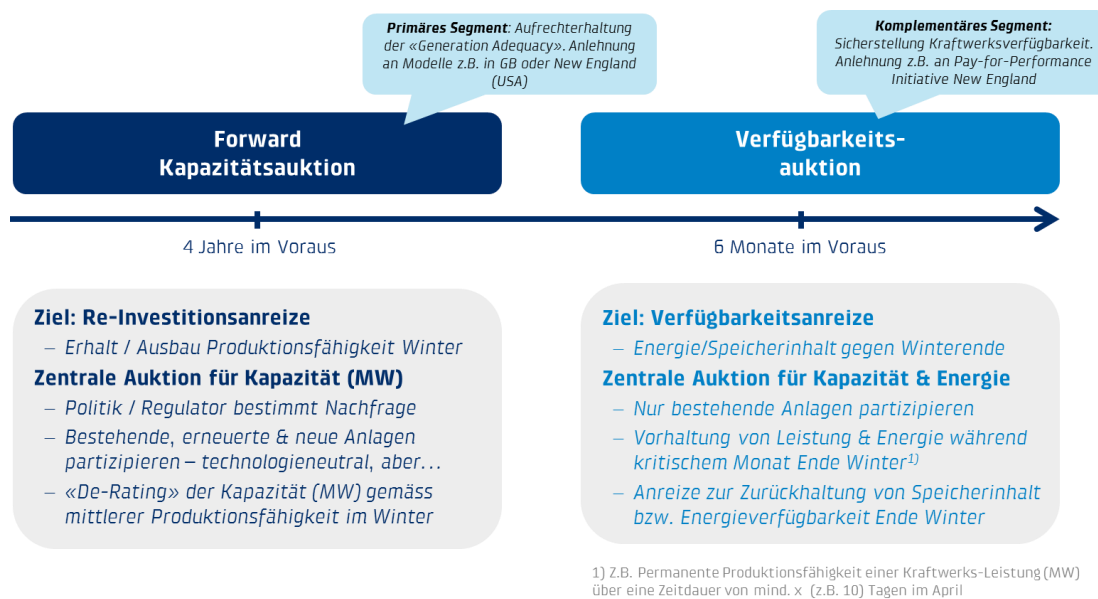
Die aktuelle Debatte in der Schweiz und die bislang diskutierten Modelle zielen weniger auf das Thema Versorgungssicherheit, sondern eher auf eine finanzielle Unterstützung der Kraftwerksbetreiber bzw. deren Eigentümer. Ansätze wie der Ausbau der bereits in der ES 2050 beschlossenen Marktprämie für Grosswasserkraft, eine Steuer auf importiertem (CO₂-haltigem) Strom oder die Ablösung der kostendeckenden Einspeisevergütung durch ein Quotenmodell, an dem auch bereits bestehende Anlagen teilnehmen können, werden den obigen Anforderungen nicht gerecht. Neben der mangelnden marktlichen Fundierung und Binnenmarkt-kompatibilität fehlt auch der Nutzen für die Versorgungssicherheit. Zwar erhöhen die Modelle pauschal die Ertragskraft der (bestehenden) inländischen Kraftwerke, doch vermitteln sie keine gezielten (Re-) Investitionsanreize. Die (politisch bestimmten) Zusatzerträge sind potenziell zu gering und lösen gar keine (Re-) Investitionen aus, oder die Erträge sind zu hoch, so dass ineffiziente Mitnahmeeffekte entstehen – eine Punktlandung ist in diesen Modellen praktisch unmöglich. Daneben generieren alle Modelle Zusatzerträge pro produzierter Megawattstunde: Ein Back-up-Kraftwerk mit wenig Produktion lässt sich mit solchen Instrumenten gar nicht finanzieren – es bräuchte weitere finanzielle Zuwendungen.

Ein Schweiz-spezifischer Kapazitätsmarkt

Es liegt nahe, auch das Schweizer Strommarktmodell durch einen Kapazitätsmechanismus zu ergänzen. Schliesslich sind solche Mechanismen keine neue Erscheinung, sondern bewährte Instrumente zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit im freien Markt. Sie wurden bereits in den 1990er Jahre in vielen liberalisierten Strommärkten als eine Art Versicherung installiert. Seither wurden die Mechanismen weiterentwickelt, vor allem wurden sie marktnäher und wettbewerblicher gestaltet. Ähnlich wie Systemdienstleistungsmärkte können Kapazitätsmärkte als separates Marktsegment organisiert werden. Anstelle eines kurzfristigen Ausgleichs von Angebots- und Nachfrageabweichungen adressieren Kapazitätsmärkte in erster Linie die langfristige Verfügbarkeit ausreichender Kraftwerkskapazitäten zur Deckung der maximalen Nachfrage. In der Praxis gibt es verschiedene Ausprägungen – unterschieden werden etwa zentrale Ansätze (z.B. Grossbritannien, Italien) und dezentrale Ansätze (Frankreich). Ein Schweizer Kapazitätsmarkt könnte sich am relativ einfachen britischen Modell orientieren. Mit wenigen Anpassungen kann dieses auf die oben dargestellten besonderen Anforderungen ausgerichtet werden. Dazu wird ein Schweizer Kapazitätsmarkt in zwei Segmente unterteilt, um sowohl die längerfristigen als auch die kurzfristigen Versorgungsziele zu adressieren (vgl. Abb. 3):

- **Forward Kapazitätsauktion:** Dieses Segment stellt den eigentlichen Kern des Kapazitätsmarktes dar. Ziel des Auktionsmechanismus ist der Erhalt bzw. der Ausbau der Produktionsfähigkeit während der Wintermonate.
- **Verfügbarkeitsauktion:** Das Segment ist lediglich komplementär und stellt ein zusätzliches, marktbasierendes Anreizsystem dar, damit bestehende Kraftwerke bzw. Speicherinhalte am Winterende tatsächlich verfügbar sind.

Abbildung 3: Schweiz-spezifischer Kapazitätsmarkt mit zwei Segmenten



Forward Kapazitätsauktion als zentrales Segment

Etwas vereinfachend bestimmen in einem Kapazitätsmarkt die Politik bzw. der Regulator die nötigen Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Strombedarfs im Winter (Eigenversorgungsgrad). Diese Menge (gemessen in Megawatt MW) wird im Rahmen einer jährlichen Forward-Auktion zentral ausgeschrieben. Die Forward Kapazitätsauktion findet vier Jahre vor «Lieferung» statt, wodurch nicht nur Bestandsanlagen, sondern auch neue, erweiterte oder sanierungsbedürftige Kraftwerke an der Auktion teilnehmen können. Dies stimuliert einerseits die Wettbewerbsintensität, andererseits kann die Auktion nur so gezielt (Re-) Investitionsanreize vermitteln². Die Auktion erfolgt technologie- und damit wettbewerbsneutral. Das heisst, sämtliche Kraftwerke – auch erneuerbare Energien – können nach Massgabe ihres Beitrags zur Versorgungssicherheit partizipieren. Üblicherweise können Kraftwerksbetreiber in der Auktion jene Leistung (MW) offerieren, die sie im Falle einer Knappheitssituation kurzfristig verfügbar machen könnten. Dazu erfolgt ein sogenanntes «De-Rating» der Kraftwerksleistung – naturgemäss ist der De-Rating-Abschlag bei fluktuierend produzierenden erneuerbaren Energien höher als bei steuerbaren thermischen Anlagen. Da die Schweiz auf absehbare Zeit kein Kapazitätsproblem im engeren Sinne aufweist (vgl. oben), sollte das De-Rating nicht auf der kurzfristig möglichen Verfügbarkeit der Kraftwerkskapazität erfolgen, sondern vielmehr auf der generellen Produktionsfähigkeit im Winterhalbjahr. Dies entspricht bei thermischen Anlagen der technisch möglichen oder bei Wasserkraftwerken und anderen erneuerbaren Energien der statistisch ermittelten mittleren Kapazitätsauslastung im Winterhalbjahr. Das De-Rating gilt für sämtliche Anlagen, die an der Auktion teilnehmen können. Diese lassen sich grob in drei Kategorien teilen:

- **Investitionen in neue oder erneuerte Anlagen:** Decken die vorhandenen Kraftwerke den Bedarf nicht ab und schafft der Energiemarkt alleine nicht ausreichende Investitionsanreize, bildet sich in der Auktion ein Preis für neue bzw. erneuerte oder erweiterte Kraftwerkskapazität und damit ein Anreiz für (Re-) Investitionen in Kraftwerke, die während der Wintermonate einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Die Erträge aus dem Kapazitätsmarkt ergänzen damit jene aus dem Energie- bzw. Spotmarkt und schaffen damit höhere Investitionssicherheit. Im schweizerischen Kontext ist davon auszugehen, dass ab den frühen 2020er Jahren entweder die (vom

² Würde die Auktion ein Jahr im Voraus stattfinden, könnten neue / erneuerte Anlagen gar nicht teilnehmen, da Planungs- und Bauarbeiten üblicherweise mehrere Jahre in Anspruch nehmen. 4 Jahre dürften im schweizerischen Kontext ausreichen, um ein neues Gaskraftwerk zu bauen oder bestehende Grosswasserkraftwerke zu sanieren und/oder ihre Leistung auszubauen.

Energiemarkt ungedeckten) Kosten der Sanierung von Grosswasserkraftwerken oder jene von (möglicherweise) neu zu errichtenden Back-up-Gaskraftwerken in der Kapazitätsauktion preisbestimmend sind³.

- **Bestandsanlagen:** Kraftwerke ohne unmittelbare Investitionsbedarf bieten in der Auktion mit Vorteil einen Preis von null. Da der Auktionspreis für alle Anlagen gilt (Einheitspreisauktion), profitieren sie dennoch von Erträgen aus dem Kapazitätsmarkt. Dies lässt sich auch ökonomisch rechtfertigen, da sie umgekehrt wegen des Preis-dämpfenden Effekts geringere Erträge aus dem Strom-Spotmarkt erwirtschaften.
- **Nachfrageseitige Massnahmen:** Neben Kraftwerken können auch Verbraucher an der Forward-Kapazitätsauktion teilnehmen. Anstelle von Kraftwerksleistung bieten sie nachfrageseitige Massnahmen an, beispielsweise Massnahmen zur Verbrauchssenkung während der Wintermonate. Auch sie kalkulieren ihr Angebot ähnlich den Kraftwerksbetreibern: Reicht die erwartete Energiepreiseinsparung nicht zur Finanzierung einer Effizienzmassnahme aus, verlangt der Investor einen Zusatzertrag über den Kapazitätsmarkt. Ist seine Massnahme effizienter als die Investition in eine zusätzliche Kraftwerkskapazität, erhält er Vorrang.

Um die Preisausschläge in den Auktionen und die damit verbundene Unsicherheit bei den Investoren zu minimieren, kann – in Anlehnung an das britische Modell – eine Differenzierung der Vertragslaufzeit vorgenommen werden. Neue oder signifikant erneuerte Anlagen erhalten den in der Auktion ermittelten Kapazitätspreis fest über 15 Jahre, Bestandsanlagen dagegen lediglich während eines Jahres. Gleiches würde für nachfrageseitige Massnahmen gelten. Da sich diese relativ kurzfristig und mit wenig Kapitaleinsatz implementieren lassen, erhalten sie den Auktionspreis ähnlich wie Bestandsanlagen lediglich während einem Jahr.

Verfügbarkeitsauktion als komplementäres Anreizinstrument

Kapazitätsmärkte adressieren die Investitionsanreize und damit die langfristige Versorgungssicherheit. Häufig werden sie durch ein kurzfristiges Anreizsystem (Bonus-Malus) ergänzt, damit die kontrahierten Kraftwerkskapazitäten im Falle von Knappheitssituationen tatsächlich verfügbar sind und einen Beitrag zur Versorgungsstabilität leisten. Im schweizerischen Kontext mit besonders grossen Speicherkapazitäten müsste ein solches System v.a. Anreize vermitteln, einen minimalen Teil des Speicherinhalts bis in die späten Wintermonate zu horten. Dazu aber eignet sich ein statisches Bonus-Malus-System nicht. Sinnvoller ist eine zusätzliche, kurzfristige Verfügbarkeitsauktion (z.B. 6 Monate vor Lieferung). Sie sorgt dafür, dass die Betreiber für den Verzicht auf die Möglichkeit der früheren Nutzung des Speicherinhalts adäquat entschädigt werden – schliesslich bestimmen sie im wettbewerblichen Mechanismus den Preis, bei dem sie zur Speicherhortung bereits sind.

In der jährlich im Herbst stattfindenden Auktion wird die kombinierte Vorhaltung von Leistung und Energie am Ende des Winters ausgeschrieben. Konkret handelt es sich beim ausgeschriebenen «Produkt» um die permanente Produktionsfähigkeit einer Kraftwerks-Leistung (MW) über eine Zeitdauer von mind. x (z.B. 10) Tagen im April.⁴ An der Auktion können sowohl Speicheranlagen als auch Laufwasser oder thermische Anlagen partizipieren. Sie müssen allerdings technisch fähig sind, ihre angebotene Leistung über den verlangten Zeitraum permanent im Sinne einer Dauerleistung anbieten zu können, ansonsten würde ihnen eine Pönale verrechnet.

Weil nur Bestandsanlagen an der kurzfristigen Auktion teilnehmen können, wird sich der Gleichgewichtspreis auf Basis der Opportunitätskosten der Speicherhortung bilden. Und weil diese Opportunitätskosten relativ gering sind, vermag die Verfügbarkeitsauktion alleine keine Investitionsanreize zu

³ Natürlich setzt dies ein Level-playing-Field voraus. Gaskraftwerke müssten z.B. am EU-ETS teilnehmen können.

⁴ Ein Speicherkraftwerk müsste beispielsweise Anfang April einen entsprechenden Speicherinhalt sicherstellen, mit dem es die in der Auktion offerierte Leistung über eine Dauer von 10 Tagen permanent anbieten könnte.

vermitteln. Das aber ist auch nicht ihr Zweck. Schliesslich soll sie in erster Linie sichere Kraftwerksleistung bzw. Speichereinheit gegen Winterende verfügbar machen. Die Verfügbarkeitsauktion ist daher ein komplementäres Instrument zur Kapazitätsauktion. Auch ohne formelle Verbindung der Instrumente besteht eine Interdependenz: Je höher die erwarteten Erträge einer bestimmten Technologie aus den späteren Verfügbarkeitsauktionen sind, desto offensiver kann ein potenzieller Investor in der Kapazitätsauktion bieten. Oder anders ausgedrückt: Kraftwerke mit hoher Verfügbarkeit haben durch ihr höheres Ertragspotenzial eine bessere Wettbewerbsposition in der Kapazitätsauktion.

Vorteile des marktnahen Modells

Der dargestellte Mechanismus adressiert gezielt die Schweiz-spezifischen Herausforderungen bei der Versorgungssicherheit. Dabei weist er einige bedeutende Vorteile auf:

- **Langfristige Versorgungssicherheit:** Die Forward Kapazitätsauktion stellt die Finanzierung nötiger (Re-) Investitionen in die Wasserkraft sicher. Gleichzeitig ermöglicht sie die Finanzierung eines Back-up-Kraftwerks im Sinne einer Versicherung für das System. Die Relevanz solcher Kraftwerke in der Schweiz dürfte mit der Stilllegung von Kernkraftwerken zunehmen. Schliesslich werden auch künftig die Nachbarländer netto Strom in die Schweiz exportieren können – wofür aber nicht während Perioden mit hoher Last und geringer Produktion der Erneuerbaren.
- **Kraftwerksverfügbarkeit Ende Winter:** Die Verfügbarkeitsauktion adressiert die spezifische Schweizerische Situation mit einem sehr hohen Anteil an Speicherkapazitäten. Der Mechanismus stellt v.a. sicher, dass die Betreiber von Speichern für eine versorgungstechnisch motivierte Zurückhaltung von Wasser in den Speicherbecken bis in die späten Wintermonate adäquat entschädigt werden. Auch dieser Mechanismus stellt eine Art Versicherung für das System dar – aber im Gegensatz zur Kapazitätsauktion in der kurzen Frist.
- **Marktlich basierter Mechanismus:** Steigen die (erwarteten) Strommarktpreise an, bieten die Kraftwerksbetreiber bzw. -investoren in der Auktion aggressiver. Sind die Strommarktpreise ausreichend hoch, stellt sich in der Forward Kapazitätsauktion ein Preis von null ein. Der wettbewerbliche Auktionsmechanismus verhindert dadurch, dass der Kapazitätsmarkt ungerechtfertigte Zusatzerlöse und damit Mitnahmeeffekte generiert.
- **Kompatibel mit Markt- und Teilmarktöffnung:** Der Mechanismus lässt sich sowohl mit der aktuellen Teilmarktöffnung als auch mit einer vollständigen Liberalisierung kombinieren. In der aktuellen Teilmarktöffnung wirken die Zusatzerlöse bei Kraftwerken in der Grundversorgung kosten senkend und reduzieren die entsprechenden Endverbrauchertarife.

Versorgungssicherheit als Ziel des Modells

Natürlich kann ein Kapazitätsmarkt nicht sämtliche Herausforderungen in der Energieversorgung lösen. Insbesondere stellt er keinen Ersatz, sondern lediglich eine Ergänzung der Förderung von erneuerbaren Energien dar. Erneuerbare Energien können zwar im Kapazitätsmarkt partizipieren und zusätzliche Erlöse generieren, doch dürften diese bis auf absehbare Zeit nicht reichen, um genügend Anreize für einen weiteren Ausbau zu schaffen. Das aber ist keineswegs problematisch. **Denn der Kapazitätsmarkt adressiert nicht das Ziel des Erneuerbaren-Ausbaus, sondern die Versorgungssicherheit.** Hingegen generiert er bei jenen erneuerbaren Energien mit einem grösseren Beitrag zur Versorgungssicherheit Zusatzerträge, beispielsweise bei Speicherkraftwerken. Dies ist gleichzeitig ein wichtiger Schritt bei der Umsetzung einer marktnäheren Förderung der erneuerbaren Energien.

Kosten und Finanzierung eines Kapazitätsmarktes

Die Kosten des Kapazitätsmarktes lassen sich nur grob prognostizieren. Schliesslich besteht ein direkter Zusammenhang mit dem Strommarkt: Steigen die (erwarteten) Preise Spotmarkt an, sinken die gleichgewichtigen Preise im Kapazitätsmarkt – im Extremfall auf null. Der mögliche Zubau von Gaskraftwerken mit relativ geringen Kapitalkosten würde umgekehrt preisbegrenzend wirken – weshalb sich die Forward Kapazitätsauktion nicht als generelles Förderinstrument für den Ausbau (teurerer) erneuerbarer Energien eignet. Hinweise auf die Preisbildung in einem Kapazitätsmarkt gibt das britische Modell. Dort haben sich in den vergangenen drei Forward-Kapazitätsauktionen Preise von etwa 20 €/kW eingestellt – für den Bau neuer Gaskraftwerke wären allerdings etwas höhere Preise von gegen 50 €/kW nötig. In Grossbritannien dürfte im Jahr 2020 der Kapazitätsmarkt voraussichtlich Kosten von etwa 1.3 Mrd. £ verursachen, oder umgerechnet rund 0.5 Rp. pro Kilowattstunde Verbrauch.

Der Nutzen eines Kapazitätsmarktes ist die höhere Versorgungssicherheit. Quasi als Nebenprodukt stellen sich im Durchschnitt tiefere Preise im Spotmarkt ein – da Kapazitätsmärkte das Auftreten von Knappheitssituationen und damit verbundener Preisspitzen verhindern. Da sämtliche Verbraucher von diesen Effekten profitieren, erfolgt die Finanzierung eines zentralen Kapazitätsmarktes durch eine Gebühr (z.B. Netzzuschlag), die bei *allen* Verbrauchern erhoben wird. Die Gebühr kann proportional zum Stromkonsum erhoben werden oder gemäss dem Anteil eines Letztverbrauchers an der Jahreshöchstlast – schliesslich bestimmt diese die insgesamt nötige Kapazität.⁵ Ausnahmen bzw. Rabatte für Grossverbraucher (analog wie bei der KEV) sind theoretisch möglich, doch sind sie schwerer zu rechtfertigen, da auch sie von den Preis-dämpfenden Effekten der Kapazitätsmechanismen im In- und Ausland profitieren. Darüber hinaus können Grossverbraucher über die nachfrageseitigen Massnahmen direkt an Kapazitätsmärkten partizipieren.

⁵ Ein Tarifsystem auf Basis der anteiligen Jahreshöchstlast existiert häufig in den USA (sog. Peak Load Contribution, PLC). Zur Bestimmung der PLC ermittelt der ISO am Ende des Jahres die Stunden mit der elektrizitätsmarktweiten Jahreshöchstlast. Die elektrische Leistungsaufnahme in diesen Stunden (aus den Messdaten des Stromzählers) wird zur Berechnung der PLC gemittelt. Im Elektrizitätsmarkt PJM werden fünf Stundenwerte zur Berechnung der PLC herangezogen, in New York und New England jeweils nur einer.

Anhang: Fragen und Antworten

Wie wird Versorgungssicherheit definiert?

Bei der Definition der Versorgungssicherheit bleibt das schweizerische Gesetz vage. Zwar erwähnt das StromVG den Begriff und widmet ihm ein Kapitel, doch eine Definition fehlt. Dasselbe gilt für die StromVV. In einer vom BFE 2003 in Auftrag gegebenen Studie «Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizität» findet sich Folgendes: «Die Versorgungssicherheit ist gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität im gesamten Stromnetz zu angemessenen Preisen erhältlich ist.» Die Definition bleibt jedoch so global, dass sich daraus noch keine Verantwortlichkeiten ableiten lassen.

Nötig ist daher eine zusätzliche Aufschlüsselung des Begriffs. Eine solche wurde beispielsweise bereits in den 1980er Jahren von CIGRE (International Council on Large Electric Systems) vorgenommen. Danach weist die Versorgungssicherheit (Security of Supply) zwei Dimensionen auf, nämlich kurzfristig die System Security und langfristig die System Adequacy. Damit lassen sich die Besonderheiten des Strommarktes treffend abbilden. Denn kurzfristig verlangt eine stabile Versorgung einen permanenten physischen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Strommärkte lassen keine Lager oder Warteschlangen zu, die Abweichungen ausgleichen können. Solche Abweichungen können durch unvorhergesehene Kraftwerks- oder Leitungsausfälle oder durch falsch prognostizierte Last oder Produktion entstehen. System Security adressiert daher die (real-time) Aufrechterhaltung der Stabilität des Systems – der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E bezeichnet dies auch als Operational Security. Die Verantwortung für die System Security liegt im Wesentlichen zentral beim Übertragungsnetzbetreiber. Als sog. Transmission System Operator (TSO) ist er nicht nur für den Netzbetrieb, sondern auch für die Systemdienste und damit die Beschaffung und Vorrhaltung von Reserveleistung zuständig.

Im Gegensatz dazu geht es bei der System Adequacy um die langfristige Versorgungssicherheit im Sinne eines ausreichenden Kraftwerksangebots zur Deckung der maximalen Nachfrage. Die System Adequacy weist wiederum zwei Dimensionen auf: i) Generation Adequacy: Ausreichende Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten, und ii) Transmission Adequacy: Importmöglichkeiten als Alternative zur Inlandproduktion. Weil Netze und Produktion sowohl komplementär als auch Substitute sind, lässt sich dabei keine scharfe Trennung bei den Verantwortlichkeiten vornehmen: Langfristige Versorgungssicherheit setzt sowohl Netze als auch Kraftwerke voraus. Wie das Verhältnis zwischen Inlandproduktion und Importen längerfristig ist, hängt von zahlreichen Parametern ab, z.B. relative Produktionskosten, grenzüberschreitende Netze, regulatorischer Rahmen oder politische Strategien.

Wer trägt die Verantwortung für Versorgungssicherheit?

Im liberalisierten Markt ist es Sache des Preismechanismus, Anreize für den Bau und Betrieb von Kraftwerken zu vermitteln. Einzelne Marktakteure in die Pflicht zu nehmen, für ausreichend Kraftwerke im Sinne der Generation Adequacy zu sorgen – beispielsweise indem Bilanzgruppen, Lieferanten oder Kraftwerksbetreiber dazu angehalten sind, den Verbrauch nötigenfalls mit zusätzlichen physischen Kapazitäten abzusichern – ist weder in der Gesetzgebung explizit vorgesehen noch ökonomisch sinnvoll: Erstens wäre eine solche dezentral organisierte Kraftwerksreserve äusserst ineffizient. Falls sich jeder Marktteilnehmer für seine individuellen Extremsituationen absichert, werden insgesamt zu viele Reserven vorgehalten. Synergiepotenziale bleiben dann ungenutzt. Genau aus diesem Grund wird auch im liberalisierten Markt die kurzfristige Reserve – die sogenannte Regelleistung – zentral durch den TSO beschafft und bei Bedarf abgerufen. Zweitens besteht ein Trittbrettfahrerproblem. Weil sämtliche an einem Netz angeschlossenen Verbraucher dieselbe Versorgungssicherheit haben, profitieren sie gleichermaßen von Investitionen in die Versorgungssicherheit. Würden tatsächlich alle Akteure eigene Kraftwerksreserven vorhalten, um sich gegen Knappheit im Markt zu wappnen, würden Versorgungsengpässe extrem unwahrscheinlich. Gerade dann wäre es für einen einzelnen Akteur attraktiv, auf die Beschaffung solcher (teurer) Reserven zu verzichten, um sich gegenüber den Konkurrenten besserzustellen. Im Gleichgewicht investiert niemand in diese Absicherung.

Wegen des Trittbrettfahrerproblems kann die Versorgungssicherheit als eine Art öffentliches Gut verstanden werden. Auch deshalb gibt es verbreitet Zweifel daran, dass der Markt fähig ist, für Generation Adequacy zu sorgen. Einige wünschen sich darum die «gute alte Welt» der Monopole zurück, schliesslich gab es dort keine Koordinationsprobleme, die Verantwortung war bei einem Akteur zentralisiert. Ein solcher Rückschritt ist aber weder nötig noch sinnvoll. Langjährige internationale Erfahrungen zeigen, dass es in liberalisierten Strommärkten sowohl positive Wohlfahrtseffekte durch Wettbewerb als auch nachhaltige Versorgungssicherheit geben kann. Entscheidend dafür ist das richtige institutionelle Setting, also die Ausgestaltung des Marktes.

Die Diskussion um die Investitionsanreize für hinreichende Kraftwerkskapazitäten ist nicht neu. Bereits bei den ersten Marktöffnungen in den 1990er Jahren wurden unterschiedliche Marktdesigns angewendet. V.a. in den USA wurden komplementär sog. Kapazitätsmärkte installiert. Diese stellen nichts anderes als eine Korrektur des beschriebenen Trittbrettfahrerproblems dar, etwa indem eine zentrale Instanz ausreichend Kraftwerkskapazität beschafft. Mit wachsender erneuerbarer Produktion hat diese Diskussion auch Europa erfasst. Aufgrund der engen Integration in den europäischen Strommarkt wird sich auch die Schweiz mit dem Thema auseinandersetzen müssen.

Wieviel inländische Stromproduktion braucht es, und wie werden allfällige Importmöglichkeiten berücksichtigt?

Stromversorgungssicherheit braucht ein minimales Mass an (inländischer) Kraftwerkskapazität bzw. Stromproduktionsfähigkeit. Diese Grösse – bezeichnet als «Generation Adequacy» – kann grundsätzlich technisch bestimmt werden. Etwas vereinfachend gilt dabei, dass die Kraftwerkskapazität jederzeit die maximale Last decken sollte – zu berücksichtigen sind ausserordentliche Lastspitzen und technisch bedingte Einschränkungen bei der Kraftwerksverfügbarkeit. In Ländern mit hohem Anteil thermischer Kraftwerke lässt sich diese Grösse relativ einfach bestimmen. Weil die Schweiz aufgrund ihrer bedeutenden Speicherkraftwerke über eine sehr hohe Kraftwerksleistung verfügt, scheint auf den ersten Blick die Versorgungssicherheit praktisch jederzeit gegeben zu sein. Ob die Kraftwerke effektiv verfügbar sind, hängt wesentlich von der Speicherfüllung ab. Da die Schweiz aus diesem Grund eher ein «Energie-» statt ein «Kapazitätsproblem» hat, sollte die Zielgrösse für die Versorgungssicherheit weniger auf die Kraftwerksleistung, sondern generell auf die Produktionsfähigkeit bzw. den Eigenversorgungsgrad in den Wintermonaten fokussieren. Diese Grösse sollte sich nicht einfach am (politischen) Ziel einer nationalen Energieautarkie orientieren. Schliesslich gilt, dass auch die internationale Vernetzung und der grenzüberschreitende Stromhandel in beschränktem Ausmass zur Versorgungssicherheit im Inland beitragen können.

Stromimportmöglichkeiten könnten bei der Feststellung der mindestens nötigen inländischen Stromproduktion berücksichtigt werden. Dies kann einerseits *implizit* erfolgen, indem die in einem Kapazitätsmarkt ausgeschriebene Menge um die sicheren Importe reduziert wird. Andererseits könnten ausländische Kraftwerke (oder wie in GB Interkonnektoren) *explizit* an einem Schweizer Kapazitätsmarkt partizipieren. Doch der Berücksichtigung ausländischer Stromproduktion sind aus technischen Gründen enge Grenzen gesetzt, da gerade während potenzieller Knappheitssituationen im Winter die Importmöglichkeiten beschränkt sind. Einerseits müssen dazu entsprechende Grenzkapazitäten im Stromübertragungsnetz ausreichend sicher verfügbar sein. Andererseits müssen die Nachbarländer fähig sein, in kritischen Versorgungssituationen mit (ausserordentlich) hoher Nachfrage im Inland zusätzlich Strom in die Schweiz exportieren zu können. Generell gilt: Je weniger die Spitzenlast und die Kraftwerksverfügbarkeit der Schweiz und ihrer Nachbarländer korrelieren, desto eher können sie sich bei der Versorgungssicherheit gegenseitig aushelfen. Je höher die Korrelationen und je knapper allfällige Kraftwerksreserven in den Nachbarländern bemessen sind, desto mehr Inlandproduktion ist nötig.

Warum gibt der Strommarkt alleine nicht ausreichend Investitionsanreize?⁶

Tiefe Preise und geringe Rentabilität von Kraftwerken sind keine alleinigen Indikatoren dafür, dass die Versorgungssicherheit im Strommarkt in Gefahr ist. Die tiefen Preise können ja umgekehrt auch ein Signal dafür sein, dass es zu viele Kraftwerkskapazitäten gibt und dass das Überangebot sinnvollerweise abgebaut werden muss. Hohe Preise sollten umgekehrt ein Signal für Knappheit darstellen und Investitionsanreize schaffen. Hier gleicht der Strommarkt allen anderen Märkten. Trotzdem gab es seit Beginn vieler Liberalisierungsprozesse verbreitet Zweifel an der nachhaltigen Funktionsfähigkeit eines Strommarktdesigns, das ausschliesslich auf dem Handel von Energie basiert – einem sog. «Energy-only-Market». Unsicherheit besteht v.a. darin, ob der Preismechanismus fähig ist, nachhaltig Investitionsanreize für neue Kraftwerke zu schaffen. Denn im Marktgleichgewicht orientiert sich die Abgeltung des letzten eingesetzten Kraftwerks an dessen Grenzkosten. Für Kraftwerke im Bereich der Grund- und Mittellast besteht kein offensichtliches Investitionsanreiz-Problem. Sie erzielen über den höheren Marktpreis während Spitzenlastzeiten einen positiven Deckungsbeitrag. Kritischer ist die Situation bei Kraftwerken im Bereich der Spitzenlast, die relativ selten zum Einsatz kommen und kaum oder selten von Preisen profitieren, die über ihren Grenzkosten liegen – jedenfalls wenn ausreichend Kraftwerke zur Verfügung stehen und Wettbewerb herrscht. In der Theorie wird dieser Umstand als «Missing Money Problem» bezeichnet. Das heisst, es fehlt das Geld, um die (Fix-)Kosten dieser Kraftwerke zu decken.

Man kann dagegen einwenden, dass der Markt dennoch fähig sein kann, die nötigen Investitionsanreize zu schaffen. Schliesslich impliziert die unelastische Stromnachfrage bei Angebotsknappheit am Markt besonders stark steigende Preise. Solche Knappheitspreise können sich – mindestens theoretisch – an den sehr hohen Kosten eines Stromausfalls orientieren und dabei das bis zu 100- oder gar 500-fache des üblichen Marktpreises erreichen. Sie wären fähig, die Kosten von Spitzenlastkraftwerken mit nur wenigen Vollbenutzungsstunden zu decken. In der Praxis aber bestehen für den Investor hohe Risiken. Einerseits ist die Häufigkeit und die Höhe der Knappheitspreise schwer zu prognostizieren, andererseits könnten derart hohe Preise – auch wenn sie nur während einzelnen Stunden vorkommen – eine Intervention des Regulators provozieren. Das «Missing Money Problem» ist keine neue Erscheinung im Zusammenhang mit der Energiewende und der Subventionierung erneuerbarer Energien, doch wird es dadurch verschärft. Denn die Einspeisung von fluktuierendem Wind- oder Photovoltaikstrom ohne variable Kosten schiebt die Angebotskurve (Merit Order) nach rechts, senkt die Preise – temporär gar auf null oder in den negativen Bereich – und drängt die konventionellen Kraftwerke immer häufiger ganz aus dem Markt, sodass ihre Vollbenutzungsstunden weiter sinken. Dennoch sind die konventionellen, steuerbaren Anlagen im Sinne eines Back-up nötig, damit sie Perioden mit wenig Wind und Sonne ausgleichen können.

⁶ Aus: Kein Kapazitätsmarkt im Alleingang (Urs Meister, Avenir Suisse). <http://www.avenir-suisse.ch/32714/kein-kapazitaetsmarkt-im-alleingang/>