

Aktennotiz / Kommentare / Stellungnahme

Gruppe Grosser Stromkunden

Walter Müller

Universitätstr. 53
CH-8006 Zürich
Tel. +41 (0)44 252 57 53
w.mueller@stromkunden.ch
www.stromkunden.ch

Anlass	Revision StromVG – Round Table Strommarktdesign
Ort	Hotel Kreuz, Bern
Datum	Freitag, 9. März 2018
Empfänger	BFE & Teilnehmende
Teilnehmende	Gemäss Einladung BFE
Verfasser	W. Müller (GGGS)

Beantwortung der Fragen an die Teilnehmenden

1. Versorgungssicherheit und Marktmodell

1a. Wie beurteilen Sie den Vorschlag, als Kernelement des Marktdesigns den Energy Only Markt mit einer strategischen Reserve abzusichern?

Die Frage impliziert, dass es in einem Energy Only Markt unter gewissen Umständen zu einem Marktversagen kommt und es möglich sei, mit einem «Auffangnetz» in Form einer strategischen Reserve dieses Versagen zu lindern bzw. zu beheben. De facto wird angenommen, dass die Vertragsvereinbarungen und Preissignale, die im Energy Only Markt für Produzenten und teilweise auch für Verbraucher entscheidend sind, Verhaltensweisen auslösen, mit denen die Versorgung mit Strom gefährdet wird.

Um die Frage 1a beantworten zu können, sollte deshalb zuerst folgende Frage geklärt werden:

– **Warum könnte die Versorgungssicherheit in der Schweiz gefährdet sein?**

Gemäss Energiegesetz ist die Energiewirtschaft für die Gewährleistung einer sicheren Versorgung zuständig und Bund und Kantone haben für geeignete Rahmenbedingungen zu sorgen. Beim Strom befindet sich der aller grösste Anteil der Unternehmen in öffentlicher Hand. Es darf erwartet werden, dass diese ihren Versorgungsauftrag weiterhin vorausschauend und gewissenhaft wahrnimmt.

Verschiedene neuere Studien (ECom 2017, BFE 2017, IEA 2017, Pentalateral Energy Forum 2018) kommen zum Schluss, dass in der Schweiz mit der schnell modulierbaren Wasserkraft ausreichend Leistungsreserven vorhanden sind, um kurzfristige Verbrauchsschwankungen auszugleichen. Der Energievorrat in den Speicherseen reicht aber nicht aus, um auf Dauer die Versorgung aufrecht zu erhalten, geschweige denn die wegfallende Produktion aus den Kernkraftwerken zu ersetzen.

Daran vermag eine strategische Reserve nichts zu ändern. Bekanntlich reicht die inländische Produktion im Winter schon lange nicht mehr aus, um den Bedarf zu decken, weshalb die Schweiz im Winterhalbjahr auf Importe angewiesen ist. Ohne Importe reicht die gespeicherte Energie in den Stauseen um eine kurze Zeitspanne von einigen Wochen zu überbrücken.

Die Stromwirtschaft hat es bislang immer fertig gebracht, im Spannungsfeld attraktiver Preise am internationalen Spotmarkt und dem Versorgungsauftrag im Inland ihre Produktionskapazität so einzusetzen, dass die Stromversorgung gewährleistet war. Ein Marktversagen ist nicht feststellbar.

Es ist deshalb nicht ohne weiteres ersichtlich, weshalb die Stromwirtschaft ihre Aufgabe in Zukunft nicht mehr erfüllen können oder wollen und deshalb Eingriffe in den funktionierenden Markt erforderlich sein sollen.

Aus Sicht der Verbraucher – jedenfalls jener, die sich im Markt befinden – bestehen vertragliche Verpflichtungen zu Lieferanten, die mit der Erwartung verbunden ist, dass die kontrahierte Energie vereinbarungsgemäss geliefert wird. Lieferanten müssen ihre Lieferverpflichtung erfüllen, indem sie die dafür notwendige Energie entsprechend dem vereinbarten Leistungsbedarf ihrer Kunden beschaffen bzw. selber produzieren. Der Umgang mit Abweichungen vom Bezugsprofil ist klar geregelt. Das Verbesserungspotenzial im Umgang mit Fahrplanabweichungen ist unbestritten, kann aber nicht der Grund für Markteingriffe sein. Fahrplanabweichungen werden kostenpflichtig über Ausgleichsenergie kompensiert, die der Übertragungsnetzbetreiber am Markt in Form von Regelenergie kontrahiert. Swissgrid macht genau das, wenn neuerdings mit grösserem zeitlichen Vorlauf Regelenergie für die kritischen Monate anfangs Jahr gesichert wird.

Eine zusätzliche Absicherung der Versorgungssicherheit indem der Staat vorschreibt, welche Leistung über welche Zeitdauer unter welchen Bedingungen zur Verfügung stehen soll, ist nicht erforderlich und dürfte ziemlich teuer werden, wenn die Produzenten alle entgangenen Opportunitäten in den Preis einrechnen. Der Vorteil einer solchen Massnahme käme nur dann zum Tragen, wenn aus technischen Gründen und witterungsbedingt die vertraglich gesicherten Lieferketten brechen. In einer solchen Situation, die als Folge einer Verkettung unwahrscheinlicher Ereignisse eintreten könnte, würde man mit einer strategischen Reserve, die über das hinausgeht, was die Branche zur Bewältigung der Stromknappheit im Winter ohnehin macht bzw. machen muss, etwas Zeit gewinnen. Gleichwohl wird man für derartige Knappheitssituationen kaum genug Reserven vorhalten können bzw. wollen, weshalb in Extremsituationen andere Massnahmen wie Exportverbot, Lastabwurf, Aktivierung von Notstromgruppen & WKK und ggf. Kontingentierung umgesetzt werden müssen.

Die wichtigste Instanz zur Überwachung und Beurteilung der Versorgungssicherheit ist die ElCom, die aufgrund von Art. 9 StromVG dem Bundesrat Massnahmen zur Aufrechterhaltung einer sicheren Stromversorgung vorschlagen kann, falls sie zum Schluss kommt, dass diese mittel- bis längerfristig gefährdet sei. Die ElCom hat kommuniziert, dass sie bislang keine Gefährdung sieht.

*Die Antwort auf die Frage 1a nach der Absicherung des Energy Only Marktes mit einer strategischen Reserve lautet deshalb: **Nein, unnötiger Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit der Produzenten. Man würde sie viel zu selten brauchen, sie bringt relativ wenig und kostet dafür viel.***

Die zweite Frage, die man sich in Zusammenhang mit Frage 1a ebenfalls stellen soll, ist:

- **Werden im Energy Only Markt die richtigen Preissignale an die richtigen Empfänger ausgesendet?**

Die Preise am Spotmarkt reflektieren das Verhältnis von Angebot und Nachfrage im kurzfristigen Bereich. Bei Knappheit sehr hohe Preise sind für Produzenten, die kurzfristig liefern können, attraktiv. Dagegen sind Produkte wenig verbreitet, bei denen Endverbraucher von hohen

Spotmarktpreisen profitieren könnten, indem sie zuvor kontrahierten Strombezug kurzfristig am Markt wieder verkaufen, während sie ihren Verbrauch entsprechend reduzieren.

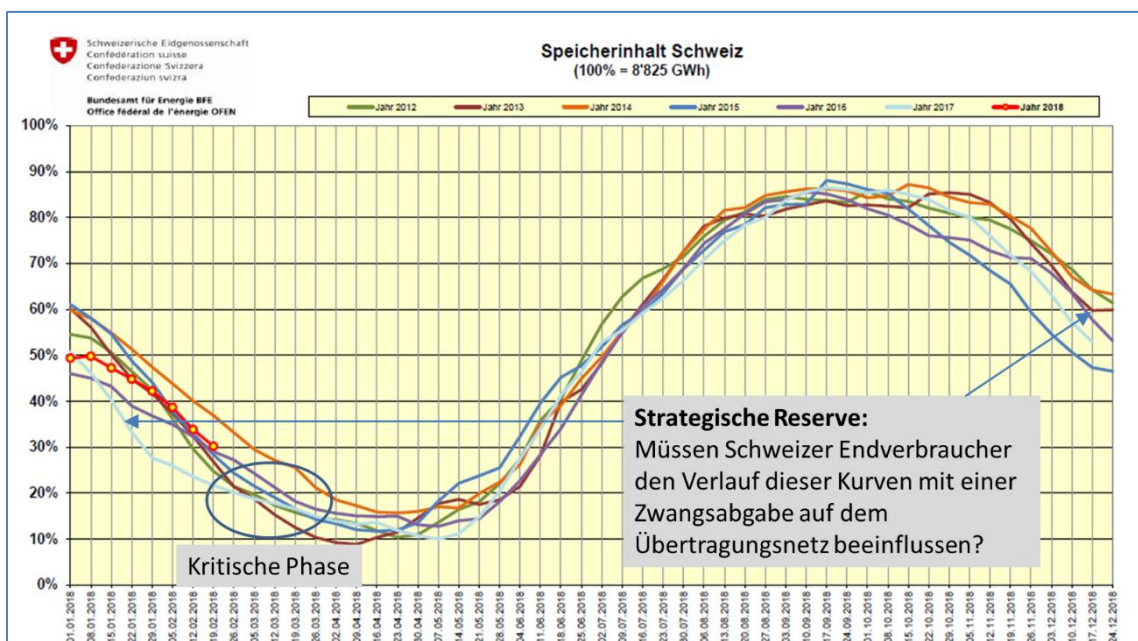
Ein zweites Preissignal, dessen Potenzial nicht richtig genutzt wird, betrifft die Ausgleichsenergie. Diese wird den Bilanzgruppen für Fahrplanabweichungen in Rechnung gestellt. Allerdings erfolgt die Verrechnung viel zu spät, als dass die Mitglieder der Bilanzgruppe irgendwie auf Ausgleichsenergiepreise reagieren könnten. Entsprechend gering ist der Anreiz, Fahrplanabweichungen zu vermeiden.

Der Energy Only Markt steht noch am Anfang der Entwicklung. Es gibt viel unausgeschöpftes Verbesserungspotenzial, das mit moderner Informations- und Kommunikationstechnologie erschlossen werden kann.

*Auch unter diesem Aspekt lautet die Antwort auf die Frage 1a: **Nein, es braucht keine strategische Reserve, solange das Potenzial bereits bestehender Möglichkeiten und Mechanismen im Spotmarkt und bei der Ausgleichsenergie nicht besser genutzt werden**, um bei Knappheitssituationen die richtigen Preissignale an die Akteure zu schicken.*

1b. Wie muss eine strategische Reserve für die Schweiz ausgestaltet sein (Kriterien) und gegen welche Risiken soll sie Sicherheit bieten?

Eine strategische Reserve ist ein auf inländische Produktion fokussiertes Konzept. Dabei soll eine gewisse politisch festzulegende Energiemenge in den Speicherseen zurückgehalten werden und für die Überbrückung von Knappheitssituationen zur Verfügung stehen. Knappheitssituationen können, müssen aber nicht, v.a. gegen Ende des Winters auftreten, wenn der Füllstand der Speicherseen den Tiefstand erreicht und die Schneeschmelze im Gebirge noch nicht eingesetzt hat. Im Wesentlichen läuft es darauf hinaus, dass die Absenkrate des gespeicherten Wassers in den Stauseen nicht mehr von den Produzenten alleine aufgrund ihrer Verpflichtungen und Marktopportunitäten sondern wohl von anderen Akteuren mitbestimmt wird und die Kosten dafür auf die Verbraucher gewälzt werden.



Würde man beispielsweise eine strategische Reserve für 4 Tagesverbräuche im Winter zurückhalten – das entspricht 720 GWh – würden die Kurven im vorangehenden Diagramm acht Prozent tiefer verlaufen. Da es aus technischen Gründen nicht möglich ist, wesentlich unter einen Füllungsgrad von 10 Prozent zu gehen, müsste praktisch jedes Jahr zwischen März und Mai die strategische Reserve aktiviert werden. Damit würde die Füllstandskurve wieder um die zuvor abgezogene strategische Reserve erhöht. Gegenüber der heutigen Situation bringt das keine Verbesserung und macht keinen Sinn.

Eine Analyse der GGS¹ zeigt, dass auf Basis der beim BFE verfügbaren Daten seit 2007 immer genug Reserven vorhanden waren, um einige Wochen ohne Importe überbrücken zu können – vorausgesetzt die inländischen Kraftwerke inkl. KKW produzieren und es wird kein Strom exportiert.

Je grösser die strategische Reserve ist, desto mehr Leistung und Energie wird dem Markt entzogen. Entsprechend früher tritt eine Mangellage ein. Das vergrössert die Marktmacht der Produzenten und führt zu höheren Preisen für Regelenergie- und am Spotmarkt. Weil Menge und Kriterien für die Auslösung der Reserve im Voraus festgelegt werden und den Marktakteuren bekannt sein dürften, werden Produzenten zu strategischem Verhalten zwecks Gewinnoptimierung animiert.

Der Energy Only Markt ist geeignet, die Schweiz sicher mit Strom zu versorgen. **Verbesserungen am Marktdesign sind möglich. Diese betreffen die Preissignale für Ausgleichsenergie, die in Echtzeit oder zumindest viel zeitnäher als heute bei den Bilanzgruppen ankommen müssen. Am Spotmarkt sollen kurzfristige Anpassungen an den Bedarf gemacht werden können.** Die Liquidität von Kurzfristprodukten wird durch den Zugang zum Strommarkt der EU verbessert. Dazu braucht es ein Stromabkommen.

Die Vorhaltung einer strategischen Reserve kann den Wegfall der Produktion von Kernkraftwerken nicht kompensieren. Das Potenzial für den Ausbau der Wasserkraft ist diesbezüglich zu klein. Die wegfallende Produktion muss durch andere Kraftwerke, Einsparungen und Importe kompensiert werden. **Eine strategische Reserve bringt diesbezüglich keine namhaften Vorteile.**

2. Erneuerbare Energien

2a. *Wie bewerten Sie die Entwicklung der erneuerbaren Energien bis 2035 hinsichtlich Erzeugungspotenzial und Marktfähigkeit?*

Die Vorgaben für 2035 sind gemäss Energiegesetz eine Erzeugung von mindestens 11'400 GWh aus Biomasse, PV, Windkraft und Geothermie. Mit Wasserkraft sollen 37'400 GWh produziert werden, was in etwa dem heutigen Stand entspricht.

Bei den geförderten erneuerbaren Energien wird der grösste Teil mit Wasserkraft und Biomasse produziert. Allerdings nimmt der Anteil aus PV auf Kosten der anderen Technologien stetig zu. Das deutet auf das limitierte Potenzial von Wasserkraft und Biomasse hin. Die Verbreitung von Windkraft verläuft bislang nicht sehr dynamisch. Der Widerstand in der Bevölkerung und die relativ unsteten und tiefen Windgeschwindigkeiten dürften Hauptgründe sein. Geothermie Kraftwerke sind bislang ohne Erfolg geblieben.

¹ <http://www.stromkunden.ch/themen/versorgungssicherheit/sichere-stromversorgung-dank-angemessener-kapazitaet>

Bei neuen PV-Anlagen zeigt die Entwicklung der Gestehungskosten, dass **Netzparität** erreicht wird – allerdings ohne Kosten für Speicher, die notwendig werden, wenn der Bedarf nicht mit der Produktion zusammenfällt. Seit kurzem ist es billiger, die Produktion sofort selber zu verbrauchen, statt sie ins Netz einzuspeisen und später – dann mit den Zusatzkosten des Netzentgelts – wieder zu beziehen. **Da PV-Anlagen einfach zu installieren sind und vom Gesetzgeber Eigenverbrauchsgemeinschaften ermöglicht wurden, hat die Technologie das Potenzial, die Stromversorgung bzw. die Geschäftsmodelle der Verteilnetzbetreiber grundlegend zu ändern.** Solche Entwicklungen können innert kurzer Zeit eine hohe Dynamik entfalten. Der Zielwert von mindestens 11'400 GWh aus dem Energiegesetz ist deshalb nicht unrealistisch. Allerdings konkurrenziert PV die Wasserkraft, weil beide Technologien ihre Produktionsspitzen im Sommer aufweisen. Das drückt auf die Spotmarktpreise und die Rentabilität beider Technologien. Das Problem der Energieknappheit im Winter und das «Missing Money Problem» für neue Kraftwerke werden damit nicht gelöst.

2b. Welche Chancen sehen Sie für die erneuerbaren Energien im Zusammenhang mit der vollständigen Marktöffnung?

Die freie Wahl der Energielieferanten ermöglicht es Endverbrauchern, eine Produktionstechnologie zu bevorzugen, die ihnen passt. Gleichzeitig wird die Konkurrenz zwischen den Produzenten von Strom aus erneuerbaren Quellen grösser. **Damit steigt deren Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Produzenten von Strom aus nicht erneuerbaren Quellen.**

3. Freie Wahl des Lieferanten

3a. Wie sehen Sie die Vor- und Nachteile einer Schweizer Marktöffnung zum jetzigen Zeitpunkt bzw. in fünf Jahren?

Sowohl die Stromproduktion, der Stromhandel, die Lieferung und die Durchleitung zu den Kunden liegen in der Hand der Stromwirtschaft. Sie verfügt damit über alle Hebel, um vom Gesetz verlangte Sicherheit der Versorgung zu gewährleisten. Sie kann auch Kunden für Belange der Versorgungssicherheit mit einbeziehen, indem sie beispielsweise geeignete Produkte anbietet, um besser mit den fluktuierenden Einspeisungen und volatilen Marktpreisen umgehen zu können. Moderne Informations- und Kommunikationstechnologien ermöglichen innovative Angebote bzw. Businessmodelle, die bis vor kurzem technisch nicht umsetzbar waren – beispielsweise die Optimierung von dezentraler Stromproduktion auf den unteren Spannungsebenen verbunden mit Eigenverbrauch und Speicherung.

Diese Modelle bedingen, dass Kunden den Stromlieferanten mit dem passenden Angebot wählen können, wofür ein vollständig geöffneter Strommarkt besser geeignet ist als die gegenwärtige Teilmarktöffnung. Die Schweiz hadert seit Jahren mit der Öffnung des Strommarktes und droht auf halbem Weg stecken zu bleiben, weil Haushalte und KMU nicht aus dem Versorgungsmonopol entlassen werden, sondern als «Versicherung» erhalten müssen, die den Versorgern in ihrem angestammten Geschäft kostendeckende Tarife und einen angemessenen Gewinn garantieren. Dies erschwert und verzögert die Anpassung an die Herausforderungen des Strukturwandels in der Stromversorgung und hemmt die Entwicklung von innovativen Businessmodellen, die für die Integration der neuen erneuerbaren Energien in die Stromversorgung notwendig sind.

Eine weitere Verzögerung der vollständigen Marktöffnung ist reine Hinhaltetaktik von Teilen einer Branche, die möglichst lange vom Versorgungsmonopol profitieren wollen.

3b. Welches Potenzial für neue marktfähige Dienstleistungen sehen Sie?

Eine zunehmend volatile Produktion bedingt, dass sich der Verbrauch vermehrt nach dem Angebot richten muss. Das heisst aber, dass v.a. auch kurzfristige Preisschwankungen, die Überfluss oder Knappheit signalisieren, bei den Endkunden ankommen müssen. Es ist den Kunden dann immer noch unbenommen, Stromprodukte zu abonnieren, die gegen entsprechenden Preis frei sind von Mengen- und Preisschwankungsrisiken. **Aus Sicht der Kunden ist Versorgungssicherheit deshalb primär eine Frage der Vertragsvereinbarung mit den Lieferanten.** Diese müssen dafür sorgen, dass sie ihre Kunden vertragskonform beliefern können und die Netzbetreiber müssen sicherstellen, dass das Netz stabil bleibt, indem sie die erforderlichen Leistungsreserven kontrahieren. Diese können auch darin bestehen, dass Verbraucher bzw. bestimmte Anwendungen ihren Verbrauch nach festgelegten Regeln reduzieren.

3c. Wie ist aus Ihrer Sicht die Grundversorgung auszugestalten?

Grundversorgung ist ein Produkt zu einem regulierten Preis. Das Mengen- und Preisrisiko sowie die Kosten für Ausgleichsenergie und eine garantierte Marge sind darin einkalkuliert, die Kosten werden von der ElCom kontrolliert. Es ist Elektrizitätsversorgungsunternehmen unbenommen, im offenen Strommarkt ihren Kunden ein solches Produkt anzubieten. **Es sollte aber nicht mehr an das Gebietsmonopol eines Netzbetreibers gebunden sein.** Das einzige Energieprodukt, das noch ans Gebietsmonopol gebunden sein soll, ist die Ersatzversorgung, die dann zum Tragen kommt, wenn Endverbraucher keinen Anbieter wählen bzw. dieser ausfällt.

4. Wirtschaftlichkeit

4a. Wie sehen Sie die weitere Entwicklung der Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Stromwirtschaft als Ganzes (inkl. Grundversorgung, Netze und neue Dienstleistungen)?

Die Schweiz hat eine der zuverlässigsten Stromversorgungen weltweit. Die Branche befindet sich überwiegend in öffentlicher Hand. Sie konnte sich über viele Jahre im Monopol geschützt währschaftlich entwickeln und ist technischen Innovationen gegenüber aufgeschlossen und auf gutem Stand. Seit der Teilöffnung des Strommarktes wurden die Monopolverhältnisse in den Bereich der Netze und in die Grundversorgung übernommen. Die dort angewendete **Cost⁺-Regulierung gibt wenig Anreiz, wettbewerbsfähiger zu werden**, solange die Kostenrechnung vom Regulator akzeptiert wird. Verschiedene Bestrebungen in den letzten Jahren waren davon geprägt, im Monopolbereich neue anrechenbare Kosten einzuführen, beispielsweise mit Investitionsbeiträgen und Marktprämien für die Wasserkraft oder beim erfolglosen Versuch, das Messwesen zu monopolisieren.

Neue Dienstleistungen scheinen eher von aussen zu kommen, beispielsweise aus der IT- und Kommunikationsbranche mit dem netzgebieteübergreifenden Regelenergiepooling oder Anbietern von Beschaffungsdienstleistungen und Energiedatenmanagement-Systemen. Die Aufteilung der Netzmonopole unter hunderte von Netzbetreibern ist nicht förderlich für gebietsübergreifende

Innovationen, die für die Anpassung der Stromversorgung im Rahmen der Energiestrategie notwendig sind.

Im freien Strommarkt hingegen ist die Bereitschaft grösser und man sieht vermehrt Lösungen, die einerseits bei grossen Kunden auf spezifische Bedürfnisse eingehen, andererseits gibt es mittlerweile Internetplattformen, auf denen auch kleinere marktberechtigzte KMU mit wenig Aufwand zu Stromlieferverträgen kommen können. Diese Plattformen können bei vollständiger Marktöffnung allen Endverbrauchern zugänglich gemacht werden.

4b. Unter welchen konkreten Bedingungen sehen Sie Reinvestitionen in Schweizer Produktionskapazitäten wirklich gefährdet?

Aus der Studie der ETH zur Rentabilität der Wasserkraft ist nicht ersichtlich, dass zu wenig investiert würde. Allerdings, wenn keine Abnehmer in der Grundversorgung da sind, die den Strom zu Gestehungskosten inkl. eingerechnetem Gewinn abnehmen müssen, machen es anhaltend **tiefe Preise am Strommarkt verbunden mit hohen Ablieferungen an die Eigentümer und Konzessionsgeber** schwieriger, einen Gewinn zu erzielen, der investiert werden könnte. Eigentlich müssten sowohl Eigentümer wie Konzessionsgeber (mehrheitlich bzw. ausschliesslich öffentliche Hand) ein Interesse haben, ihre Forderungen der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit der Kraftwerke anzupassen. Stattdessen wird immer wieder versucht, unter Evokation einer gefährdeten Versorgung, neue Abgaben zu kreieren, die auf dem Übertragungsnetz zu Lasten der Endverbraucher erhoben werden können. Siehe dazu auch die Stellungnahme der GGS zur Revision des WRG².

Mit in die Beurteilung gehört auch, dass in den kommenden Jahren etliche Konzessionen auslaufen. Konzessionsgeber können dann entweder vom Heimfall Gebrauch machen, Konzessionen neu ausschreiben oder Verträge mit bestehenden Konzessionsnehmern verlängern. Ohne die Sicherheit der Erneuerung der Konzession wird ein Produzent gegen Ende der Laufzeit seiner Konzession Unterhalt und Investitionen auf das Nötigste beschränken.

Bei Kernkraftwerken ist der Phase-out beschlossen. Es wird deshalb nur noch investiert, wenn damit gerechnet werden kann, dass sich Investitionen innerhalb der Restlaufzeit noch lohnen werden.

4c. Warum sollte – aus marktwirtschaftlicher Sicht – das wirtschaftliche Risiko der Wasserkraft zu grossen Teilen von den Endkunden getragen werden?

Die (Speicher-)Wasserkraft ist dank der schnell modulierbaren Leistung ein bedeutendes Standbein für die Stromversorgung der Schweiz und zudem prädestiniert, national und international am Spot- und Regelenenergiemarkt optimal genutzt zu werden. Wie bereits eingangs dargelegt, macht die Stromwirtschaft diesbezüglich gute Arbeit. Als Folge einer möglicherweise kritischen Entwicklung im Winter 2016/17 wurden Schwachstellen erkannt und sofort mit organisatorischen und technischen Massnahmen behoben. In Spannungsfeld zwischen Versorgungsauftrag und Opportunitäten am Markt sollen die Kraftwerksbetreiber so agieren können, wie sie es für richtig halten. D.h. **das Risiko sollte analog zu Firmen in der Privatwirtschaft von den Eigentümern und von den**

² <http://www.stromkunden.ch/positionen-der-ggs/stellungnahme-wasserrechtskonzessionen-revision-wrg>

Konzessionsgebern getragen werden. Sie sind es, die in guten Zeiten profitieren und ggf. Rückstellungen für schwierigere Zeiten bilden können.

Falls es Wasserkraftwerke gibt, die nicht mehr rentabel betrieben werden können, sollen sie in den Konkurs geschickt und abgewickelt werden. Für einen fairen Preis, bewertet gemäss der Marktsituation und der erwarteten Entwicklung sowie allfällig weiterlaufenden Verpflichtungen, werden sich neue Eigentümer finden lassen.

Denkbar wären auch Modelle, bei denen Endverbraucher sich nach Massgabe ihres Strombedarfs am Volksvermögen «Schweizer Wasserkraft» beteiligen und so ihren eigenen Strompreis für eine gewisse Dauer fixieren. Solche Modelle könnten in einem vollständig geöffneten Strommarkt ohne weiteres allen Konsumenten angeboten werden, aber es bedingt Umdenken und Kontrollverlust bei den Eigentümern.