



Das Ende der Kernenergie **in der Schweiz**

Kernkraft-Betreiber unterwegs zum Konkurs.

Dr. Rudolf Rechsteiner,
re-solution.ch

Basel, Oktober 2016

Übersicht

1. Zusammenfassung	8
2. Gestehungskosten der Schweizer Kernkraftwerke im aktuellen Markt	17
3. Bezifferung der Betriebsverluste bei Weiterbetrieb der Schweizer Kernkraftwerke	28
4. Deckungslücken bei den Reserven für Stilllegung, Entsorgung, Nachbetrieb und zu geringes Eigenkapital der Betreiber	34
5. Gefährdet das Abschalten der Kernkraftwerke die Versorgungssicherheit?	40
6. Was passiert bei Konkurs von Alpiq oder Axpo?	49
7. Kann die Atomlobby Staatshilfen durch die Hintertüre erhalten – ohne Referendum?	53
8. Strategie für die Wasserkraft	62
9. Technischer Fortschritt oder: weshalb die Erlöse der Atomkraftwerke auch langfristig nicht steigen werden	65
10. Unsicherheiten, Seilschaften oder ein runder Tisch?	79
11. Gespräch mit Andreas Ulbig, ETH Zürich	83

Warum nur?

Vorwort von Kaspar Müller

Finanzielle Schieflage der Kernkraftwerke

Kernenergie ist nicht nur unrentabel, sondern auch gefährlich. Unfälle und andere Vorkommnisse zeigen das immer wieder. Die Konsequenzen eines Unfalls sind fürchterlich. In erster Linie geht es um die Gefährdung von Mensch und Umwelt. In der Schweiz kommt dazu, dass aufgrund unseres engen Raumes auch die wirtschaftlichen Konsequenzen verheerend wären. Viele Unternehmen wären nicht mehr handlungsfähig, Novartis, Roche, Swisscom, die SBB, ABB, sie alle und viele weitere Unternehmen besitzen Aktiven im Umkreis von möglichen Verstrahlungen oder Sperrzonen. Diese Aktiven würden an Wert verlieren und niemand wäre mehr bereit, in diese Unternehmungen zu investieren. Ein Unfall würde auch die finanziellen Werte der Wertschriften vernichten, welche in den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds der Kernkraftwerksbetreiber gehalten werden, aber auch die Vermögenswerte der Pensionskassen und der AHV würden dramatisch einbrechen.

Die potentielle Gefährdung an Leib und Leben zwingt deshalb zu laufenden technischen Nachrüstungen der Kernanlagen. Das ist teuer und verlangt Disziplin. Besorgniserregend ist deshalb, wie der Direktor des Ensi, Herr Wanner in der NZZ vom 22. März 2016 zitiert wird: «... Mittlerweile sind aber aufgrund der tiefen Strompreise *«KKW nicht mehr rentabel»*. Man müsse deshalb kein Prophet sein, um das Risiko zu erkennen, dass nur so viel investiert werde wie nötig. Und Herr Wanner erkennt bereits erste Anzeichen für Druckversuche aufs Ensi. ...»

Druckversuche auf die Nuklearsicherheitsbehörde Ensi, ausgesprochen durch das Ensi, das beunruhigt. Ist das Ensi stark und vertrauenswürdig genug, um Druckversuchen bezüglich Sicherheits- und Investitionsanforderungen standzuhalten? Und: Wie wollen oder können «unrentable» Kernkraftwerke ihre notwendigen Nachrüstungen überhaupt finanzieren?

Wichtigstes Motiv von Druckversuchen seitens der Betreiber ist ihre finanzielle Schieflage. Wer nicht rentabel arbeitet, der erwirtschaftet auch zu wenig finanzielle Mittel um seine gesetzlichen Pflichten zu erfüllen. Würden die Produktion und der Verkauf von Atomstrom genügend finanzielle Mittel generieren, müssten die Betreiber keinen Druck auf das Ensi ausüben.

Deshalb ist dringend geboten, dass die Debatte um die Sicherheit der Kernkraftwerke auch auf deren finanzielle Leistungsfähigkeit ausgedehnt wird. Natürlich: Die Betreiber behaupten bezüglich Rentabilität das Gegenteil. Die Mär vom billigen Atomstrom wird sorgfältig weiter

gepflegt. Das geht so weit, dass im Falle der Annahme der Eidgenössischen Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie» mit saftigen Schadenersatzforderungen für entgangene Gewinne gedroht wird.

Wenn die Betreiber Entschädigungsforderungen stellen wollen, dann allerdings müssen sie zu allererst einmal ihre Bücher öffnen. Die Beweislast liegt nämlich bei denjenigen, welche einen Schaden geltend machen. Sie müssten transparent und nachvollziehbar zeigen, ob überhaupt, und wenn ja, welche Erträge denn verloren gingen. Dabei wäre mit aller Vorsicht darauf zu achten, dass die Betreiber die Gestehungskosten der Kernkraft bereinigt von Quersubventionen aus dem Geschäft mit der Wasserkraft darstellen. Dies müsste von wirklich unabhängigen externen Experten bestätigt werden, Revisionsfirmen kommen also im Falle der Schweizer Kernkraftwerke nicht in Frage.

Dass die Betreiber eine solche Offenlegung unbedingt vermeiden wollen, zeigt sich auch an deren fundamentalem Widerstand gegen die vom Ensi geforderten Langzeitbetriebskonzepte für mehr als vierzigjährige Kernkraftwerke, die das Parlament in der Folge der Sicherheitsbehörde auch verweigert hat.

Heute bleibt uns nicht viel anderes übrig, als mit den Zahlen zu arbeiten, welche den offiziellen Geschäftsberichten zu entnehmen sind. Die Zahlen der letzten fünf Jahre hat Rudolf Rechsteiner für diesen Bericht sorgfältig aufgearbeitet; aus ihnen lässt sich interessantes ableiten.

Heute liegen die Marktpreise für Strom bei rund 3 Rp. kWh während die Gestehungskosten für das KKW Beznau auf 8.5 Rp. pro kWh angestiegen sind. Das ist aus einer Präsentation der Axpo über das finanzielle Risiko für den Kanton Zürich klar ableitbar. Diese Information deckt sich interessanterweise mit der Erkenntnis der Credit Suisse First Boston aus dem Jahre 1997, welche damals für Leibstadt Gestehungskosten von 8.12 Rp. pro kWh berechnet hat. Des Weiteren wurde in der gleichen Studie, also bereits 1997, festgehalten, dass die Kernenergiebetreiber in der Schweiz bis 1997 schon 5.3 Milliarden Franken in den Sand gesetzt haben. Das notabene zu einer Zeit vor der Marktöffnung, als in einem Monopolumfeld die Betreiber noch alle Kosten nach freiem Ermessen auf die Kunden abwälzen konnten.

Es gibt auch starke Indizien, dass die Gestehungskosten sogar zwischen 10 bis 15 Rp. pro kWh liegen. Das ergibt sich, wenn man weitere vernachlässigte Kostenelemente mitberücksichtigt, wie Zuschläge für ungedeckte Entsorgungskosten, Kapitalkosten oder aus der Unmöglichkeit, die Anlagen im heutigen Umfeld kostendeckend zu betreiben, was zu kürzeren Abschreibungszyklen führen würde. Gestehungskosten von 15 Rp. pro kWh und mehr entsprechen auch ungefähr den staatlichen Strompreisgarantien für das neue KKW Hinkley Point C in England, welche für mindestens 35 Jahre als indexierte Leistung vom britischen Staat zugesichert sind. Zudem ist davon auszugehen, dass die Gestehungskosten weiter steigen werden, gar aus dem Ruder zu laufen drohen, wenn unvorhergesehene Ereignisse eintreten. Für das KKW Beznau sind beispielsweise die Nachrüstungsinvestitionen von ursprünglich geplanten 150 Mio. Franken auf über 700 Mio. Franken hochgeschwungen, und ein Ende der Mehrkosten ist noch nicht absehbar. Zudem enthalten die Gestehungskosten keinen ausreichenden Versicherungsschutz. Würde man diesen einrechnen, wären die realen Gestehungskosten nochmals mindestens doppelt so hoch.

Der Deckungsbeitrag, das neue Zaubermittel

Und trotzdem: Die KKW arbeiten unbeirrt von alledem weiter. Sie nehmen substantielle Verluste in Kauf, weil die Betreiber auf bessere Zeiten hoffen. In andern Worten, sie gehen immer noch davon aus, dass ein planwirtschaftliches Monopol besteht und der Preisbildung am Markt überlegen ist. In der Zwischenzeit rechtfertigen sie ihre Geschäftspolitik mit dem Deckungsbeitrag. Solange, so argumentieren sie, die Einnahmen zumindest einen Teil der fixen Kosten abdecken, solange sei es betriebs- und finanzwirtschaftlich sinnvoll, die Reaktoren weiter laufen zu lassen und weiter zu investieren, anstatt diese sofort stillzulegen.

Atemberaubend, diese Logik. Erstens bestätigt sie, dass Verluste generiert werden. Rudolf Rechsteiner berechnet jährliche Verluste von mehr als 650 Mio. Franken für alle Kernkraftwerke, gemessen an Marktpreisen. Bis zum Ende der Laufzeit summieren sich diese Verluste auf mehr als 13 Milliarden Franken. Was genau die kalkulatorische Basis von Schadenersatzforderungen bei schrittweiser Abschaltung sein soll, ist deshalb nicht ersichtlich.

Zweitens: Aufgrund der mangelnden Transparenz bezüglich der Kosten der Kernenergie, der Bezugsrechtsverträge mit ausländischen Atomstromlieferanten und anderer relevanter Verträge ist nicht nachvollziehbar, ob überhaupt ein Deckungsbeitrag erwirtschaftet wird. Bei Axpo fehlt zum Beispiel eine Segmentberichterstattung, welche über die Wirtschaftlichkeit der Kernkraftwerke Auskunft geben könnte. Mit dieser mangelnden Transparenz, und das ist das Tragische, haben sich die Verwaltungsräte der KKW-Betreiber vermutlich selber am meisten geschadet, weil sie für ihre Investitionsentscheidungen keinen betriebswirtschaftlich zuverlässigen Informationsstand hatten.

Aus den Informationen der Betreiber geht hervor, dass diese mit variablen Kosten von 2.5 Rp. pro kWh kalkulieren. Rudolf Rechsteiner stellt die berechneten 2.5 Rp. pro kWh mit einer überzeugenden Argumentation in Frage. Richtig wäre, als variable Kosten alle Kosten zu betrachten, welche man bei der Schliessung eines Werkes einsparen kann. Heute werden aber die variablen Kosten «schöngerechnet» indem man werterhaltende Massnahmen als unabhängig von der Produktionsmenge betrachtet und somit nicht den variablen Kosten zuordnet. Es ist mit grosser Sicherheit davon auszugehen, dass heute kein Kernkraftwerk mit einem positiven Deckungsbeitrag arbeiten kann.

Drittens: Es stellt sich die Frage, warum die BKW das KKW Mühleberg abschalten. Der finanzielle Basismechanismus ist dort derselbe. Offenbar wurde in Bern betriebs- und finanzwirtschaftlich nicht «schöngerechnet», sondern der Realität in die Augen geschaut.

Und viertens: Unabhängig von der Frage der variablen Kosten lässt sich zeigen, dass die Deckungsbeitragshoffnung nicht mehr als eine Nebelpetarde ist. Das Weiterführen einer verlustbringenden Aktivität lässt sich mit dem Deckungsbeitrag nur dann rechtfertigen, wenn begründete Hoffnung besteht, dass der Verlust dereinst kompensiert werden kann.

Es ist ganz simpel. Wer in einem Jahr einen Verlust einfährt, der muss diesen später irgend einmal mindestens durch einen Gewinn von mindestens entsprechender Höhe kompensieren können. Nur wird das im Falle der Schweizer Kernkraftwerke voraussichtlich nie der Fall sein, weil die verbleibende Laufzeit zu kurz ist und weil der Weiterbetrieb weitere Nachrüstungen erfordern wird, deren Kosten die Betreiber im Voraus nicht genau kennen können. Und sollte doch noch einmal ein Marktumfeld eintreten, welches eine Kompensation erlaubt, dann werden die Schweizer Kernkraftwerke aus Altersgründen sowieso nicht mehr am Netz sein.

Ganz abgesehen davon, dass Preisexplosionen unwahrscheinlich sind, ist offensichtlich, dass bei einem hohen Preisniveau die erneuerbaren Energiequellen sehr rasch sehr grosse Strommengen zu wettbewerbsfähigen Preisen liefern können. Die Kernenergie wird unter diesen Bedingungen keinen Platz mehr haben.

In aktuellen Zahlen sieht das so aus. Den 8.5 Rp. pro kWh für das KKW Beznau steht heute ein Ertragspotential von 3.1 Rp. gegenüber, also ein Verlust pro produzierter kWh von 5.4 Rp. Diese 3.1 Rp. werden noch einige Zeit relevant sein, wie die Futures-Preise für 7 Jahre an der Strombörse signalisieren. Also müssten nach sieben mageren Jahre sieben fette Jahre folgen. Der Marktpreis müsste dazu ab dem Jahre 2022 5.4 Rp. kWh höher sein als die Gestehungskosten von 8.5 Rp. pro kWh, also mindestens 13.9 Rp. (gerechnet ohne Zinseffekte). Diese Preisentwicklung ist allein schon deshalb nicht realistisch, weil bereits heute die durchschnittlichen Zubaukosten für erneuerbare Energien aus Grossanlagen unter 7Rp. pro kWh liegen, wie die Auktionen in Deutschland oder Frankreich zeigen.

Legt man dem Rechnungsbeispiel die Annahme Gestehungskosten von 15 Rp. pro kWh zugrunde, dann müsste der Strompreis nach sieben Jahren auf 27 Rp. pro kWh emporschnellen.

Der Krug geht zum Brunnen bis er bricht

Es gibt nur zwei Möglichkeiten: die Kernkraftwerke schleunigst finanziell sanieren oder rasch abschalten. Die finanzielle Sanierung kostet aber Milliarden mehr als das Abschalten. Hier stehen die Eignerkantone als Aktionäre in der Verantwortung. Sie müssen die erforderlichen finanziellen Mittel bereitstellen, was aber unter demokratischen Spielregeln höchst unwahrscheinlich ist.

Warum nur hängen die Betreiber von Kernkraftwerken an ihren Verlustquellen? Ist es, weil heute noch zu viele Manager und Verwaltungsräte aktiv sind, welche das finanzielle Desaster mit zu verantworten haben und das Sanieren, die schlechte Botschaft also, einer späteren Führungsriege überlassen wollen?

In jeder anderen Industrie oder Branche wären solche wertzerstörende Aktivitäten schon längst eingestellt worden. Denn wirtschaften auf Basis eines ungenügenden Deckungsbeitrags ohne Aussicht auf eine Erntephase heisst nichts anderes als: Wir wollen möglichst viel Verlust kreieren.

Und wenn dieser später gedeckt werden muss, geht man einfach zum Brunnen der Steuerzahler. Doch das kann halt nur, wer - wie die Kernkraftwerksbetreiber - eine faktische Staatsgarantie besitzt.

Es geht zum Glück auch anders, die BKW machen es vor.

„Die Talsohle am Strommarkt scheint noch immer nicht erreicht“

Stephan Werner Döhler,
Vorsitzender der Geschäftsleitung
Kernkraftwerk Leibstadt AG

Geschäftsbericht der Kernkraftwerk Leibstadt AG, Seite 5
(Frühjahr 2016)

Disclaimer

Der Autor dankt den folgenden Personen für ihre Auskünfte und Gespräche:

- Herrn Kaspar Müller, unabhängiger Finanzexperte und ehem. Präsident der Stiftung Ethos, Basel
- Herrn Michael Plaschy, Leiter Geschäftseinheit Nukleare Produktion der Alpiq Suisse SA sowie Verwaltungsrat der KKW Leibstadt AG
- Herrn Dr. Andreas Ulbig, Elektroingenieur und Dozent am Power Systems Laboratory der ETH Zürich
- Herrn Michael Wider, Leiter Geschäftsbereich Generation, Mitglied der Geschäftsleitung der Alpiq Holding AG, Verwaltungsratspräsident der KKW Gösgen-Däniken AG sowie Vizepräsident der KKW Leibstadt AG. Er ist ferner Verwaltungsrat von Swissgrid.
- Frau Anne Koch und Herrn Florian Kasser, Greenpeace Schweiz

Die Aussagen in diesem Bericht müssen sich nicht mit den Ansichten des Auftraggebers oder der Gesprächspartner decken.

Zur Person

Dr. Rudolf Rechsteiner (1958), Ökonom, ist Dozent für erneuerbare Energien an der ETH Zürich und an der Universität Basel. Er ist Inhaber des Beratungsbüros re-solution.ch.

Rudolf Rechsteiner hat sich als Nationalrat (1995-2010) für die Öffnung des Strommarktes, für die Einführung der Einspeisevergütungen, der CO₂-Abgabe und für die Schliessung von Atomkraftwerken engagiert. Er ist derzeit Grossrat in Basel-Stadt (SP).

Als Vorstandsmitglied und Präsident der ADEV-Gruppe (1988-2010) und seit 2010 als Verwaltungsrat der Industriellen Werke Basel (IWB) kennt er die Aufgabestellung von Stromproduzenten und Netzbetreibern aus jahrzehntelanger Erfahrung.

Rudolf Rechsteiner war Mitinitiant der Klagen von TRAS und Greenpeace gegen die Bilanzfälschungen der KKW Gösgen und der KKW Leibstadt AG. (Diese Klagen wurden formell abgelehnt, die Bilanzierung wurde hingegen teilweise an das Obligationenrecht angepasst). Er ist Mitkläger gegen das AKW Beznau, wo die gesetzliche Maximaldosis bei Erdbeben mit dem Segen der Aufsichtsbehörde ENSI um das 78-Fache überschritten wird.

1. Zusammenfassung

Die Schweizer Kernkraftwerke produzieren doppelt so teuer wie der Marktpreis. Erneuerbare Energien werden jedes Jahr billiger und verdrängen Atom- und Kohlekraftwerke aus dem Netz, weil sie billiger sind und weil sie tiefere Grenzkosten aufweisen als Kernkraftwerke, was bedeutet: sie erwirtschaften auch bei tiefen Strompreisen noch Deckungsbeiträge, was den Kernkraftwerken aktuell nicht mehr gelingt.

«*Ein Grosser wird seine Bilanz deponieren*». So hat Ex-Alpiq-Präsident Hans Schweickardt am 29. April 2016 im NZZ-Interview den Konkurs eines Überlandwerkes angekündigt. Die AKW-Betreiber haben sich verrechnet. Sie leben von der Substanz, aber offiziell wollen sie es nicht wahrhaben.

Lieber machen sie Jagd auf Sündenböcke. So steht im Jahresbericht 2015 des KKW Gösgen AG: „*Der europäische Grosshandelspreis, dem der Schweizer Preis folgt, hat sich inzwischen auf tiefem Niveau bei rund 3 Rappen pro Kilowattstunde eingependelt. Die neuen erneuerbaren Energien kommen subventioniert mit dem Preis von 0 Rappen pro Kilowattstunde auf den Markt, werden aber beispielsweise mit 42 Rappen pro Kilowattstunde für Photovoltaik, mit 19 Rappen pro Kilowattstunde für Wind und mit 12 Rappen pro Kilowattstunde für die Kleinwasserkraft abgegolten*“.¹

Das stimmt so nicht. „*42 Rappen pro kWh für Photovoltaik*“ – das ist lange her! Innovationen und Wettbewerb drücken den Preis für Solarstrom brutal tief nach unten. In Deutschland, Frankreich und Italien bringen neue Solar- und Windfarmen Strom für 4 bis 7 €/kWh ans Netz. Das liegt unter den Gestehungskosten von Beznau & Co.

Einer der AKW-Betreiber, die Bernischen Kraftwerke (BKW), hat das begriffen: Im Herbst 2013 kündigte BKW die Mühleberg-Schliessung für 2019 an. Statt in Nachrüstungen steckt BKW das Geld in erneuerbare Energien, zum Beispiel in die norwegische Windfarm *Fosen*, die ab 2018 Winterstrom für 3,5 bis 4 €/kWh liefern wird.²

Auch in der Schweiz selber gelangt immer mehr sauberer Strom ins Netz – nicht selten ohne jegliche Finanzhilfe. Seit 2008 hat sich die installierte Photovoltaik-Leistung von 49 MW auf 1394 MW vervielfacht. Von den 340 MW neuen Solarstromanlagen, die 2015 ans Netz gingen, erhielten laut Bundesamt für Energie nur 120 MW eine Förderung. Die Mehrzahl der Anlagen erreicht die Wirtschaftlichkeit dank Eigenverbrauch ohne Zuschüsse aus dem Netzzuschlag.³

Selbst Kleinanlagen, die aus dem Netzzuschlag eine Einmalvergütung erhalten, kosten die Allgemeinheit heute brutto weniger als 3 Rp/kWh, umgerechnet auf 30 bis 35 Jahre voraussichtliche Produktionszeit. Diese Anlagen verbilligen den Strom insgesamt, weil die teure Mittagsspitze dank Photovoltaik verschwunden ist – netto betrachtet ein gutes Geschäft für alle. Neue Photovoltaik verursacht der Allgemeinheit weniger Kosten als der Strom aus den alten AKWs. Deren Altlasten können die Betreiber nicht mehr aus eigener Kraft stemmen, deshalb der Ruf nach Subventionen für Kernkraftwerke von Alpiq- und Axpo-Exponenten.

13 bis 14 Milliarden Franken Verlust – Mehrkosten für Entsorgung nicht inbegriffen

Gösgen, Leibstadt und Beznau produzieren zu Gestehungskosten von 4,6, 5,6 und über 7 Rappen pro kWh. Das sind die Durchschnittszahlen der letzten fünf Jahre, entnommen aus Geschäftsberichten und anderen Publikationen der Betreiber. Gemessen am aktuellen Marktpreis von 3,1 Rp/kWh verursachen die drei Atomkraftwerke Betriebsverluste von jeweils 120, 220 bzw. 297 Mio. CHF, ins-

¹ KKW Gösgen AG, Jahresbericht 2015, Seite 10

² Andrew Lee, William Steel: *Europe's biggest and cheapest onshore wind project*, Rechargenews 7. Juni 2016

³ Marc Müller (Bundesamt für Energie): *Marché PV 2015, quels enseignements pour les années à venir?* (Folie contingent 2015, Nationale PV-Tagung 2016)

gesamt 637 Mio. CHF, pro Jahr! Und solange Beznau 1 stillsteht, betragen die jährlichen Verluste sogar 667 Mio. CHF. Bei 60 Jahren angestrebter Laufzeit ergeben sich ungedeckte Kosten von 13 bis 14 Milliarden Franken.

in Mio. CHF	Beznau Fall A (Beznau 1 steht still)	Beznau Fall B (Blöcke 1 und 2 in Betrieb)	Gösgen	Leibstadt	Total Fall A (Beznau 1 auf standby)	Total Fall B (Beznau 1 und 2 in Betrieb)
Jahreskosten	413	468	356	500	1268	1323
mittlere Jahresproduktion (GWh Ø 2011-15)	2750	5500	7629	9023	19402	22152
Jahreserlöse bei Strompreis 3,1 Rp/kWh	85	171	236	280	601	687
Jahresverlust bei Weiterbetrieb	-327	-297	-120	-220	-667	-637
Kumulierter Verlust bis Betriebsende	-4909	-4455	-2756	-6156	-13821	-13367
Variable Kosten pro Jahr	220	248	317	325	861	889
Deckungsbeitrag pro Jahr	-135	-77	-80	-45	-260	-202
Ersparnis bei sofortiger Schliessung	2021	1155	1962	1263	5246	4380

Abbildung 1 Jahresverluste, Deckungsbeiträge und Gesamtverluste

In diesen Schätzungen noch nicht eingerechnet sind die höheren Prämien für den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (Stenfo), welche die Betreiber mit Beschwerden bekämpfen. Auch die absehbaren Nachfinanzierungen des Stenfo wegen tiefer Kapitalerträge im Niedrigzinsumfeld, wie auch Mehrkosten für Entsorgung, die aus neuen Kostenschätzungen hervorgehen, sind nicht berücksichtigt. Dazu kommen weitere Risiken, etwa, dass die Strompreise weiter sinken, wenn der Marktanteil von Sonne und Wind in Europa weiter ansteigt und die CO₂-Preise tief bleiben, weil die CO₂-Reduktionen höher ausfallen als ursprünglich angestrebt.

Irreführung der Öffentlichkeit

Die Betreiber erzählen der Öffentlichkeit lieber Märchen als dass sie sich den Fakten stellen. Eines lautet so: *Unsere Anlagen wurden alle erneuert. Sie sind jetzt wieder topmodern. Sie abzuschalten mache schlicht keinen Sinn, denn die variablen Kosten betragen bloss 2,5 Rp/kWh oder weniger. Der Weiterbetrieb sorgt für Deckungsbeiträge und senkt die Verluste.*

Die Realität sieht anders aus. Die alten AKWs verursachen Jahr für Jahr nicht nur Personal- und Brennstoffkosten, sondern eben auch Reparatur- und neue Unterhaltskosten. Letztere werden von den Betreibern aber nicht als laufende Kosten, sondern als „Investitionen“ rubriziert und in der Bilanz aktiviert. Nach aussen wird der Anschein erweckt, es handle sich um längst verausgabte Fixkosten. In der Jahresrechnung erscheinen die Betriebskosten so viel tiefer als sie in Wirklichkeit Jahr für Jahr anfallen.

Im „Prosa-Teil“ der Jahresberichte von Gösgen und Leibstadt lässt sich aber nachlesen, wie hoch die als Investitionen getarnten laufenden Unterhaltskosten tatsächlich waren:

Unterhaltskosten pro Jahr in Mio. CHF			
	Gösgen	Leibstadt	Total
2011	130	96	226
2012	171	112	283
2013	213	108	321
2014	134	113	247
2015	96	112	208
Durchschnitt 2011-2015	148.8	108.2	257

Ein rentables „Goldenes Ende“ mag es für Wasserkraftwerke geben, wo keine Radioaktivität im Spiel ist. Bei Atomkraftwerken nehmen die Kosten im Alter eher zu, zum Beispiel wegen Rissen im Reaktordruckbehälter, wegen Versprödung des Metalls durch Radioaktivität oder wegen neuen Erkenntnissen nach Unfällen.

Für „Erdbebenertüchtigung“ will zum Beispiel die Kernkraftwerk Gösgen AG in den nächsten Jahren eine weitere Milliarde Franken ausgeben. Würde man das Werk rasch schliessen und die Brennstäbe in ein bereits bestehendes, externes Kühlbecken verbringen, könnte man sich einen Grossteil dieser Kosten sparen.

Nur weil die Betreiber um jeden Preis weitermachen wollen und davon ausgehen, dass am Ende sowieso der Steuerzahler für die Defizite aufkommt, weil er gar nicht anders kann, wird munter weiter in unrentable Anlagen „investiert“ und der Öffentlichkeit wird eine Rentabilität vorgegaukelt, die es in Wirklichkeit nicht mehr gibt.

Beznau – Karrers Lehrstück

Ein Lehrbeispiel für eskalierende Unterhaltskosten liefert das AKW Beznau. Dort beschloss der damalige Axpo-Chef und heutige Economiesuisse-Direktor Heinz Karrer im Jahr 2008 den Weiterbetrieb und eine Erdbebenertüchtigung für 150 Mio. CHF. Die Rechnung stieg dann zuerst auf über 700 Mio. CHF. Während der „Ertüchtigung“ wurden alte Risse im Reaktordruckbehälter entdeckt. Beznau 1 steht seit März 2015 still. Eine gefährliche Bauruine mit Milliarden Schulden.

Finanzielle Eckwerte der wesentlichen Partnerwerke und übrigen assoziierten Gesellschaften				
Mio. CHF	Bruttowert 30.9.2015		Bruttowert 30.9.2014	
	Kernkraftwerk Leibstadt AG	Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG	Kernkraftwerk Leibstadt AG	Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG
Bilanz				
Anlagevermögen	4 066.9	3 396.6	3 897.9	3 334.9
Umlaufvermögen	275.8	140.0	400.6	154.4
Langfristiges Fremdkapital	3 657.9	3 185.1	3 732.5	3 115.2
davon langfristige Finanzschulden	394.0	286.2	569.4	195.1
Kurzfristiges Fremdkapital	284.3	129.0	118.1	93.0
davon kurzfristige Finanzschulden	284.3	129.0	118.1	93.0
Eigenkapital	400.5	222.5	447.9	281.1
Beteiligungsquote (in %)	34,63%	35,95%	34,63%	35,95%
Erfasster Beteiligungsbuchwert	138.7	80.0	155.1	101.1
Erhaltene Dividende	8.6	6.3	8.6	6.3

Abbildung 3 Leibstadt und Gösgen verfügen über weniger als 10% Eigenkapital gemessen an den Aktiven (Auszug aus Axpo Jahresbericht 2014/2015, Seite 55)

Ähnliches kann sich in Gösgen und Leibstadt abspielen. Denn auch dort decken die Erträge die Kosten nicht mehr, und neue Sanierungen für Hunderte Millionen Franken sind bereits angekündigt, ohne dass ein Parlament oder das Volk über diese sinnlosen Investitionen mitentscheiden kann. Statt auf einen geordneten Ausstieg spielen die Betreiber auf Zeit und hoffen auf pflegliche Behandlung durch das ENSI.

Doch schon die Finanzierung des laufenden Betriebs belastet die Aktionäre in untragbarem Mass. Für die Deckung der Entsorgungskosten ist zu wenig Geld da. Deshalb gehen die Betreiber mit Beschwerden gegen den Bundesrat vor. Die beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt haben weniger als 10% Eigenkapital, gemessen an den Aktiven. Sie sind auch nach über 30 Jahren Betrieb ei-

gentlich blank. Und weil manche Wasserkraftwerke von Axpo und Alpiq ebenfalls notleidend sind, funktionieren die alten Quersubventionen nicht länger.

Subventionen des Bundes für Atomkraftwerke bräuchten eine Bevölkerungsmehrheit. Diese ist in weiter Ferne. Gemäss einer Umfrage des „Blick“ vom April 2016 bei 500 Personen lehnen 60 Prozent der Bevölkerung Atomsbventionen ab.

Deshalb wird die Finanzierung über die Zukunft der Kernkraftwerke entscheiden. Bei einem Konkurs der Alpiq würde Gösigen den wichtigsten Partner verlieren, der bisher die Gestehungskosten garantierte. Es entstünde ein Domino-Effekt. Die fehlenden Deckungsbeiträge müssten dann von Axpo fast allein getragen werden; sie würde Inhaberin von über 80 Prozent aller AKW-Kapazitäten. Axpo hat, anders als BKW, kaum gebundene Endverbraucher, denen sie die gigantischen Verluste aufhalsen könnte. Ein Konkurs wird dann auch für Axpo wahrscheinlich, und das ist gut so.

Die Atomkraftwerke sind zu einem grossen Teil schon ersetzt

Völlig falsch ist das Bild der Betreiber, der Atomstrom lasse sich bei einer Schliessung der AKWs bloss durch Kohlestrom oder Atomstrom aus dem Ausland ersetzen. Viele Schweizer Stromfirmen haben bereits ein eigenes grünes Portfolio aufgebaut. Die Bezugsrechte aus erneuerbaren Energien in Europa belaufen sich heute auf über 7 TWh – entsprechend 12 Prozent vom Schweizer Endverbrauch – Tendenz steigend.⁷ Diese Produktion ist für den einheimischen Stromverbrauch jederzeit abrufbar. Netzengpässe gibt es auch keine, ausser sie werden von der Branche selber organisiert, wie im vergangenen Herbst.⁸

Stromherkunft	Jahresproduktion (GWh)	Anteil am Schweizer Endverbrauch
Wasserkraft (nur KEV-Anlagen)	930	1,6%
Solarstrom	1400	2,4%
Biomasse	2032	3,5%
Windenergie	110	0,2 %
Total	4400	7,7 %

Abbildung 4 Stromerzeugung aus neue erneuerbaren Energien in der Schweiz

Auch die einheimische Zusatzproduktion aus erneuerbaren Energien wächst substanziell. Sie liefert heute bereits rund 8% vom Endverbrauch. Rechnet man zu diesen 4400 GWh die 10'230 GWh aus KEV-Projekten hinzu, die auf Wartelisten stehen, und trägt man den monatlich 1000 neuen Projekten Rechnung, die bei Swissgrid angemeldet werden, lässt sich die Produktion aller Atomkraftwerke bis 2029 lückenlos ersetzen.

⁷ Siehe EnergieZukunftSchweiz: Energiewende dank Investitionen in Nachbarländern (2016), Werte zusammengezählt wurden die Auslandsbeteiligungen an erneuerbaren Energien von Alpiq, Axpo, Terravent, BKW, EBM, EKZ, ewb, IWB, Repower, EOS, Helvetiv Wind, Swissspower, Aventron, Invest Invent und Susi Investment.

⁸ Schweizerische Elektrizitätskommission (EiCom): [Versorgungssicherheit Winter 2015/16](#), Bericht der EiCom, Bern, Juni 2016

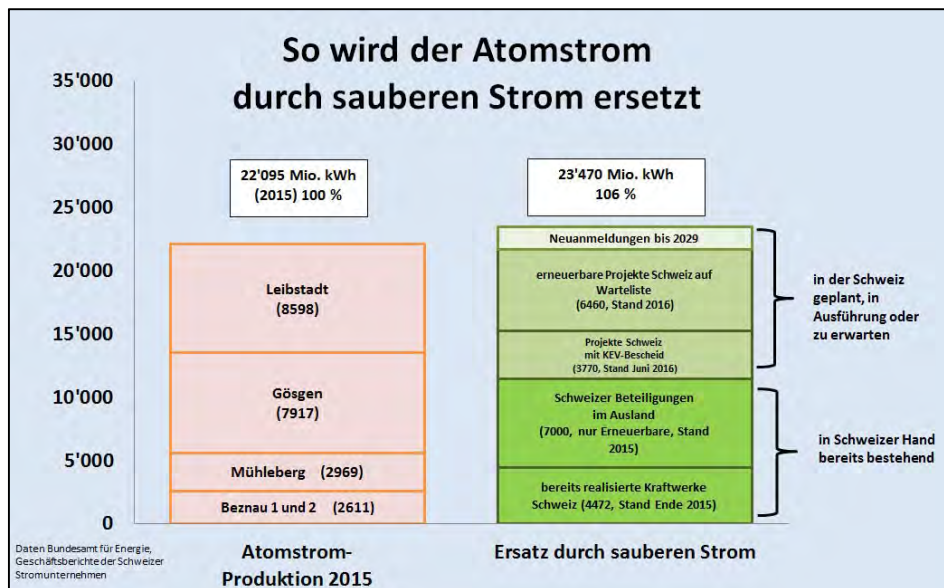


Abbildung 5 Atomstrom wird bis 2029 lückenlos sauber ersetzt

Eine intelligente Politik würde angesichts der klaren Fakten den kostenminimalen Pfad wählen und die Risiken aller Beteiligten minimieren. Dazu müsste die Atomlobby, statt ihre Milliardenverluste schönzurechnen, der Öffentlichkeit reinen Wein einschenken: Kernkraftwerke sind nicht wettbewerbsfähig. Die Vollkosten liegen mehr als doppelt so hoch wie der langfristige Marktpreis von geschätzten 3 Rp/kWh. Und die Grenzkosten der Kernkraftwerke liegen mit 4 Rappen pro kWh viermal so hoch wie die Grenzkosten der erneuerbaren Energien. Deshalb sterben die Kernkraftwerke aus und die Erneuerbaren setzen sich durch.

Jeder Tag, den man die AKWs länger laufen lässt, vermehrt die Schulden der Betreiber. Mit jedem Tag, den man die AKWs früher schliesst, kann man Geld sparen. Werden alle Atomkraftwerke ohne Nachrüstung rasch stillgelegt, könnten mindestens 4 bis 5 Milliarden Franken gespart werden im Vergleich zum Weiterbetrieb. Auch der Gewinn an Sicherheit wäre nicht unbedeutend. Und die volle Marktöffnung in der Schweiz wäre ein Schritt näher – und damit tiefere Energiepreise für alle, was die Substitution von fossilen Heizungen und Fahrzeugen erleichtern wird.

Die Betreiber argumentieren, dass ohne Atomkraftwerke die Versorgungssicherheit in Gefahr sei und dass sich nach 2020 die Strompreise möglicherweise erholen und zur Rentabilität der Atomkraftwerke führen werden. Das ist höchst unwahrscheinlich. Ein Anstieg der CO₂-Preise würde bloss den Bau-boom an Windkraftanlagen und an Photovoltaik beschleunigen. Als Alternative zu Kohle würde mehr billiges Erdgas eingesetzt. Die Atomkraftwerke hätten wenig gewonnen.

In der heutigen Konstellation ist es wichtig, dass sich die atomkritischen Kräfte nicht überrumpeln lassen und mit einem „Swissair-Reflex“ reagieren, um unrentable, veraltete Anlagen zu retten. Abzulehnen sind Preisgarantien für Atomkraftwerke, Quoten (Kaufzwang für Atomstrom), Kapazitätsmärkte oder eine Abschwächung der Entsorgungs-Finanzierung durch die Betreiber oder durch den Bundesrat. Auch die Unterstützung der Wasserkraft ist an klare Bedingungen zu knüpfen, damit die Atomkraftwerke nicht aus Aufwertungsgewinnen quersubventioniert werden können.

Die Kernkraftwerke in der Schweiz befinden sich heute am Ende ihrer technischen Lebenserwartung. Sie bilden technisch, finanziell und volkswirtschaftlich ein grosses Risiko. Eine Verlängerung der Laufzeiten auf Staatskosten muss unter jedem Titel verhindert werden.

Christoph Blocher, Führer und Financier der SVP, hat bereits angekündigt, er wolle Atomkraftwerke später subventionieren.⁹ Die grossen Parteien FDP, SVP und CVP und die Économiesuisse erhalten hohe Zuwendungen von der Atomlobby. Deshalb ist zu erwarten, dass ein Rettungsversuch kommen wird – nach der Volksabstimmung vom November 2016, wenn diese zugunsten der Atomlobby ausgehen sollte.

Undefinierter Atomausstieg

Der Ausstieg aus der Kernenergie bleibt ein Prozess in Etappen. Das war schon in Deutschland so, aber wie in Frankreich ist der Atomausstieg der Schweiz bis heute zeitlich unbestimmt.

Zwei Monate nach dem Unfall von Fukushima, am 25. Mai 2011, beschloss die Schweizer Landesregierung zwar den Ausstieg aus der Atomenergie mit einer Schliessung des letzten Atomkraftwerks im Jahr 2034. Die Betreiber reagierten sofort mit Entschädigungsforderungen.¹⁰

Das Parlament unterstützte wohl die Marschrichtung¹¹ (Motion Roberto Schmid), liess aber die Termine offen. Der Ständerat schliesslich wollte „kein Technologieverbot“ erlassen,¹² was vorab bedeutet, dass die teure Atomforschung an neuen Reaktoren weitergeführt werden soll.

Es ist gut möglich, dass Energieministerin Leuthard, den Niedergang der Kernkraftwerke schon früh erkannt hat und damit rechnet, dass Marktkräfte zum Ende der Atomenergie ohne Entschädigungen führen werden.¹³ Das mag so sein, aber die ungedeckten Entsorgungskosten sind damit nicht aus der Welt. Eine gesetzliche Regelung der Altlasten bleibt der Schweiz nicht erspart.

Im neuen Energiegesetz wird nur ein Neubauverbot verankert, wenn das Gesetz rechtskräftig wird. Die Annahme durch das Volk ist zu erwarten, weil nicht nur die neuen erneuerbaren Energien profitieren, sondern auch die Wasserkraft rund 200 Mio. CHF Fördergelder pro Jahr aus dem Netzzuschlag erwarten kann.

Selbst die Betreiber der Atomkraftwerke gehen mit der Energiestrategie 2050 finanziell nicht ganz leer aus. Sie sind in Personalunion auch im Besitz vieler Wasserkraftwerke und profitieren von der angestrebten Finanzierung der Wasserkraft. Trotzdem spricht die Strombranche heute nicht mit einer Stimme.

⁹ Der Bund 14.3.2016

¹⁰ Dies zeigte sich bereits beim Entscheid des Bundesverwaltungsgerichts, das eine Befristung des AKW aus Sicherheitsgründen verfügte. BKW hat noch nicht über möglichen Rekurs entschieden. «Stilllegung könnte Entschädigungsfrage aufwerfen» drohte der Präsident der BKW, Nationalrat Urs Gasche, in der Neue Zürcher Zeitung (8.3.2012)

¹¹ Motion Roberto Schmid

¹² Der Text der [vom Ständerat veränderten Motion](#) lautete: Der Bundesrat wird beauftragt, einen Gesetzesentwurf zu unterbreiten, um die Gesetzgebung wie folgt anzupassen: 1. Es dürfen keine Rahmenbewilligungen zum Bau neuer Kernkraftwerke erteilt werden. (=Version NR) 1bis Das Kernenergiegesetz vom 21. März 2003 ist entsprechend zu ändern. Damit wird kein Technologieverbot erlassen. 2. Kernkraftwerke, die den Sicherheitsvorschriften nicht mehr entsprechen, sind unverzüglich stillzulegen. (=Version NR) 3. Es wird eine umfassende Energiestrategie unterbreitet, um unter anderem den künftigen Strombedarf ohne Atomenergie und durch eine vom Ausland möglichst unabhängige Stromversorgung sicherzustellen, ohne den Wirtschafts- und Forschungsstandort Schweiz insgesamt zu gefährden. Die Förderung der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz wird zielführend verstärkt. 4. Bildung, Lehre und Forschung in sämtlichen Energietechnologien in der Schweiz und in der internationalen Zusammenarbeit werden weiterhin unterstützt. 5. Der Bundesrat berichtet periodisch über die Entwicklung der Technologien und die Umsetzung der Energiestrategie und stellt Anträge zu Gesetzesänderungen sowie Programmen. Insbesondere berichtet er regelmässig über die Fortschritte in der Kerntechnologie. Dabei nimmt der Bundesrat namentlich Stellung zu Fragen der Sicherheit, der Entsorgung radioaktiver Abfälle, sowie der volkswirtschaftlichen, umwelt- und klimapolitischen Auswirkungen.

¹³ Doris Leuthard war trotz ihrer ursprünglich atom-freundlichen Haltung über die neuen erneuerbaren Energien gut informiert. Sie liess im Oktober 2010 - damals noch Chefin des Volkswirtschaftsdepartementes den „Masterplan Cleantech Schweiz“ veröffentlichen. Im November 2010 wurde sie Chefin des UVEK, fünf Monate später ereignete sich Fukushima und sieben Monate nach Amtsantritt entschied sie sich für den Atomausstieg.

Innerhalb der Atomlobby gibt es eigentlich drei Fraktionen:

- Die Bernischen Kraftwerke (BKW) haben am 31. Oktober 2013 bekannt gegeben, das AKW Mühleberg zu schliessen.¹⁴ Sie kann dies, weil sie die Altlasten des Werks ihren im Monopol gebundenen Kleinkunden über hohe Energiepreise (cost plus) verrechnen darf. BKW fürchtet jedoch, in Solidarhaftung für die anderen AKW-Betreiber (Beznau, Gösgen, Leibstadt) genommen zu werden, weshalb sich manche BKW Exponenten, in der Hoffnung auf eine politische Lösung, wiederholt für die Annahme der Atom-Ausstiegs-Initiative ausgesprochen haben.
- Die Firma Alpiq (hervorgegangen aus einem Zusammenschluss der Atel und EOS-Gruppe) steht seit 2014 unter neuer Führung, die pragmatisch nach einem Weg sucht, die eigene Firma zu retten. Alpiq wäre zweifellos zu einem „Deal“ für eine terminierte Abschaltung der Atomkraftwerke bereit, wenn sie sich dadurch von Altlasten befreien könnte.
- Nur die Axpo steht einer politischen Lösung weiterhin fern. Ihre Exponenten sind ganz im planwirtschaftlichen Denken verhaftet. Das Axpo-Mantra von Heinz Karrer „*die Strompreise steigen/ wir garantieren die Versorgungssicherheit / diese erfordert Atomkraftwerke*“¹⁵ hat sich nicht erfüllt. Die Firma lebt vom Prinzip Hoffnung. Wenn die SVP-Chefstrategen der Axpo behaupten, der Weiterbetrieb von Beznau sei ein „betriebswirtschaftlicher Entscheid“ (Regierungsrat Markus Kägi, Zürich),¹⁶ dann müsste jemand die Frage stellen, worin genau die betriebswirtschaftliche Logik besteht, 200 bis 300 Mio. CHF pro Jahr zu vernichten. Und wer diese Kosten eines Tages bezahlt.

Eine kaufmännische Antwort bestünde darin, defizitäre Atomkraftwerke zu schliessen. Das ist das Rezept, das die Avenir Suisse, der neoliberale „Think Tank“ der Grosskonzerne, der Wasserkraft verschreibt: „*Man muss mit Konkursen leben*“.¹⁷ Wenn es um Kernenergie geht, kommt dieses Rezept den interessengebundenen Lobbyisten nicht über die Lippen. Ideologische Loyalitäten und intransparente Parteispenden dominieren den Diskurs seit Jahrzehnten.

Doch der wirtschaftliche Druck auf die alten Atomkraftwerke wächst, und die ungedeckte Rechnung wird immer grösser:

- Durch den Ausbau der Gleichstrom-Übertragungsnetze von Nord nach Süd in Deutschland sind immer grössere Mengen an Windenergie vom Norden Deutschlands zu erwarten, die bei starkem Wind die Preise in der Schweiz beeinflussen.
- Der Ausbau der Photovoltaik im In- und Ausland lässt die früher hohen Tagespreise zur Mittagszeit (10-14 Uhr) weiter sinken. Dieser Effekt spielt sich auf vielen Strommärkten auf der ganzen Welt ab. Deshalb sind auch Strompreise von 3 Rp/kWh an sonnigen Tagen nicht in Stein gemeisselt.
- Auf immer mehr Gebäuden wird Eigenverbrauch rentabel, wodurch sich die Nachfrage nach Atomstrom abschwächt.

Diese Preisentwicklungen spielen sich ab, ohne dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz noch relevant wäre. Kraftwerke mit erneuerbaren Energien werden weltweit weiter ausgebaut, weil sie wirtschaftlich sind und auch als eine Folge der Klimakonferenzen. Der dadurch ausgelöste Margendruck im Strommarkt entsteht auf zwei Ebenen:

- Das förderliche Umfeld für erneuerbare Energien und Kostenvorteile führen zum „vorausseilenden Gehorsam“ vieler Investoren; die CO₂-Preise für Emissionszertifikate im EU-Emissionshandelssystem bleiben deshalb voraussichtlich weiterhin sehr tief.
- Für die Grossindustrie, die von den Netzzuschlägen weitgehend befreit ist, ist bestehende Lösung mit Ausschreibungen und Einspeiseprämien vorteilhaft, weil sie die Kosten dafür nicht bezahlen. Die Preisentwicklung in Richtung Grenzkosten verhilft den energieintensiven Betrieben zu sensationell tiefen Strombezugskosten. Die Industrie wird deshalb – gerade auch, weil sie selber am Umbau der

¹⁴ Dies ist auch energiepolitisch eine wichtige Zäsur. Damit marschiert der Kanton Bern, insbesondere auch die SVP Bern, ideologisch vom Atomlager ins Lager der Befürworter von erneuerbaren Energien; angesichts der Grösse des Kantons (ca. 1 Mio. Einwohner) hat dies auch bei nationalen Volksabstimmungen eine Bedeutung.

¹⁵ Während Jahren verbreitet von Axpo Chef Heinz Karrer, inzwischen Chef des Wirtschaftsverbandes Économiesuisse

¹⁶ Tages-Anzeiger 23.3.2016

¹⁷ „Wenn ein Stromkonzern Probleme hat, dann sollte man ihn bankrott gehen lassen.“ Patrick Dümmler, Avenir Suisse in St. Galler Tagblatt 16.3.2016

Energiewirtschaft durch Lieferungen von Wind- und Solar-Infrastrukturen mitverdient – dem Ausbau der erneuerbaren Energien den Vorzug geben vor einer Erhöhung der CO₂-Preise.

- Sonne und Wind haben keine Absatzprobleme. Dieser Strom wird in den day-ahead und intra-day Märkten bevorzugt, weil die variablen Kosten nahe null liegen und weil selbst im Fall einer Abregelung den erneuerbaren Energien keine Kosten entstehen – im Unterschied zu Atom- und Kohlekraftwerken, die bei Teillast oder bei einer Abregelung bis zum Stillstand höhere spezifische Kosten gewärtigen als während des Normalbetriebs.

In Deutschland wurden die grossen Stromkonzerne radikal umgebaut. Nur in der Schweiz wird der Strukturwandel verzögert, nicht zuletzt, weil die Strommarkt-Liberalisierung bei uns nicht vollständig vollzogen ist.

Die letzte Hoffnung der AKW-Betreiber besteht darin, dass knappe CO₂-Zertifikate im europäischen Markt verteuern. Doch davon werden nicht die Kernkraftwerke, sondern Gaskraftwerke und erneuerbare Energien profitieren. Die Wirtschaftlichkeit der Atomenergie steht in weiter Ferne.

2. Gestehungskosten der Schweizer Kernkraftwerke im aktuellen Markt

Strompreise bestimmen Rentabilität

Nach den gesundheitlichen Risiken der Atomkraftwerke sind neuerdings die ökonomischen Risiken zu einem Thema in der Elektrizitätswirtschaft geworden. Im September 2015 erschien ein Gutachten des Autors¹⁸, das die Mehrkosten des Weiterbetriebs der schweizerischen Atomkraftwerke auf 10 Milliarden Franken schätzte, im Vergleich zu den Kosten einer Schliessung mit Strombeschaffung am Markt. Die Schlussfolgerung lautete: „Sofort Abschalten ist billiger,“ denn die Anlagen erwirtschaften keine Deckungsbeiträge mehr. Der Weiterbetrieb vergrössert bloss die Schulden. Die These von den fehlenden Deckungsbeiträgen wurde von der Atomindustrie sofort bestritten und der Autor wurde im Januar 2016 zu einem Gespräch zur Alpiq nach Olten eingeladen.¹⁹

Neuere PR-Papiere der Alpiq vom März 2016, die im März 2016 den Medien zugespielt wurden, bestätigen aber, dass Atomkraftwerke ohne Staatshilfe die angestrebte Betriebszeit von 60 Jahren nicht erreichen können. Das Ziel, so das Alpiq-PR-Papier, sei:

„Sicherstellen, dass durch geeignete politische Massnahmen die Betriebsrechnung in den Bereichen Wasserkraft und bei der Kernkraft schnellstmöglich wieder positiv ist.“....
„Die Wasserkraft ist bereits auf dem Weg zur Lösung in der Wahrnehmung der Politik (Förderung gemäss ES 2050) – aber bereits nach der vermeintlichen Lösung muss eine neue Initiative ergriffen werden, damit mehr Mittel zur Verfügung gestellt werden.“....
„Kernkraftwerke können in einer Auffanggesellschaft zusammengefasst und einem staatlichen Eigner übergeben werden.“²⁰

Entwicklung der Strompreise

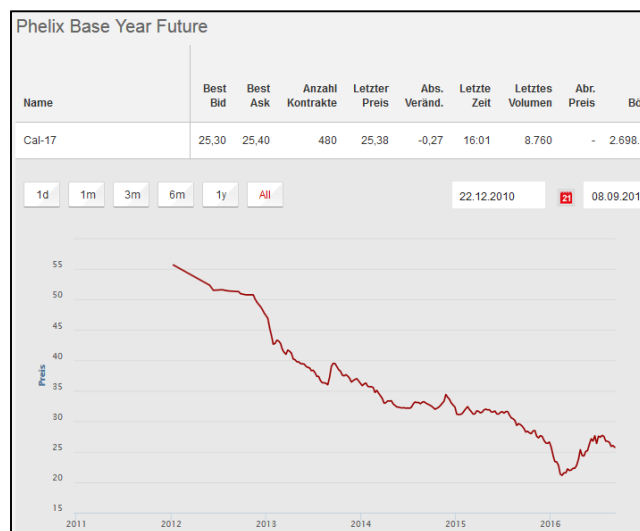


Abbildung 6 Entwicklung der Strompreise (Futures 2017, Deutschland, 2011-Aug. 2016) an der Strombörse EEX (Grafik: EEX)²¹

Die Preise am europäischen Strommarkt befinden sich seit 2008 im Sinkflug. Die Futures Preise²² erreichten im Februar 2016 mit 21 €/MWh (2,1 €/kWh) einen Tiefstwert (Grafik).

¹⁸ Rudolf Rechsteiner: [Entschädigungen für alte Atomkraftwerke?](#) Gutachten zuhanden der SP Schweiz (September 2015)

¹⁹ Zum Beispiel Memo der Alpiq vom 26. Oktober 2015 (abgedruckt im Anhang), Aussagen von Patrick Dümmler (Avenir Suisse) <http://www.rechsteiner-basel.ch/index.php?id=30>

²⁰ Dominik Reber: *Public Affairs Konzept 2016 Alpiq*, Hirzel.Neef.Schmid.Konsulenten: abgedruckt im Anhang. Bericht

<http://www.rechsteiner-basel.ch/index.php?id=30>

²¹ <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures/phelix-futures#!/2016/08/03>

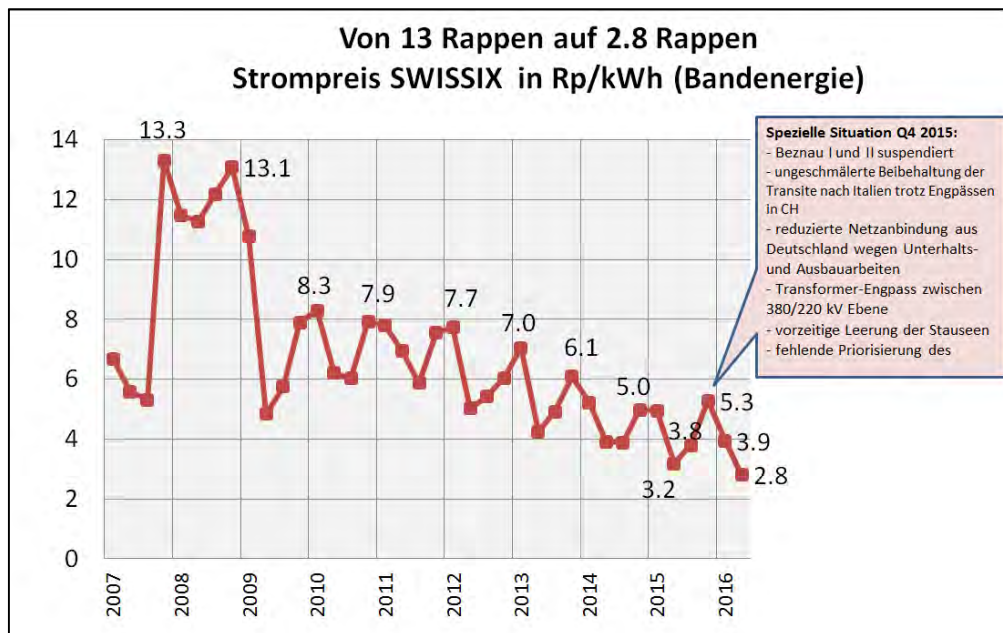


Abbildung 7 Preisentwicklung an der Schweizer Strombörse SWISSIX (Quelle: Bundesamt für Energie)²³

Die wettbewerblichen Rahmenbedingungen in Europa beeinflussen die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke auch in der Schweiz sehr stark. Auch hierzulande wird ein Grossteil der Bezüge am offenen Markt gehandelt. Allerdings bewirken gewisse Sonderfaktoren, etwa die bisher starke Anbindung an den italienischen Markt mit seinem leicht höheren Preisniveau, dass die Preise in der Schweiz nicht mit jenen in Deutschland oder Frankreich identisch sind. Unter anderem bewirkten selbst verschuldete Netzengpässe, dass die Preise zeitweilig etwas höher notierten als in den Ländern, von denen die Schweiz sehr viel Strom bezieht. Besonders akut war dies im Winter 2015/2016.²⁴

Die Schweizer Strompreise wurden im 4. Quartal 2015 durch Sonderfaktoren künstlich hoch gehalten. Der Preisanstieg in der Schweiz wurde durch folgende Komponenten herbeigeführt:

- vorzeitige Leerung der Staubecken durch die Betreiber der Wasserkraftwerke
- ungenügendes Reporting und fehlende Reservierungen von Leistung durch Swissgrid
- Unterhaltsarbeiten und Einschränkung der Netzanbindung nach Deutschland exakt während der Importsaison, bei ungeschmälerter Fortsetzung der Lieferungen nach Italien
- fehlende Priorisierung des einheimischen Stromverbrauchs
- verspätete Bereitstellung von Kuppeltransformatoren 380/220 kV
- Verlängerter Stillstand der Atomreaktoren Beznau 1 und Beznau 2

Die Einschränkungen im Herbst 2015 waren rein temporärer Natur und entstanden mangels aktiver Überwachung der Versorgungssicherheit durch Swissgrid und fehlender Bereithaltung von Regelenergie. Möglicherweise wurde die Verknappung von Axpo und Alpiq mutwillig herbeigeführt, um die im November 2016 bevorstehende Volksabstimmung über die *Volksinitiative für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie* zu beeinflussen. Die Betreiber der Kernkraftwerke sind im Verwaltungsrat von Swissgrid prominent vertreten und verfügen über viele Kontakte. Der Öffentlichkeit sollte, wie schon vor jeder anderen Atomabstimmung in der Schweiz, einmal mehr die Unersetzlichkeit der Atomkraftwerke vor Augen geführt werden.

Im 1. Quartal 2016 normalisierte sich die Situation und die Preise sanken unter die Werte im Vorjahresquartal 2015. Da die Netze mit einer Reihe von Sofortmassnahmen verstärkt und der Informationsfluss zwischen Netzbetreiber und Kraftwerkseigner verbessert wurde, dürfte sich ein solcher Preisanstieg kaum wiederholen, hielt die EICom fest.

²² Unter Futures Preisen werden Bezugsrechte für die folgenden Jahre gehandelt.

²³ http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de&dossier_id=03136

²⁴ Schweizerische Elektrizitätskommission (EICom): [Versorgungssicherheit Winter 2015/16](#), Bericht der EICom, Bern, Juni 2016

Methodik zur Bestimmung der Gestehungskosten

Um die wirtschaftlichen Perspektiven der Schweizer Atomkraftwerke zu beurteilen, werden die Gestehungskosten der Betreiber der Kernkraftwerke den aktuellen Marktpreisen gegenübergestellt. Um die Gestehungskosten zu bestimmen, bedienen wir uns der folgenden Methodik:

- Verwendet werden die in den Jahresberichten der Betreiber publizierten Daten.
 - Für die Gestehungskosten wurde der Fünfjahresdurchschnitt 2011-2015 verwendet, soweit vorhanden. Für Gösgen und Leibstadt liegen diese Zahlen im Detail vor.
 - Für Beznau 1 und 2 verwenden wir die Angaben von Axpo CEO Andrew Walo in der Präsentation für den Kantonsrat des Kantons Zürich vom 11. April 2016.²⁵
- Diese Gestehungskosten werden den Strompreisen gegenübergestellt, wie sie derzeit an den Futures Märkten für das Jahr 2022 abgebildet sind.

Dies ergibt tendenziell ein konservatives Bild der Kosten. Denn die Kostenwerte 2015 für Gösgen und Leibstadt und Beznau liegen deutlich höher in den Vorjahren. Zunehmend belastend entwickeln sich zudem die Beiträge an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (Stenfo), welche vom Bundesrat angehoben wurden. Die Betreiber haben diese erhöhten Beitragssätze mittels Beschwerden angefochten, ebenso die Kostenbeteiligungen an der Verteilung von Jodtabletten.²⁶ Mit diesen Kosten befassen wir uns im Detail weiter hinten. Es geht um relevante Beträge, die die Gestehungskosten insgesamt um ca. 0,5 Rp/kWh erhöhen, wenn die Beiträge korrekt den Verursachern angelastet werden.

Gestehungskosten KKW Gösgen

Gestehungskosten in Mio. CHF	2015	2014	2013	2012	2011	2010	Durchschnitt 2011-2015	Durchschnitt 2010-2014
Aktivierte Eigenleistungen	3.4	3.3	4.8	3.9	2.9	2.2	3.6	3.4
Übriger Betriebsertrag	5.6	14.5	76.1	4.6	12.0	9.7	22.6	23.4
Gewinn aus abgängen des Anlagevermögens								
Gesamtleistung	417.2	278.9	400.0	386.5	330.0	345.2	362.5	348.1
Material und Fremdleistungen	37.5	40.0	46.0	36.4	37.1	37.2	39.4	39.3
Personalaufwand	85.7	78.0	91.7	82.4	77.6	77.2	83.1	81.4
Abschreibungen auf Sachanlagen	109.5	133.7	130.3	135.7	107.6	110.2	123.4	123.5
Abgaben und Gebühren	18.2	24.8	16.5	18.5	17.1	32.0	19.0	21.8
Übriger Betriebsaufwand	24.3	26.7	28.8	26.6	28.0	27.3	26.9	27.5
Betriebsaufwand	275.2	302.2	313.4	299.7	267.5	284.0	291.6	293.4
Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT)	142.0	76.8	86.7	86.8	62.5	61.2	91.0	74.8
Finanzertrag	0.1	75.0	80.3	74.4	77.0	70.2	61.4	75.4
Finanzaufwand	112.5	121.9	138.2	131.8	109.9	102.8	122.9	120.9
Ergebnis vor Ertragssteuern	29.9	29.8	28.8	29.4	29.7	28.6	29.5	29.3
Ertragssteuern	11.2	11.2	10.1	10.8	11.1	9.9	10.9	10.6
Jahresgewinn	18.7	18.7	18.7	18.6	18.7	18.6	18.7	18.7
Jahreskosten zulasten Partner (Mio. CHF)	408.2	361.2	319.2	378.0	315.1	333.3	356.3	341.4

Gestehungskosten in Rappen pro kWh	2015	2014	2013	2012	2011	2010	Durchschnitt 2011-2015	Durchschnitt 2010-2014
Aktivierte Eigenleistungen	0.04	0.04	0.07	0.05	0.04	0.03	0.0479	0.0447
Übriger Betriebsertrag	0.07	0.18	1.11	0.06	0.15	0.12	0.3153	0.3255
Gewinn aus abgängen des Anlagevermögens	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-
Gesamtleistung	5.27	3.50	5.85	4.82	4.20	4.33	4.7289	4.5402
Material und Fremdleistungen	0.47	0.50	0.67	0.45	0.47	0.47	0.5151	0.5135
Personalaufwand	1.08	0.98	1.34	1.03	0.99	0.97	1.0837	1.0607
Abschreibungen auf Sachanlagen	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-
Abschreibungen auf immateriellen Anlagen	1.38	1.68	1.91	1.69	1.37	1.38	1.6060	1.6055
Abgaben und Gebühren	0.23	0.31	0.24	0.23	0.22	0.40	0.2461	0.2804
Übriger Betriebsaufwand	0.31	0.33	0.42	0.33	0.36	0.34	0.3503	0.3574
Betriebsaufwand	3.48	3.79	4.59	3.74	3.40	3.56	3.7995	3.8161
Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT)	1.79	0.96	1.27	1.08	0.80	0.77	1.1809	0.9755
Finanzertrag	0.00	0.94	1.18	0.93	0.98	0.88	0.8052	0.9808
Finanzaufwand	1.42	1.53	2.02	1.64	1.40	1.29	1.6032	1.5766
Ergebnis vor Ertragssteuern	0.38	0.37	0.42	0.37	0.38	0.36	0.3835	0.3797
Ertragssteuern	0.14	0.14	0.15	0.13	0.14	0.12	0.1413	0.1377
Jahresgewinn	0.24	0.23	0.27	0.23	0.24	0.23	0.2428	0.2423
Jahreskosten zulasten Partner (Rp/kWh)	5.16	4.53	4.67	4.72	4.01	4.18	4.61	4.42

Abbildung 8 Gestehungskosten KKW Gösgen 2010-2015 (Daten: Jahresberichte KKG)

²⁵ Eine Kopie der Präsentation von Andrew Walo ist im Anhang abgebildet. (Bericht <http://www.rechsteiner-basel.ch/index.php?id=30>)

²⁶ http://www.swissnuclear.ch/de/ueberstuerzte-kontraproduktive-vorschriften-kernkraftwerkebetreiber-erheben-besc-_content---1--43--36.html

Die publizierten Gestehungskosten²⁷ des AKW Gösgen betragen im Jahr 2015 5,16 Rp pro kWh. Der Mittelwert über die letzten 5 Jahre liegt bei 4,61 Rp/kWh. Als einziges Kernkraftwerk hat Gösgen die vom Bundesrat festgelegten Entsorgungskosten-Beiträge 2015 korrekt bezahlt

Unvollständige Kostendaten

Die Kosten gemäss Betriebsrechnung sind *unvollständig* und teilweise geschönt. So bestehen grosse Zweifel, dass die Entsorgungskosten mit den heutigen Prämien tatsächlich gedeckt werden können. Zudem haben die Betreiber die Abschreibungen ab 2014 auf eine Betriebsdauer von 60 Jahren ausgelegt, um diese niedrig zu halten, obschon sie nicht wissen können, welche Nachrüstungen und welche unvorhergesehenen Reparaturen bis zu einem derart späten Betriebsende zu erwarten sind, und wie diese bei den aktuellen Marktpreisen finanziert werden können.

Weltweit gibt es keine Erfahrungen mit derart langen Laufzeiten. Ausgelegt waren die Anlagen für 30 bis 40 Jahre Betriebsdauer. Für den Weiterbetrieb der Anlage während 60 Jahren müsste man erhebliche Rückstellungen für Reparaturen bilden, was die Betreiber bisher unterlassen haben.

„normalisierte Kosten von 4,3 bis 4,8 Rp/kWh“

Die KKG Gösgen AG hat im Jahresbericht 2015 neben dem Wert von 5,16 Rp/kWh „normalisierte Produktionszahlen“ mit Gestehungskosten von 4,31 bis 4,81 Rp/kWh publiziert, welche sich „ohne die schwankende Wertentwicklung“ des Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (Stenfo) ergeben würden.

Allerdings ist der im Jahr 2015 berücksichtigte ungenügende Kapitalertrag ein Fakt, der sich in den kommenden Jahren fortsetzen kann – also eher der Normalfall als die angeblich „normalisierten Kosten“ gemäss dem Betreiber.

Die Betreiber rechnen im Stenfo mit einem kalkulatorischen Zins von 3,5%, wodurch die Beiträge für die Kapitalisierung des Fonds künstlich tief gehalten werden. Im heutigen Zinsumfeld erscheint dies als zu optimistisch. Die Beiträge sind demnach zu klein und müssten für eine echte Kostendeckung den gesunkenen Zinsen Rechnung tragen.

Methodik zur Berechnung der variablen Kosten

Für die Rentabilität des Weiterbetriebs sind kaufmännisch betrachtet nicht die Vollkosten, sondern die variablen Kosten massgeblich. Solange das Werk Deckungsbeiträge liefert, so die oft gehörte Argumentation der Betreiber, mache die Ausserbetriebnahme keinen Sinn.

Ob diese Rechnung aufgeht, hängt von mehreren Faktoren ab. Zum einen stellt sich die Frage, wie die variablen Kosten gerechnet werden. Insbesondere besteht das Risiko, dass unvorhergesehene, altersbedingte Reparaturen oder Betriebsausfälle die optimistischen Kalkulationen für den Weiterbetrieb beeinträchtigen. Zum andern spielt die Entwicklung der Marktpreise eine Rolle, und hier muss neuerdings auch mit Preisen von deutlich unter 3 Rp/kWh gerechnet werden.

Zentral ist die Definition der variablen Kosten. Im Fall des AKW Mühleberg hat die BKW Chefin Suzanne Thoma die variablen Kosten in den Medien auf 1 Rp/kWh beziffert.²⁸ Das mag in einer ganz kurzfristigen Optik stimmen, wenn man sich mit Betriebsunterbrüchen von einer Woche beschäftigt und dafür die Einsparungen kalkuliert. Um solche kurzfristigen Betriebsunterbrüche geht es in unserer Betrachtung aber nicht. Alle Atomkraftwerke sind stark defizitär. Also stellt sich bei den variablen Kos-

²⁷ Nicht eingerechnet sind die externalisierten Kosten: fehlende Haftpflichtversicherung, Unfallkosten, Langzeitkosten des Atommülls usw.

²⁸ <http://www.bernerzeitung.ch/region/kanton-bern/Wie-rentabel-ist-das-AKW-Muehleberg-wirklich/story/16437537>

ten nicht die Frage der Ersparnisse bei einem temporären Unterbruch, sondern bei einer definitiven Schliessung der Anlagen.

Für Parlament, Bundesrat und alle weiteren Entscheidungsträger geht es um die Frage des kostenminimalen Atomausstiegs: wie viel Geld wird mit einer dauerhaften Stilllegung gespart?
Unter variablen Kosten verstehen wir hier jene Kosten, die bei einer definitiven Schliessung eingespart werden können, im Vergleich zum unbefristeten Weiterbetrieb.

Variable Kosten des KKW Gösgen

variable Kosten: Daten gemäss Jahresbericht		2015	2014	2013	2012	2011	Durchschnitt 2011-2015
laufende Investitionen in Instandhaltung	CHF/kWh	1.213	1.681	3.118	2.133	1.654	1.960
Material und Fremdleistungen	CHF/kWh	0.474	0.502	0.673	0.454	0.472	0.515
Personalaufwand	CHF/kWh	1.082	0.978	1.342	1.028	0.987	1.084
Abgaben und Gebühren	CHF/kWh	0.230	0.311	0.242	0.231	0.218	0.246
Übriger Betriebsaufwand	CHF/kWh	0.307	0.335	0.422	0.332	0.356	0.350
variable Kosten total	CHF/kWh	3.305	3.807	5.796	4.178	3.687	4.155

Abbildung 9 Variable Kosten des AKW Gösgen 2011-2015 (Quelle: Jahresbericht)

Die variablen Kosten betragen auf Basis der publizierten Werte des KKW Gösgen (Fünfjahres-Mittelwerte) 4,15 Rp/kWh. Eingeschlossen sind darin die „anlagentechnische Verbesserungen und substanzerhaltende Massnahmen“, die von den Betreibern als Investitionen getarnt werden. Bei diesen Ausgaben geht es nicht um Wertvermehrung, sondern um Massnahmen, die für den Weiterbetrieb unverzichtbar sind. Sie werden auch in Zukunft anfallen und dürfen deshalb nicht als „vergangene Kosten“ rubriziert, sondern müssen in die variablen Kosten einbezogen werden. Nicht berücksichtigt sind zudem ungeplante Reparaturen und Kosten durch Zwischenfälle/Unfälle sowie die dadurch verursachten Ertragsausfälle. Schaltet man das Werk ab, entfallen selbstverständlich auch die hohen Kosten für Substanzerhalt. Im Fall von Gösgen handelt es sich rückblickend um folgende Beträge.²⁹

anlagentechnische Verbesserungen und substanzerhaltende Massnahmen gemäss Jahresbericht KKG (Mio. CHF)	2015	2014	2013	2012	2011	2010	Durchschnitt 2011-2015	Durchschnitt 2010-2014
laufende Investitionen in Instandhaltung	96	134	213	171	130	102	148.8	150

Abbildung 10 KKW Gösgen: Ausgaben für „substanzerhaltende Massnahmen“ (Daten Jahresberichte)

Kontroverse über variable Kosten

Über die Höhe der variablen Kosten entspann sich eine Kontroverse mit dem Management des AKW Gösgen. Werte in der Grössenordnung von 4 Rp/kWh hat der Autor bereits in der Studie „Entschädigungen für alte Atomkraftwerke?“³⁰ vom September 2015 publiziert – in Übereinstimmung auch mit Schätzungen des Bundesrates.³¹ Sie wurden von der Geschäftsleitung der KKW Gösgen AG in einem Memo vom 26. Oktober 2015 bestritten: Sie beziffern die variablen Kosten des KKW Gösgen auf „2,4 Rp/kWh“.³²

Dies führte im Januar 2016 zu einem direkten Gespräch des Autors mit den Herren Michael Wider³³ und Michael Plaschy³⁴ von der Firma Alpiq. Die Differenzen wurden gemeinsam analysiert.

²⁹ Quelle: Jahresberichte KKG

³⁰ http://www.rechsteiner-basel.ch/uploads/media/Entschaedigungen_fuer_AKW_Bericht_final_20150903.pdf

³¹ Realkosten der Atomenergie, Bericht des Bundesrates in Beantwortung des Postulates 06.3714 Ory vom 14. Dezember 2006

³² Memo der KKG abgebildet im Anhang <http://www.rechsteiner-basel.ch/index.php?id=30>

³³ Leiter Geschäftsbereich „Generation“ Mitglied der Geschäftsleitung der Alpiq Holding AG, Verwaltungsratspräsident der KKW Gösgen-Däniken AG sowie Vizepräsident der KKW Leibstadt AG. Er ist ferner Verwaltungsrat von Swissgrid.

Sie ergeben sich daraus, dass die Vertreter der KKW Gösigen AG die Ausgaben für „*anlagentechnische Verbesserungen und substanzerhaltende Massnahmen*“³⁵ in ihren Berechnungen als Fixkosten betrachten, auch wenn diese erst in Zukunft auftreten. (Das KKW Leibstadt macht dasselbe). Diese Kosten werden gemäss gängiger Praxis aktiviert und erscheinen dann als „Investitionen“ unter den Fixkosten, als ob es sich dabei um *bereits verausgabte Investitionen* handeln würde, mit denen in Zukunft nicht mehr zu rechnen wäre. Im Memo der Alpiq heisst es dazu:

„Der Hauptgrund für diese sehr grosse Differenz der Ergebnisse ist, dass im Gutachten von Herrn Rechsteiner laufende Investitionen (in den Geschäftsberichten im Textteil „finanzieller Überblick“ jeweils zur Information angegeben) fälschlicherweise auf die laufende Jahresproduktion bezogen werden. Diese Annahme ist fehlerhaft, denn die (liquiditäts- aber nicht erfolgswirksamen) Investitionen werden im KKG und im KKL – wie weltweit üblich - nach Abschluss der Vorhaben aktiviert und je nach Typ der Investition auf 5 Jahre, 12 Jahre oder bis zum angenommenen Laufzeitende abgeschrieben. Im laufenden Jahr werden somit über die Jahreskosten ein Teil der Abschreibungen der vergangenen Investitionen gedeckt.“

Um die Höhe der Ersparnisse bei einer definitiven Schliessung zu beurteilen, müssen nach Ansicht des Autors alle zukünftigen Kosten berücksichtigt werden, also auch „substanzerhaltenden Massnahmen“, die wie bisher auch in Zukunft anfallen werden. Denn die Sicherheit der Anlage muss, wie auch das ENSI betont, bis zum Betriebsende gewährleistet sein muss, was eben bedingt, dass man bis zum Ende weiter „investieren“ muss. **Nach Ansicht des Autors entsprechen deshalb die 4,15 Rp/kWh an variablen Kosten in einer Zukunftsbetrachtung der Realität viel eher als die von der KKW Gösigen AG publizierten 2,4 Rp/kWh, die bisher nie registriert wurden.**

Weitere Ersparnisse sind auch möglich, wenn die Menge der radioaktiven Abfällen bei einer raschen Schliessung kleiner ausfällt und wenn die Kosten für ungeplante Reparaturen dahinfallen.

Eine risiko-adjustierte Perspektive muss Reparaturen und Zusatzkosten für die Sicherheit einschliessen, sonst macht man methodisch die gleichen Fehler wie in Beznau, wo sich die Kosten der Nachrüstung auf ein Mehrfaches des ursprünglichen Budgets beliefen, übrigens ohne dass die Anlage weiter betrieben werden kann.

Es entspricht wohl einer langjährigen Praxis, Kosten für substanzerhaltenden Unterhalt zu aktivieren und danach über Jahre abzuschreiben. Diese Praxis ändert aber nichts daran, dass solche Kosten jeweils *neu* sind und bei einer Schliessung des Werks sofort wegfallen. Zudem müssen die entsprechenden Beträge bei sich verkürzender Restlaufzeit über immer kürzere Frist abgeschrieben werden.

Im Gespräch mit den Vertretern des AKW Gösigen legten diese offen, dass grosse Nachrüstungen erst noch bevor stehen:

- Die KKW Gösigen AG muss allein für die sog. Erdbeben-Ertüchtigung rund 1 Milliarde Franken ausgeben. Dies entspricht, auf 21 Jahre Restlaufzeit gerechnet, einer Jahresausgabe von 47,6 Mio. CHF oder 0,6 Rp/kWh.³⁶
- Dazu kommen weitere **geplante** Nachrüstungen für den laufenden Betrieb, für die keine Rückstellungen gemacht wurden und die bisher noch nicht verausgabt sind.
- Dazu kommen ungeplante Ausgaben in unbekannter Höhe. Es ist zu optimistisch, einen völlig störungsfreien Betrieb während weiteren 23 Jahren zu unterstellen. Selbst Atomunfälle in entfernten Ländern können Folgekosten verursachen, wie das Beispiel Fukushima lehrt.

Verzögerungen und Kostenüberschreitungen sind bei Nachrüstungen von Kernkraftwerken der Normalfall, und sie sind berüchtigt.³⁷ Deshalb nehmen Betreiber in USA, Schweden und Grossbritannien

³⁴ Leiter Geschäftseinheit Nukleare Produktion der Alpiq Suisse SA sowie Verwaltungsrat der KKW Leibstadt AG

³⁵ Jahresbericht Seite 30, im Jahre 2015: 96 Mio. CHF

³⁶ Angaben der Geschäftsleitung KKG im persönlichen Gespräch Januar 2016

³⁷ Eine Aufzählung aktueller Beispiele für massive Kostenüberschreitungen findet sich in Rudolf Rechsteiner: [Axpo – finanzielles Grossrisiko für den Kanton Zürich](#) (Januar 2014) Seite 48 ff.

ihre Werke lieber ausser Betrieb, trotz genehmigter Verlängerung der Laufzeit, als dass sie auf Zusehen für eine Altanlage weiter Geld ausgeben.³⁸

In Beznau hat ein Axpo den eindrücklichen Beweis geliefert, wie man sich bei der Betriebsfähigkeit einer Altanlage verschätzen kann. Trotzdem äussert sich der Betreiber so, als habe man es mit einer Neuanlage zu tun, die quasi ewig laufen könne. Die Mehrkosten, die sich inzwischen auf rund 1 Milliarde Franken belaufen (Ertragsausfälle durch Stillstand eingerechnet), liefern ein anderes Bild. Irgendjemand wird diese Kosten, die heute als Scheinvermögen in der Bilanz der Axpo figurieren, bezahlen müssen. In der Schweiz sind es die Kleinkonsumenten ohne Marktzutritt, die überhöhte Preise bezahlen.

Weitere Aussagen der Herren Plaschy und Wider (Gespräch vom Januar 2016):

Angesprochen auf Fragen zur Rentabilität äusserten sich die Vertreter der KKW Gösgen AG wie folgt:³⁹

- Bei befristeten Abschaltungen spart man nur die Brennstoffkosten ein. Deshalb werden die Atomkraftwerke auch bei Preisen nahe null nicht gedrosselt.
- Auf Basis von Net Present Value-Rechnungen wurde der Cash flow für den Betrieb während 40, 50 und während 60 Jahren moduliert. Es wurden 360 Projekte identifiziert, um eine Laufzeit von 60 Jahren zu erreichen und die Kosten dafür wurden quantifiziert. Es sei richtig, dass die laufenden Investitionen nicht in die variablen Kosten eingeflossen seien; Die Investitionen würden aber zurückgehen. Die Turbinen würden nie wieder ausgetauscht, auch nicht die Kondensatoren. Ausstehend sei aber der Aufwand für Erdbebenertüchtigung.
- Beide Gesprächspartner betonen: „Wir sind nicht die einzigen, die Probleme haben. Wir würden bei 2 Eurocent Börsenstrompreis pro Kilowattstunde über eine vorzeitige Schliessung nachdenken.“
- Herr Wider bestätigt, dass die Schliessung von Mühleberg der BKW zu Kostenersparnissen verhelfen kann. Die Ausgangslage bei BKW sei aber eine andere als in Gösgen. Der Entscheid betreffend Mühleberg sei kein ideologischer Entscheid gewesen, weil man die Kernenergie nicht mehr wolle, sondern dahinter stecke eine betriebswirtschaftliche Rechnung. Der Bau einer diversitären Notkühlung wäre einfach zu teuer geworden. Die BKW habe ein Monopol im Kanton Bern mit Zugang zu einer grossen Zahl von Endverbrauchern. Dort werde der Strom für 10,7 Rp. verkauft, was eine Kostendeckung des Rückbaus erlaube, während Alpiq den Strom für rund 3 Rp. abgeben müsse.
- Als eigentliche Ursache der wirtschaftlichen Probleme der Branche identifizieren die beiden Branchenvertreter den Weko-Entscheid, mit dem die Migros die Marktöffnung im Jahre 2001 erzwungen hatte. Nun sei die Branche daran, 15 bis 20 Milliarden Franken Abschreibungen zu tätigen. Man habe immer wieder darauf hingewiesen, dass es finanziell knapp wird. Aber wer in Bern decke für sie jetzt die Restkosten?
- Für den Weiterbetrieb von Gösgen rechnen die beiden Alpiq-Vertreter mit weiteren Investitionen für Erdbebenertüchtigung von rund 1 Milliarde Franken. [Anmerkung RR: Das wären noch durchschnittlich 48 Millionen Franken Investitionen pro Jahr, während in den letzten fünf Jahren Investitionen von durchschnittlich 161,4 Millionen Franken getätigt wurden. „Substanzerhaltende Massnahmen“, wie sie seit Jahrzehnten stets getätigt werden, sind darin nicht einkalkuliert].
- Rein wirtschaftlich haben die Betreiber den Langzeitbetrieb als „billigste Lösung“ identifiziert. Aber es sei klar: Der Entscheid für die langfristige Abschaltung sei von den Behörden getroffen. Wenn alle anderen Techniken Subventionen erhalten, hätten Atomkraftwerke keine Chance mehr.
- Gösgen würde man gerne für einen Franken an den Bund verkaufen. „Aber wir finden keinen Käufer“. Alpiq stehe einer wirtschaftlichen Trennung von Wasserkraft und Kernkraftwerken positiv gegenüber. Vielleicht wäre es auch richtig, wenn man alle AKWs in ein einziges Gefäss (Holding) setzen würde, damit die Entschädigungsfrage bei einer Stilllegung leichter gelöst werden könnte – vieles wäre dann leichter, aber Axpo denke in diesem Punkt anders als Alpiq.

Fazit

Die ausgewiesenen Vollkosten des AKW Gösgen auf Basis der publizierten Betriebsrechnung betragen 4,6 Rp/kWh (Kostenbasis 60 Jahre Laufzeit). Gemessen an den aktuellen Strompreisen von rund 3 Rp/kWh liegen die Gestehungskosten von Gösgen rund 50% über dem Marktpreis.

Die variablen Kosten von Gösgen liegen bei 4,15 Rp/kWh. Bei Strompreisen von 3 Rp/kWh decken die Erlöse am Markt nicht einmal die laufenden Kosten. Es wäre für die Partner (Aktionäre) billiger, das Werk sofort abzuschalten, auf Nachrüstungen zu verzichten und den Strom am Markt zu beziehen.

³⁸ Jim Green: Nuclear renaissance? Failing industry is running flat out to stand still, 30th January 2016

³⁹ Protokoll des Gesprächs vom 28.1.2016 auf Basis von Notizen. Das Protokoll wurde den beiden Gesprächspartnern zur Kenntnis gebracht.

Gestehungskosten KKW Leibstadt

		2015	2014	2013	2012	2011	2010	Mittelwert 2011- 2015	Mittelwert 2010- 2014
Aktiviere Eigenleistungen	MCHF	6.7	6.3	6.5	6.9	6.7	5.9	7	6
Übriger Betriebsertrag	MCHF	2	14.9	2.1	1.5	1.7	15.1	4	7
Gesamtleistung	MCHF	523.9	518.2	467.8	560.8	484.2	519.6	511	510
Material und Fremdleistungen	MCHF	79.2	86.5	80.4	105.7	70.7	82.6	85	85
Personalaufwand	MCHF	81.5	84	82.8	82.3	79.3	75.8	82	81
Abschreibungen auf Sachanlagen	MCHF	146.8	187.2	211.5	196	184.3	185.3	185	193
Abschreibungen auf immateriellen Anlagen	MCHF	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0	0
Abgaben und Gebühren	MCHF	17.8	18.9	15.8	19.9	8.5	33.8	16	19
Übriger Betriebsaufwand	MCHF	28.7	39.8	32.1	31.1	30.5	30.7	32	33
Betriebsaufwand	MCHF	354.3	416.7	422.9	435.3	373.7	408.5	401	411
Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT)	MCHF	169.6	101.5	44.9	125.5	110.5	111.1	110	99
Finanzertrag	MCHF	2.4	66	71.1	66.4	62.8	61	54	65
Finanzaufwand	MCHF	139.6	146.1	165.8	159.6	141.3	-139.4	150	95
Ordentliches Ergebnis	MCHF	32.5	21.4	49.8	32.3	32		34	34
Ausserordentlicher Ertrag	MCHF	0	10.9	82.2	6	5.7		21	26
Ergebnis vor Ertragssteuern	MCHF	32.5	32.4	32.4	32.3	32	32.7	32	32
Ertragssteuern	MCHF	6.2	6.1	6.1	-6	-5.7	-6.4	1	-1
Jahresgewinn	MCHF	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26	26
Jahreskosten zulasten der Partner (Mio. CHF)	MCHF	515.2	496.9	459.2	550.7	475.8	498.6	500	496

Gestehungskosten pro kWh KKL		2015	2014	2013	2012	2011	2010	Mittelwert 2011- 2015	Mittelwert 2010- 2014
Aktiviere Eigenleistungen	CHF/kWh	0.08	0.07	0.07	0.09	0.07	0.07	0.07	0.07
Übriger Betriebsertrag	CHF/kWh	0.02	0.16	0.02	0.02	0.02	0.17	0.05	0.08
Gesamtleistung	CHF/kWh	6.09	5.48	4.83	7.12	5.11	5.92	5.73	5.69
Material und Fremdleistungen	CHF/kWh	0.92	0.91	0.83	1.34	0.75	0.94	0.95	0.95
Personalaufwand	CHF/kWh	0.95	0.89	0.85	1.05	0.84	0.86	0.91	0.90
Abschreibungen auf Sachanlagen	CHF/kWh	1.71	1.98	2.18	2.49	1.94	2.11	2.06	2.14
Abschreibungen auf immateriellen Anlagen	CHF/kWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Abgaben und Gebühren	CHF/kWh	0.21	0.20	0.16	0.25	0.09	0.39	0.18	0.22
Übriger Betriebsaufwand	CHF/kWh	0.33	0.42	0.33	0.39	0.32	0.35	0.36	0.36
Betriebsaufwand	CHF/kWh	4.12	4.41	4.36	5.53	3.94	4.66	4.47	4.58
Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT)	CHF/kWh	1.97	1.07	0.46	1.59	1.17	1.27	1.25	1.11
Finanzertrag	CHF/kWh	0.03	0.70	0.73	0.84	0.66	0.70	0.59	0.73
Jahreskosten zulasten der Partner (Rp/kWh)	CHF/kWh	5.99	5.25	4.74	6.99	5.02	5.68	5.60	5.54

Abbildung 11 Gestehungskosten KKW Leibstadt 2010-2015 (Daten: Jahresberichte KKG)

Aktuelle Gestehungskosten

Gestützt auf Angaben aus den Jahresberichten der KKW Leibstadt AG (2011-2015) betragen die Gestehungskosten des AKW Leibstadt im Jahr 2015 6,0 Rp/kWh. Die Betreiber sprechen von „normalisierten Kosten“ von bloss 5.26 bis 5,44 Rp/kWh. Der Mittelwert der Jahre 2011-15 liegt bei 5,6 Rp/kWh. Die Kommentare zu diesen Kostenangaben gelten analog zu Gösigen sinngemäss: sowohl die Beiträge an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (Stenfo) als auch die ⁴⁰

Variable Kosten

variable Kosten		2015	2014	2013	2012	2011	Mittelwert 2011-2015
Investitionen in Instandhaltung	CHF/kWh	1.30	1.19	1.11	1.42	1.01	1.21
Material und Fremdleistungen	CHF/kWh	0.92	0.91	0.83	1.34	0.75	0.95
Personalaufwand	CHF/kWh	0.95	0.89	0.85	1.05	0.84	0.91
Abgaben und Gebühren	CHF/kWh	0.21	0.20	0.16	0.25	0.09	0.18
Übriger Betriebsaufwand	CHF/kWh	0.33	0.42	0.33	0.39	0.32	0.36
variable Kosten total	CHF/kWh	3.712	3.618	3.292	4.458	3.006	3.62

Abbildung 12 Variable Kosten KKW Leibstadt 2011-2015 (Daten: Jahresberichte KKL)

Die variablen Kosten von Leibstadt liegen mit 3.62 Rp/kWh tiefer als in Gösigen. Dies lässt sich durch das geringere Alter und die höhere Leistung der Anlage teilweise erklären.

⁴⁰ Axpo und Alpiq rechnen mit einer hohen „normalisierten“ Jahresauslastung. Im Fall des KKL geht Axpo von 88,5% aus (Jahresbericht KKL 2015: *Normalisierung der Jahres- und Produktionskosten*). Die Ereignisse in Beznau legen aber offen, dass die Betriebsfähigkeit der Anlagen überschätzt ist. Produktionswerte der Vergangenheit sollte man nicht unbesehen in die Zukunft fortschreiben. Alterungserscheinungen können zu einer Häufung von Betriebsunterbrüchen führen.

Fazit

Die ausgewiesenen Vollkosten des AKW Leibstadt auf Basis der publizierten Betriebsrechnung betragen 5,6 Rp/kWh (Durchschnittswert der letzten 5 Betriebsjahre, Kostenbasis der Abschreibungen 60 Jahre Laufzeit). Gemessen an den aktuellen Strompreisen von rund 3 Rp/kWh liegen die Gesteungskosten rund 85% über dem Marktpreis.

Die variablen Kosten liegen bei 3,62 Rp/kWh. Bei Strompreisen von 3 Rp/kWh decken die Erlöse am Markt die laufenden Kosten auch in Leibstadt nicht. Es wäre für die Partner (Aktionäre) weit billiger, das Werk sofort abzuschalten und auf Nachrüstungen zu verzichten und den Strom am Markt zu beziehen.

Gesteungskosten KKW Beznau 1 und 2

Die Schätzung der Gesteungskosten für Beznau beruht nicht auf einer rubrizierten Betriebsrechnung, denn eine solche wird von Axpo nicht publiziert, sondern auf einer Präsentation von Axpo-CEO Andrew Walo vom April 2016, die dieser dem Kantonsrat Zürich zustellte.⁴¹

In dieser Präsentation werden Gesteungskosten für das teuerste Kernkraftwerk mit 8,5 Rp/kWh ausgewiesen. Dass es sich dabei um das AKW Beznau handeln muss, lässt sich aus den Angaben herleiten, die Axpo im „Herbstseminar 2010 der Schweizerischen Gesellschaft der Kernfachleute“ machte. Damals wurden die Gesteungskosten von Beznau noch mit 7 Rp/kWh ausgewiesen. Der Wert von 8,5 Rp/kWh deckt sich mit den seither eingetretenen Kostensteigerungen für die Nachrüstungen.

Die Zeitung „Der Bund“ nannte in einem Bericht vom 17. Oktober 2013 die Kostensteigerungen, die die Revision von Beznau stark verteuerten:

„Fukushima hat die Beznau-Nachrüstung allerdings wesentlich beeinflusst: So verlangte die Atomaufsicht, dass das Notstromsystem künftig auch schweren Erdbeben und Überflutungen standhält. Statt 150 Millionen Franken wie 2010 geplant, musste die Axpo deshalb rund 500 Millionen Franken ins gestern den Medien vorgestellte Projekt investieren. Vier riesige, je 50 Tonnen schwere Dieselaggregate in zwei neuen Gebäuden könnten künftig selbständig je sieben Tage lang unter Vollast Strom liefern und so die Kühlung der heissen AKW-Teile auch im Fall einer Havarie gewährleisten, erklärte Kraftwerksleiter Weidmann. Das neue Notstromsystem ist nicht die einzige Investition in die Sicherheit des ältesten Schweizer AKW. Ersetzt werden auch die zwei Deckel der beiden Reaktordruckbehälter. Nicht weil sie defekt sind, wie Weidmann betonte, sondern wegen einschlägiger Erfahrungen mit den gleichen Bauteilen im Ausland. Kostenpunkt: 100 Millionen Franken. Schliesslich wird auch das Informationssystem für die Steuerung des AKW ersetzt, was noch einmal 40 Millionen kostet. Hinzu kommen 80 Millionen für verschiedene weitere Projekte.“⁴²

⁴¹ Andrew Walo: Axpo: finanzielles Grossrisiko für den Kanton Zürich? Präsentation vom 11. April 2016, abgedruckt im Anhang zu diesem Bericht <http://www.rechsteiner-basel.ch/index.php?id=30>

⁴² Felix Maise: Die Axpo investiert 700 Millionen ins AKW Beznau, der Bund 17.10.2013

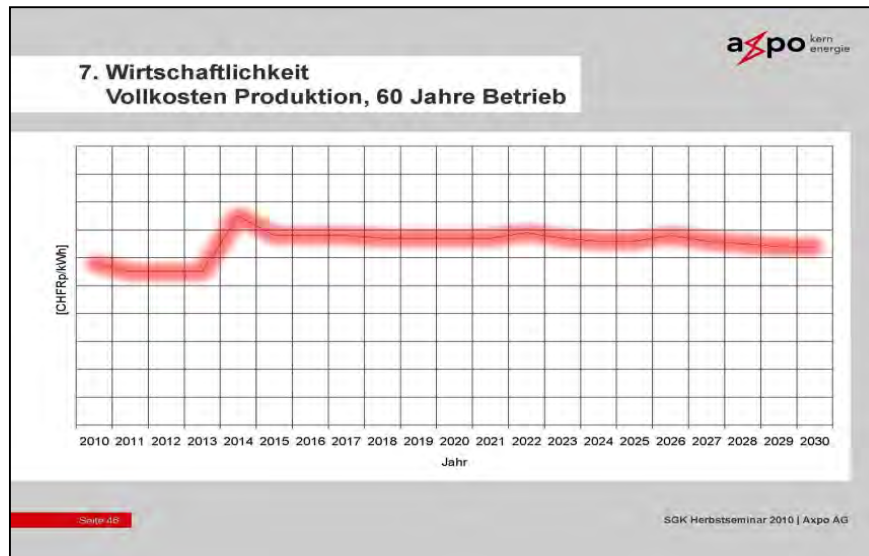


Abbildung 13 Gestehungskosten von Beznau, Axpo-Angaben 2010

Weil Beznau 1 im März 2015 ausser Betrieb ging, kommen zu den Mehrkosten der Nachrüstung erhebliche Ausfälle an Betriebserlösen. Beznau 1 erreichte 2015 eine Auslastung von nur noch 19% , Beznau 2 von 62,5%. Hinzu kommen die Kosten der Abklärungen der Schadstellen im Reaktordruckbehälter von Beznau 1, die 2015 entdeckt wurden. Diese Abklärungen sind nach mündlichen Angaben des ENSI sehr teuer. Axpo hat aber auch diese Kosten bisher nicht offengelegt.

Ob die Anlage ab 2017 weiter betrieben werden kann, ist zweifelhaft. Neben den entdeckten Materialfehlern leidet der Reaktordruckbehälter unter fortgeschrittener Versprödung, was bei einer abrupten Kühlung eine Kernschmelze herbeiführen kann. Sollte der Betreiber den Betrieb vor Erreichen der 60 Jahre einstellen, verkürzen sich die Abschreibungsfristen und die Kosten pro kWh erhöhen sich weiter über die bisherigen Angaben hinaus.

Das ENSI hat sich zum Weiterbetrieb von Beznau 1 bisher nicht definitiv geäussert. Es will erst nach der Volksabstimmung vom 27. November 2016 die Karten offenlegen.

Vollkosten von Beznau

Auf Basis der Angaben von Axpo betragen die Gestehungskosten 8.5 Rp/kWh bei voller Auslastung des Werks (mittlere Produktion von 5500 GWh)⁴³. Die Jahreskosten lassen sich auf 468 Mio. CHF beziffern. Steht ein Teil der Anlage still, erhöhen sich die Kosten pro kWh entsprechend weiter über den Marktpreis hinaus.

Variable Kosten von Beznau

Vergleichsweise kleine Reaktoren wie jene in Beznau werden weltweit beschleunigt ausser Betrieb genommen, weil die operativen Kosten höher liegen als in den grösseren Kernkraftwerken (Beispiele: Fort Calhoun (USA) 478 MW, Oskarshamn 1 und 2 (Schweden) 487 bzw. 627 MW.)

Im Fall von Beznau 1 und 2 ist bei 365 MW Leistung mit hohen variablen Kosten zu rechnen, sobald man nicht nur Brennstoff und Personal, sondern auch die verausgabten und bevorstehenden Unterhaltskosten redlich einrechnet. Wir gehen hier davon aus, dass in Beznau die variablen Kosten inkl. Unterhalt auf mindestens 4,5 Rp/kWh zu schätzen sind, obschon Axpo-Vertreter mündlich einen Wert von bloss 3 Rp/kWh kommunizieren. Die Axpo betrügt sich selber, wenn sie die milliardenteure Nach-

⁴³ Mittelwert Produktion 2010-2014 gemäss Schweizerische Elektrizitätsstatistik

rüstung und die noch anstehenden Ausgaben aufgrund von Reparaturen, entgangenen Betriebserlösen und ordentlichem Unterhalt bei der Berechnung der Zukunftskosten einfach unterschlägt.

Der Unterschied in der Betrachtung ergibt sich, dass die Axpo Kosten für Reparaturen und Nachrüstung, die in Zukunft anfallen, einfach nicht wahrhaben will, während wir hier unter variable Kosten alle Kosten subsummieren, die durch eine Ausserbetriebnahme der Anlage voraussichtlich eingespart werden können. Dazu gehören nicht nur die Ausgaben für Brennstoffe und Personal sowie Materialien, sondern eben auch Reparaturkosten und substanzerhaltende Massnahmen sowie jene Kosten für Entsorgung von neuen radioaktiven Abfällen, die durch den verlängerten Betrieb zusätzlich entstehen.

Anzufügen ist, dass die 4,5 Rp/kWh variable Kosten nur gelten, wenn Beznau 1 und Beznau 2 beide in Betrieb stehen, was seit März 2015 nicht der Fall ist.

Variable Kosten von Beznau bei Stillstand von Beznau 1

Bei fortgesetztem Stillstand von Beznau 1 und Standby-Betrieb dieses Reaktors steht den geschätzten variablen Kosten nur der halbe Ertrag gegenüber. Deshalb muss in diesem Fall mit fast verdoppelten variablen Kosten pro kWh gerechnet werden, weil sich die nahezu gleichen Kosten der Anlage auf bloss 50% der Produktion verteilen.

Einzig bei den Brennstoffkosten kann etwas gespart werden, kaum jedoch beim Personal, denn die Anlage muss auch bei Stillstand im Leistungsbetrieb gewartet und gekühlt werden, solange sich Brennelemente im Reaktor befinden. Wir gehen näherungsweise davon aus, dass die Höhe der variablen Kosten bei Stillstand von Beznau 1 bei etwa 8 Rp/kWh liegt.

Fazit

Die Vollkosten von Beznau betragen nach Angaben der Axpo bei Vollbetrieb beider Reaktoren 8,5 Rp/kWh (Kostenbasis 60 Jahre Laufzeit). Steht die Anlage still, verteilen sich diese Kosten auf die bloss hälftige Produktion. Die Gesteungskosten pro kWh liegen in diesem Fall in der Grössenordnung von 15 Rp/kWh.

Wie für alle anderen Reaktoren gilt ab 2015 eine Erhöhung der Beiträge an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (Stenfo), die die Landesregierung verfügt hat. Für Beznau lassen sich die daraus resultierenden Mehrkosten auf rund 0.95 Rp/kWh schätzen, was die Vollkosten auf 9,5 Rp/kWh erhöht. Dazu kommen weitere mögliche Mehrkosten der Entsorgung, die hier nicht berücksichtigt sind. **Gemessen an den aktuellen Strompreisen von rund 3 Rp/kWh liegen die Gesteungskosten von Beznau bei Vollbetrieb 200% über dem Marktpreis. Diese Kosten steigen auf das Fünffache des Marktpreises, solange Block Beznau 1 still steht.**

Die variablen Kosten werden bei Vollbetrieb auf 4,5 Rp/kWh geschätzt. Steht die Anlage Beznau 1 still, verteilen sich diese Kosten auf die bloss hälftige Produktion. Die variablen Kosten pro kWh liegen in diesem Fall in der Grössenordnung von 8 Rp/kWh. Bei Strompreisen von 3 Rp/kWh decken die Erlöse am Markt nur einen Bruchteil der laufenden Kosten. Es wäre für Axpo so oder so viel billiger, das Werk definitiv abzuschalten, auf Nachrüstungen zu verzichten und die entgangene Stromerzeugung am Markt einzukaufen.

Kostenrisiken

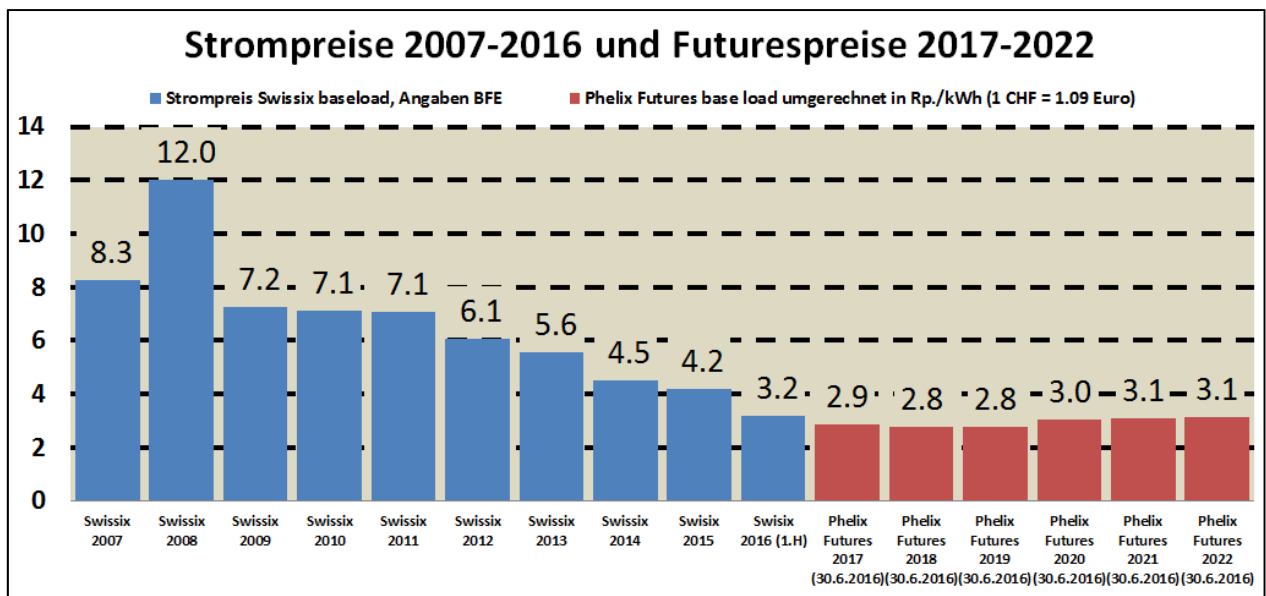
Die vorgelegten Berechnungen stützen sich auf publizierte Werte der Betreiber für die vergangenen Jahre. Es ist wahrscheinlich, dass sich diese Werte in Zukunft nach oben bewegen. Das hohe Alter der Anlage birgt Überraschungen. Niemand hat dies deutlicher erlebt als die Axpo.

3. Bezifferung der Betriebsverluste bei Weiterbetrieb der Schweizer Kernkraftwerke

Name	Best Bid	Best Ask	Anzahl Kontrakte	Letzter Preis	Abs. Veränd.	Letzte Zeit	Letztes Volumen	Abr. Preis
Cal-17	-	-	512	26,40	0,44	17:30	43.800	26,25
Cal-18	-	-	103	25,40	0,43	16:21	17.520	25,26
Cal-19	-	-	24	25,45	0,12	16:00	8.760	25,46
Cal-20	-	-	7	28,00	0,36	16:36	43.920	27,67
Cal-21	-	-	-	-	0,03	-	-	28,17
Cal-22	-	-	-	-	0,03	-	-	28,59

Abbildung 14 Futures Preise am 30. Juni 2016

Die Hochrechnung der erwarteten Erlöse erfolgt auf Basis der aktuellen Futures-Preise (EEX) für Bandenergie. Es handelt sich dabei zugegebenermassen um eine Momentaufnahme, da sich die Notierungen Tag zu Tag ändern. Allerdings fussen unsere Berechnungen auf dem höchsten am 30. Juni registrierten Futures-Preis per 2022 von 3,1 Rp/kWh (2,8 €/kWh) und einen Kurs von 1.09 CHF/€; die Werte für die Jahre 2017-2021 liegen wesentlich tiefer und es würden sich noch höhere Defizite ergeben. Im Frühjahr und im Sommer 2016 wurden Futurespreise registriert, die zeitweise unter 2 €/kWh bzw. unter 2,5 Rp/kWh lagen. Zudem lag auch der Eurokurs teilweise tiefer als die hier zugrunde gelegten 1.09 CHF/€. Die Annahmen sind deshalb eher konservativ.



**Abbildung 15 Preise für Bandenergie an der Swissix 2007-2016
Futures-Preise für Deutschland, umgerechnet in Rp/kWh zu 1.09 CHF/€ (Daten BfE/EEX)**

Rentabilität Beznau

Kosten des KKW Beznau		Beznau 2 bei Stillstand Beznau 1	Beznau 1+2 bei Vollbetrieb
Vollkosten pro Jahr (Angaben Axpo)	Mio. CHF	413	468
Produktionserwartung	GWh	2'750	5'500
Erlöse pro Jahr bei 3,1 Rp/kWh	Mio. CHF	85	171
Verlust pro Jahr gemessen an Vollkosten	Mio. CHF	-327	-297
kumulierter Verlust bis zum Betriebsende 2031	Rp/kWh	-4'908.75	-4'455.00

Abbildung 16 Steckbrief Beznau: Vollkosten, Erlöse, Gesamtverluste bis Betriebsende nach 60 Jahren

Die Verluste sind unter allen Atomkraftwerken in Beznau am grössten. Dies liegt an den hohen spezifischen Kosten der Anlage von 8,5 Rp/kWh (Angaben der Axpo bei voller Auslastung) und daran, dass Beznau 1 mangels Sicherheit still steht, ohne definitiv stillgelegt worden zu sein. Wenn dieser Zustand anhält, verursacht dies der Axpo jährliche Verluste von über 327 Mio. CHF.

Die Defizite sind aber auch dann nicht wesentlich kleiner, wenn Beznau 1 wider Erwarten wieder in Betrieb gehen sollte. Sie betragen dann noch 297 Mio. CHF pro Jahr. Der Grund für die geringe zusätzliche Rentabilität liegt daran, dass auch bei Vollbetrieb der Anlage nur ein Drittel der Kosten aus Stromerlösen gedeckt werden können; bei Weiterbetrieb fallen zudem zusätzliche Brennstoffkosten an, die bei Stillstand von Beznau 1 nicht eingerechnet sind.

variable Kosten pro Einheit	Rp/kWh	8.0	4.5
variable Kosten pro Jahr	Mio. CHF	220	248
Ergebnis pro Jahr gemessen an den variablen Kosten	Mio. CHF	-135	-77
kumulierte Verluste gemessen an den variablen Kosten 2016 bis 2031	Mio. CHF	-2'021	-1'155
Vollkosten pro Einheit	Rp/kWh	15.0	8.5
kumulierte Verluste gemessen an den Vollkosten bis 2016 bis 2031	Mio. CHF	-4'909	-4'455
Gewinn durch sofortige Schliessung	Mio. CHF	2'021	1'155

Abbildung 17 Steckbrief Beznau variable Kosten

Die variablen Kosten von Beznau liegen über dem Marktpreis, wenn man realistische Unterhaltskosten einrechnet – auch im Fall, dass Beznau 1 wider Erwarten nochmals in Betrieb gehen sollte. Die Deckungsbeiträge belaufen sich auf minus 77 Mio. CHF bis minus 135 Mio. CHF. Deshalb wäre es sinnvoll, die Anlage sofort zu schliessen. Die Axpo könnte damit verglichen mit dem Weiterbetrieb während einer Restlaufzeit bis 2031 (60 Jahre Betrieb) 1,155 bis 2,021 Milliarden Franken einsparen.

Rentabilität Gösgen

in Mio. CHF	Gösgen	Quelle
Jahreskosten	342	Jahresbericht KKW Gösgen Mittelwert 2011-2015
mittlere Jahresproduktion (Ø 2011-15) GWh	7629	Jahresbericht KKW Gösgen Mittelwert 2011-2015
Jahreserlöse bei Strompreis 3,1 Rp/kWh	236	Futures Preis 2022 EEX 30.6.2016
Jahresverlust bei Weiterbetrieb	-106	
Kumulierter Verlust bis Betriebsende	-2427	
Variable Kosten pro Jahr	317	
Deckungsbeitrag pro Jahr	-80	
Ersparnis bei sofortiger Schliessung	1936	

Abbildung 18 Steckbrief Gösgen

Die Verluste unter allen Atomkraftwerken sind in Gösgen pro kWh am kleinsten. Dies liegt an den tiefen ausgewiesenen Kosten der Anlage von 4.62 Rp/kWh bei voller Auslastung. Wird die Anlage noch bis 2037 weiterbetrieben, liegen die kumulierten Verluste gemessen an einer Beschaffung am Markt bei 2,42 Mrd. CHF. Dazu kommen Mehrkosten für höhere Entsorgungskostenbeiträge, Reparaturen und mögliche Zwischenfälle, die hier nicht berücksichtigt sind.

Die variablen Kosten in Gösgen wurden auf Basis der Betriebsrechnung auf 4,15 Rp/kWh beziffert. Gemessen an der Beschaffung zu Marktpreisen von geschätzten 3,1 Rp/kWh liegt die Deckungsbeiträge bei minus 80 Mio. CHF pro Jahr. Bis 2039 können jährlich 80 Mio. CHF gespart werden, **insgesamt 1,9 Mrd. CHF**, wenn die Anlage sofort geschlossen würde und die entsprechende Strommenge am Markt beschafft würde.

Rentabilität Leibstadt

in Mio. CHF	Leibstadt	Quelle
Jahreskosten	500	Jahresbericht KKW Leibstadt Mittelwert 2011-2015
mittlere Jahresproduktion (Ø 2011-15) GWh	9023	Jahresbericht KKW Leibstadt Mittelwert 2011-2015
Jahreserlöse bei Strompreis 3,1 Rp/kWh	280	Futures Preis 2022 EEX 30.6.2016
Jahresverlust bei Weiterbetrieb	-220	
Kumulierter Verlust bis Betriebsende	-6156	
Variable Kosten pro Jahr	325	
Deckungsbeitrag pro Jahr	-45	
Ersparnis bei sofortiger Schliessung	1263	

Abbildung 19 Steckbrief Leibstadt

Wird die Anlage in Leibstadt bis 2044 weiterbetrieben, liegen die kumulierten Verluste bei 6.16 Mrd. CHF. Die Verluste liegen als Differenz zwischen Vollkosten und Marktpreis liegen hier am höchsten, weil die extrem lange Restlaufzeit die Defizite stark vermehrt. Bis 2044 könnten jährlich 45

Mio. CHF gespart werden, **insgesamt 1,26 Mrd. CHF, wenn** die Anlage sofort geschlossen würde und der Strom vom Markt eingekauft wird.

Nicht eingerechnet sind Mehrkosten wie die erhöhten Entsorgungskostenbeiträge, Ausgaben für Zwischenfälle, Reparaturen usw..

Gesamtverluste aller Kernkraftwerke bei 60 Jahren Betriebszeit

in Mio. CHF	Beznau Fall A (Beznau 1 steht still)	Beznau Fall B (Blöcke 1 und 2 in Betrieb)	Gösgen	Leibstadt	Total Fall A (Beznau 1 auf standby)	Total Fall B (Beznau 1 und 2 in Betrieb)
Jahreskosten	413	468	356	500	1268	1323
mittlere Jahresproduktion (Ø 2011-15)	2750	5500	7629	9023	19402	22152
Jahreserlöse bei Strompreis 3,1 Rp/kWh	85	171	236	280	601	687
Jahresverlust bei Weiterbetrieb	-327	-297	-120	-220	-667	-637
Kumulierter Verlust bis Betriebsende	-4909	-4455	-2756	-6156	-13821	-13367
Variable Kosten pro Jahr	220	248	317	325	861	889
Deckungsbeitrag pro Jahr	-135	-77	-80	-45	-260	-202
Ersparnis bei sofortiger Schliessung	2021	1155	1962	1263	5246	4380

Abbildung 20 Verluste der Schweizer Atomkraftwerke bei Weiterbetrieb bis 60 Jahre Laufzeit

Die Ergebnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- Es ist, gemessen an den aktuellen Marktpreisen und an den variablen Kosten der Schweizer Kernkraftwerke, 4 bis 5 Milliarden Franken billiger, alle Anlagen rasch abzuschalten als weiter zu betreiben.
- Ungedeckte Verluste entstehen so oder so, weil grosse Altlasten bestehen, für die niemand aufkommen will. Die Verluste des Weiterbetriebs sind aber mindestens 4 bis 5 Milliarden Franken höher als die Verluste bei einer raschen Abschaltung.
- Die kumulierten Defizite beim Weiterbetrieb der Anlagen (Vollkosten minus Marktpreise, Stand Sommer 2016) belaufen sich nach heutigem Kenntnisstand auf 13 bis 14 Milliarden CHF, je nachdem ob Beznau 1 weiter still steht oder nicht.
- Nicht eingerechnet sind Mehrkosten für die höheren Entsorgungsbeiträge an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (Stenfo) wegen ungenügender Kapitalerträge, ungeplante Zwischenfälle, Reparaturen oder eine absolute Zunahme der Kosten für Entsorgung im Vergleich zur veralteten Kostenschätzung von 2011.
- Die sofortige Abschaltung bringt für Betreiber und Bevölkerung eine Reduktion der Risiken und der ungedeckten Kosten. Die rasche Abschaltung ist eine win-win-Situation:
 - Keine Kosten für Zwischenfälle, Unfälle und unvorhergesehene Reparaturen
 - Kein Risiko sinkender Erlöse bedingt durch die Verdrängung der Bandenergie
 - geringere Mengen an radioaktiven Abfällen mit entsprechend tieferen Kosten.
 - Geringere Abnahmepflichten für die beteiligten Verteilnetzbetreiber, die den gebundenen Kunden heute höhere Kosten verrechnen.

Caveat

Bei den vorangehenden Berechnungen handelt es sich um Hochrechnungen. Man kann sie immer angreifen und Behauptungen aufstellen, wonach sich die Zukunft ganz anders gestaltet als hier dargestellt. Doch erstens fassen unsere Berechnungen auf nachvollziehbaren Angaben der Betreiber. Diese sind in mancher Hinsicht geschönt, aber nicht völlig falsch.⁴⁴ Weltweit sind eskalierende Kosten

⁴⁴ Im Jahresbericht 2015 wurden zB. die Rückstellungen für die Nachbetriebsphase nach unten korrigiert. „In Anlehnung an die vom Bundesrat am 25. Juni 2014 beschlossene Revision der Stilllegungs- und Entsorgungsfondsverordnung (SEFV) wurden die Rückstellungen neu beurteilt. Diese Schätzungsänderung bei den Rückstellungen und die Verlängerung der finanzwirtschaftlichen Nutzungsdauer von 50 auf 60

für Nachrüstungen von Atomkraftwerken zu beobachten, bedingt durch Alterung, Ereignisse wie in Fukushima und durch neue Erkenntnisse im Strahlenschutz.

Die Kosteneskalation spielt sich in einem Umfeld stark sinkender Strom-Gestehungskosten ab, insbesondere der Strom aus Windenergie und Photovoltaik wird immer billiger und ist selbst aus Neuanlagen billiger als der Strom aus den alten Atomkraftwerken.

Die alten Bandlastkraftwerke haben deshalb in wettbewerblichen Märkten einen schweren Stand. Massenhafte Schliessungen von konventionellen Kraftwerken sind absehbar. Der Outlook der europäischen Aufsichtsbehörde ENTSO-E spricht von ca. 50 bis 70 GW stillzulegender Leistung bis 2030.

Weshalb ausgerechnet in der Schweiz alle Atomkraftwerke während 60 Jahren weiterbetrieben werden sollen, obschon sie zu den ältesten gehören und defizitär sind, verschliesst sich jeder ökonomischen Logik. Offensichtlich sind die Betreiber noch immer in planwirtschaftlichen Vorstellungen verhaftet.

Bei Wasserkraftwerken, Photovoltaik und Windenergie ist ein sog. Goldenes Ende zu erwarten. Diese Anlagen, laufen nach Tilgung der Finanzierungskosten zu operativen Kosten von nahezu null. Die Kosten der Kernkraftwerke liegen aber auch im hohen Alter deutlich höher, und sie nehmen wie in Beznau nicht ab, sondern zu („Badewannen-Kurve“).

Es geht bei den vorangegangenen Kalkulationen nicht um Genauigkeit, sondern um Grössenordnungen. Tatsache ist, dass die Besitzer der Atomkraftwerke im offenen Markt Mühe bekunden, die Gestehungskosten auf Kunden zu überwälzen. Vorschläge zur Kostendeckung reichen vom Konkurs (und Übergabe der Altlasten an den Bund)⁴⁵ bis zur Forderung nach „Gestehungskosten für alle“ (Axpo-Chef Walo am 11. April 2016), also ein Rückgängigmachen der Marktöffnung zugunsten der AKW-Betreiber, über Subventionen⁴⁶ oder Ausdehnung des Kaufzwangs mittels Quoten.⁴⁷

Man sollte sich aber bewusst werden, was man sich einhandelt, wenn man Verlängerungen der Laufzeiten anstrebt und durch Zwangsfinanzierungen unterlegt:

- Die Verluste der alten Atomkraftwerke können steigen, etwa durch Zwischenfälle, neue Auflagen der Aufsichtsbehörde, durch technische Alterung oder durch weiter sinkende Strompreise.
- Reparaturfirmen garantieren für nichts. Dies ist ein wesentlicher Unterschied im Vergleich mit neuen Kraftwerken, die von den Herstellern Werksgarantien über 15 bis 30 Jahre erhalten und die sich gegen technische Risiken versichern lassen.
- Die Differenz zwischen Erlösen und Vollkosten ist sehr gross. Der Kostendeckungsgrad liegt nicht bei 90% oder 95%, sondern bei 30-50%. Es geht nicht um ein paar Millionchen, sondern um Milliarden, und um Folgekosten für Entsorgung, die nochmals in die Milliarden gehen.
- Je später man den Betreibern hilft und investiert, desto kürzer ist die verbleibende Rest-Laufzeit für Amortisation der Nachrüstungen. Die Wahrscheinlichkeit, dass Nachrüstungen durch Erlöse gedeckt werden können, sinkt mit näher rückendem Betriebsende ab.

Sinkende Gestehungskosten der anderen Wettbewerber

Die reale Wettbewerbsfähigkeit misst sich letztlich an den Preisvorstellungen der Mitkonkurrenten. Der Anteil der erneuerbaren Energien im EU Strommix steigt planmässig und dynamisch an. Dün-

Jahre führten per 31. Dezember 2014 zu einer Reduktion der Rückstellungen für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung sowie der zu amortisierenden Kosten für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung jeweils in Höhe von 110,3 Mio. CHF“, heisst es im Jahresbericht 2015. Die „Schätzungsänderung“ um 110 Mio. CHF führt zu einem Absinken der „zu amortisierenden Kosten für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung“ von 910 auf 839 Mio. CHF (1.1.2014 versus 31.12.2015). Diese optimistische Darstellung der fehlenden Wirtschaftlichkeit verrät eine planwirtschaftliche Optik der Betreiber, die der Realität geöffneter Märkte nicht standhält.

⁴⁵ Siehe die Analyse der Eidg. Finanzkontrolle von 2014

⁴⁶ PR Papier der Alpiq von Dominik Reber a.a.O.

⁴⁷ Vorschlag des Bündner Energiedirektors Cavigelli (CVP) für Wasserkraft und Atomkraftwerke, Schweiz am Sonntag vom 24.5.2015

schichtzellen erreichen ab 2017 Preise von unter \$0.40/kW⁴⁸. Der Tracker-Markt für PV-Grossanlagen wächst mit Wachstumsraten von über 100 Prozent.⁴⁹ Tracker ermöglichen die Nachführung der Solarzellen nach Sonnenstand und führen zu Ertragsverbesserungen von 30 bis 50 Prozent. An Standorten in Spanien, Frankreich oder Italien, aber auch in Graubünden, Wallis oder im Tessin, wird eine Ausbeute möglich, die zuvor nur in Wüstengebieten der Sahara zu beobachten war, mit bis gegen 2000 Volllaststunden pro Jahr.

Kombiniert mit dem Kostendruck, der von Ausschreibeverfahren ausgeht, die sich weltweit wie ein Lauffeuer verbreiten, sind für neue Photovoltaik-Anlagen Gestehungskosten von deutlich unter 5 €/kWh noch vor 2020 zu erwarten.

Selbst im wolkigen Deutschland dürfte die bisherige Kostenuntergrenze von 6 €/kWh bald unterschritten sein, womit die Photovoltaik selbst aus dem Norden die bestehenden, alten Atomkraftwerke in der Schweiz preislich unterbieten wird. Ähnliche Trends gelten in der Windenergie (siehe hinten).

Diese Entwicklung legt es nahe, auf lebensverlängernde Massnahmen für veraltete Atomkraftwerke zu verzichten, umso mehr als die Preis-Zuschläge nur die kleinen Konsumentinnen und Konsumenten belasten, während grössere Verbraucher und die Industrie sich nicht an den Kosten beteiligen.

Atomkritische Parteien können solche Subventionen aktiv verhindern, indem sie sich konsequent gegen solche gesetzlichen Bestrebungen rechtzeitig das Referendum ankündigen.

Zur Mehrheitsbildung gehört aber auch, dass die Gegner der Kernenergie darlegen können, wie die Versorgungssicherheit ohne Atomenergie funktionieren kann. Somit braucht es auf kurze Frist:

- Eine vernehmbare Referendumsdrohung, sollte das Parlament Atomkraftwerke subventionieren wollen.
- Ein klares Konzept für den Erhalt der Wasserkraftwerke, ohne dass Wertsteigerungen oder Marktprämien bezahlt werden, die der Verlängerung des Betriebs der Atomkraftwerke dienen.
- Ein kontinuierlicher Ausbau der neuen erneuerbaren Energien (Wind, Sonne, Biomasse, Geothermie) mit wettbewerblichen Elementen, also unter Bevorzugung der besonders kostengünstigen Standorte und Technologien.

Eine sofortige Stilllegung konventioneller Kraftwerke wäre keineswegs exotisch. Die Trends in Europa gehen definitiv in diese Richtung.

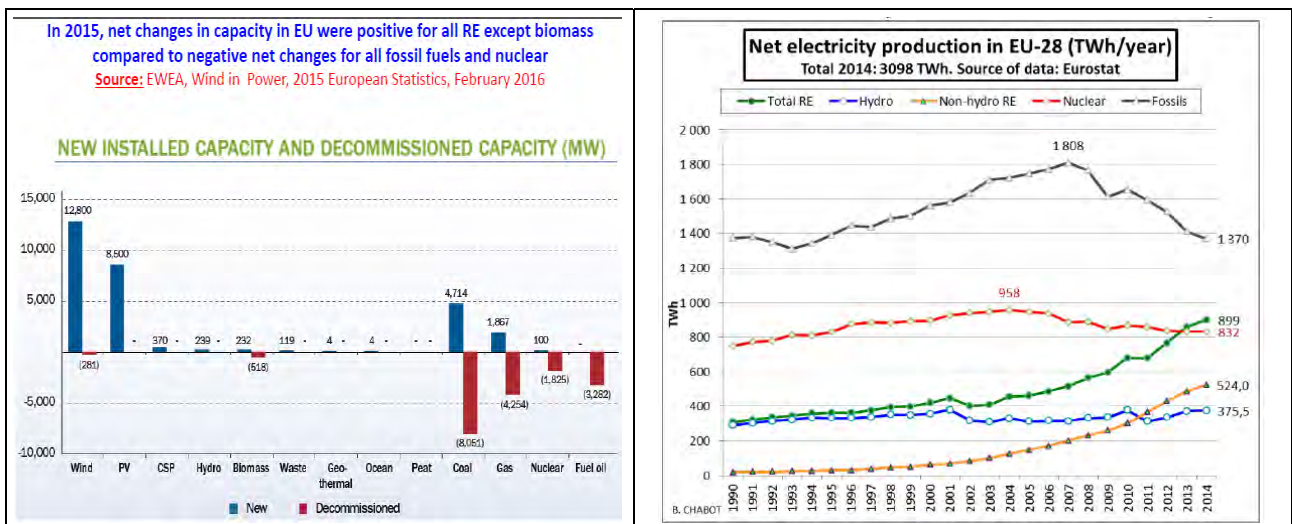


Abbildung 21 Veränderungen des EU-Kraftwerksparks 2015 (links) und Entwicklung EU-Strommix seit 1990 (Grafiken: EWEA Chabot)⁵⁰

⁴⁸ Christian Roselund: Inside Perrysburg, PV Magazine 7/2016 p. 49

⁴⁹ <http://solarindustrymag.com/ihs-ranks-leading-north-american-pv-tracker-companies>

⁵⁰ EWEA: Wind in power; 2015 European statistics, Brussels February 2016; Bernard CHABOT: Analysis of nuclear electricity production and markets up to 2015 and strategic comparisons with renewables, www.renewablesinternational.net

4. Deckungslücken bei den Reserven für Stilllegung, Entsorgung, Nachbetrieb und zu geringes Eigenkapital der Betreiber

Ein bedeutender Teil der publizierten Jahreskosten der Kernkraftwerke entfällt auf die Finanzierung des Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (**Stenfo**). Die Höhe dieser Zuwendungen ist umstritten und wurde lange Zeit mit Kunstgriffen so manipuliert, dass nur geringe Beiträge in die Fonds flossen. Das Kernenergiegesetz sieht wohl vor, dass die Betreiber für die Entsorgung aufkommen. Doch wegen wiederholten Aufschubs der Finanzierung und dem langfristigen Horizont der Ausgaben, die nur grob geschätzt werden, kann von echter Kostenwahrheit nicht gesprochen werden. Dazu einige Fakten:

- Für die *Entsorgung* nach Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke wurden bis zum Jahr 2000 *überhaupt keine geldwerten Kapitalien* bereitgestellt. Erst seit dem Jahr 2000 existiert ein selbständiger Entsorgungsfonds.
- Die Zuwendungen hielt man lange sehr tief, weil man behauptete, die Finanzierung erfolge bei einer unterstellten Rendite von 5% zum grossen Teil „automatisch“ aus Kapitalerträgen. Tatsächlich erreichte der Stenfo zeitweise hohe Renditen, in jüngeren Jahren jedoch nicht mehr. Im Jahre 2015 betrug die Jahresrendite -0.48%.
- Die Zuwendungen an den *Stilllegungsfonds* wurden in manchen Jahren auf null gestellt, als man die Schliessung der Kernkraftwerke auf dem Papier nach hinten verschob – zuerst von 30 auf 40 Jahre Laufzeit, im Jahre 2007 dann auf 50 Jahre – gefolgt von einem Geldrückfluss (!) an die Betreiber. Schliesslich bestehen begründete Zweifel, dass die Betreiber die Kosten der Nachbetriebsphase (die ersten fünf Jahre nach Ende des Leistungsbetriebs) bezahlen können. Denn sie verfügen nur über geringes Eigenkapital und kaum über verwertbares Vermögen.

Angesichts der Notlage der Betreiber ist jederzeit mit einem neuen Versuch zu rechnen, die Kalkulation der Entsorgungskostenbeiträge von 50 Jahre Laufzeit auf 60 Jahre Laufzeit zu erstrecken. Das geltende Recht delegiert diese Frage an die Verwaltungskommission des Stenfo, in dem die Betreiber die grösste Delegation stellen.⁵¹ Das bereits hohe Ausfallrisiko für die Allgemeinheit wird noch grösser, sollten die kalkulatorischen Laufzeiten auf unrealistische 60 Jahre ausgedehnt werden.

Häufig übersehen werden auch die 1,7 Milliarden Franken budgetierte Kosten der Nachbetriebsphase.⁵² Unter der Nachbetriebsphase werden die ersten fünf Jahre nach Abschaltung eines Kernkraftwerks verstanden, während der die Betreibergesellschaft für den Aufwand aus eigenen Mitteln aufkommen müsste. Doch die Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen verfügen nicht über entsprechende liquide Mittel, sondern sind verschuldet, und die Muttergesellschaften der Kernkraftwerke sind ebenfalls notleidend oder teilweise überschuldet. Sie haben ihre Kraftwerke aktiviert, die wegen des Strompreiserfalls genauso an Wert eingebüsst haben wie die Kernkraftwerke.

⁵¹ Der Bundesrat setzte auf den 1. Januar eine Regelung in Kraft, die geradezu zum Missbrauch einlädt.

SEFV Artikel 4 Absatz 3: *Bei der Berechnung der Stilllegungs- und Entsorgungskosten von Kernkraftwerken ist eine Betriebsdauer von 50 Jahren anzunehmen. Gestützt auf die Angaben des Eigentümers kann die Verwaltungskommission des Stilllegungs- und des Entsorgungsfonds für Kernanlagen (Kommission) die Annahme einer davon abweichenden Betriebsdauer anordnen.*

die Vertreter der Atomindustrie stellen 5 der 11 Mitglieder der Verwaltungskommission. Sie müssen also nur ein einziges der übrigen Mitglieder der Kommission davon überzeugen, die kalkulatorische Basis auf 60 Jahre zu strecken, und die Beitragszahlungen können erneut verwässert werden. Mitglieder per 1. Januar 2016 waren:

Raymond Cron, Dipl. Ing. ETH/SIA, Präsident

Martin Schwab, Axpo Services AG, Vizepräsident

Dr. Stephan W. Döhler, Axpo Power AG

Urs Eggenberger, Eidgenössische Finanzverwaltung

Claudia Erni, Alpiq Suisse SA

Hermann Ineichen, BKW Energie AG

Thomas Kieliger

Irène Messerli

Dr. Michaël Plaschy, Alpiq Suisse SA

Franziska Helena Ritter

Dr. Christof Strässle (Angaben: Stilllegungsfonds Jahresbericht 2015)

⁵² Swissnuclear: Kostenschätzung 2011, Mantelbericht (Olten 2011)

Es gäbe gute Gründe, die Werthaltigkeit der „Rückstellungen“ für die Nachbetriebsphase der Atomkraftwerke zu hinterfragen. Auch hier geht es um Milliardenbeträge, die der Öffentlichkeit anheimfallen können.

Mio. CHF	Bruttowert 30.9.2015		Bruttowert 30.9.2014	
	Kernkraftwerk Leibstadt AG	Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG	Kernkraftwerk Leibstadt AG	Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG
Bilanz				
Anlagevermögen	4 066.9	3 396.6	3 897.9	3 334.9
Umlaufvermögen	275.8	140.0	400.6	154.4
Langfristiges Fremdkapital	3 657.9	3 185.1	3 732.5	3 115.2
davon langfristige Finanzschulden	394.0	286.2	569.4	195.1
Kurzfristiges Fremdkapital	284.3	129.0	118.1	93.0
davon kurzfristige Finanzschulden	284.3	129.0	118.1	93.0
Eigenkapital	400.5	222.5	447.9	281.1
Beteiligungsquote (in %)	34,63%	35,95%	34,63%	35,95%
Erfasster Beteiligungsbuchwert	138.7	80.0	155.1	101.1
Erhaltene Dividende	8.6	6.3	8.6	6.3

**Abbildung 22 Bilanzen der Atomkraftwerke Gösgen und Leibstadt
Darstellung der Axpo (Quelle: Axpo Jahresbericht 2014/2015 Seite 55)**

Die Betreiber-Gesellschaften verfügen über eine sehr tiefe Eigenkapitalquote von weniger als 10%. Rechtlich gesehen haften sie im Konkursfall *nicht* für die Schulden ihrer Aktiengesellschaften. Die **Eidgenössische Finanzkontrolle** hat in ihrem Bericht 2014 die Frage gestellt, ob die Betreiber ihre gemäss Gesetz geschuldeten Entsorgungskosten jemals erwirtschaften. Sie warnte vor einer „Lösung im Konkurs“ zulasten der Bundeskasse:

„Wie lange es dauern würde bis eine Werksbetreiberin, insbesondere bei den reinen Betriebsgesellschaften, die Lösung im Konkurs suchen würde, kann heute nicht abgeschätzt werden. Mit einem solchen Konkurs würde die Verantwortung für die Stilllegung und Entsorgung auf den neuen Eigentümer übergehen. Da kaum davon auszugehen wäre, dass Dritte die Kernanlage übernehmen würden, würde im Konkursfall die Verantwortung für die Stilllegung und Entsorgung direkt auf den Bund übergehen, welcher diese auf Kosten der SEF⁵³ wahrnehmen müsste. Die wirtschaftliche Tragbarkeit bei den verbleibenden Betreibern würde in einer solchen Situation rasch fraglich.“⁵⁴

Obligationenrechtswidrige Bilanzierung bis 2015

Ein weiteres Indiz notleidender Finanzierung ist die Tatsache, dass die Bilanzen der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt ihre Einzahlungen an den Stenfo lange Zeit um *mehrere Hundert Mio. CHF über dem Verkehrswert (!)* bilanziert haben, ohne dass eine offizielle Aufsicht es je für nötig befand, diese Praxis zu korrigieren. Es waren Umweltorganisationen, die mit Klagen gegen Bilanzfälschung vor Gericht gingen bis einige Korrekturen schliesslich „freiwillig“ erfolgten.⁵⁵

⁵³ SEF= Stilllegungs- und Entsorgungsfonds; konkret würde dies bedeuten, dass später das Parlament über die Deckung der die Mehrkosten nach Artikel 80 Kernenergiegesetz zu entscheiden hätte.

⁵⁴ Eidg. Finanzkontrolle: Stilllegungs- und Entsorgungsfonds, Prüfung der Governance, Bericht inkl. Stellungnahmen / 1. September 2014

⁵⁵ Die [Verfahren](#) gegen Gösgen und Leibstadt wurden von Greenpeace Schweiz und vom Trinationalen Atomschutzverband (TRAS) angestrengt.

Diese Anpassung der Bilanzen an das Obligationenrecht hat sofort zu einem Anstieg der Zahlungspflichten an den Stenfo und zu einer Zunahme der ausgewiesenen Gestehungskosten geführt – von 5,2 auf 5,9 Rp/kWh im Falle von Leibstadt und von 4,5 auf 5,1 Rp/kWh im Fall von Gösgen (Entwicklung Vollkosten 2014/2015). Doch auch die nun erhöht geleisteten Beiträge an den Stenfo sind immer noch tiefer als vom Bundesrat verlangt.

Verweigerung der Beitragszahlung an den STENFO

Der Bundesrat hat entschieden, dass ab Januar 2015 auf die Kostenprognosen ein Sicherheitszuschlag von 30% zu erheben sei. Die Beiträge der Betreiber an die Fonds steigen so von früher 188 Mio. Fr. auf rund 321 Mio. Fr.,⁵⁶ was bei voller Auslastung aller Atomkraftwerke zu einem Anstieg der Beiträge an den Stenfo von 0,75 auf 1,28 Rp/kWh geführt hat.

Mio. CHF	Prod. (GWh)	Jahresbeiträge 2014				geschuldete Beiträge ab 2015				Differenz in Rp/kWh
		Entsorgung	Stilllegung	Total	in Rp/kWh	Entsorgung	Stilllegung	Total	in Rp/kWh	
Beznau 1+2	5'550	34	18.8	52.8	0.95	n.a.	n.a.	91.2	1.64	0.69
Mühleberg	2'898	18.2	12.1	30.3	1.05	n.a.	n.a.	53.8	1.86	0.81
Gösgen	7'687	27.3	9.6	36.9	0.48	38.8	13.5	50.9	0.66	0.18
Leibstadt	8'983	38.8	13.3	52.1	0.58	n.a.	n.a.	63.7	0.71	0.13
Zwilag			2.2	2.2	0.01		2.5	2.5	0.01	-
Total	25'118	118.3	56	174.3	0.69	38.8	16	262.1	1.04	0.35

Abbildung 23 Beiträge an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (STENFO)

Die Gestehungskosten aller AKW werden durch die erhöhten Beitragspflichten um durchschnittlich 0,35 Rp./kWh (Ausgaben für Jodtabletten und neue Radioaktivitäts-Messstellen nicht eingerechnet). Diese Beiträge werden von Axpo und BKW derzeit nicht einbezahlt und figurieren nicht in der Erfolgsrechnung. Eine Beschwerde gegen den Bundesrat ist hängig und wurde vom Bundesverwaltungsgericht erstinstanzlich abgelehnt.⁵⁷

Bemerkenswert ist, dass Alpiq die neue Verordnung des Bundesrates akzeptiert hat und die erhöhten Beiträge per Ende 2015 einbezahlt.

Die Beiträge an den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds (STENFO) werden trotz des eingeführten Sicherheitszuschlags von 30 Prozent noch immer zu optimistisch berechnet:

- **Teuerung bei den Entsorgungskosten.** Die Finanzierung des Stenfo ist ungenügend, weil ein kalkulierter Zinsertrag 3,5 Prozent bei der Berechnung der Beiträge zur Anwendung kommt (2% Realzins und 1,5% Teuerung), die beobachtete Teuerung der Kostenschätzungen seit 2006 aber nicht berücksichtigt wird. Die Teuerung wird nur ertragsseitig kalkuliert, nicht jedoch im nachweisbaren Ausmass beim Aufwand!
- **Tiefere Kapitalerträge.** Im Umfeld von negativen Zinsen und angesichts hoch bewerteter Aktienmärkte sind in Zukunft eher tiefe Renditen zu erwarten. Das Risiko neuer, nicht budgetierter Nachfinanzierungen ist bedeutsam, wird aber in den rubrizierten Gestehungskosten der Kernkraftwerke nicht abgebildet.

Eine neue Kostenstudie für Stilllegung und Entsorgung ist per Ende 2016 zu erwarten. Angesichts neuer Erkenntnisse in Mühleberg und verschärfter Strahlenschutz-Bestimmungen ist absehbar, dass die Entsorgungskosten teurer werden als gedacht. In Deutschland zeigt sich, dass die Kosten für Entsorgung um ein Mehrfaches unterschätzt waren. Auf insgesamt 170 Milliarden Euro sollen sich die Gesamtkosten allein bis zum Ende dieses Jahrhunderts belaufen - nach offizieller Schätzung. Kalkuliert waren aber nur Rückstellungen in Höhe von 39 Mrd. Euro, und die Betreiber werden insgesamt lediglich 47 Mrd. Euro selber schultern – der Rest fällt dem Staat anheim.⁵⁸

⁵⁶ Die Angaben zur Höhe der Beiträge an den Entsorgungskostenfonds stammen von der Axpo (Präsentation vom 11.4.2016, abgedruckt im Angang). Der Jahresbericht des Stenfo war auch Anfang August 2016 noch nicht öffentlich zugänglich, lediglich die Bilanzdaten der einzelnen Werke per Ende 2015.

⁵⁷ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-63640.html>

⁵⁸ <http://www.daserste.de/information/reportage-dokumentation/dokus/sendung/exklusiv-im-ersten-der-grosse-atom-deal-100.html>

Höhe der Deckungslücke im Stilllegungs- und Entsorgungsfonds

Deckungslücke Stilllegung

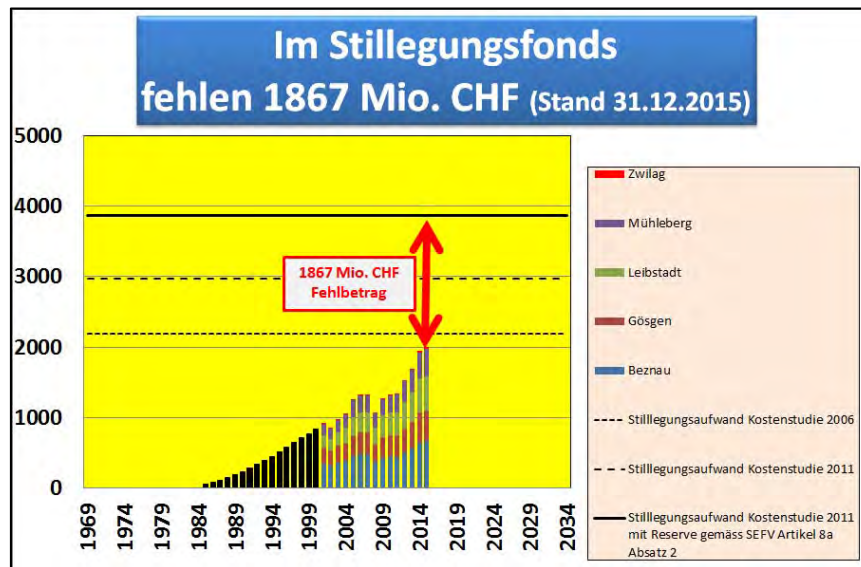


Abbildung 24 Situation Stilllegungskosten, Ende 2015

In Mio. CHF	Beznau	Gösgen	Leibstadt	Mühleberg	Zwilag	Total
Bestand Stilllegungsfonds 2015	666	433	493	381	26	1'999
Sollbetrag Kostenstudie 2011	809	663	920	487	95	2'974
Sollbetrag inkl. Reserve(Art.8a SEFV)	1051	861	1196	633	123	3'866
Fehlende Beiträge	386	429	703	252	98	1'867

Abbildung 25 Stilllegungsfonds: Deckungslücke per Ende 2015

Die Kosten für Stilllegung wurden 2011 auf 2.974 Mrd. CHF geschätzt. Der Sollbetrag inkl. Reserve von 30% beträgt 3,866 Mrd. CHF. Der derzeitige Fehlbetrag beläuft sich auf 1,867 Mrd. CHF, was 48 Prozent der kalkulierten Kosten entspricht.

Deckungslücke Entsorgung

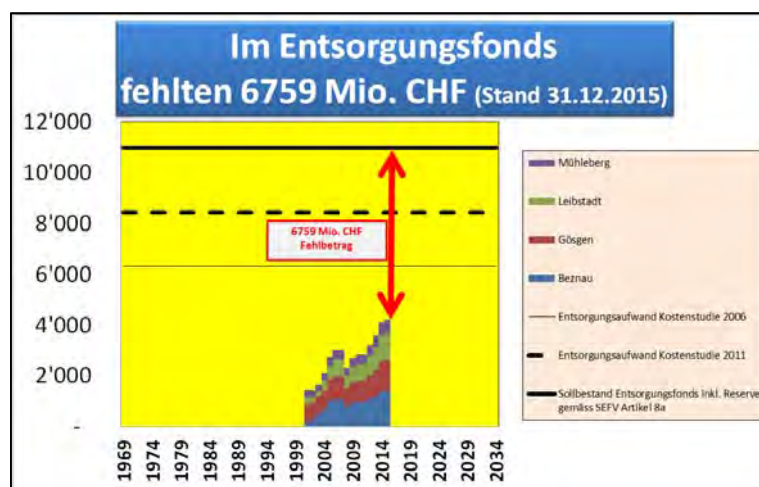


Abbildung 26 Situation Entsorgungskosten, EWnde 2015

Die Kosten für Entsorgung wurden 2011 auf 15.9 Mrd. CHF geschätzt.

- Per Ende 2015 haben die Betreiber für Entsorgungskosten 5,459 Mrd. CHF bereits ausgegeben.
- Der fehlende Sollbetrag im Entsorgungsfonds beträgt rechnerisch noch 10,982 Mrd. CHF.
- Der Bestand am 31.12.2015 betrug 4.222 Mrd. CHF. Die Unterdeckung, der aus Beiträgen und Zinsen zu erbringen ist, beläuft sich auf 6.759 Mrd. CHF oder 61,5 Prozent des verbliebenen Sollbetrags.

Mio. CHF	Beznau	Gösgen	Leibstadt	Mühleberg	Total	Quelle
Total der Entsorgungskosten (Kostenstudie 2011)	4'124'372'000	5'071'487'000	4'940'151'000	1'834'265'000	15'970'275'000	Kostenstudie 2011
Getätigte Ausgaben der Betreiber bis 31.12.2015	1'691'298'000	1'821'374'000	1'219'801'000	726'644'000	5'459'117'000	Stenfo 31.12.2015
noch zu deckende Kosten	2'433'074'000	3'250'113'000	3'720'350'000	1'107'621'000	10'511'158'000	
./ durch Betreiber vor Ausserbetriebnahme	122'226'000	819'747'000	1'007'511'000	113'949'000	2'063'433'000	Stenfo 31.12.2015
./ davon durch Entsorgungsfonds	2'310'848'000	2'430'366'000	2'712'839'000	993'672'000	8'447'725'000	Stenfo 31.12.2015
Sicherheitszuschlag gemäss Artikel 8a SEFV (30%)	693'254'400	729'109'800	813'851'700	298'101'600	2'534'317'500	
Sollbestand inkl. Sicherheitszuschlag (130%)	3'004'102'400	3'159'475'800	3'526'690'700	1'291'773'600	10'982'042'500	
Bestand Entsorgungsfonds 31.12.2015	1'402'478'547	1'206'621'915	1'063'450'200	550'071'695	4'222'622'357	
noch zu erbringende Mittel	1'601'623'853	1'952'853'885	2'463'240'500	741'701'905	6'759'420'143	

Abbildung 27 Entsorgungsfonds: Deckungslücken nach Betreiber Ende 2015

Will man ein realistisches Bild der Zahlpflichten erhalten, müssen auch die Kosten von 1,7 Milliarden Franken für die Nachbetriebsphase einbezogen werden.

Gesamtbilanz der zu erbringenden Kosten für Stilllegung, Entsorgung und Nachbetrieb

Total Kosten für Stilllegung, Entsorgung, Nachbetrieb (Basis KS2011) in Mio. CHF	Beznau	Gösgen	Leibstadt	Mühleberg	Zwilag	Total
Sollbestand inkl. Sicherheitszuschlag (130%)	4'056	4'021	4'723	1'925	124	14'848
Bestand Stilllegungs- und Entsorgungsfonds 31.12.2015	2'068	1'640	1'556	931	26	6'222
noch zu deckende Entsorgungskosten vor Ausserbetriebnahme durch die Betreiber	122	820	1'008	114	-	2'063
Zu deckende Kosten für Nachbetriebsphase (KS2011)	475	455	460	319		1'709
noch zu erbringende Mittel	2'110	3'202	4'174	1'108	98	12'399

Abbildung 28 Gesamtkosten pro Werk für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung

Die ausstehenden Mittel für alle Betreiber summieren sich auf 12.4 Mrd. CHF. **Mit den Zahlungen an den Stenfo von 262 Mio. CHF pro Jahr wie vom Bundesrat verlangt sind bis zum 60. Betriebsjahr lediglich 4,9 Mrd. CHF der 12,4 Mrd. CHF gesichert beigebracht. Es fehlen also weitere 8 Milliarden Franken, die anderweitig (aus zukünftigen Stromerlösen, Zinsen der Fonds, Rückstellungen der Betreiber oder durch die Aktionäre der Partnerwerke) finanziert werden müssen. Dies ist bei den heutigen Strompreisen und Zinsen völlig unrealistisch.**

Über den wirtschaftlichen Fortbestand der Betreiber entscheidet letztlich deren Liquidität. Mit der überdehnten Kalkulation der Laufzeiten werden nicht nur Abschreibungen, sondern auch Entsorgungskostenbeiträge weit nach hinten verschoben; trotz diesen (selbst-)betrügerischen Kalkulationen gelingt es aber immer weniger, den Atomstrom marktfähig zu machen.

Die Bewertungen der Atomkraftwerke erscheinen wenig seriös; die Atomkraftwerke wurden auf- statt abgewertet, wie es sich im heutigen Marktumfeld gehören würde. Die Kosten in der Erfolgsrechnung werden durch Überschätzungen der Werthaltigkeit und fragwürdige Aktivierungen optisch tief gehalten, um Kreditwürdigkeit vorzutäuschen. Letztlich leben die Betreiber aber von der Substanz. Die tiefen Kostenangaben für Altlasten und Entsorgung sind nichts anderes als Zechprellerei zulasten der nachfolgenden Generationen.

Statt ins Ausland zu expandieren und Beznau nachzurüsten, hätte Ex-Axpo-Chef Heinz Karrer gut daran getan, die Entsorgungskosten zu finanzieren, als der Axpo-Konzern noch zahlungskräftiger war. Nur auf Basis geschönter Bilanzen waren Käufe von teuren Kraftwerken möglich, die zu noch grösseren Altlasten führten.

5. Gefährdet das Abschalten der Kernkraftwerke die Versorgungssicherheit?

Die Schweiz kann alle Atomkraftwerke jederzeit abzustellen, ohne dass die Versorgungssicherheit gefährdet ist. Stimmt diese Aussage?

Um dies zu überprüfen muss die Versorgungssicherheit in drei Dimensionen durchleuchtet werden:

- Sicherheit der Produktion
- Verfügbarkeit der Netze bei Höchstbelastung
- Deckung der maximalen Nachfrage nach Höchstleistung durch ausreichende Kapazitäten

Wir können das Ergebnis dieser Prüfung an dieser Stelle bereits verraten: Ja, die Schweiz funktioniert weiter, ohne Blackout, auch wenn alle Atomkraftwerke dauerhaft und für immer abgeschaltet werden.

Versorgungssicherheit der Produktion

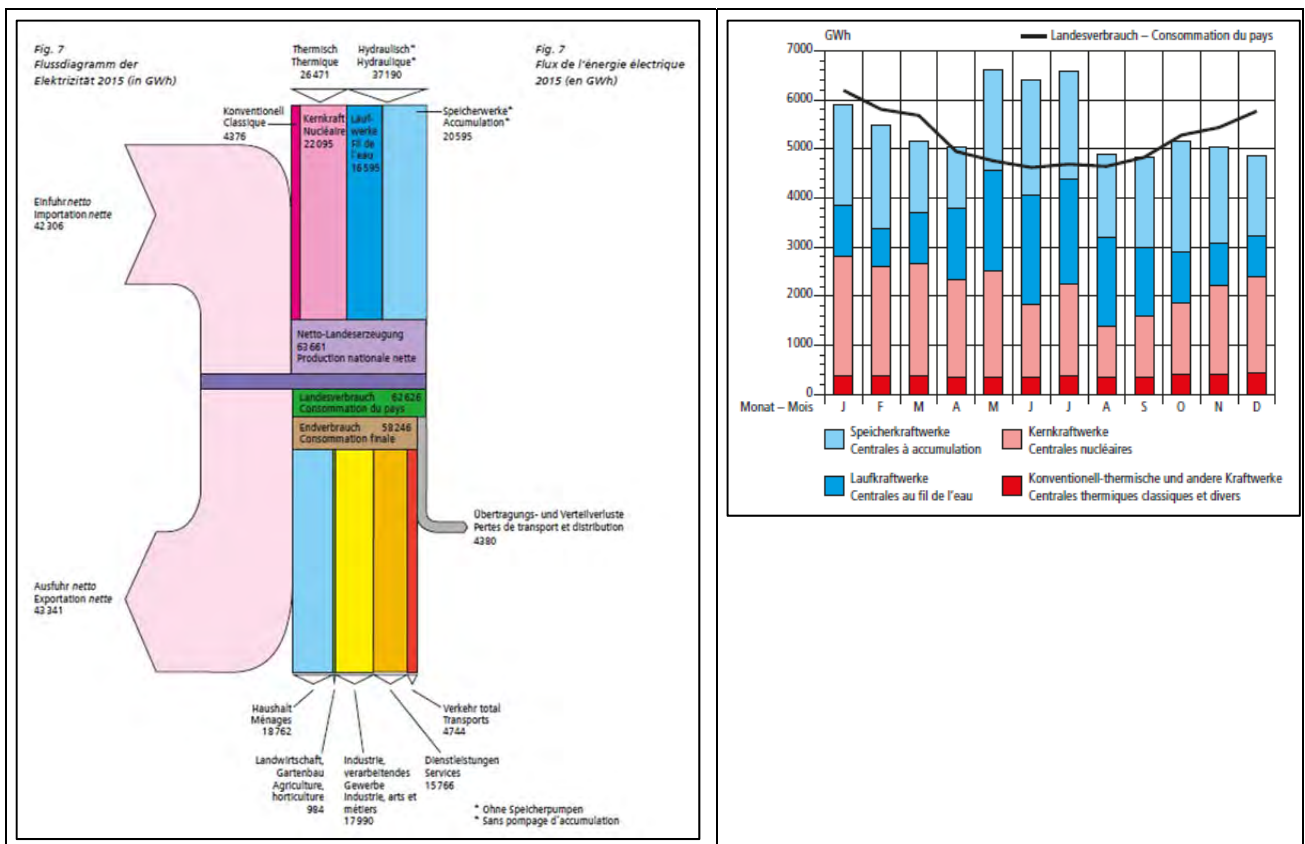


Abbildung 29 und 30 Elektrizitätsbilanz der Schweiz und monatliche Erzeugungsanteile nach Stromherkunft (Quelle: Elektrizitätsstatistik 2015)

Die Schweiz produzierte im Jahr 2015 trotz langem Stillstand der Produktionsanlage in Beznau im Jahresdurchschnitt etwa ein halbes Prozent mehr Elektrizität als im Inland verbraucht wurde. Zudem ist die Schweiz das grösste Strom-Transitland für Elektrizität in Europa (Grafik links).

Mit der sukzessiven Schliessung der Kernkraftwerke müssen rund 22 TWh oder 33% der Erzeugung ersetzt werden (Datenbasis 2015). Diese Deckungslücke fällt vor allem in der kalten Jahreszeit an. Dies erklärt, weshalb Schweizer Verteilnetzbetreiber, die noch immer die Grundversorgung ihrer gebundenen Kunden sicherstellen müssen, in ganz Europa in Windenergie investieren. Bei der Windkraft entfallen zwei Drittel der Stromerzeugung auf die kalte Jahreszeit. Bestehende Wasserkraft und neue Windenergie ergänzen sich deshalb ideal.

Doch auch im Frühjahr, Sommer und Herbst wird durch den Wegfall der Kernenergie eine Lücke entstehen (Grafik rechts). Diesen Bedarf kann man vorrangig mit Photovoltaik schliessen, welche dank der Leistungsspitze am Mittag auch die Verbrauchskurve im Tagesverlauf gut abdeckt.

Gleichzeitige Schliessung von Beznau, Mühleberg, Gösgen und Leibstadt

Bei der gleichzeitigen Schliessung aller Kernkraftwerke entsteht dank der Verfügbarkeit von Stromimporten keine Produktionslücke. Die Schweiz würde aber etwa die Hälfte der Transite zu Stromimporten umfunktionieren und für eigene Bedürfnisse nachfragen.

Dazu käme wohl mit der Zeit ein beschleunigter Bau neuer Kraftwerke im Inland. Der bisherige Zubau der Photovoltaik (2015: 330 MW) liesse sich problemlos vervielfachen, wenn Anreize für die entsprechenden Investitionen geschaffen werden. So könnte statt wie bisher bloss 0,5% pro Jahr etwa 2% bis 3% zugebaut werden, womit sich die Kernkraftwerke (zusammen mit den neuen Kapazitäten an Windenergie im Ausland) innert etwa fünf Jahren vollständig ersetzt wären.

Das „Abschalten“ funktioniert aber auch, ohne dass man produktionsseitig ausserordentliche Massnahmen im Inland ergreift. Die schweizerischen Stromkonzerne besitzen bereits heute Hunderte von Beteiligungen an Kraftwerken im Ausland. Dass dieser Strom in die Schweiz verkauft wird, ist wie auf jedem Marktplatz einzig eine Frage des Preises.

Sichere Reserven – bessere Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke

Um die Versorgungssicherheit mit einem sicheren Polster garantieren zu können, könnte der Bundesrat oder die zuständige Überwachungskommission ElCom gewisse Massnahmen veranlassen, um die Reserven im Winter zu verstärken. Dazu braucht es keine neuen Gesetze. Die Kompetenzen im Stromversorgungsgesetz reichen aus, einzig bei der Umsetzung dieser Massnahmen bestehen noch Lücken.

Zu den wichtigsten Massnahmen gehören ein transparentes Monitoring der Speicherentnahme und die Schaffung einer strategischen Produktionsreserve. Entsprechende Massnahmen wurden im Nachgang zu den Engpässen im Winter 2015/2016 bereits angekündigt.

Versorgungssicherheit im internationalen Verbund und Rolle der Pumpspeicherwerke

In den letzten Jahren hat sich der grenzüberschreitende Handel mit Elektrizität vervielfacht. Im europäischen Strombinnenmarkt wird die Versorgungssicherheit deshalb nicht mehr national, sondern im internationalen Verbund von der zuständigen Behörde überwacht. Dafür wurden europaweit neue Koordinationsgremien geschaffen, an denen auch die Schweiz teilhat.

Die Schweiz ist traditionell sehr eng mit den europäischen Nachbarn vernetzt. In keinem anderen Land sind Stromimporte und –Exporte gemessen am Landesverbrauch so hoch wie in der Schweiz. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, durch neue Speicherlösungen (Batterien) und neue Pumpspeicherwerke und durch den zunehmenden Handel im EU Strombinnenmarkt stehen die Netzbetreiber unter Druck, ihre Übertragungs- und Verteilnetze laufend weiter auszubauen.

Dieser Netzausbau hat die Versorgungssicherheit im Vergleich zu den früheren, vorwiegend national orientierten Versorgungssystemen bedeutend verbessert. Der Ausbau der Stromnetze erfolgt unter Leitung des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E, *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) und befriedigt nicht nur die Bedürfnisse nach Versorgungssicherheit, sondern ermöglicht den lukrativen Stromhandel und die Nutzung der aufgestockten Pumpspeicherwerke, mit denen die Schweiz während Jahrzehnten viel Geld verdient hat. Versorgungssicherheit ist deshalb kein Zustand, sondern ein marktwirtschaftlicher Prozess, mit dem die Beteiligten erhebliche Einkünfte erzielen. Je grösser der geographische Perimeter und je stärker die Netze, desto leichter erfolgt der Zugriff auf Reserve-Kraftwerke in Notlagen. Mit steigendem Perimeter

wächst auch der Kundenkreis, den die neuen Pumpspeicherwerke bedienen können. Die grossen Stromkonzerne Axpo und Alpiq haben deswegen ein grosses Interesse am europäischen Marktzugang.

Der Ausbau der Pumpspeicherwerke dient aber nicht nur dem Geschäft mit dem Ausland, sondern erhöht auch die Versorgungssicherheit in der Schweiz. Denn mit den Anlagen können kostengünstige Kapazitäten während der Nacht abgerufen werden und es kann zusätzlicher Strom für den Spitzenverbrauch bereitgestellt werden. Zudem können Pumpspeicherwerke auch die Produktionsspitzen der erneuerbaren Energien glätten.

Derzeit bestehen allerdings noch immer grosse Überkapazitäten an Kraftwerken in Europa. Diese betragen laut dem neusten *Scenario Outlook and Adequacy Forecast* zwischen 50 und 70 GW, abhängig davon wie stark das Wachstum des Stromverbrauchs bis 2030 und der Zubau an erneuerbaren Energien ausfallen.⁵⁹

Die Umstellung auf erneuerbare Energien hat europaweit zu grossen Beständen an alten Kraftwerken geführt, die zur Vorsorge gegen Notlagen nicht zurückgebaut, sondern lediglich eingemottet werden.

Zudem haben sich die Bauzeiten für neue Kraftwerke enorm verkürzt. Heute lassen sich innert Jahresfrist grosse neue Kapazitäten zubauen, indem Projekte vorgezogen werden und indem der „Deckel“ für den Zubau an neuen Wind- und PV-Kraftwerken kurzfristig erhöht wird. Die Bauzeiten für baufähige Wind- und Solar-Kraftwerke sind oft kürzer als sechs Monate.

Bereitstellung ausreichender Leistung

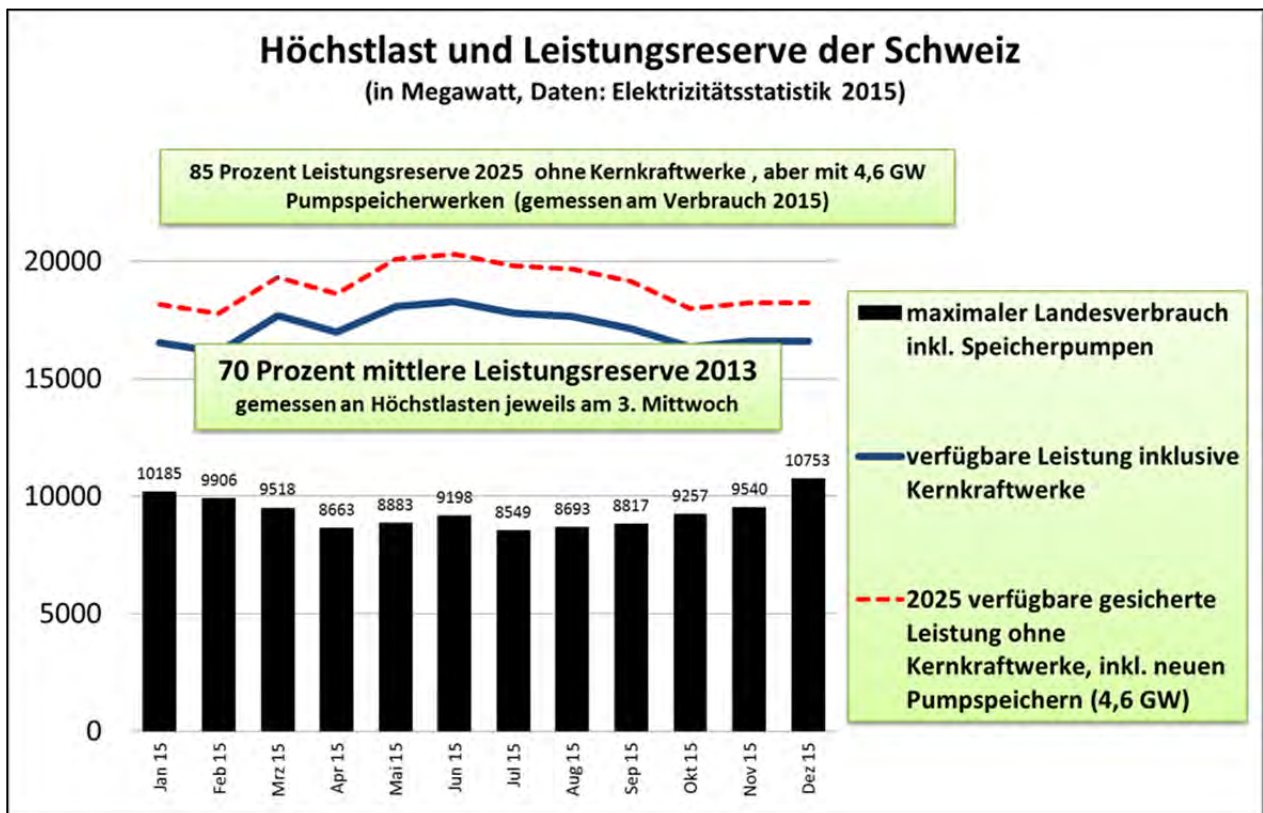


Abbildung 31 maximale Leistungsbezüge und im Inland verfügbare Leistung

⁵⁹ Daniel Huertas-Hernando: ENTSO-E scenarios – general overview (2015) sowie ENTSO-E SOAF: Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2015

Die Schweiz verfügt über wesentlich mehr Leistung aus Kraftwerken als sie selber für die Deckung des Strombedarfs benötigt. Die mittlere Leistungsreserve betrug im Jahr 2015 70 Prozent der monatlich gemessenen Höchstleistung.

Diese komfortable Situation bleibt auch bestehen, wenn die Atomkraftwerke geschlossen werden, denn an die Stelle der Kernenergie treten neue Pumpspeicherwerke mit geschätzt insgesamt 4,6 GW zusätzlicher Leistung. Selbst wenn einige dieser Projekte fallen gelassen werden, entstehen keine Versorgungsengpässe, denn der Ausbau der Photovoltaik führt an vielen Tagen zur Befriedigung der Spitzenverbräuche am Mittag, was die Speicherseen schont. Insgesamt steigen auch dadurch die Leistungsreserven weiter an. Die bereits bestehenden Wasserkraftwerke sind dadurch besser in der Lage, den Spitzenbedarf an jenen Tagen zu befriedigen, an denen Sonne und Windkraft wenig oder keine Energie liefern.

Schaffung ausreichender Netz-Kapazitäten

Im Winter 2015/2016 sind Engpässe im Schweizer Stromnetz aufgetreten, die eine Reihe von Massnahmen ausgelöst haben.⁶⁰ Die Erfahrungen vom Winter 2015/2016 hat die ECom in einem Bericht ausführlich dokumentiert.⁶¹ Die Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

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.“

Am 2. Dezember 2015 warnte Swissgrid 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.

Was die Mitteilung von Swissgrid allerdings verschwiegen und wie die ECom in ihrem Bericht im Juni 2016 offenlegte, war dies nicht der einzige Grund für die vermeintlichen Engpässe. Vielmehr stellte die ECom fest, dass Swissgrid selber die Versorgungssicherheit aufs Spiel setzte, indem sie Engpässe 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.“⁶²

„Demgegenüber“, so schreibt die ECom weiter, „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).“⁶³

Um die Vorgänge im Herbst und Winter 2015 zu verstehen, lohnt sich ein Blick auf die folgenden Grafiken.

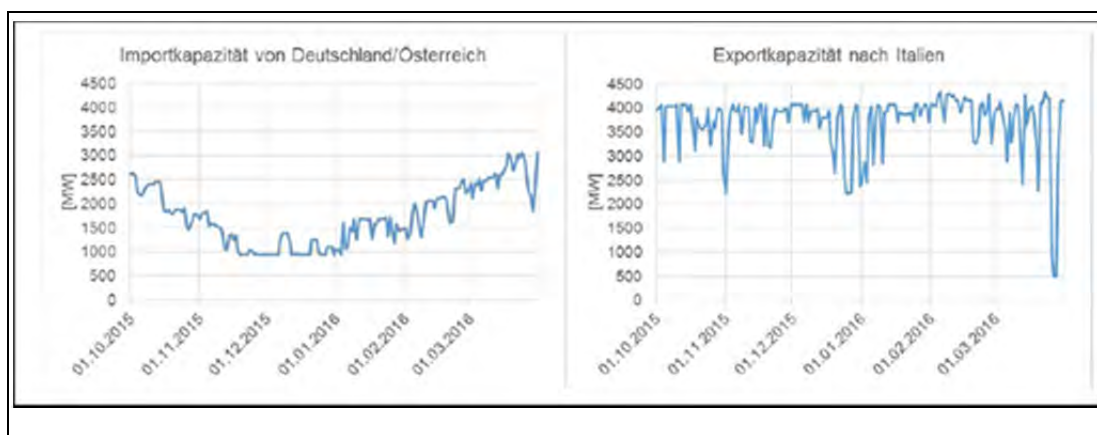


Abbildung 32 Entwicklung der Netto-Importkapazität von Deutschland und Österreich in die Schweiz sowie der Netto-Exportkapazität nach Italien (Quelle: Swissgrid(EICom Bericht 2016 Seite 10)

⁶⁰ „Für die Versorgungssituation wie im Winter 2015/2016 hat sich die Stromversorgungsgesetzgebung als ausreichend stabil erwiesen, so dass aktuell kein Handlungsbedarf auf Gesetzesebene fest-zustellen ist.“ EICom 2016, Seite 17

⁶¹ Schweizerische Elektrizitätskommission: [Versorgungssicherheit Winter 2015/16](#), Bericht der EICom, Bern, Juni 2016

⁶² EICom 2016, Seite 9

⁶³ EICom 2016, Seite 10

Als Swissgrid im Winter 2015/2016 die Netzzugänge zwecks „Netzausbau und Unterhalt“ reduzierte, geschah dies ausgerechnet in jenen Monaten, während denen Stromimporte regelmässig Spitzenwerte erreichen. Gleichzeitig hielt man die Stromabflüsse nach Italien weit offen – ein fast sicheres Rezept für selbst verursachte Versorgungsengpässe. Interessant ist, dass die zuständige Aufsichtsbehörde ElCom richtig reagierte und die Fehler der Kraftwerksbetreiber (welche Swissgrid nicht genügend informierten) und die Fehler von Swissgrid (die falsche Prioritäten setzte und die Netzkapazitäten nach Italien nicht rechtzeitig reduzierte) korrigierte:

„Dank den eingeleiteten Massnahmen...konnte die Importkapazität von Deutschland und Österreich in die Schweiz wieder erhöht werden und erreichte im März 2016 Werte von rund 3000 MW, wobei bereits die erste Erhöhung um rund 500 MW Anfang Januar 2016 zu einer signifikanten Entspannung der Situation beitrug.“

„Die Nettoimportkapazität der Schweiz könnte weiter gesteigert werden, wenn zusätzlich zur Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau II die Transittkapazität um 2000 MW reduziert würde.“⁶⁴

Entgegen den Swissgrid-Verlautbarungen war die Versorgungssicherheit gar nie in Gefahr, sondern es scheint eher, dass die Situation mutwillig oder fahrlässig durch eine Reihe falscher Entscheide herbeigeführt wurde.⁶⁵ Man hätte die Netz-Kapazitäten nach Italien jederzeit reduzieren können, was dazu geführt hätte, dass die Stromimporte von Norden im Inland hätten verbraucht werden können. Und in Italien wären die schlecht ausgelasteten Gaskraftwerke anstelle der deutschen Kohlekraftwerke in Betrieb gegangen. Dass man das nicht tun wollte, war eine reine Preis- und Planungsfrage und hat mit Versorgungssicherheit wenig zu tun. Um die (preisgetriebenen) Re-Exporte nach Italien aufrechtzuerhalten wurde offenbar bewusst versäumt, die Prioritäten zugunsten der Schweiz richtig zu setzen.

Geltend gemacht wurde bei der Frage der Versorgungssicherheit zudem das Fehlen angemessener Kupplungen zwischen dem Höchstspannungsnetz auf Ebene 380 kV und dem Hochspannungsnetz auf Ebene 220 kV. Doch ein echtes Problem ergibt sich daraus nicht. Die Abschaltung von Gösgen und Leibstadt ist kein Problem für die Versorgungssicherheit, weil sie beide auf 380kV einspeisen und deshalb jederzeit durch Importe ersetzt werden können. Man könnte deshalb – wie in Biblis geschehen⁶⁶ – Gösgen und Leibstadt still legen und die elektrischen Kupplungen im „Phasenscheiberbetrieb“ weiter betreiben. Die ElCom als Überwachungsbehörde hat Massnahmen in derselben Zielrichtung angekündigt:

„In diesem Zusammenhang identifizierte Swissgrid auch den Bedarf für die Verstärkung der Kuppeltransformatoren 380/220 kV. Insgesamt werden in der nächsten Zeit an den Standorten Mühleberg, Romanel, Beznau, Chippis, Mörel und Châtelard neue Kuppeltransformatoren installiert und an drei weiteren Standorten Kapazitätserhöhungen durchgeführt.“

Da sich in den Simulationsrechnungen von Swissgrid herausstellte, dass Transitbeschränkungen einen grossen Einfluss auf die zur Verfügung stehende Importkapazität für Versorgungsenergie haben würden, wurden im ersten Quartal 2016 keine monatlichen Netzkapazitätsrechte für Exporte nach Deutschland, Österreich und Italien vergeben. Damit wurde verhindert, dass bei allfälligen Kürzungen der grenzüberschreitenden Netzkapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht bereits vergebene Kapazitätsrechte eingeschränkt werden mussten und dadurch möglicherweise Entschädigungszahlungen notwendig wurden. Die Kapazitätsvergabe fand anschliessend auf täglicher Basis statt.“⁶⁷

Basierend auf den Erkenntnissen aus diesem Winter wurde zudem mittelfristiger Handlungsbedarf festgestellt:

„Swissgrid identifizierte im Rahmen des Strategischen Netzes 2025 neun Netzprojekte, deren Realisierung eine wichtige Grundlage für die Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025 bilden soll.“

Die ElCom forderte Swissgrid auf,

⁶⁴ Elcom 2016 Seite 11

⁶⁵ Einem kritischen Beobachter stellt sich die Frage, ob die Swissgrid, in deren Verwaltungsrat bekanntlich wichtige Exponenten der Atomlobby Einsitz nehmen, diesen „Versorgungsengpass“ mutwillig herbeiführte, um die im Herbst anstehende Volksabstimmung zu beeinflussen. Das war schon immer so. In Jahren, in denen eine Volksabstimmung über Atomkraftwerke anstand, organisierte der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) regelmässig Pressekonferenzen, in denen auf eine vermeintliche „Stromlücke“ hingewiesen wurde, nachdem die Speicherseen zuvor gezielt dezimiert worden waren.

⁶⁶ <http://www.rwe.com/web/cms/de/2320/rwe-power-ag/presse-downloads/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4010049>

⁶⁷ Elcom 2016 a.a.O., Seiten 13 ff.

„...die Priorisierung und die Realisierungszeitpunkte der verschiedenen Netzausbauprojekte zu überprüfen und allfällige beschleunigende Massnahmen einzuleiten. Dabei geht es kurz- bis mittelfristig darum, die Importverfügbarkeit auch bei verminderter Produktion in der Schweiz zu optimieren. Damit verbunden ist aber auch die Frage, inwieweit netztechnische Massnahmen zu ergreifen sind, um die hohe Flexibilität der Schweizer Wasserkraft im (internationalen) Grosshandel zu valorisieren: Der Wegfall von Grundlastkraftwerken verschärft die (inländischen) Netzengpässe, wodurch auch die Im- und Exportkapazitäten reduziert werden müssten. Ohne Netzverstärkungen müsste wertvolle Spitzenenergie zunehmend in Schwachlastzeiten eingesetzt werden, um den limitierten Import zu kompensieren. Damit entfallen Opportunitäten im internationalen Grosshandel.“

Und zur Schaffung einer Strategischen Reserve während des Winters führt die ElCom aus:

„...Eine Möglichkeit wäre, für die Monate mit potenziell tiefem Angebot einen Teil der Regelleistung längerfristiger zu beschaffen.“

Fazit

Eine ernsthafte Versorgungslücke bei den Stromnetzen besteht nicht. Vielmehr geht aus der Analyse der ElCom hervor, dass es Swissgrid selber versäumte, Unterhaltsarbeiten zu unterbrechen, um den ungeplanten Ausfall des AKW Beznau zu kompensieren. Zudem blieb auch die Option ungenutzt, Re-Exporte nach Italien einzuschränken, um die Netzbedürfnisse der Schweiz mit Priorität zu befriedigen. Die Probleme waren somit selbstgemacht und stehen möglicherweise in einem politischen Zusammenhang mit der bevorstehenden Volksabstimmung über den Atomausstieg – es wäre nicht das erste Mal, dass die Atomlobby eine solche Drohkulisse in Gang setzte. Folgende Schritte empfehlen sich zur weiteren Erhöhung der Versorgungssicherheit:

- Netzverstärkungen zwischen den Ebenen 380 und 220 kV.
- Aktives Monitoring und aktive Bewirtschaftung der Speicherseen
- Schaffung einer strategischen Reserve (zB. ein Bereithaltung eines vollen Monatsverbrauchs, ohne Rückgriff auf Stromimporte, in den Speicherseen)
- Ausdehnung der Ausschreibungen für die Beschaffung von Regelleistung auf strategische Monatsreserven, besonders im Winter.

Netzverstärkung und Wettbewerb

Die vorangegangene Betrachtung zeigt, dass ein ernsthaftes Versorgungsrisiko für die Schweiz auch dann nicht besteht, wenn alle Atomkraftwerke gleichzeitig und für immer geschlossen werden. Dieses Erkenntnis ist nicht neu, sondern wurde bereits von der ETH-Studie der SATW nachgewiesen.⁶⁸

Die Ansprüche an Produktion, Spitzenleistung und Netze können jederzeit erfüllt werden, solange sich die Vollzugsbehörden nicht mutwillig mit falschen Entscheiden querlegen.

Der inzwischen in Gang gekommene Ausbau der Netze hat aber nicht nur Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, sondern verschärft auch den Wettbewerb. Mittelfristig bedeutet dies, dass es eine „Preisinsel Schweiz“ immer weniger geben wird. bedeutet aber ebenso, dass die Schweiz bei einer sofortigen Abschaltung aller Atomkraftwerke keine Engpässe befürchten muss.

Auch Gaskraftwerke sind als Option heute nicht mehr zielführend. Zum einen brauchen wir sie nicht, zum andern würden sie bloss in neue Abhängigkeiten führen und die CO₂-Emissionen vergrössern. Zudem: Die Kosten der Photovoltaik und der Windenergie haben sich so stark vermindert, dass sie im Vergleich mit Erdgas als günstigere Option zu beurteilen sind.

⁶⁸ zB: SATW: Ist das geplante Stromsystem der Schweiz für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 aus technischer Sicht geeignet? (Swiss Energy Strategy 2050 and its Consequences for Electricity Grid Operation), Autoren: Farid Comaty, Andreas Ulbig, Göran Andersson), ETH Zürich, Power Systems Laboratory, Mai 2014

Gespräch mit Dr. Andreas Ulbig

Zur Beurteilung der aufgestellten Thesen hat der Autor ein Gespräch mit Dr. Andreas Ulbig von der ETH Zürich geführt. Das Gespräch ist am Ende dieser Studie im autorisierten Wortlaut abgedruckt. Der Netzexperte bestätigt, dass der Netzausbau in Deutschland auch erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Kernkraftwerke in der Schweiz haben wird.⁶⁹

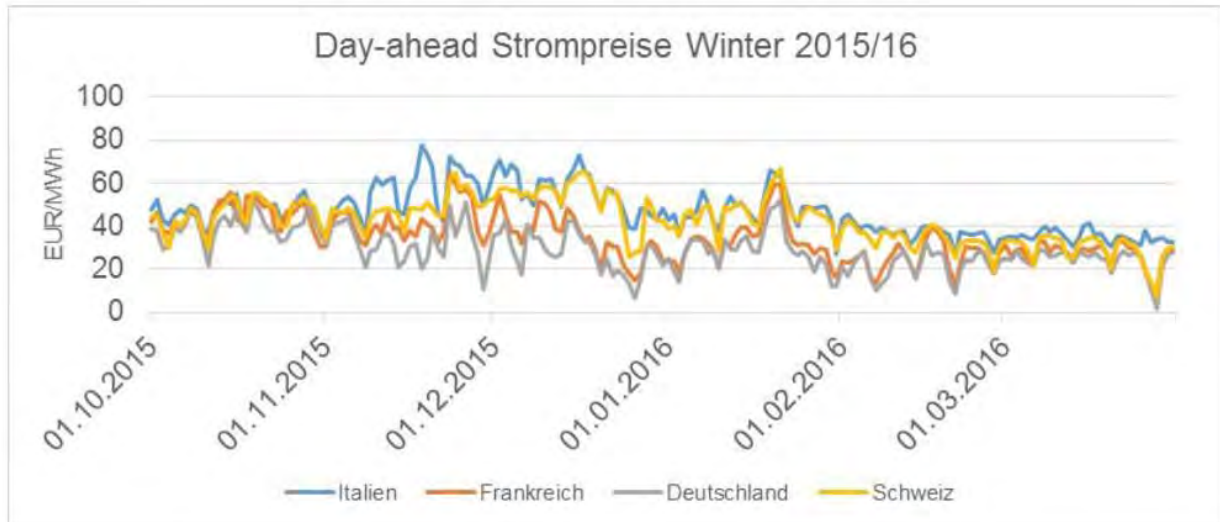


Abbildung 33 Entwicklung der Day-ahead Strompreise im Winter 2015/16 (Datenquelle: EPEXSpot/ EICom Bericht 2016 S. 10)

Die wirtschaftlichen Auswirkungen durch den Netzausbau im Norden lassen sich an der Grafik ablesen. „Es ist üblich, dass sich der Schweizer Strompreis im Winterhalbjahr dem deutlich höheren italienischen Preisniveau nähert.“⁷⁰ Dies erklärt sich aus der höheren Netzanbindung Italiens im Vergleich zur Anbindung an der Nordgrenze. Zwar drängt der billige Strom aus Deutschland und Österreich im Winter in die Schweiz; die Preisvorteile werden aber nicht an die Konsumentinnen und Konsumenten in der Schweiz weitergegeben, denn in Italien werden noch höhere Erlöse erzielt. Der Strom wird entsprechend nach Süden weiterverkauft. Dies zeigt die Grafik auch im Winter 2015/16 sehr deutlich, denn die gelbe Linie (Preiskurve Schweiz) und die blaue Linie (Italien) liegen gleichauf, während in Frankreich und Deutschland noch deutlich tiefere Strompreise gelten.

Dies wird sich aber ändern, wenn die Kapazitäten für den Import aus Deutschland verstärkt werden. Entsprechende Bemühungen von Swissgrid sind längst im Gang, doch eine zusätzliche markante Verbesserung der Anbindung nach Deutschland wird dann stattfinden, wenn die innerdeutschen Verbindungen zwischen Hessen und Baden-Württemberg verstärkt werden.

Weitere Schlussfolgerungen aus dem Gespräch mit Dr. Andreas Ulbig

Andreas Ulbig bestätigt die folgenden Trends:

- Bei einer definitiven, kurzfristig anberaumten Abschaltung aller Atomkraftwerke der Schweiz lassen sich Versorgungslücken vermeiden, indem die nationale Netzgesellschaft Swissgrid ihre Kompetenzen zur Bewirtschaftung der Netze und der Speicherseen voll ausschöpft. Die „Stromlücke“ lässt sich kurzfristig durch Stromimporte, mittelfristig durch den Ausbau der erneuerbaren Energien decken.

⁶⁹ Gesprächstext und Zusammenfassung genehmigt von Dr. Ulbig am ____

⁷⁰ Seite 10

- Die Stromknappheit im Winter 2015/2016 ist entstanden, weil Swissgrid damals keinen Einfluss auf die Speicherbewirtschaftung nahm.
- Das Stromversorgungsgesetz (Artikel 9) gibt Swissgrid die Kompetenz, zur Vermeidung von Engpässen in den Markt einzugreifen. Durch Ausschreibung einer strategischen Mindestreserve kann die Versorgungssicherheit auch bei einer kurzfristigen Schliessung der Atomkraftwerke gewährleistet werden.
- Die stärkere Bewirtschaftung der Speicherseen kann die Einnahmen der Betreiber der Wasserkraftwerke temporär erhöhen. Solche Preiseffekte können aber mittels vorausschauender Planung minimiert werden. In Deutschland führte die Schliessung von acht Atomkraftwerken kurz nach „Fukushima“ entgegen allen Erwartungen nicht zu einem Anstieg der Strompreise.
- Mit dem Ausbau der Übertragungskapazitäten auf der innerdeutschen Nord-Süd-Achse bis 2020, insbesondere durch Beseitigung des Netzengpasses zwischen Hessen und Baden-Württemberg, wird sich die Net Transfer Capacity (NTC) zwischen Deutschland und der Schweiz von bisher ca. 1,4 GW für Importe aus Deutschland und ca. 4 GW Exporte nach Deutschland deutlich erhöhen.

Dies liegt auch im Interesse der Schweizer Pumpspeicher-Betreiber, deren installierte Leistung von dann ca. 4 GW darauf abzielt, die Strom-Export- als auch –Import-Kapazitäten voll ausnutzen zu können.

Die NTC steigt damit ab 2020, unter Berücksichtigung der Schliessung von Beznau 1 und Mühleberg, von bisher 190% auf ca. 350% der installierten Leistung der Schweizer Atomkraftwerke.

- Im Bericht der EICOM heisst es: *„Insgesamt plant Swissgrid eine Erhöhung der Transformationskapazität um über 50% in den nächsten 15 Jahren.“*⁷¹ Diese erhöhte physikalische Anbindung der grenzüberschreitenden Linien Schweiz/Deutschland erhöht nicht bloss die Lieferfähigkeit von Elektrizität aus Norden, sondern auch den Preisdruck. Die Preisgrenze verschiebt sich von der schweizerisch/deutschen Nordgrenze an die Südgrenze Schweiz-Italien, was bedeutet, dass die bisher übliche Preisdifferenz von rund 0,5 Rp/kWh zwischen der deutschen und der schweizerischen Regelzone verschwinden wird. Weil Deutschland nur eine einzige Preiszone kennt, und weil die Kosten für das Dispatching auf die deutschen Netzgebühren (und nicht auf die Energie-Grosshandelspreise) überwältigt werden, ist davon auszugehen, dass die Grosshandelspreise in Deutschland und in der Schweiz bedingt durch den Netzausbau ab ca. 2020 weitgehend identisch sein werden.
- Der einzige verbliebene Hebel für einen möglichen Anstieg der Strompreise in Europa besteht in der Anhebung der CO₂-Preise im europäischen Emissionshandel (siehe dazu eine Beurteilung weiter hinten).
- Für die CH-Atomkraftwerke spitzt sich die Preissituation noch aus anderen Gründen zu. Die operative Auslegung des AKW-Betriebs gestaltet sich immer schwieriger, weil die Fluktuation durch Wind und Photovoltaik in absoluten Zahlen mit jeder weiteren Neuanlage zunehmen wird. Deshalb braucht man immer weniger Bandlastkraftwerke und mehr flexible Kraftwerke, die nur wenige Stunden am Tag arbeiten und auch im Teillastbetrieb von nur 10 oder 20 Prozent noch wirtschaftlich fahren können, um Reserveleistung zu liefern.
- Atomkraftwerke sind die Kraftwerkstechnik, die am schlechtesten dazu geeignet ist, hochflexible Produktionsprofile nachzufahren. Gaskraftwerke sind deutlich besser geeignet. Unabhängig von der Höhe des Spotpreises für Elektrizität, können Bandlastkraftwerke kein Teil der Gleichung mehr sein.

⁷¹ Versorgungssicherheit Winter 2015/16, Bericht der EICOM a.a.O. S. 25

- Kohlekraftwerken haben ein geringeres Problem, denn sie sind weniger komplex. Wenn sie weniger Stunden im Jahr laufen, sinken fast linear die Betriebs- und Brennstoffkosten.
- Bei Atomkraftwerken ist das schwieriger, weil der Faktor Sicherheit reinspielt. Selbst bei deutlich weniger Volllaststunden sind die Austauschzyklen der Brennstäbe ungefähr dieselben, ebenso Wartungs- und Betriebskosten. Aus ökonomischer Sicht stehen Kernkraftwerke deshalb schlechter da als andere Bandlastkraftwerke.
- Dank der Verdoppelung der Leistung der Pumpspeicherwerke auf 4 GW (Linth-Limmern und Nant de Drance) steigt die Flexibilität für Stromimporte in der Regelzone Schweiz erheblich an. Durch günstige Importe während der Nacht und Nutzung der Pumpleistung kann auch im Winter über 40% des maximalen Tagesbedarfs zu günstigen Kosten zwischengespeichert werden. Die neuen Pumpspeicherwerke eignen sich als flexible Batterie für den Ersatz der wegfallenden Kernkraftwerke.
- Die sinnvollste Art, die Schweizer Atomkraftwerke zu ersetzen, besteht im Ausbau der erneuerbaren Energien im Inland und im Ausbau der Beteiligungen an guten Wind-Produktionsstandorten an den europäischen Küsten, um damit die Winterstromlücke in der Schweiz zu decken.

Net Transfer Capacity der grenzüberschreitenden Übertragungsnetze (NTC)	2011	2012	2013	2014	2015	2020 Schätzung Dr. Andreas Ulbig
Frankreich	3116	3109	3060	3093	3073	3073
Deutschland	1087	895	965	1094	1373	4000
Österreich	312	456	512	612	779	779
Italien	1721	1724	1726	1722	1720	1720
total	6236	6184	6263	6521	6945	9572
Leistung CH Kernkraftwerke	3333	3333	3333	3333	2968	2595
NTC in % aller Kernkraftwerke	187%	186%	188%	196%	234%	369%

Abbildung 34 Netzanbindung der Schweiz zum umliegenden Ausland in % der Atomleistung

Fazit

Eine Ausserbetriebnahme der Atomkraftwerke in der Schweiz ist möglich. Die Netzausbauten im Norden werden dazu führen, dass der Strom in der Schweiz tendenziell billiger wird. dazu kann auch die Stilllegung der Atomkraftwerke beitragen, denn für die gebundenen Kunden entfallen die Zahlungspflichten für den teureren Atomstrom, und die Altlasten werden nicht länger noch weiter vergrössert.

Die Stilllegung der Atomkraftwerke verbessert die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz und die Marktintegration in den Strombinnenmarkt der Europäischen Union.

6. Was passiert bei Konkurs von Alpiq oder Axpo?

Falschbilanzierung und prekäre Vermögensverhältnisse bei der Axpo

Es wurde darauf hingewiesen, dass das Eigenkapital der Atomkraftwerke sehr tief liegt. Deshalb stellt sich die Frage, ob das Konstrukt der „Partnerwerke“ funktioniert und die Muttergesellschaften die fehlende Kostendeckung beibringen können. Das Konstrukt der Partnerwerke stammt aus Zeiten, als die Elektrizitätswirtschaft noch monopolistisch aufgebaut war – Kostenrisiken gab es damals keine. Heute führt das Konstrukt der Partnerwerke zu einer sehr verschachtelten und unübersichtlichen Rechnungslegung. Die Beteiligungen werden nach der Equity-Methode bilanziert.

Bilanzierung nach der Equity Methode bedeutet: Beteiligungen werden zum Aktien-Nominalwert in der Bilanz der Muttergesellschaft eingestellt, selbst wenn sie angesichts der tiefen Strompreise gar nicht mehr werthaltig sind. Die Verschuldung der Tochtergesellschaften erscheint nicht in der Bilanz der Muttergesellschaft, solange die Beteiligung unter 50% liegt.

Um die Geringfügigkeit der Beteiligungen an Atomkraftwerken „nachzuweisen“ hat der Axpo-Konzern sein Eigentum an Atomkraftwerken auf mehrere verschiedene Axpo-Töchter verteilt. Im Falle von Leibstadt ist dies allerdings nicht mehr konform mit den Geboten der Rechnungslegung, seit die Axpo die Beteiligung an der CKW erworben hat. Der Axpo Konzern besitzt nun nämlich, alle Beteiligungen zusammengerechnet, mehr als 50% an Leibstadt und müsste deshalb die Rechnungslegung mit allen Verpflichtungen konsolidiert darstellen.

Aktionäre Leibstadt	Anteile an Leibstadt nominell	Axpo Holding beteiligt zu	Axpo Anteil an Leibstadt konsolidiert
Axpo Power AG	22.80%	100%	22.80%
Axpo Trading AG	16.30%	100%	16.30%
Axpo über CKW	13.60%	81.00%	11.02%
Total	52.70%		50.12%

Angaben Geschäftsberichte CKW, Axpo, KKL AG

Abbildung 35 Beteiligungen von Axpo am AKW Leibstadt über 50%

Eine Konsolidierung würde dazu führen, dass die Verpflichtungen von Leibstadt, insbesondere die ungedeckten Entsorgungskosten, auch als Schuld der Muttergesellschaft in Erscheinung treten würden. Dann kämen die Diskussion vielleicht auch auf eine weitere Fragwürdigkeit:

Die Entsorgungskosten werden falsch bilanziert. Sie werden aktiviert, als ob es sich um ein reales Vermögen handelte. Die noch ungedeckten Zahlungspflichten für den bereits erzeugten Atommüll erscheinen nirgends in der Bilanz als finanzielle Verpflichtung. Es werden nur jene Kostenanteile rubriziert, für die bereits Reserven / Rückstellungen gebildet wurden. Die effektiven Kosten liegen aber viel höher, denn der Atommüll ist real heute schon da, unabhängig von der erwarteten Laufzeit der Anlagen.

Schliesslich muss man sich fragen, inwiefern die in den Bilanzen von Axpo und Alpiq aufgeführten Aktiven werthaltig sind. Beide Stromkonzerne verfügen kaum über gebundene Kleinkunden, denen sie die tatsächlichen Gestehungskosten aufhalsen können. Wahrscheinlich übersteigen die Schulden in manchen Fällen bereits den Verkehrswert, aber niemand bekundet Interesse, dies zu prüfen.

Fehlende Käufer bei Konkurs

Bei Konkurs einer der grossen Stromkonzerne Axpo oder Alpiq entfällt ein Käufer bei der Abnahme des Stroms von Gösgen, Leibstadt oder Beznau. Dann wird sich die Frage stellen, ob die anderen Aktionäre in die Bresche springen, oder (unwahrscheinlich), ob ein Käufer gefunden wird. Vereinfacht lässt sich sagen:

- Wasserkraftwerke werden Käufer finden, denn sie produzieren zu variablen Kosten unter 2 Rp/kWh, und sie verfügen ausser den Schulden, die man bei einem Kauf nicht zwingend übernehme, nicht über Altlasten.
- Für Kernkraftwerke ist ein Kauf unwahrscheinlich, denn der neue Eigentümer erbt eine unrentable Anlage und den Atommüll, und damit eine Flut unbezahlter Rechnungen.

Das Beispiel des Axpo Chefs

Axpo-CEO Andrew Walo hat sich mit einer Präsentation an den Kantonsrat des Kantons Zürich gewandt und sich darin mit der Frage des Konkurses eines AKW-Betreibers beschäftigt. Walo nannte – diplomatisch – als fiktiven Konkurskandidaten die BKW, die am AKW Leibstadt mit 9,5% beteiligt ist.⁷² In der Präsentation von Walo heisst es dazu:

Die Kosten, welche im Falle eines Konkurses der BKW (KKW Mühleberg) wirtschaftlich durch Axpo zu tragen wären, setzen sich zusammen aus den direkten Nachschüssen in die Stilllegungs- und Entsorgungsfonds als Betreiberin des KKB von rund 100 Mio. CHF und aus den anteiligen, indirekten Nachschüssen von rund 180 Mio. CHF, die Axpo als Aktionärin KKL und KKG zu tragen hätte (gerechnet über einen Zeitraum von 50 Betriebsjahren für die Kernkraftwerke KKB, KKL und KKG)

Ferner würde es auch zu einer anteilmässigen Übertragung der von der BKW zu zahlenden Jahreskosten im KKL auf die anderen Aktionäre kommen. BKW zahlt in den kommenden Jahren Jahreskosten in der Höhe von 40-50 Mio. CHF. Auch hier besteht keine rechtliche Verpflichtung zur Übernahme der Jahreskosten durch die übrigen Aktionäre. Es ist zu berücksichtigen, dass mit der Jahreskostenübernahme jeweils auch die Energieverwertung auf die anderen Partner überginge, womit Erträge erwirtschaftet werden könnten.

Walo mag recht haben, dass es *keine rechtliche Verpflichtung zur Übernahme der Jahreskosten durch die übrigen Aktionäre* gibt. Allerdings würde die Nichtübernahme der Kosten zu einer Kettenreaktion führen, denn das AKW Leibstadt könnte dann seine Kosten sofort nicht mehr voll decken. Dadurch käme es zu einem Abschmelzen der Liquidität, bis hin zum Konkurs der Anlage, was für alle Beteiligten eine Option für eine Liquidation sein könnte.

Die BKW ist allerdings jene Betreiberin, deren Konkurs unter allen Betreibern am wenigsten wahrscheinlich ist. viel eher kann es zu einem Konkurs von Alpiq oder Axpo kommen. Diese zwei Fälle wollen wir nachfolgend kurz betrachten.

Situation bei Konkurs der Alpiq

Das Rating von Alpiq liegt derzeit bei "BBB-negativ", was bereits als sehr riskant gilt.⁷³ Die tiefen Strompreise setzen allen Energiekonzernen zu. Aber die grossen Verbundwerke mit nur wenigen gebundenen Kunden in der Grundversorgung können die Gestehungskosten der nicht-subsidierten Kraftwerke am wenigsten decken. Alpiq verfügt zwar noch immer über liquide Mittel und erhöht diese laufend durch Ausverkauf ihrer Beteiligungen. Aber es bleibt ungewiss, ob dies reicht, um den operativen Betrieb über die lange Frist aufrecht zu erhalten.

Sollte Alpiq zahlungsunfähig werden, würden die Wasserkraftwerke und deren operativer Betrieb wahrscheinlich weitergeführt und ein Nachlassverfahren eröffnet.

Zu hinterfragen ist, ob die Partner die Beteiligungen pro quota auch die Kernkraftwerke übernehmen würden.

⁷² BKW ist als Konkurskandidat der unwahrscheinlichste Kandidat, weil BKW die Kosten der Entsorgung und der Stilllegung von Mühleberg auf mehr als 1 Mio. gebundene Kleinkunden überwälzen darf. Viel wahrscheinlicher ist, dass Axpo oder Alpiq in Konkurs fallen.

⁷³ Siehe Präsentation Axpo/Walo vom 11.4.2016. letzte Folie

Aktionäre Leibstadt heute		Leibstadt ohne Alpiq	Aktionäre Gösgen heute		Gösgen ohne Alpiq
Axpo Power AG	22.8%	33.7%	Alpiq	40.0%	0.0%
Axpo Trading AG	16.3%	24.1%	Axpo	25.0%	42%
Axpo über CKW	13.6%	20.1%	CKW (Axpo Tochter)	12.5%	21%
Total Axpo	52.7%	78.0%	Axpo total	37.5%	63%
AEW	5.4%	8.0%	Energie Wasser Bern (ewb)	7.5%	13%
Alpiq Suisse SA	5.0%	0.0%	Stadt Zürich	15.0%	25%
Alpiq AG	27.4%	0.0%		100.0%	100.0%
Total Alpiq	32.4%	0.0%			
BKW Energie	9.5%	14.1%			
	100.0%	100.0%			

Abbildung 36 Verschiebung der Beteiligungsverhältnisse bei einem Konkurs von Alpiq

Würde Alpiq Konkurs gehen, verschieben sich die Anteile der verbleibenden Aktionäre. Leibstadt würde dann zu 78% statt zu 52,7% der Axpo gehören, Gösgen zu 63% statt 37,5%. Die verbleibenden Aktionäre hätten wohl die Wahl, den Betrieb der Anlagen einzustellen oder die Rechte und Pflichten des konkursiten Partners übernehmen.

Gut möglich, dass eine solche Konstellation bereits vorbereitet wird, um den Bundesrat und das Parlament unter Druck zu setzen. Zum Beispiel könnten die Betreiber behaupten, die Atomkraftwerke seien unverzichtbar und es brauche eine Finanzierung via Notrecht.⁷⁴

Zu hoffen bleibt, dass die Politik in einem solchen Fall kühlen Kopf bewahrt und die Anlagen untergehen lässt, statt dem schlechten Geld noch mehr gutes Geld nachzuwerfen. Das Schlimmste wäre ein „Swissair-Reflex“ für marode Atomkraftwerke. Und schon heute darf man sicher sein: An Schuldzuweisungen wird es nicht fehlen. Man wird erneut die erneuerbaren Energien diffamieren, obschon diese inzwischen ohne Subventionen wettbewerbsfähig sind, um von eigenen Fehlern und Bilanzfälschungen abzulenken.

Es braucht ein klares Njet!

Weigert sich die Politik, und sei es dank eines Referendums, die Werke zu finanzieren, dann sind wir dort, wo wir schon lange sein sollten: bei der Ausserbetriebnahme.

Dass man auch dann noch hohe Kosten der Allgemeinheit überbürden wird, ist klar. Aber erstens ist die Schliessung billiger als der Weiterbetrieb. Zweitens sind dann die gesundheitlichen Risiken eines Atomunfalls vom Tisch. Und drittens beschränken sich die Zahlungen aufs Aufräumen.

Situation bei Konkurs der Axpo

Für den Fall, dass nicht Alpiq, sondern Axpo in Konkurs geht, gelten die entsprechenden Überlegungen analog. Für die Alpiq wäre die relative Mehrbelastung grösser als für die Axpo.

Aktionäre Leibstadt heute		Leibstadt ohne Axpo	Aktionäre Gösgen heute		Gösgen ohne Axpo
Axpo Power AG	22.8%		Alpiq AG, Olten	40.0%	0.0%
Axpo Trading AG	16.3%		Axpo Power AG, Baden	25.0%	42%
Axpo über CKW	13.6%		CKW (Axpo Tochter)	12.5%	21%
Total Axpo	52.7%	0.0%	Axpo total	37.5%	63%
AEW	5.4%	11.4%	Energie Wasser Bern (ewb), Bern	7.5%	13%
Alpiq Suisse SA	5.0%	10.6%	7,5%	15.0%	25%
Alpiq AG	27.4%	57.9%	Stadt Zürich 15%	138%	163%
Total Alpiq	32.4%	68.5%			
BKW Energie	9.5%	20.1%			
	100.0%	100.0%			

⁷⁴ Darauf hin deutet das Interview mit Hans E. Schweickardt: *Ein Grosser wird seine Bilanz deponieren*, NZZ 29.4.2016

Abbildung 37 Verschiebung der Beteiligungsverhältnisse bei einem Konkurs von Apxo

Ausfinanzierung der Entsorgungskosten

Bei Schliessung eines Atomkraftwerks wird die Ausfinanzierung der Entsorgungskosten und der Nachbetriebsphase fällig. Man wird realisieren, dass „Rückstellungen“ in den Bilanzen nicht gleichbedeutend sind mit verwertbarem Vermögen. Dann müssten sich auch die verbliebenen Atom-Hardliner in Zürich und Aarau endlich die Frage stellen, wie sie die laufenden Kosten decken können, denn das Versteckspiel mit unbezahlten Entsorgungskosten wäre nicht mehr so einfach möglich. Von den Betreiberkantonen muss erwartet werden, dass sie wenigstens einen Teil des Schlamassels ausbaden.

7. Kann die Atomlobby Staatshilfen durch die Hintertüre erhalten – ohne Referendum?

Vorbemerkung

Die Analyse der Beschaffungskosten und -Erlöse zeigt klar: die AKW-Betreiber ohne Zugang zu gebundenen Endkunden leben von der Substanz. Ihre Herstellkosten sind weit höher als die Verkaufserlöse. Axpo und Alpiq sind die Liberalisierungsverlierer. Sie brauchen zum Überleben Staatshilfe und sie werden zu diesem Zweck ein Argumentarium aufbauen (oder haben dies bereits in Arbeit).

Entscheidend ist, wie die Politik reagiert. Angesichts der bevorstehenden Volksabstimmung äusserten sich die bürgerlichen Parteien zur Zukunft der Atomenergie sehr zurückhaltend. Das kann sich ab Dezember 2016 rabiät ändern. Schon heute deuten die Chefs der Konzerne an – zumindest zwischen den Zeilen, dass sie Unterstützung und viel Geld neues Geld von der Politik erwarten.

Wie die Axpo 2016 kommuniziert

Axpo und Alpiq äussern sich in Jahresberichten und PR-Darstellungen zur Finanzlage. Beide haben ihre schwierige finanzielle Lage eingestanden und beschäftigen sich verhalten mit der Frage, wie sie den Weiterbetrieb der Atomanlagen auf Staatskosten finanzieren können. Von der Axpo finden sich Aussagen im Jahresbericht und in einer Präsentation für den Kantonsrat Zürich vom April 2016 (abgedruckt im [Anhang](#)⁷⁵).

IM Jahresbericht heisst es:

„Es gibt zurzeit keine Anzeichen, dass sich der tiefe Grosshandelspreis für Strom an den europäischen Börsen in den nächsten Jahren erholen wird. Das heisst, dass ein beträchtlicher Teil des Kraftwerksparks der Axpo mit Kosten produziert, die über dem am Markt zu erzielenden Preis liegen. Grund für den Verfall der Grosshandelspreise sind die politisch gewollte Subventionierung von Wind- und Solarstrom, der tiefe Preis für Kohle und CO2-Zertifikate sowie die stagnierende Konjunktur in Europa. Der billige Kohlestrom macht die erneuerbare Schweizer Wasserkraft zusehends unrentabler und schädigt das Klima.“⁷⁶

Und der Präsentation im Kantonsrat Zürich ist zu entnehmen:

Originaltext Axpo-CEO Walo	Kommentar
<p>„Kantonswerke im «Axpo Verbund» kaufen zu Marktpreisen ein (bei Axpo oder anderen) und können bei gebundenen Kunden «cost plus» verrechnen“</p>	<p>Hier wird suggeriert, gewisse Kantonswerke machten unlautere Geschäfte, indem sie die Gewinne aus dem Einkauf nicht an die Kunden weitergeben.</p> <p>Grundsätzlich sind solche Aussagen mit Vorsicht zu geniessen, ausgeschlossen ist dies aber nicht.</p> <p>Wenn dies stimmen würde –, dass Kantonswerke billig einkaufen und teuer weiterverkaufen –, dann kann rechtlich einfach dagegen vorgehen.</p> <p>Dazu könnte man grossflächig (in vielen Versorgungsgebieten) bei der ElCom eine Überprüfung der Energietarife der gebundenen Kunden verlangen. Die Kantonswerke müssen nämlich auch den gebundenen Kunden die Preisvorteile anteilig weitergeben.⁷⁷</p> <p>Umgekehrt müsste man aber auch die Frage stellen, ob es nicht Kantonswerke gibt, die unter der Hand der Axpo mehr bezahlen als sie eigentlich müssten. Ein solcher Kandidat ist die CKW, welche den Kleinkunden im Kanton Luzern sehr hohe Energiepreise abverlangt (> 8 Rp/kWh), während im Axpo-Kanton Zürich mit seinen selbständigen Verteilnetzbetreibern Preise von rund 6 Rp/kWh für Kleinkunden verlangt.</p> <p>Dies ist schwieriger zu verhindern, da die Verhandlungen intransparent sind. Man könnte in Städten und Gemeinden beantragen, dass alle Strombezüge, die nicht aus Kraftwerken mit erneuerbaren Energien stammen, ausgeschlossen werden.</p>

⁷⁵ <http://www.rechsteiner-basel.ch/index.php?id=30>

⁷⁶ Axpo Jahresbericht 2015 S.4

⁷⁷ Stromversorgungsgesetz Art6 Absatz 5: „Die Betreiber der Verteilnetze sind verpflichtet, Preisvorteile aufgrund ihres freien Netzzugangs anteilmässig an die festen Endverbraucher weiterzugeben.“

Originaltext Axpo-CEO Walo	Kommentar
Übergangslösung: «Gestehungskosten für alle»	Axpo will die Kosten weitergeben für Kraftwerke, die nicht rentieren.. Dieser Vorschlag ist faktisch ein Antrag auf Subventionen, denn die Preise würden für die Kunden mit Marktzugang sofort ansteigen, die Stromliberalisierung wäre rückgängig gemacht.

Originaltext Axpo-CEO Walo	Kommentar
Auslagerung KKW in eine Auffanggesellschaft des Bundes heute kein Thema (es fehlen insbesondere die rechtlichen und politischen Voraussetzungen!)	Der Satz besagt indirekt, dass man für eine solche Lösung zu haben wäre , aber dass sowohl die rechtlichen Grundlagen wie auch die politischen Mehrheiten dafür fehlen. Der Bund zeigt den Betreibern derzeit eher die kalte Schulter. Das könnte sich ändern, wenn Doris Leuthard zum Beispiel durch Bundesrat Parmelin oder Bundesrat Maurer im Uvek ersetzt würde.
Es ist deshalb nicht falsch, wenn sich die Betreiber - aber auch die Politik - über die Zukunft der KKW Gedanken machen; Anmerkung: Ein Durchgriff auf die Aktionäre der Axpo ist im Kernenergierecht nicht vorgesehen.	Mit diesen Worten signalisiert Axpo CEO Walo, dass es nicht falsch sei, über Lösungen nachzudenken, aber dass sich der Kanton Zürich keine Sorgen machen müsse, weil er als Aktionär keine Haftung („Durchgriff“) für unbezahlte Schulden zu rechnen habe. Es wird also aktiv über einen denkbaren Konkurs nachgedacht.

Dass die Kantone als Eigner der Atomkraftwerke nicht haften, ist juristisch korrekt und seit langem bekannt. Die fehlende Haftung der Aktionäre von Atomkraftwerken wurde bereits in einer Studie des Bundesamt für Energiewirtschaft aus dem Jahre 1997 festgehalten:⁷⁸

7.2.5 Haftung der Aktionäre bzw. der Muttergesellschaft

Ausschliessliche Haftung des Gesellschaftsvermögens bei einer Aktiengesellschaft

Für das Verhältnis der Aktionäre zur Aktiengesellschaft gilt der Grundsatz der beschränkten finanziellen Beitragspflicht. Die Beitragspflicht der Aktionäre besteht ausschliesslich in der Verpflichtung zur Zahlung des bei der Ausgabe von Aktien festgesetzten und übernommenen Zeichnungsbetrages³⁴. Mit Ausnahme der Gösgen-Däniken AG, wo bisher nur CHF 290'000'000.-- des Aktienkapitals von CHF 350'000'000.-- einbezahlt wurden, haben alle Betreibergesellschaft ihr Aktienkapital voll liberiert. Demzufolge sind nur noch die Aktionäre bei der Gösgen-Däniken AG zu einer Leistung von insgesamt CHF 60'000'000.-- an ihre Aktiengesellschaft verpflichtet.

Gegenüber den Gesellschaftsgläubigern besteht keine Leistungspflicht und Haftung der Aktionäre. Das Haftungssubstrat für die Gesellschaftsgläubiger besteht folglich ausschliesslich aus dem Gesellschaftsvermögen der Aktiengesellschaft.

Abbildung 38 Auszug STG-Bericht (1997): Kein Rückgriff auf Kantone (Eigner der AKW)

Über die Entsorgungskosten äusserte sich Walo wie folgt:

Originaltext Axpo-CEO Walo	Kommentar
Zum Stenfo Kostenrisiko und auch das Renditerisiko der Fonds liegen generell bei den Betreibern (gemäss KEG)	Dieses Zitat zeigt, in welcher fataler Weise die Partnerwerke in die Bezugsverträge eingebunden sind:

⁷⁸ STG/Bundesamt für Energie Sicherstellung der Kosten der Entsorgung radioaktiver Abfälle, Seite 56

<p><i>Auflösung (Liquidation) der Gesellschaften erfordert die Zustimmung des UVEK</i></p> <p><i>Aus den Gründungs- und Partnerverträgen ergibt sich bei den Partnerwerken (KKG und KKL) eine anteilige Kostenübernahmepflicht (Jahreskostenverpflichtung) unter den beteiligten Aktionären über den Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme hinaus</i></p> <p><i>Aktionäre können ihre Kostenübernahmeverpflichtung langfristig nur wahrnehmen, wenn die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere das Marktdesign dies zulassen.</i></p>	<p>Solange die Partner nicht bankrott sind, können sie sich faktisch nicht aus ihren Bezugspflichten lösen.⁷⁹</p> <p>Und die Kostendeckungspflicht läuft weiter, auch wenn die Anlage still steht.</p> <p>Allerdings folgt ein wichtiger Hinweis: die Kosten können nur bezahlt werden, wenn es die Wirtschaftlichkeit zulässt. Dieses Hintertürchen wird von Walo gleich detailliert erklärt.</p>
--	---

Schliesslich weist Axpo auf die Haftungskaskade hin, wonach zuletzt der Bund die Kosten decken muss. Dies geschieht nach bisheriger Auffassung der Axpo erst bei Konkurs (womit der Weiterbetrieb an sich in Frage stünde) oder wenn bei den Entsorgungskosten das Geld ausgeht, was angesichts der Milliardenreserven im Stenfo so schnell nicht passieren kann. Das Gesetz lautet so:

Artikel 80 Kernenergiegesetz

Art. 80 Nachschusspflicht

1 Übersteigen die Zahlungen eines Fonds zu Gunsten eines Berechtigten dessen Anspruch, muss dieser dem Fonds den Differenzbetrag samt einem marktüblichen Zins zurückbezahlen.

2 Kann der Berechtigte die Rückerstattung innert einer vom Bundesrat festzulegenden Frist nicht leisten, so müssen die übrigen Beitragspflichtigen und Anspruchsberechtigten des entsprechenden Fonds den Differenzbetrag im Verhältnis ihrer Beiträge durch Nachschüsse decken.

3 Die Nachschusspflicht besteht auch:

- a. im Fall von Artikel 78 Absatz 4, wenn die an den Fonds verfallenen Gelder zur Deckung der Stilllegungs- oder Entsorgungskosten nicht ausreichen;
- b. im Fall von Artikel 79 Absatz 3, wenn der Entsorgungspflichtige den Differenzbetrag nicht dem Fonds zurückerstattet.

4 Ist die Deckung des Differenzbetrages für die Nachschusspflichtigen wirtschaftlich nicht tragbar, beschliesst die Bundesversammlung, ob und in welchem Ausmass sich der Bund an den nicht gedeckten Kosten beteiligt.

Die vom Bund garantierte Unterstützung ist subsidiär. Beiträge durch die Bundesversammlung werden erst bezahlt, wenn die Fonds Auszahlungen tätigen und die Zahlungspflichtigen nicht mehr zahlungsfähig sind. Allerdings ist hier ein Zahlungstor offen, das nicht dem Referendum unterliegt. Gut möglich, dass die Betreiber versuchen werden, auf dem Weg der Absenkung der Entsorgungsfinanzierung eine Absenkung der Kosten zu erreichen. Dies würde allerdings in Konflikt geraten mit dem im Gesetz verankerten Verursacherprinzip und wäre nicht rechtskonform.

Nach geltendem Recht sind die Hürden hoch, bis der Bund bei den Entsorgungskosten einspringt:

- a) die Werke müssen stillgelegt sein, um Ansprüche an den Stenfo geltend zu machen.
- b) zuerst kommen Solidarleistungen der übrigen Betreiber zum Zuge und
- c) es gibt keine Kriterien, ab wann Deckungen „wirtschaftlich nicht tragbar“ sind. offensichtlich ist dies erst, wenn ein Werk konkurs ist. und dies würde den Weiterbetrieb ohnehin in Frage stellen.

Direkte Zahlungen an die Betreiber sind nach geltendem Recht unmöglich. Der Weiterbetrieb und die Zuwendungen an den STENFO können vom Bund nicht übernommen werden. und die Reduktion der

⁷⁹ Das macht auch der Axpo Jahresbericht (S. 16) deutlich: *Der von den Partnerwerken produzierte Strom wird den Aktionären aufgrund bestehender Partnerverträge – ungeachtet der Marktpreise – zu jährlichen Gestehungskosten fakturiert. Für die Verrechnung der übrigen Leistungen zwischen den Konzerngesellschaften sowie mit nahestehenden Personen gelten grundsätzlich Marktpreise.*

Beiträge an den Stenfo würden das Gesetz ebenfalls verletzen, denn diese Beiträge sind schon heute zu tief angesetzt.

Fazit

Der Bund kann den Weiterbetrieb der Atomkraftwerke nicht ausfinanzieren. Er müsste dafür zuerst umfassende Gesetzänderungen veranlassen, und dies unterläge einer Volksabstimmung.

Der Bund kann nur subsidiär bei den Entsorgungskosten helfen. Solche Finanzhilfen scheinen nach geltendem Recht erst möglich, wenn die Anlagen bereits geschlossen sind und die Solidarhaftung unter den Betreibern nicht ausreicht, um die Kosten zu decken. Solange die Werke laufen, sind sie zahlungsfähig, haben also keinen Rechtsanspruch auf Hilfe.

Aus dem Gesagten wird deutlich, wie wichtig die Solidarhaftung ist. an ihr sollte festgehalten werden, solange die Betreiber einen Deal für die Schliessung aller Atomkraftwerke verweigern.

Ein Referendum gegen Finanzhilfen für Atomkraftwerke scheint ein wirksames Druckmittel, sollte die AAI vom Volk abgelehnt werden.

Subventionierung der Atomkraftwerke? – das Alpiq-PR-Papier vom März 2016

Das Alpiq-PR-Papier von Dominique Reber gelangte im März 2016 in die Presse und war kurz auch im Internet zugänglich⁸⁰. In diesem Papier wird angekündigt, dass zur finanziellen Förderung der Atomkraftwerke eine Offensive gestartet werden soll, „wenn die Energiestrategie 2050 parlamentarisch unter Dach und Fach ist“. Diese Ankündigung ist ernst zu nehmen. Im Reber-Papier erscheint eine Liste von Methoden, wie man der Kernenergie helfen könne:

- „1) Stossrichtung: Quotenmodell
- 2) Stossrichtung: Gestehungskosten für Alle
- 3) Stossrichtung: Bad Bank Produktionsanlagen, die sich nicht rechnen
- 4) Stossrichtung: Auffanggesellschaft für alle defizitären Produktionsanlagen als Option
- 5) Stossrichtung: contracts for difference für Wasserkraft / Kernkraft
- 6) Stossrichtung: Swiss Priority für inländische Produktion
- 7) Stossrichtung: Quotenmodell für Wasserkraft / Kernkraft
- 8) Stossrichtung: Ausbau der KEV Finanzierung für Wasserkraft
- 9) Stossrichtung: Aussetzung des Marktes bis zur Vollständigen Marktöffnung“⁸¹

Das Problem der Alpiq ist, dass für die Wasserkraft mit der Energiestrategie eine politische Lösung gefunden wurde, die für die Jahre 2018-2022 für eine gewisse Beruhigung sorgt. Die Marktprämie von 1 Rp/kWh für die Wasserkraft hilft allerdings mehr den Betreibern (den „Partnern“ der Partnerwerke, die den Strom vermarkten) als den Wasserkraftwerken selber. Für die Betreiber der Kernkraftwerke sieht das Gesetz keine finanziellen Massnahmen vor, verzichtet allerdings auf zusätzliche Sicherheitsmassnahmen oder Restlaufzeiten.

Gemeinsam ist allen Vorschlägen im PR-Papier, dass sie Geld kosten und einen Weg vorgezeichnen, der teurer ist als die Abschaltung der umstrittenen Kraftwerke. Ein gesetz für AKW-Subventionen eignet sich gut für ein Referendum, denn neue finanzielle Belastungen lehnt die Bevölkerung häufig ab.

Zudem widersprechen Atomsbventionen diametral allen Botschaften, die die Atomlobby bisher vrebreitete. Der Öffentlichkeit wurde vorgegaukelt, Atomstrom sei ebenso billig wie sicher und billiger

⁸⁰ Abgedruckt im Anhang Bericht <http://www.rechsteiner-basel.ch/index.php?id=30>

⁸¹ Alpiq PR Papier von Dominik Reber, Seite 9

als Wasserkraft. Letzteres ist zweifelhaft, denn bei der Kernenergie wird vieles zu billig veranschlagt: die Entsorgungskosten erscheinen nur teilweise in den Büchern, die Folgekosten für Unfälle fehlen, eine Haftpflichtversicherung dafür existiert nicht, und die hohe Verschuldung von Gösgen und Leibstadt von über 7 Milliarden Franken nach über dreissig Jahren Betrieb stellt den Betreibern ein schlechtes Zeugnis aus. Gegen Atomsубventionen lässt sich mit guten Gründen opponieren:

- Die Schweizer AKWs sind die ältesten der Welt.
- Anlagen in diesem Alter werden rundum in Europa und auf der ganzen Welt stillgelegt.
- Subventionen für Atomkraftwerke gehen direkt zulasten der erneuerbaren Energien.
- Atomstrom verstopft die Absatzkanäle für neue Energien und führt zur Diskriminierung von dezentralen erneuerbaren Energien.⁸²

Der „Blick“ lancierte im April 2016 eine Umfrage bei 500 Personen. 77 Prozent von ihnen sprachen sich dafür aus, dass die Wasserkraftwerke in Schweizer Hand bleiben sollen. 60 Prozent lehnten eine staatliche Auffanggesellschaft für Atomkraftwerke ab.

Schulterschluss mit den Gebirgskantonen?

Die politische Konstellation in Bern ist so, dass jene Gruppierungen gewinnen, die die Gebirgskantone auf ihrer Seite haben. Letztere vertreten eigene Interessen. Sie werden sich für die Wasserkraft engagieren und alte Atomkraftwerke stehen ihnen nicht sehr nahe, wenn das Geld knapp ist. Vore allem liegt ihnen an der Weiterführung der Wasserzinsen, die einen wesentlichen Teil des Budgets dieser Kantone ausmachen.

Einige der vorgeschlagenen Instrumente, insbesondere das Quotenmodell, sind heimtückisch, weil sie versuchen, Wasserkraft und Atomenergie im gleichen Paket mitzunehmen. Mit einer Quote lassen sich zudem Kaufzwänge verordnen, die, einmal in Kraft, manche Hürden im Parlament ersparen (Mehrheiten in beiden Kammern, Ausgabenbremse, Referendum usw.).

Gleichzeitig ist die Quote jenes Modell, das für die erneuerbaren Energien am schlechtesten funktioniert hat. Selbst vom Bundesrat wird es wegen seiner „relative[n] Komplexität...und hohen Transaktionskosten seitens der Akteure“ als schwierig bezeichnet.⁸³

Die Umweltorganisationen waren sich dieser Schwächen und Risiken stets bewusst und haben immer auf das Instrument der Einspeisevergütungen oder der Einspeiseprämien gesetzt, wie sie heute im Gesetz verankert sind. auch Ausschreibungen sind als Teil-Modell den Quoten klar vorzuziehen. Deshalb ist es unverständlich, dass einige Vertreter der Grünen Partei das Quotenmodell in der Schweiz verankern wollen. Obschon sie dabei die erneuerbaren Energien im Auge haben, könnten diese Bestrebungen von der atomfreundlichen Seite im Parlament ausgenutzt werden, um befristet auch der Kernenergie zu helfen, was man dann als „Klima-Kompromiss“ zwischen Kernkraft und erneuerbaren Energien verkaufen würde.

Analyse des Quotenmodells

Modell	Grundlage	Finanzierung	Kommentar
Quoten	Im bestehenden Recht: EnG Artikel 7b im neuen EnG (E2050): keine Rechtsgrundlage	Stromrechnungen steigen, weil Netzbetreiber zwingend Atomstrom kaufen müssen.	Das Quotenmodell ist unausgegoren und führt zu einer generellen Verteuerung von Elektrizität für die Konsumentinnen und Konsumenten.

⁸² Gemeint sind die gezielten Straftarife für Betreiber von Photovoltaikanlagen mit Eigenverbrauch: Leistungstarife, übersetzte Messkosten, Zuschläge bei den Grundpreisen – alles mit dem Ziel, Solarstromanlagen zu verhindern. Siehe dazu Rudolf Rechsteiner: [Diskriminierende Tarifstrukturen](#) (2016)

⁸³ Bundesamt für Energie: Wirkung der Systeme zur Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, Bericht in Erfüllung des Postulates 09.3085 (Guy Parmelin) vom 12. März 2009 (Juni 2014) S. 11

		Die Betreiber können hohe Mitnahmeeffekte (Extra-Gewinne) realisieren, insb. Die Inhaber von abgeschriebenen Wasserkraftwerken.
--	--	---

Beispiel

Das in Schweden und Norwegen⁸⁴ angewandte Quotenmodell zeichnet sich durch folgende Merkmale aus:⁸⁵

- Die lizenzierten EVU werden verpflichtet, einen bestimmten Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien einzukaufen. *Neuanlagen* generieren während 15 Jahren Zertifikate, die alten Wasserkraftwerke sind nicht im Quotensystem drin, nur die Ausbauten. Die Zertifikate-Preise lagen zwischen 15 und 40 Euro/MWh (früher noch 2-7 Rp/kWh). Nur die billigsten Anlagen wurden gebaut – vorwiegend Windkraftanlagen.
- Die Quoten-Pflicht kann durch den Nachweis der entsprechenden Menge an Zertifikaten erfüllt werden oder durch der Entrichtung einer Strafe in Höhe des eineinhalbfachen des Zertifikate-Preises, („buy-out-price“).

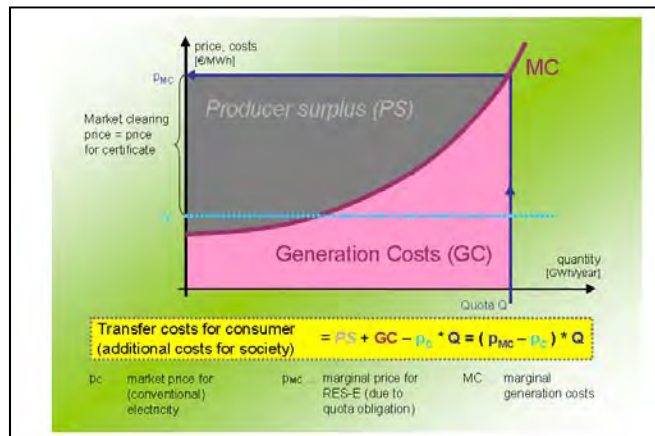


Abbildung 39 Quoten Produktionskosten (rosa) und Mitnahmeeffekte (grau) im Quotenmodell

Quotenmodelle verschaffen den Einspeisern Zertifikate pro kWh, die unabhängig von den tatsächlichen Gestehungskosten für alle Erzeuger gleich viel wert sind. Die Hersteller mit guten Standorten oder abgeschriebenen Anlagen realisieren hohe Differenzialgewinne (Mitnahmeeffekte, graue Fläche in der Abbildung), denn sie können ihre Elektrizität weit über Gestehungskosten verkaufen. Die Allgemeinheit trägt weit höhere Kosten als bei Einspeiseprämien, denn dort laufen die Vergütungen je nach Produktivität des Standorts irgendwann aus, sie sind massgeschneidert.

Da der Preis der Zertifikate aber je nach Erfüllungsgrad der Quote schwanken kann, haben die Betreiber der Kraftwerke keine echte Finanzierungssicherheit. Sie „lösen“ das Problem, indem sie hohe Risikoprämien erheben. Empirisch gesehen sind Quotensysteme deshalb überall teurer als Einspeiseprämien oder Ausschreibungen.

In der Schweiz sind grosse, ungenutzte, homogene Ressourcen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht in gleichem Masse vorhanden wie in Ländern wie Schweden oder Norwegen. Die Kraftwerke bei uns sind vielgestaltig und verursachen situativ unterschiedliche Kosten bei unterschiedlichen Laufzeiten (Wasser / Wind, Sonne / Biomasse usw.). Weil Quotenmodelle keine differenzierten Vergütungen ermöglichen, geben sie den einen zu viel, den anderen zu wenig Geld in die Hand, um Anlagen vernünftig zu betreiben.⁸⁶ Deshalb haben sie auch politisch einen schweren Stand. Die Folgen einer Quote für die Schweiz wären:

- Kaufzwang für Netzbetreiber und Konsumenten
- Hohe Mitnahmeeffekte für Stromerzeuger mit abgeschriebenen Altanlagen
- Ausschluss neuer Techniken aus Kostengründen,
- Ausschluss ganzer Regionen wegen ungenügender Potentiale
- Konzentration auf grosse, kapitalintensive Projekte, mangels Vergütungssicherheit

Eine Quotenlösung, die als Mengenverpflichtung die Einnahmen der Wasserkraftwerke anheben würde, könnte zwar Zusatzeinnahmen erzeugen. Ob dann aber diese Einnahmen in Erneuerung und Ausbau der Anlagen fliessen, ist eine andere Frage. Manche Anbieter werden lieber eine Strafzahlung leisten als zu investieren, wenn die Investitionen zu riskant sind. die Strafzahlungen und damit der Preis der Zertifikate müsste weiter erhöht werden, was das Instrument verteuert.

Ebenfalls eine Strafzahlung zu leisten oder Zertifikate zu kaufen hätten Importeure. Das Preisniveau für Elektrizität würde sich in unbekanntem Ausmass nach oben verschieben, ohne dass der ökologische Nachweis des Erhalts und der Erneuerung der Wasserkraft und der Ausbau der übrigen erneuerbaren Energien gewährleistet wäre. Die Betreiber der Atomkraftwerke könnten als Teil eines Inlandquote jedoch sicher sein, höhere Einnahmen zu erzielen; sie müssten dafür nichts Neues leisten.

⁸⁴ Norwegen hat die Quoten inzwischen bereits wieder abgeschafft, weil Windenergie sowieso am billigsten ist.

⁸⁵ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/sweden/single/s/res-elt/promotion/aid/quota-system-1/lastp/199/>

⁸⁶ Eine Quote schlägt alle Kraftwerke über einen Leisten und vernachlässigt die Kostenunterschiede und das Alter der Anlagen. Dazu käme die Notwendigkeit der Differenzierung, zB. Speicher-, Niederdruck-Lauf-Wasserkraftwerke, Hochdruck-Lauf-Wasserkraftwerke und Pumpspeicherwerke, was Quoten nicht zu leisten vermögen.

Zudem würden die Betreiber von der Wertvermehrung der Wasserkraft profitieren und könnten diese Wertgewinne durch Verkauf der Wasserkraftwerke in den Weiterbetrieb der Atomkraftwerke kanalisieren.

Die postulierten Quotenmodelle sind unausgegoren und nicht auf schweizerische Verhältnisse abgestimmt.

Der Fakt, dass weder das Parlament noch das Volk über die Folgekosten kennt und darüber befinden kann, wird die Ablehnung eines solchen Modells bestärken. Bezieht sich die Quote einfach auf „inländische Produktion“ von Elektrizität, gerät das Modell in Konflikt mit Handelsverträgen. Auch das wäre ein absolutes No-go, denn dann würden die Betreiber der Wasserkraftwerke und der Pumpspeicherwerke ihren Marktzugang zur EU gefährden.

Beurteilung der weiteren Vorschläge

Modell	Rechtsgrundlage	Finanzierung	Kommentar
„Gestehungskosten für alle“	Nach geltendem Recht nicht möglich.	Der Begriff „Gestehungskosten“ ist nicht geklärt. Die Gewinnspanne nicht definiert. Faktisch wäre es ein Kaufzwang zulasten der Grossverbraucher	Mit dem Kaufzwang zu Gestehungskosten würde die Stromliberalisierung rückgängig gemacht. Dagegen würden sich insb. Industrie und Gewerbe wehren. Und aus der EU wäre mit Retorsionsmassnahmen zu rechnen.

Modell	Rechtsgrundlage	Finanzierung	Kommentar
„Bad Bank für unrentable AKW“ oder „Auffanggesellschaft für alle defizitären Produktionsanlagen“	Nicht vorhanden	Bund	Nicht wünschbar, weil sich damit die bisherigen Betreiber der Haftungsansprüche entziehen können. Nur denkbar für ein Abwicklung still gelegter Anlagen. Besser ist es, die Wasserkraftwerke in eine „good bank“ einzubringen.

Modell	Rechtsgrundlage	Finanzierung	Kommentar
„contracts for difference“ für Kernenergie	Für neue und zu erneuernde Wasserkraftwerke im EnG E2050 realisiert (Einspeiseprämien)	Netzzuschlag	Im Umfang der Förderung der Kernkraftwerke würde sich der Netzzuschlag erhöhen. Das Hauptargument dagegen wäre, dass man gefährlichen und schmutzigen Atomstrom nicht fördern darf.

Modell	Rechtsgrundlage	Finanzierung	Kommentar
Swiss Priority für inländische Produktion	Nicht vorhanden.	Mehrkosten würden wohl bei den Verteilnetzbetreibern anfallen.	Das Instrument ist unklar. Ein Kaufzwang für CH Produktion entspricht einer Quote (siehe Kommentar).

Schlussfolgerungen aus Sicht der Umweltorganisationen

Referendum androhen

Die Umweltorganisationen und die atomkritischen Parteien sollten noch vor der Volksabstimmung über die AAI in aller Klarheit verdeutlichen,

- Dass der Weiterbetrieb der Atomkraftwerke nicht finanzierbar ist

- Dass sie alle Versuche mit dem Referendum bekämpfen werden, die zu Staatshilfen für laufende Kernkraftwerke führen und den Betreibern zusätzliche Mittel verschaffen.

Die AAI mit einer Befristung der Atomanlagen wäre insofern ein Kompromiss, weil sie eine Kostenteilung ermöglicht für Kosten, die der Bund ohnehin (in Form ungedeckter Entsorgungskosten) übernehmen muss. Die Betreiber könnten ihre Werke dann immerhin während 45 Jahren laufen lassen, während ein Konkurs von Alpiq und/oder Axpo auch zu kürzeren Laufzeiten führen kann.

Dass die Atomkraftwerke ihre Schulden jemals amortisieren können, ist zumindest den intelligenteren Vertretern der Betreibergesellschaften inzwischen klar. (mit der zu erwartenden Preisentwicklung am Strommarkt beschäftigen wir uns weiter hinten).

Nachdem es die Politik nicht geschafft hat, Restlaufzeiten und eine Lastenteilung gesetzlich zu verankern, sind die Annahme der AAI oder der Konkurs der Betreiber die wahrscheinlichsten Wege zur Beendigung des nuklearen Abenteuers. Der wirtschaftliche Krebsgang der Betreiber-Gesellschaften kann sich noch Jahre hinziehen. Defizite von mehr als einer halben Milliarde Franken pro Jahr können aber auch grosse Gesellschaften auf die Dauer nicht einfach wegstecken, besonders nicht von Alpiq, die börsenkotiert ist und sich am Kapitalmarkt finanzieren muss.

Domino-Effekt

Durch die hohe gegenseitige Verflechtung der Aktionariate wird sich beim Konkurs eines Beteiligten ein Dominoeffekt ergeben. Dann ist vor allem eines gefragt: Rückgrat in der Frage der Stilllegung aller Werke, Verzicht auf Staatshilfe vom Bund.

Der Ball liegt dann bei den Kantonen. Der Bund ist schon heute zurückhaltend beim Engagement für die Atomkraftwerke. Der Bund ist eigentumsrechtlich nicht mit den Betreibern verbandelt und sollte diesen Status auf keinen Fall ändern. Man tut gut daran, die Verantwortung bei jenen Kantonsregierungen zu belassen, die seit Jahrzehnten den harten Kurs fahren. Sollen dann die SVP, FDP und CVP-Verwaltungsräte antreten und Verantwortung übernehmen, die von der Atomlobby seit Jahrzehnten Parteispenden abkassiert haben. Dieses korrupte System mit Staatshilfen vom Bund abzusegnen, wäre das Falscheste, was man tun kann, denn man würde die Täter belohnen für eine Hochrisiko-Technologie, die mit Schutz von Mensch und Umwelt noch nie kompatibel war.

Selbstkritik einfordern

Die Betreiber selber müssten der Öffentlichkeit spätestens bei Konkurs reinen Wein einschenken. Hilfe vom Staat darf es nur geben für die reine Abwicklung (unmittelbare Stilllegung der Werke). Auch dies wäre an Bedingungen zu knüpfen: man müsste der Öffentlichkeit Transparenz verschaffen, die Gesellschaften müssten die Bücher offen legen, ebenso die Verträge, die bisher als geheim galten: Bezugs- und Lieferpflichten gegenüber Frankreich usw. Die Werthaltigkeit der Anlagen und die effektive Höhe der Schulden müsste umfassend durch professionelle, unabhängige Treuhandfirmen analysiert werden.

Um die Selbsterkenntnis der AKW-Betreiber war es noch nie gut bestellt. Atomunfälle werden verharmlost, Atomkraftwerke werden noch immer als nötig/sicher/wirtschaftlich verklärt, obschon die Branche weltweit enormen Schaden verursacht und in eine Dauerkrise geraten ist.⁸⁷

Die Finanzierungsprobleme der Schweizer Betreiber sind hausgemacht. Man hat Investitionen für Betriebsverlängerungen finanziert, weil man den eigenen Status verewigen wollte. Die hohen Gesteungskosten und die Lücken bei den Kosten für Stilllegung und Entsorgung wurden stets geleugnet. Der Strom wurde zu billig verkauft, und heute fehlen diese Mittel. Jahrzehntelang wurden Entsorgungskosten als „Aktiven“ bilanziert, und eine ganze Armee von bezahlten PR Propagandisten, Revi-

⁸⁷ [World nuclear industry status report 2016](#)

sionsgesellschaften und Lobby-Organisationen hat dafür gesorgt, dass die Irreführung funktionierte und die kritischen Punkte in Vergessenheit gerieten. Bis der Markt geöffnet wurde, und der Wettbewerb für Transparenz sorgte.

Es ist Aufgabe der Betreiber, für diese politischen und betriebswirtschaftlichen Fehler einzustehen. Wenn sie um Staatshilfe kämpfen, muss man als erstes Selbstkritik und Transparenz einfordern. Rechtlich gesehen haben die beteiligten Kantone als Verursacher für den Schaden aufzukommen, die lange massgebliche Dividenden kassiert haben. Erst bei Konkurs ist der Bund verpflichtet, sich an den Folgekosten zu beteiligen.

Zur Zeit sind wir weit davon entfernt, dass die Atombranche Selbstkritik übt und den riesigen Schuldenberg thematisiert, den sie angehäuft hat. Vielmehr werden die erneuerbaren Energien als Sündenböcke dargestellt, auch wenn sie inzwischen ohne staatliche Stützung wettbewerbsfähig sind, oder staatliche Regulierungen.

Eine der oft gehörten Ausreden der Betreiber für die Inkaufnahme neuer, hoher Investitionen ist der Verweis auf Forderungen des Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI). Es gibt keinen Zwang zu neuen Atominvestitionen. Das ENSI hat schon in Mühleberg bewiesen, dass es den Betreiber entgegenkommt, wenn Stilllegungsabsichten ernst gemeint sind (Weiterbetrieb ohne Notkühlung bis 2019, faktisch ein klarer Gesetzesbruch). Das ENSI spielt auch in Beznau Schutzpatron der Betreiber, indem es gesetzliche Erdbebennormen ignoriert.⁸⁸

Wenn Alpiq in Gösgen wirklich Kosten vermeiden wollte, läge eine rasche Schliessung ohne neue Investitionen in Reichweite. Die Brennstäbe liessen sich innter Jahresfrist entfernen, man könnte sie vielleicht sogar weiterverkaufen. In Reaktorblock 4 in Fukushima wurden die Brennstäbe unter schwierigsten Bedingungen auch innert einem Jahr sicher entsorgt, weshalb soll das in Gösgen nicht denkbar sein? Damit blieben Alpiq Investitionen in Milliardenhöhe erspart. Aber die Betreiber wollen dies offensichtlich nicht und wählen den teureren Weg mit immer neuen Betriebsverlängerungen und Nachrüstungskosten.

Nun geht es ums Ganze

Angesichts der Strom-Überschüsse in Europa und der tiefen Strompreise befinden sich die Umweltorganisationen erstmals seit Beginn des Konflikts um die Kernenergie politisch am längeren Hebel. Um ihre Position glaubwürdig zu vertreten, sollten sie die Kommunikation aktiv begleiten, Vorschläge transparent machen und periodisch aktualisieren:

- Es geht nach einer Ablehnung der Atom-Ausstiegs-Initiative nicht mehr um einen gestaffelten Rückzug. Verhandelt werden darf nur über Finanzhilfen bei unmittelbarer, definitiver Schliessung, und jede Massnahme, die auf Verlängerung des Weiterbetriebs abzielt, muss bekämpft werden (Lobbying, Referendum).
- Die Aufräumarbeiten bis zur Stilllegung sollten die Betreiber finanzieren. Nur bei den langfristigen Kosten ist Entgegenkommen möglich – im Tausch gegen sofortige Schliessung.
- Es wäre falsch, einem „Kompromiss“ zuzustimmen, der in den befristete Verlängerung des Weiterbetriebs ausmündet. Fristen sind dehnbar; die bestehenden Werke decken ihre laufenden Kosten nicht, deshalb Schliessung statt Betriebsverlängerung.

Atomkraftwerke sind überflüssig, gefährlich, überaltert und teurer als die erneuerbaren Energien, die heute europaweit erworben werden können. Selbst die laufenden Kosten der Atomkraftwerke sind höher als die Beschaffung von neuen erneuerbaren Energien.

Solange die Betreiber uneinsichtig sind und, wie im letzten Winter, absichtlich Versorgungskrisen mimen, die sie selber durch überhöhte Wasserentnahmen aus den Stauseen und Priorisierung der Exporte verursachen, besteht keine Basis für Verhandlungen. „Kompromisse“ hätten eine kontraproduktive Wirkung, wenn sie Erpressungen finanziell honorieren.

„Abwarten“ mag unbefriedigend sein angesichts der totalitären Folgen eines Unfalls. Aber die Zeit arbeitet gegen die Atomenergie. Die Verluste führen innert etwa zehn Jahren zum Konkurs der Betreiber. Die Fristen sind damit kürzer als jene der Ausstiegs-Initiative. Auffanggesellschaften für Atomkraftwerke dürfen nicht unterstützt werden. Sie führen nur zu einer Haftungsreduktion der Betreiber.

⁸⁸ Siehe dazu die [Beschwerde](#) von TRAS und Greenpeace gegen das AKW Beznau vom August 2015

8. Strategie für die Wasserkraft

Die Umweltorganisationen können ihr Anliegen – eine rasche Schliessung der Atomkraftwerke befördern, wenn sie mit den Vertretern der Gebirgskantone eine Allianz bilden, die einerseits die Wasserkraft rettet, andererseits von Subventionen für laufende Atomkraftwerke Abstand nimmt.

Bei der Suche nach einer Lösung, mit der auch die Gebirgskantone leben können, braucht es Flexibilität. Die Gebirgskantone werden sich mit jenen politischen Kräften verbünden, die ihnen die besten Konditionen bieten. Die „Rettung der Wasserkraft“ ist populär. Aber sie ist nur dann akzeptabel, wenn die öffentlichen Leistungen nicht die Kassen der Atomkraftwerke füllen.

Risiko: Wasserkraft als Kreditor für Atomkraftwerke

Der Basler Finanzexperte Kaspar Müller⁸⁹ weist darauf hin, dass die Finanztransaktionen zwischen den Kraftwerken intransparent sind. So sei es denkbar, dass in einer Holding wie Axpo oder Alpiq die Wasserkraft den Kreditor für Atomkraftwerke spielt. Das heisst: Zahlungen an den Entsorgungsfonds werden den Wasserkraftwerken belastet.

Wenn man die Wasserkraft unterstützen will, muss sichergestellt sein, dass kein Wasserkraftwerk (und kein Pumpspeicherwerk) Atomstrom von Gösgen, Leibstadt oder Beznau zu Verrechnungspreisen einkauft, die über dem Marktpreis liegen.

Das Pumpspeicherwerk Linth-Limmern könnte als Esel dienen für den Transport der Leibstadt-Verluste in die Bilanzen der Wasserkraftwerke. Durch die Hintertüre würde die Wasserkraft zum zweiten Mal Kernkraftwerke ausfinanzieren.⁹⁰

Am besten lässt sich dieses Problem lösen, wenn die Personalunion aufgelöst wird, die bisher zwischen Wasserkraft und Atomkraft besteht. Die Anstrengungen der Alpiq, die Wasserkraftwerke an Dritte zu verkaufen, gehen in diese Richtung.

Die Angst vor dem „Ausverkauf der Heimat“ scheint in diesem Zusammenhang etwas übertrieben. Denn der gesetzliche Heimfall sorgt dafür, dass die Kraftwerke so oder so nach 60 bis 80 Jahren Betrieb ins Eigentum der Standortkantone übergehen. Die Zeit arbeitet für die Kantone.

Marktprämie für Wasserkraft hilft den AKW-Betreibern

Die vom Parlament anvisierte Begünstigung der Wasserkraft im Umfang von 1 Rp./kWh Marktprämie führt zu einer Reduktion der Verluste der Partnerwerke (also auch von Axpo und Alpiq) und entlastet die Atomkonzerne. Aber sie bringt auch Vorteile, denn sie ist im Grunde ein Tauschgeschäft. Die Wasserkraft erhält fünf Jahre lang 1 Rp/kWh im Tausch gegen ein dauerhaftes Neubauverbot von Atomkraftwerken. Das Neubau-Verbot ist rechtstechnisch und politisch gesehen zwar wichtig.

Wirtschaftlich würde aber niemand ein neues Atomkraftwerk realisieren. Das Verbot ist eher virtuell; viel wirksamer sind die erhöhten Leistungen für die erneuerbaren Energien im neuen Gesetz, denn sie ermöglichen den Ausbau von Solarstrom und Windenergie.

Die Leistungen für die Wasserkraft sind auf fünf Jahre befristet. Es ist zu erwarten, dass schon kurz nach der Rechtskräftigkeit der neuen Gesetzgebung ein Ringen um das zukünftige Marktdesign beginnen wird. darauf sollten sich die Umweltorganisationen gut vorbereiten.

⁸⁹ Der Text in diesem Kapitel beruht massgeblich auf Gesprächen mit ihm (2014-2016).

⁹⁰ Das erste Mal geschah dies beim Bau der Kernkraftwerke, finanziert aus dem Mischtarif Wasserkraft/Kernkraft

Umgang mit bestehenden Wasserkraftwerken

Wasserkraftwerke wurden lange als Milchkühe betrachtet. Sie gaben den Strom zu Verrechnungspreisen weiter (Partnerverträge zu Gestehungskosten). Dieser Strom wurde gewinnbringend vermarktet. Seit 1990 weist die Elektrizitätsstatistik im Stromhandel Nettogewinne von über 20 Milliarden Franken nach. Die Eigner hätten Zeit und Geld genug gehabt, ihre Werke zu amortisieren. Sie entschieden sich aber dafür, die Kernkraftwerke aufzurüsten und investierten skrupellos in eine Vielzahl fossiler Kraftwerke oder in Erdgas-Pipelines (Axpo), statt die Hausaufgaben zu machen.

Wenn man heute bestehende Wasserkraftwerke pauschal subventioniert, wie dies im Energiegesetz für fünf Jahre gemacht wird, entstehen zwei Probleme:

- Die Wasserkraftwerke werden bilanzmässig aufgewertet. Der Ertragswert und damit der Veräusserungswert steigt. Im Hinblick auf die Finanzlage von Axpo und Alpiq ist dies unerwünscht, weil indirekt dank der Staatshilfe eine Verlängerung der Laufzeiten der Atomkraftwerke finanziert werden kann.
- Durch pauschale Leistungen an die Wasserkraft werden frühere Fehler belohnt. Auch das ist abwegig. Hilfe sollte wenn überhaupt nur in Einzelfällen, zur Behebung echter Notlagen erteilt werden, unter Beanspruchung angemessener Eigenleistungen der Besitzer.

Gefordert ist eine klare juristische Trennung der Empfänger von öffentlicher Hilfe von den Eigentümern der Kernkraftwerke. Eine Fortsetzung der Marktprämie führt zu einer indirekten Subventionierung von Axpo oder Alpiq und ist abzulehnen; nicht die Konglomerate, sondern die Wasserkraftwerke als juristische Einheit sollen Empfänger der Staatshilfen sein, wenn überhaupt, und Leistungen sollten rechtlich eingegrenzt werden auf Eigentümer, die nicht an Atomkraftwerken beteiligt sind.

Hilfe für bestehende Wasserkraftwerke sollte nur bei echtem Bedarf geleistet werden. Viele Wasserkraftwerke sind alt und rentieren trotz der tiefen Preise.

Dass bestehende Wasserkraftwerke nicht mehr weiterbetrieben werden, ist unwahrscheinlich. Die variablen Kosten liegen sehr tief, meistens unter 2 Rp/kWh und somit tiefer als für Atomstrom. Der einzige namhafte Gewinn durch Stilllegung wäre der Wegfall der Wasserzinsen. Darüber können sich die Betreiber mit den Kantonen auf einer individuellen Basis jederzeit absprechen und im Kanton Bern wurde eine Vereinbarung zur Reduktion der Wasserzinsen bereits getroffen. Gesetzesänderungen auf Bundesebene braucht es dafür keine.

Unter dem Aspekt der Finanzierung von Atomkraft ist es nicht vorteilhaft, dass die Gebirgskantone den Wasserzins global absenken. Weshalb sollen sie dieses Nutzungsentgelt gratis verschenken, mit dem die Partnerwerke jahrelang viel Geld verdienten? Und der Bundesrat kann bei der Vergabe von Einspeiseprämien für die Wasserkraft selbständig entscheiden, in welchem Ausmass er Wasserzinsen berücksichtigen will. Bei Ausschreibungen für die Grosswasserkraft werden die Kantone so oder so Konzessionen machen müssen, wollen sie aus dem Netzzuschlag Unterstützung erhalten. gewinnen werden jene Projekte, die auch bei den Wasserzinsen bescheidene Kosten aufweisen.

Neues Modell anstelle der Marktprämie

Ist ein Wasserkraftwerk wirtschaftlich in Schwierigkeiten, gibt es Alternativen zur Marktprämie. Bei bestehenden Werken sollte man einen Finanzierungsmodus suchen, der sich am inneren Wert der Anlage orientiert:

- Die Anlage kann zum Verkehrswert an den Standortkanton verkauft werden. Diese können einen kostengünstiger Weiterbetrieb am einfachsten gewährleisten, denn sie erhalten damit Wasserzinsen und sind am Weiterbetrieb am stärksten interessiert.
- Der Bund kann diesen Prozess unterstützen:
 - Durch ein Vorkaufsrecht der Standortkantone.
 - Durch eine Finanzierungshilfe, z.B. Bürgschaften, welche die Finanzierung der Übernahmen ermöglicht.

Mit diesen Massnahmen kann sichergestellt werden, dass bestehende Wasserkraftwerke weiterbetrieben werden können, ohne dass die Atomkraftbetreiber Aufwertungsgewinne erzielen und frühere Gewinnausschüttungen nachfinanziert werden.

Die Tatsache, dass die Alpiq nur 49 % ihrer Wasserkraftwerke verkauft deutet darauf hin, dass die Firma auf eine Aufwertung der Wasserkraft spekuliert (denn sie behält weiterhin 51%). Das ist durchaus legitim. Nur sollte die Politik nicht so dumm sein, diese Spekulationen auszufinanzieren, um die Rettung des AKW Gösgen zu ermöglichen.

Vorgehen bei neuen oder zu erneuernden Wasserkraftwerken

Neuinvestitionen oder Erneuerungen von Wasserkraftwerken sollten dauerhaft einen Vergütungsanspruch erhalten, wenn die eigentumsrechtlichen Bedingungen (juristische Trennung der Eigentümerschaft von Kernkraftwerken) gewährleistet ist.

Hier eignet sich das Modell der Ausschreibungen oder der differenzierten Einspeiseprämien im neuen Energiegesetz (Energiestrategie) durchaus. Allerdings sind die Ausführungsbestimmungen (Verordnung) noch nicht bekannt.

Marktöffnung für Kleinkunden

Wird der Weiterbestand der Wasserkraft gesetzlich geregelt, kann auch die Marktöffnung für Kleinkunden ins Auge gefasst werden.

Kleinkunden sollten nicht länger Milchkuh spielen für unrentable Kraftwerke, denn diese Kostengarantie kommt partiell noch immer den Atomkraftwerken zugute.⁹¹ Sie ist nichts anderes als eine Subvention, die einseitig den Haushalten und dem Kleingewerbe aufgebrummt wird.

Ziel eines neuen Strommarkt-Designs sollte es sein, für die Wasserkraftwerke ein sich selbst tragendes System zu definieren, mit Rechtsansprüchen an Swissgrid für Neuinvestitionen. Dabei ist darauf zu achten, dass die übrigen erneuerbaren Energien, insbesondere die umweltfreundliche Photovoltaik, nicht schlechter gestellt wird als die Wasserkraft.

Unter solchen Bedingungen ist die Marktöffnung auch für Kleinkunden möglich, denn dann sind die Betreiber der Wasserkraftwerke nicht länger darauf angewiesen, den gebundenen Kleinbezügern höhere Preise zu verlangen.

⁹¹ So heisst es auf Seite 138 des Axpo Jahresberichts 2015: „Das operative Ergebnis von Handel und Vertrieb wurde wie bereits im Vorjahr durch die Belieferung der Kantonswerke zu Marktpreisen belastet, während weiterhin teilweise gestehungskosten-orientierte segmentübergreifende Verrechnungsmechanismen Anwendung fanden.“

9. Technischer Fortschritt oder: weshalb die Erlöse der Atomkraftwerke auch langfristig nicht steigen werden

Die Schweizer Atomindustrie beklagt sich lautstark über die Marktverzerrungen, die europaweit durch Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien und tiefe Preise für CO₂-Emissionen entstanden sind. Im Geschäftsbericht der KKW Gösgen AG 2015 heisst es:

„Der Referenzpreis, der europäische Grosshandelspreis, dem der Schweizer Preis folgt, hat sich inzwischen auf tiefem Niveau bei rund 3 Rappen pro Kilowattstunde eingependelt. Die Gesteuerungskosten der Schweizer Wasserkraft liegen bei rund 6,5 Rappen pro Kilowattstunde, diejenigen der Schweizer Kernenergie belaufen sich auf rund 5 Rappen pro Kilowattstunde; die neuen erneuerbaren Energien kommen subventioniert mit dem Preis von 0 Rappen pro Kilowattstunde auf den Markt, werden aber beispielsweise mit 42 Rappen pro Kilowattstunde für Photovoltaik, mit 19 Rappen pro Kilowattstunde für Wind und mit 12 Rappen pro Kilowattstunde für die Kleinwasserkraft abgegolten. Für die Grosswasserkraft und die Kernenergie in der Schweiz – und das sind immerhin 95 Prozent (!) des Schweizer Produktionsportfolios – sind jedoch 3 Rappen pro Kilowattstunde als Grosshandelspreis keine nachhaltige, wirtschaftliche Option.“

Die Betreiber malen das Bild, dass Atomstrom „eigentlich“ billiger Strom sei, wenn bloss Marktkräfte zum Zuge kämen. Dieses Bild ist vollkommen falsch. Die Atomindustrie hat weit mehr Subventionen erhalten als jede andere Technik und ist in keinem einzigen geöffneten Markt ohne Staatsgarantien wirtschaftlich. Ein kurzer Rückblick kann die Situation klären:

- Als die Marktordnung monopolistisch war, also immerhin in der Zeitspanne zwischen 1971 und 2008, erhielten die Atomkraftwerke immer kostendeckende Vergütungen. Die Gesteuerungskosten wurden auf den Tarif umgelegt und die Kunden mussten bezahlen, ob sie wollten oder nicht. Leibstadt kostete bei der Betriebsaufnahme 1984 rund 11 Rp/kWh, also doppelt so viel wie der damalige Marktpreis; im Mischtarif von Atomstrom und Wasserkraft wurden die hohen Anfangskosten der Kernenergie versteckt.
- Die Belastung durch Atomunfälle (zB. Fukushima, Tschernobyl), die langfristigen Kosten für Entsorgung und Lagerung von radioaktiven Abfällen sind im Preis nicht oder nur ungenügend abgebildet.
- Die Kosten für Atomforschung in der Schweiz belaufen sich auf über 4 Mrd. CHF. Noch heute erhält die Atomforschung mehr Mittel als die Photovoltaik.
- Atomkraftwerke weisen – entgegen den Behauptungen⁹² – höhere variable Kosten auf als Wasserkraftwerke, wenn man die Unterhaltsarbeiten richtig verbucht und die fehlende Kostendeckung der Atomenstorgung berücksichtigt. Der Preis der Wasserkraft enthält politisch definierte Nutzungsentgelte (Wasserzinsen) und vertraglich definierte Dividenden aus der Zeit des Monopols, die bei einer Analyse der Gesteuerungskosten in Abzug zu bringen sind.(siehe unten)
- Die Bandenergie der Atomkraftwerke vermag wegen ihrer Inflexibilität die Nachfrage im Strommarkt weniger gut zu befriedigen als die mehrheitlich flexiblere Wasserkraft.

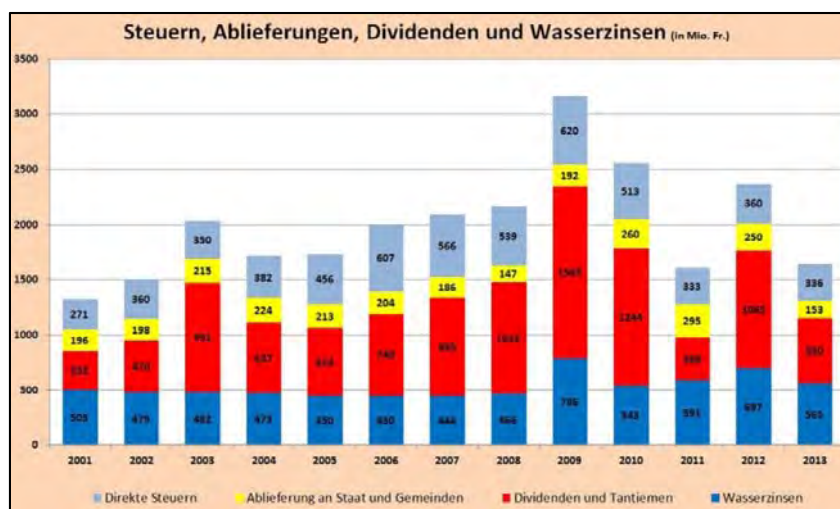


Abbildung 40 Steuern und Dividenden der Elektrizitätswirtschaft(Daten BFE/ Grafik K. Marti)⁹³

⁹² Zum Beispiel der PR-Artikel von Swisselectric in Beat Moser: Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke, Neue Zürcher Zeitung 16.6.2016

⁹³ Kurt Marti: Wo sind die Wasserkraft-Milliarden geblieben? [Infosperber 16. Juni 2016](#)

Die Kosten für Photovoltaik und Windenergie sind inzwischen so stark gefallen, dass sie die Kernenergie in allen wettbewerblich organisierten Märkten ausstechen.

Die jüngsten Preisgebote für Solarstrom aus Grossanlagen, die in Deutschland im April 2016 mittels Ausschreibungen ermittelt werden, lagen bei 6.94 €/kWh.⁹⁴ Für neuste Windkraftanlagen, die in Bieterverfahren bestehen müssen, liegen die Gestehungskosten in der Grössenordnung von 4 bis 5 €/kWh oder weniger, abhängig in erster Linie von den Finanzierungsbedingungen der Baukredite.

Der dynamische weltweite Ausbau ist inzwischen nicht mehr auf marktferne Preisgarantien (Einspeisevergütungen) angewiesen. Er ist das Ergebnis von Marktprozessen, die eine weit bessere Kostendeckung erreichen als die Kernenergie seit ihrem Bestehen je erreicht hat. Der Vormarsch von Solar- und Windenergie ist in allen Ländern zu beobachten, die die Versorgung entmonopolisiert haben.

Verdrängungseffekte im Wettbewerb

Der planmässige Ausbau von erneuerbaren Energien gehört zum festen Programm der EU-Klimapolitik. Dieser Ausbau wird die Preisbildung in der Schweiz auch in Zukunft dominieren. Einige Schaubilder erläutern die Mechanik, welche die Atomkraftwerke zunehmend aus dem Markt verdrängt :

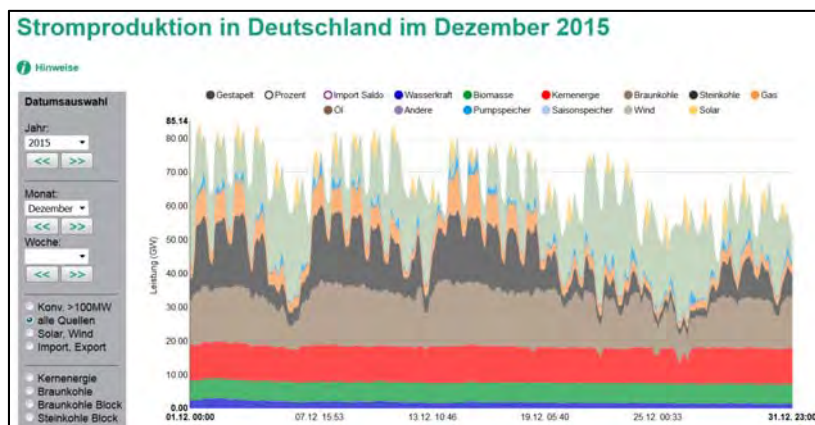


Abbildung 41 Stromerzeugung und Stromverbrauch Deutschland Dezember 2015 (Quelle ISE)⁹⁵

Die voranstehende Abbildung zeigt den Strommix in Deutschland im Dezember 2015. Die grüne Fläche zeigt den Beitrag der Windenergie. Diese lieferte – zum Beispiel zwischen dem 20. Und dem 26. Dezember – einen Grossteil des Verbrauchs. Die Bandenergie der Kohlekraftwerke und der Atomkraftwerke musste an diesen Tagen abgeregelt werden, das heisst: diese Kraftwerke standen still.

Der Bestand an deutschen Windkraftanlagen liegt derzeit bei 45 GW. Jährlich kommen 3,8 GW dazu. Innert zehn Jahren wird dies zu einer Verdoppelung der Produktion führen, denn die neueren Anlagen liefern mehr Strom gemessen an der installierten Leistung und sind erst noch billiger. In anderen Ländern spielt sich dies ähnlich ab (zB. Spanien, Frankreich, Grossbritannien, Skandinavien).

Nun muss man sich den Beitrag der Windenergie (siehe Grafik oben) in zehn Jahren doppelt so breit vorstellen. Dann wird die Bandenergie der Kohle- und Atomkraftwerke – so es noch solche gibt – in der beschriebenen Zeitspanne ganz aus dem Markt verdrängt. Dadurch verteuern sich die konventio-

⁹⁴ http://www.bundesnetzagentur.de/cin_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Beendete_Ausschreibung/Gebotstermin_01_04_2016/gebotsstermin_01_04_2016_node.html

⁹⁵ https://www.energy-charts.de/power_de.htm

nellen Energien pro kWh, denn die Fixkosten der Kraftwerke müssen auf weniger produktive Stunden pro Jahr verteilt werden.

Kein Platz mehr im Netz für Bandenergie

Die Folge dieser Entwicklung: für Bandenergie aus Atomkraftwerken ist kein Platz mehr. Denn wenn es zu viel Strom im Netz hat, wird man nicht die billigen Kraftwerke abregeln (Wind, Wasserkraft oder Sonne mit tiefen variablen Kosten), sondern die teuren. Die Folge davon: der Preisdruck nimmt zu, die Auslastung der konventionellen Kraftwerke ist rückläufig.

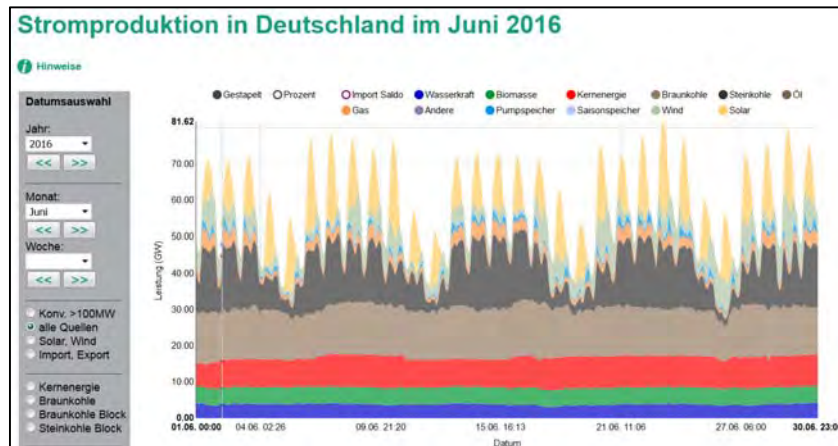


Abbildung 42 Stromerzeugung in Deutschland im Juni 2016 (Quelle ISE)

Im Sommer läuft es ähnlich dank der Photovoltaik. Trifft Leistung von Solarstrom gleichzeitig mit starkem Wind zusammen (im Bild am 27.6.2016), müssen die konventionellen Kraftwerke gedrosselt werden. Ebenfalls relevant ist die Nachfrage (Sonntag/Werktag, Tag/Nacht). Der Ausbau der Photovoltaik schreitet weltweit exponentiell voran und wird die konventionellen Energien in den nächsten zehn Jahren ebenso bedrängen wie die Windenergie im Winter.

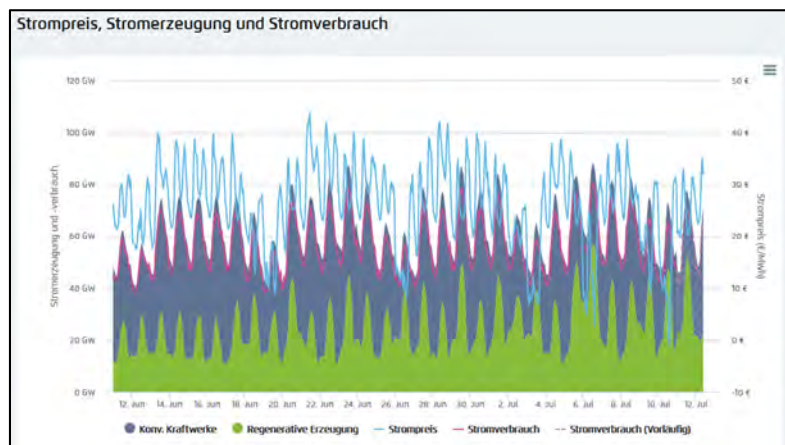


Abbildung 43 Strompreise und Stromerzeugung (Deutschland 12.Juni-12.Juli 2016)

Der Preisdruck kommt nicht erst, er ist schon da. Die Strompreise im europäischen Markt werden inzwischen von der Witterung weitgehend dominiert, wie die voranstehende Grafik für Deutschland im Juni 2016 verdeutlicht. Trifft hohes Dargebot an erneuerbaren Energien mit geringer Nachfrage zusammen, sinken die Preise unter 1 €/kWh (Beispiele 19.Juni, 26.Juni, 3./4.Juli 6. Juli). Zuweilen sinken die Strompreise an der Strombörse gar unter null (10.Juli). Diese starken Preisausschläge werden erst gedämpft, wenn die Zahl der dezentralen Stromspeicher zunimmt.

Marktwirtschaftliche Vergabepraktiken ersetzen Einspeisevergütungen

Das Wachstum der erneuerbaren Energien wurde zu Beginn getrieben von Einspeisevergütungen. Dank gesetzlich fixierten Preisen für Neuanlagen erhielten die Investoren Vergütungssicherheit; der regulierte Ausbau sorgte für stabile Märkte und technische Verbesserungen. Diese wiederum regten die Nachfrage weltweit an.

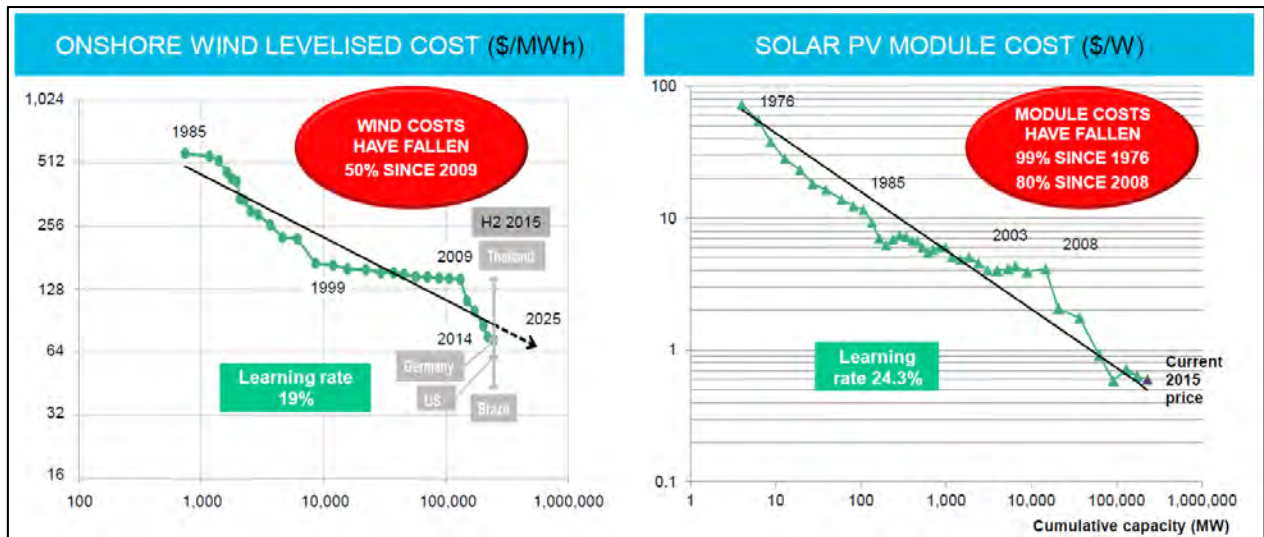


Abbildung 44 Lernkurven für Windenergie und Solarstrom

Das steigende Marktvolumen führte zu einer drastischen Absenkung der Gestehungskosten. Der Bestand an Windkraftanlagen weltweit hat sich seit 1995 alle drei Jahre verdoppelt. Die Lernrate – das ist die regelmässig beobachtete Preissenkung bei jeder Verdoppelung der kumulierten Installationen – wird auf 10 bis 20 Prozent beziffert. Noch steiler verliefen die Preissenkungen für Photovoltaik.

Am Anfang war das Ziel der neuen Energien, die sogenannte „grid parity“ zu erreichen. Solarstrom und Windstrom sollten nicht teurer sein als Strom aus der Steckdose oder aus konventionellen Kraftwerken.

Dieses Ziel wurde inzwischen an vielen Standorten erreicht. Doch der Zubau der erneuerbaren Energien hatte viel weitergehende Auswirkungen. Er schuf witterungsabhängig Überschüsse und Mangelagen. Dem begegneten die Netzbetreiber mit einem Ausbau der Netze, gefolgt vom Ausbau der temporären Stromspeicher. Für die Konsumentinnen und Konsumenten geht die Rechnung am Ende auf, weil nicht nur die Stromerzeugung immer billiger wird, sondern auch die Stromspeicher. Und ein Nebeneffekt des Vormarsches der erneuerbaren Energien ist die Elektrifizierung des Heizens (Wärmepumpen) und des Verkehrs (Elektro-Fahrzeuge).

Wettbewerb hilft den erneuerbaren Energien

Durch die Vermarktungspflicht für erneuerbaren Strom stiegen die angebotenen Mengen im Grosshandel stark an. Die Beschaffung von billiger Windenergie oder von Solarstrom im day-ahead-Handel ist für viele Grossbezüger viel billiger geworden als die Beschaffung mittels langjähriger Bezugsverträge aus konventionellen Kraftwerken, die meist noch mit dem Risiko steigender Brennstoffpreise verbunden waren.

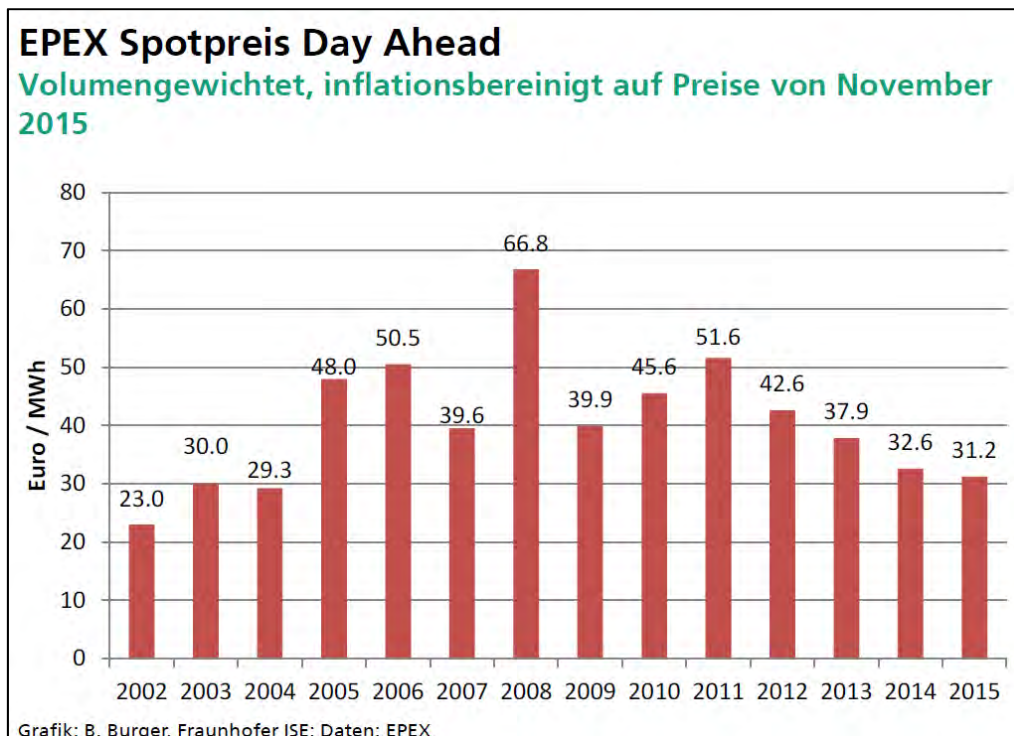


Abbildung 45 Bezugspreise Day-ahead-Handel in Deutschland 2002-2015 (Daten ISE)⁹⁶

In der neuen Welt haben nur sehr billige oder sehr flexible Anbieter eine Chance, die kostendeckend Strom zu erzeugen. Den erneuerbaren Energien kommt zugute, dass sie zu variablen Kosten von nahe null produzieren. Sie sind reine Preisnehmer, und laufen auch dann noch, wenn die Strompreise nur wenig über null liegen. Je grösser der Marktanteil der erneuerbaren Energien, desto stärker sinken die Strompreise gegen null.

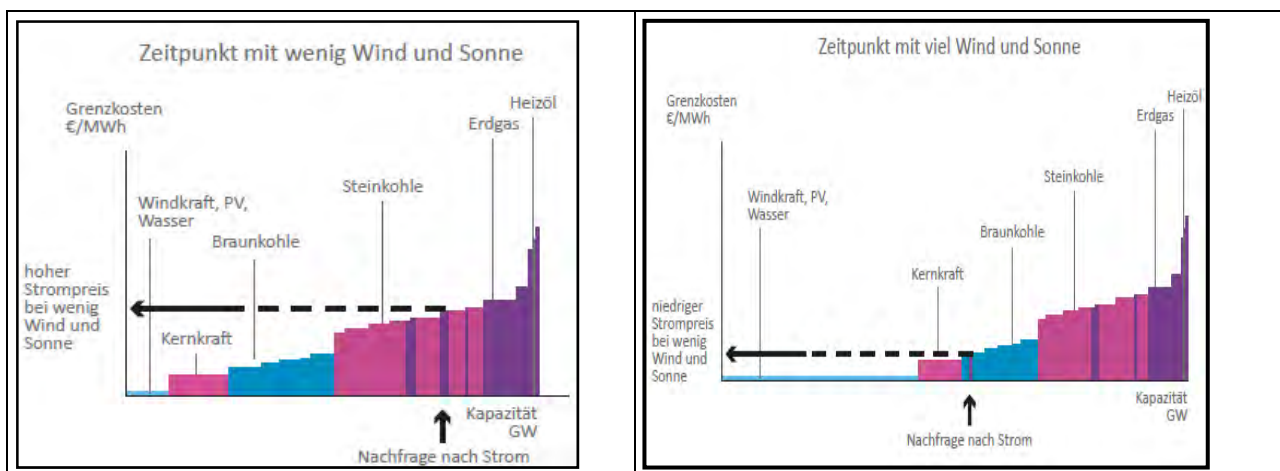


Abbildung 46 Preisbildung am Strommarkt

Die zwei Grafiken veranschaulichen den Marktprozess. Im Bieterverfahren an der Strombörse werden jene Kraftwerke bevorzugt, die die tiefsten variablen Kosten aufweisen. Nur sie sind in der Lage, auch bei tiefen Preisen noch Deckungsbeiträge zu erwirtschaften.

⁹⁶ <https://www.ise.fraunhofer.de/de/daten-zu-erneuerbaren-energien/daten-zu-erneuerbaren-energien#title-ee36c5dd3b30a9edf6f624407abf0fdb>

Je mehr erneuerbare Energien eingesetzt werden, desto stärker rutschen die teureren konventionellen Kraftwerke in der Bieterkurve nach rechts. Die Folge: die Nachfrage kann, wenn der Wind bläst oder die Sonne scheint, mit sehr viel billigem Strom befriedigt werden. Die teuren Kraftwerke werden ausgeschaltet und die Preise an der Strombörse sinken.

Nachteilig wirkt sich dies besonders für Anbieter von Bandenergie mit hohen Fixkosten aus, denn ihre Jahreslaufzeiten verkürzen sich und die Fixkosten treiben die spezifischen Kosten pro kWh in die Höhe.

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien transformiert sich der Strommarkt von Bild links nach Bild rechts: eine wachsende Nachfrage wird zum Preis nahe null befriedigt.

Natürlich können die erneuerbaren Energien nicht von Börsenstrompreisen leben, die dauerhaft nahe bei null liegen. Die meisten Länder gewähren deshalb eine ergänzende Zulage nebst den Markterlösen, die sich Einspeiseprämien, Marktprämie oder Zertifikat nennen. Faktisch geht es immer um Preisgarantien, die aber nur den Neuanlagen und nur über eine bestimmte Zeit geleistet werden, oft abhängig von der Produktivität am Standort. Die Kosten dieser ergänzenden Vergütungen werden auf die Netznutzungsgebühren umgelegt (KWV-Umlage, EEG-Umlage) und führen so zu einer künstlichen Verbilligung der Energien an der Strombörse.

Richtig ist, dass damit Fördererelemente nach wie vor im Spiel sind. Unrichtig ist aber, dass die erneuerbaren Energien damit gegenüber den konventionellen Kraftwerken privilegiert werden. Denn erstens sind die erneuerbaren Energien inzwischen so billig, dass sie die konventionellen Kraftwerke im Preisvergleich der Neuanlagen problemlos ausstechen. Zweitens sind die konventionellen Energien mit so viel Kosten für die Allgemeinheit behaftet, dass der Wettbewerb schon immer zu ihren Gunsten verzerrt war.

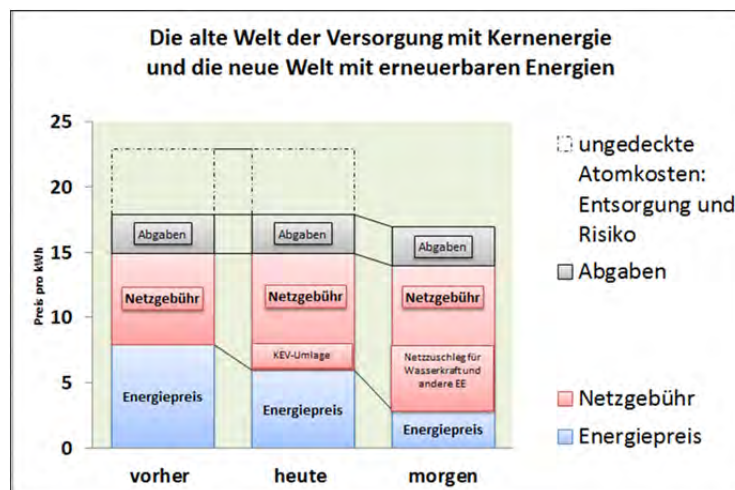


Abbildung 47 Erneuerbaren Energien senken den Strompreis

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und die anhaltenden Preissenkungen wird sich der Strom in den kommenden Jahren weiter verbilligen, denn die KEV-Umlagen bzw. EEG-Umlagen werden sich verbilligen, wenn die teuren Altanlagen ihre Rechtsansprüche auf Einspeisevergütungen verlieren.

Doppeltes Bieterverfahren

An die Stelle von Einspeisevergütungen sind vielerorts Auktionen getreten, welche die Kapitalkosten der neuen Kraftwerke während einer gewissen Zeit garantieren. Damit bürgert sich eine neue Finanzierung am Strommarkt ein, das man doppeltes Bieterverfahren nennen kann:

- Die Preise an der Strombörse sorgen für Primärerträge und geben Anreize für Verbrauch oder Einsparung an die Konsumentinnen und Konsumenten weiter, an denen sich diese orientieren.
- Einspeiseprämien ergänzen die Erlöse an der Strombörse entsprechend den aus den Auktionen hervorgegangenen Verkaufspreisen während den ersten 15-20 Betriebsjahren neuer Kraftwerke.

Auktionsmodell löst Einspeisevergütungen ab

Die Kritik der AKW-Betreiber an den erneuerbaren Energien übersieht die Veränderungen, die sich am Strommarkt und bei den gesetzlichen Rahmenbedingungen abspielen.

- Die meisten Länder (auch die Schweiz) stellen ihre Beschaffungssysteme von Einspeisevergütungen auf Auktionsmodelle um.
- Auch gemischte Modelle (mit marktnahen Vergütungen auf Basis der vermiedenen Kosten für PV-Anlagen) sind weit verbreitet.

Bei den Beschaffungssystemen spielen danach durchgehend wettbewerbliche Prozesse. Es kommen Akteure zum Zug, die Elektrizität zum günstigsten Preis einspeisen. Und von den nichterneuerbaren Energien unterscheiden sich die neuen Kraftwerke darin, dass sie alle ihre Kosten auch tatsächlich decken (nur geringe externe Effekte).

„Goldenes Ende“ nicht übersehen

Die meisten Journalisten beurteilen die Kosten neuer Kraftwerke an der Höhe der bezahlten Einspeisevergütungen oder am Auktionsergebnis, das aus dem Bieterverfahren hervorgeht. Sie übersehen dabei einen wesentlichen Teil der Stromerzeugung. Denn die Preisgarantieren gelten je nach Standort nur für 10, 15 oder 20 Jahre. Nach Ablauf dieser Frist werden die Kraftwerke aber nicht abgeschaltet, sondern sie speisen dann ohne Preisgarantie ein. Liefern also zum Börsenstrompreis („merchant“) Strom ins Netz.

Diese Einspeisungen aus alten Kraftwerken sind dann die eigentlichen „Billigmacher“. Die Kraftwerke sind dann abgeschrieben und die Preiserlöse decken noch immer die Betriebskosten, die ja dank brennstoff-freiem Betrieb nur die Kosten für Versicherung, Unterhalt und Pacht beinhalten.

Je mehr erneuerbare Energien, desto tiefer die Strompreise!

Die folgende Grafik illustriert die Kostenstruktur von Kraftwerken mit erneuerbaren Energien

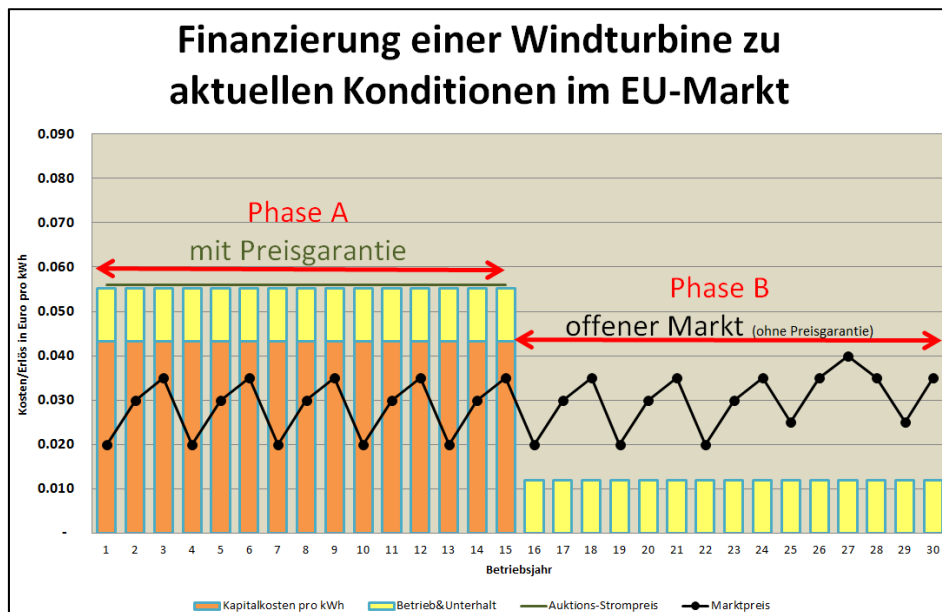


Abbildung 48 Finanzierung einer Windturbine mittels Bieterverfahren

Die Abbildung zeigt Kostenstruktur und Erlöse für Strom von einer Windturbine, wie sie in Frankreich derzeit ausgeschrieben werden.⁹⁷ (Die Finanzierung grosser PV-Anlagen funktioniert ähnlich)

- Die Investoren erhalten während der ersten 15 Jahren einen garantierten Preis, der dem Auktionserlös entspricht (Phase A: Preisgarantie, zB. pay as you bid).
- Nach Ablauf der Preisgarantie speist die Anlage zum Börsenpreis (schwarze Kurve) ein (Phase B).

Die Kosten des Betreibers setzen sich zusammen aus Finanzierungskosten (orange) und Betriebskosten (Unterhalt, Pacht, Versicherung, Steuern, gelb). Dank der Preisgarantie, die aus der Auktion hervorgeht, kann der Investor die Finanzierungskosten der Anlage innert 15 Jahren einspielen:

- Ein Teil der Erlöse ergibt sich aus dem Verkauf der Elektrizität am Strommarkt.
- Die Einspeiseprämien sind so bemessen, dass sie in summa den Zuschlagswert der Auktion ergeben.
- Sind die Finanzierungskosten der Anlage nach 15 Jahren amortisiert und laufen die per Auktion erworbenen Preisgarantien aus, bewegen sich die Betriebskosten der Windturbine nur noch bei ca. 1 €/kWh. In dieser zweiten Lebensphase der Anlage reichen die geringen Erlöse am Strommarkt in der Regel aus, um den Weiterbetrieb während weiteren 10 bis 15 Betriebsjahren kostendeckend zu gestalten.
- Swissgrid finanziert die Einspeiseprämien aus dem gesetzlich definierten Netzzuschlag; diese Kosten werden nicht über den Energiepreis, sondern über die Netznutzungsgebühren finanziert, was die Energie verbilligt, die Netzkosten erhöht. „Subventionen“ im Sinne von staatlichen Hilfen sind dabei aber keine im Spiel. Das Ganze verläuft logisch, transparent und die Kosten werden verursachergerecht angelastet.

Einzig jene Sektoren profitieren einseitig, welche nicht die vollen Netzzuschläge (KEV-Umlage) bezahlen, zB. Schwerindustrie und energieintensive Betriebe.

Dank der Einführung von Ausschreibungen sind in Europa – wie zuvor in USA und Lateinamerika – deutlich tiefere Gestehungspreise zu erwarten. Gleichzeitig findet eine Ausdünnung der Anbieter statt, weil oft nur finanzstarke Grossinvestoren mit Zugang zum Kapitalmarkt eine günstige Finanzierung erreichen und damit die Bedingungen für den Zuschlag in der Auktion erfüllen können. Allerdings können Bieterverfahren auch für Betreiber von kleinen Anlagen geöffnet werden. In Deutschland ist dies bereits der Fall.

⁹⁷ <http://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/DENA/Kurzmeldungen/Marktnachrichten/2016/20160502-frankreich-ausbauziele.html>

Bei guten Windverhältnissen in Frankreich dürften Anlagen mit 4,5-5,5 €/kWh aus dem Wettbewerb hervorgehen. Die Preisgarantien aus dem Bieterverfahren verbilligen die Anlagen, weil staatlich garantierte Preise die Kreditbeschaffung stark verbilligen.

Dazu kommt der technische Fortschritt. Neuste Studien rechnen mit einem Kostenrückgang für Windenergie um weitere 24 Prozent bis 2030.

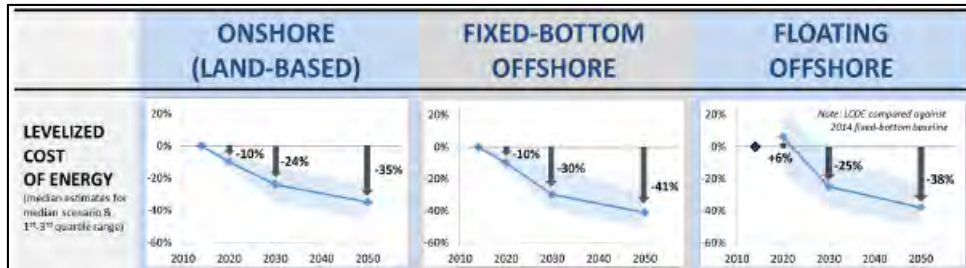


Abbildung 49 Entwicklung Gesteungskosten Windenergie (IEA)⁹⁸

Ausrichtung der Märkte und Netze auf erneuerbare Energien

Die Europäische Union hat den Ausbau der erneuerbaren Energien vorangetrieben, indem sie den grenzüberschreitenden Handel mit Elektrizität verbesserte. Dazu gehören

- Planung und Verstärkung der grenzüberschreitenden Interkonnexionen,
- Market Coupling (Handel von Energie und Netznutzungsrechten in einem Schritt),
- Ausbauziele für erneuerbare Energien und
- Empfehlungen für die Beschaffung mittels Ausschreibungen.

Das Strommarktdesign und die Energiepolitik der EU ist prägend für die Schweiz. Es entscheidet über Sein oder Nichtsein von Kraftwerken, weil es Einfluss nimmt auf die Höhe der Strompreise.

Kein Land kann es sich leisten, die Versorgungssicherheit mutwillig aufs Spiel zu setzen. Die Kosten eines Blackouts wären prohibitiv. Nationale Netzbetreiber werden deshalb von der EU zur planvollen Reservehaltung angehalten – mit marktwirtschaftlichen Methoden (Ausschreibeverfahren für Regenergie). Neue Speicher und bessere Interkonnexion werden die Versorgungssicherheit weiter erhöhen. Die EU hat verschiedene Direktiven erlassen

- Anschluss-Codes für Kraftwerke, Wechsel- und Gleichstromnetze
- Neue Marktplätze (day-ahead, intraday-Märkte) Bildung neuer Preiszonen
- Kopplung der Märkte für Ausgleichsenergie

Das Pooling von Produktions- und Reserveleistungen senkt die Kosten. Der wachsende Stromhandel verbessert die Verwertung von lokalen Strom-Überschüssen. Die Verstärkung der grenzüberschreitenden Interkonnexion ermöglicht zudem, bereits bestehende Speicher zu erschliessen und deren Vermarktungsmöglichkeiten zu verbessern im Vergleich zu den zuvor national abgeschotteten Strommärkten.

Rettet der CO₂-Emissionshandel die Kernenergie?

Trotz den Signalen am Strommarkt, die einen wachsenden Preisdruck signalisieren, begründen die Betreiber den hoch defizitären Weiterbetrieb damit, es gehe bei dieser Preisbaisse nur um eine „Zwischenphase“, die es zu überbrücken gelte. Die Strompreise, so die Hoffnung, würden sich nach 2022 erholen. Dann beginne der Emissionshandel der Europäischen Union zu greifen, und die Kosten der

⁹⁸ Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers The Views of the World's Leading Experts Full Summary of Survey Results June 2016 | IEA Wind Task 26 <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-1005717.pdf>

vorerst noch preisbildenden Kohleverstromung würden sich erhöhen. damit könnten die Atomkraftwerke wieder rentabel werden.

Dass ein Szenario eintritt, ist nicht völlig unmöglich, aber es ist aus vielen Gründen eher unwahrscheinlich. Richtig ist, dass das europäische CO₂-Emissionshandelssystem Kraftwerken und anderen Grossverbrauchern zum Erwerb von handelbaren Emissionsrechten („Kontingente“) zwingt. Die erlaubte Menge an CO₂-Emissionen wird um über 2 Prozent jährlich abgesenkt.

EU-Ziel ist, die CO₂-Emissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent zu senken. Allerdings wurden die Zeiträume so definiert, dass die happigen Reduktionen erst nach 2030 zu erwarten sind – genau dann, wenn Elektro-Fahrzeuge und Wärmepumpen aus preislichen Gründen längst Selbstläufer sein werden.

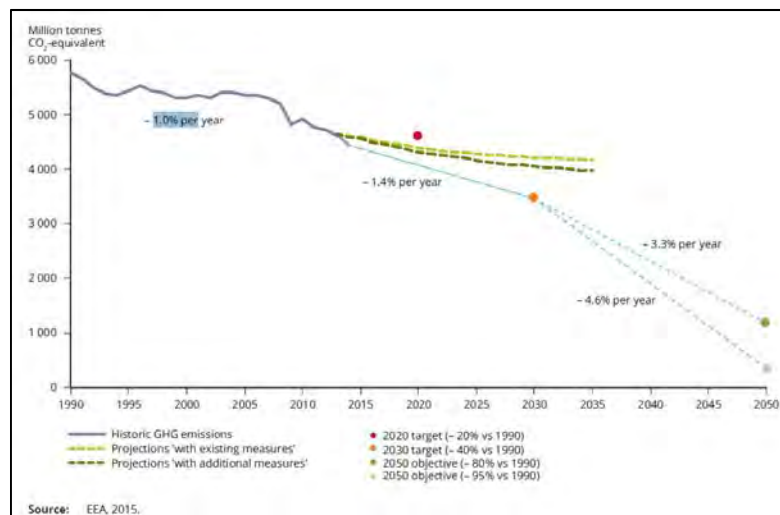


Abbildung 50 EU greenhouse gas emission trends, projections and reduction targets (EEA)⁹⁹

Auf kurze Frist gilt: der Emissionshandel funktioniert, sogar bei einem Preis für CO₂ von nahezu null, weil sich die Akteure im „vorausseilenden Gehorsam“ auf mögliche Verteuerungen von Gas und Kohle eingestellt haben, selbst ohne hohe Preise für CO₂-Reduktionen. Deshalb erkennt die EU keinen kurzfristigen Handlungsbedarf:

“Analysis by the European Environment Agency (EEA) finds that last year, the EU reduced its domestic greenhouse gas emissions by 23% compared to 1990 levels. No extra efforts are needed from now up to 2020 for the EU to meet its climate target of 20% emission reductions.”¹⁰⁰

Bis 2030 steigen zwar die Reduktionsziele an, aber ebenso wurden die Ziele für die Anteile an erneuerbaren Energien von 20% auf 27% erhöht.

Der Zubau an erneuerbaren Energien wird sich aus Kostengründen vorab im Stromsektor abspielen, denn durch den Umstieg auf sauberen Strom die dem ETS angeschlossenen Grossverbraucher (Kraftwerke und Grossindustrie) ihre CO₂-Reduktionen mit dem geringsten Aufwand erreichen, während die Wende im Verkehr auf sich warten lässt. Ohnehin sind die erneuerbaren Energien im Stromsektor viel erschwinglicher geworden als der Bau von neuen Kernkraftwerken oder der Ersatz von Kohlekraftwerken durch neue Gaskraftwerke.

⁹⁹ EEA Report No 4/2015: Trends and projections in Europe 2015; Tracking progress towards Europe's climate and energy targets p. 11

¹⁰⁰ <http://carbonmarketwatch.org/news-eu-at-risk-of-climate-action-standstill-in-the-coming-years/>

Überschätzte Rolle des Emissionshandels



Abbildung 51 Preise für CO₂-Emissionsrechten im EU-Emissionshandelssystem¹⁰¹

Aus all diesen Gründen hat der Emissionshandel in Europa nur noch die Rolle eines Nebendarstellers. Wenn es um den Preis für CO₂-Emissionsrechten geht, gestehen sich Experten von Thomson Reuters heute ein: „we have been too bullish“.¹⁰² Die CO₂-Preise in Europa haben die Wettbewerbsfähigkeit der Atomkraftwerke bisher nie markant verbessern können. Das von den Regierungen der Mitgliedstaaten zugewiesene Angebot an CO₂-Zertifikaten war stets grösser als die Nachfrage der Grossverbraucher. Entsprechend liegen die Preise seit 2012 sehr tief, wobei noch dazu kommt, dass ein Grossteil dieser Emissionsrechte gratis verteilt wird (*Grandfathering*).

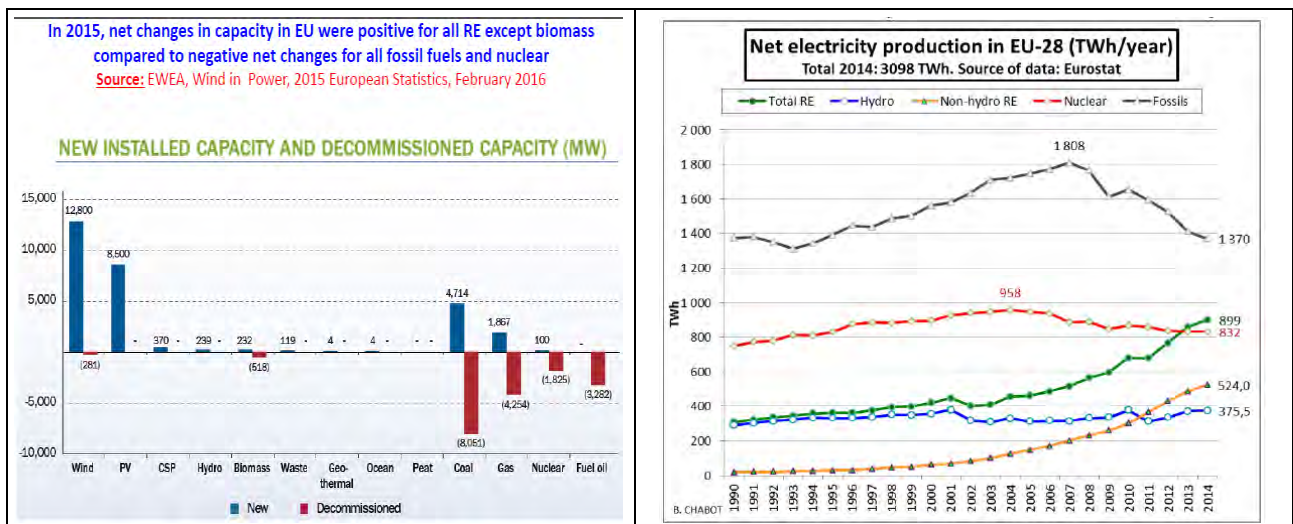


Abbildung 52 Veränderungen des EU-Kraftwerkparcs 2015 (links) und Entwicklung EU-Strommix seit 1990 (Grafiken: EWEA / Chabot)¹⁰³

Die EU hat zwar den Emissionshandel mehrmals reformiert. Doch bisher führte dies nie zu einer soliden Preiserhöhung, weil viele Mitgliedstaaten in Osteuropa einen Preisanstieg gar nicht wollen:

¹⁰¹ Håge Fjellheim, Senior policy analyst, Stig Schjølset, Head of carbon analysis: Will EU carbon prices ever recover? <http://edge.media-server.com/m/p/bhpijmiev>

¹⁰² Webinar Thomson Reuters: <http://edge.media-server.com/m/p/bhpijmiev>

¹⁰³ EWEA: Wind in power; 2015 European statistics, Brussels February 2016; Bernard CHABOT: Analysis of nuclear electricity production and markets up to 2015 and strategic comparisons with renewables, www.renewablesinternational.net

- Noch vor 2014 wurde das „Backloading“ als Notfallmassnahme eingeführt mit der Absicht, überschüssige Zertifikate später wieder auf den Markt zu bringen.
- 2014 wurde die Marktstabilisierungsreserve (MSR) beschlossen. Sie soll aber ab 2019 überschüssige CO₂-Zertifikate still legen.
- Allerdings ist ein Einfluss auf die CO₂-Preise nach wie vor nicht garantiert, da die genauen Spielregeln gar nicht definiert worden sind.

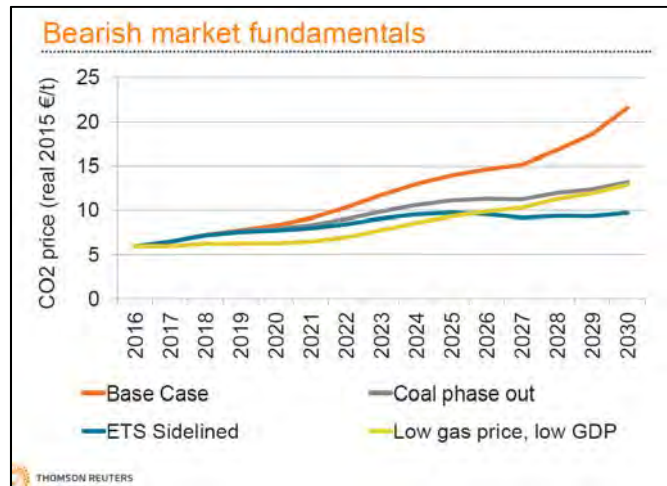


Abbildung 53 Prognosen für CO₂-Preise im europäischen Emissionshandel (Thomson Reuters)

Marktbeobachter rechnen nicht mit einer raschen Erholung der CO₂-Preise, sonst wäre die Preissteigerung längst in den Futures-Preisen ab 2020 erkennbar. Die Analysten von Thomson Reuters erwarten beispielsweise, dass die CO₂-Preise frühestens in der zweiten Hälfte des nächsten Jahrzehnts ansteigen werden. Doch auch dies scheint sehr fraglich.

Denn bis zu diesem Zeitpunkt werden sich die Gestehungskosten von Photovoltaik und Windenergie an guten Standorten noch einmal auf ca. 3 bis 4 €/kWh halbiert haben im Vergleich zu 2015, wo in Europa Auktionserlöse von 6 bis 8 €/kWh registriert wurden. In kompetitiven Märkten mit guten Ressourcen sind Preise von 3-4 €/kWh für Wind- und Solarstrom sogar schon heute zu beobachten.¹⁰⁴ Ein Anstieg der CO₂-Preise würde somit bloss bedeuten, dass die konventionellen Kraftwerke noch schneller durch erneuerbare Kapazitäten ersetzt würden.

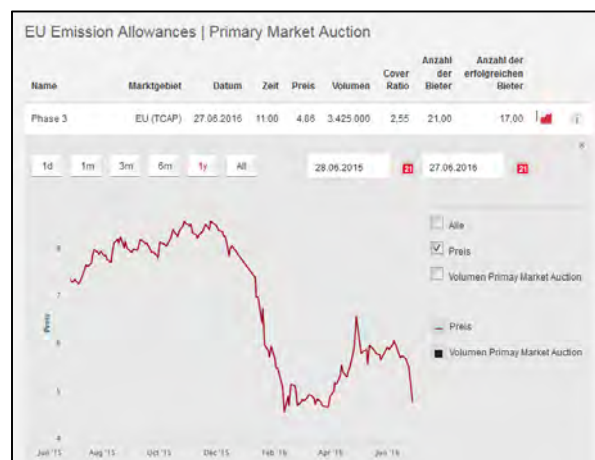


Abbildung 54 Preis der CO₂-Zertifikate im EU Emissionshandel 2015-2016 (Daten EEX)

¹⁰⁴ So werden die Gestehungskosten (LCOE) für das 1-GW Windkraftwerk in Fosen (Norwegen), an der auch BKW beteiligt ist, auf **3,5 bis 4 €/kWh** beziffert. Für PV siehe Bloomberg BNEF: [New Record Set for World's Cheapest Solar, Now Undercutting Coal](#)

Und selbst Preise von 20 €/t CO₂ würden den am Strommarkt preisbildenden Kohlestrom nur unwesentlich verteuern, weil in diesem Fall auch innerhalb des konventionellen Kraftwerksektors neues Ausweichverhalten ins Spiel käme.

Der Ausbau von Erdgaspipelines und das steigende Angebot an billigem Flüssiggas würden den Umstieg auf „CO₂-arme“ fossile Brennstoffe beschleunigen. Die dafür nötigen Gaskraftwerke müssten nicht einmal neu gebaut werden, denn sie sind längst schon da und wurden mangels Nachfrage teilweise eingemottet. Wenn Kohle durch hohe CO₂-Preise teurer wird, können Stromanbieter auf billigeres Gas umstellen, um die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten zu senken. Bei Gaskraftwerken sind die Wirkungsgrade doppelt so hoch wie bei Kohlekraftwerken. Auch der spezifische CO₂ Gehalt von Erdgas ist deutlich kleiner als von Kohle.

	g/kWh (2010)	Verteuerung Strompreis (€Cents/kWh)			
		bei 10€/t	bei 20€/t	bei 30€/t	bei 40€/t
Braunkohle	1000	1.00	2.00	3.00	4.00
Steinkohle	810	0.81	1.62	2.43	3.24
Erdgaskraftwerk	377	0.38	0.75	1.13	1.51
PV (2010!)	89	0.09	0.18	0.27	0.36
Wasserkraft	39	0.04	0.08	0.12	0.16
AKW	27	0.03	0.05	0.08	0.11
Wind onshore	24	0.02	0.05	0.07	0.10
Wind offshore	23	0.02	0.05	0.07	0.09

Abbildung 55 Teuerung bei steigenden CO₂-Preisen¹⁰⁵

Ohnehin hat der Aufschwung der erneuerbaren Energien bereits zu einer fundamentalen Abschwächung der Gaspreise geführt. Das Hauptszenario, das heute diskutiert wird, verteuert die fossilen Brennstoffe bis 2030 gerade einmal um 22 €/Tonne CO₂. Doch selbst dies würde die Gestehungskosten von Erdgas nur um 0,75 Rp/kWh verteuern. Das ist zu wenig, als dass die Atomkraftwerke wirtschaftlich weiterbetrieben werden können, sie können bloss vorübergehend ihre Deckungsbeiträge verbessern.

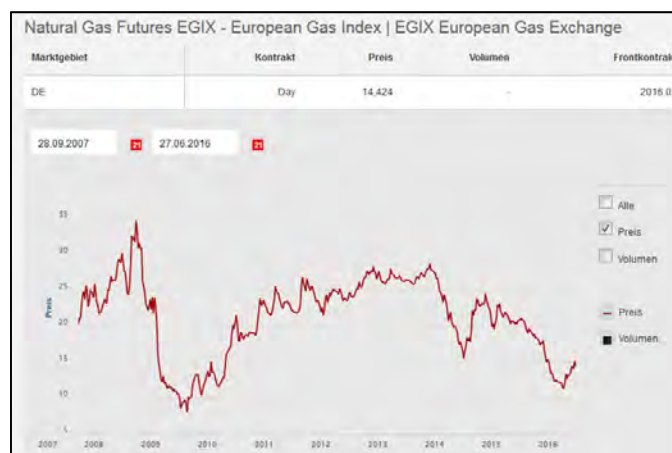


Abbildung 56 Gaspreise (Futures) 2007-2016 an der EEX¹⁰⁶

Auch ein nationaler Alleingang der Schweiz mit einer CO₂-Abgabe („Dreckstromabgabe“) für Kraftwerke oder fossile Stromimporte bringt den AKW-Betreibern nichts, weil hierzulande praktisch keine

¹⁰⁵ <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/233868/umfrage/co2-emissionen-bei-der-stromerzeugung-nach-erzeugungsart>

¹⁰⁶ <https://www.eex.com/de/marktdaten/erdgas/terminmarkt/egix#!/2016/06/27>

fossilen Kraftwerke im Einsatz sind. Zudem könnten die Importschranken durch Import von Strom mit zertifizierter Herkunft aus erneuerbaren Energien zu sehr geringen Kosten (<0.1 Rp/kWh) einfach umgangen werden.

Werden jedoch CO₂-Abgabe in anderen Ländern eingeführt, dann kommt dies den CO₂-Zielen der Europäischen Union entgegen. Auch freiwillige Stilllegungen von überschüssigen fossilen Kraftwerken – zB. „nationale Kohleausstiege“ in Ländern wie Deutschland, Grossbritannien¹⁰⁷ oder Frankreich – vermindern die Nachfrage nach CO₂-Emissionsrechten und machen eine Preiserholung der CO₂-Zertifikate noch weniger wahrscheinlich.

Fazit

Die verlässliche Verteuerung der CO₂-Emissionen lässt europaweit auf sich warten. Steigen die CO₂ Preise an, werden Atomkraftwerke nur kurzfristig profitieren. Erneuerbare Energien und ein gradueller Umstieg von Kohle- auf Gaskraftwerke werden innert kurzer Zeit ersetzen und dazu beitragen, dass der Preisanstieg für CO₂-Zertifikate gedämpft wird.

¹⁰⁷ Trotz Brexit wahrscheinlich assoziiertes Mitglied im EU-Emissionshandelssystem

10. Unsicherheiten, Seilschaften oder ein runder Tisch?

Die Kernenergie ist im Ende. Seit 2006 ist die Atomstromerzeugung weltweit rückläufig. Im ersten Halbjahr 2016 wurde kein einziger Baubeginn eines neuen Atomkraftwerks mehr registriert. Die erneuerbaren Energien sind nun definitiv billiger und setzen sich weltweit durch, begleitet vom Ausbau neuer Speicherkapazitäten innerhalb der gesamten Netzarchitektur. Nicht nur die Atomenergie, auch Kohle- und Gasnutzung spüren diesen Preisdruck und stehen zunehmend unter wirtschaftlichem Druck. Beim Erdöl wird sich dasselbe einstellen, wenn der Marktanteil der Elektro-Fahrzeuge weiterhin exponentiell wächst. Dadurch wird auch die Gewinnung von unkonventionellen Ölvorkommen unwirtschaftlich.

Nach einer ersten „politischen“ Schliessungswelle im Nachgang von Fukushima hat weltweit eine zweite Schliessungswelle begonnen, die wirtschaftlich motiviert ist und Anlagen in vielen Ländern betrifft.

Altlasten realistisch bilanzieren

Man sollte die Atomkraftwerke nicht mit dem Blick der Buchhalter beurteilen, die bilanzieren, welche Kosten bisher getätigt wurden. Man sollte nun vielmehr den unternehmerischen Blick üben und beurteilen, welche Zukunftswerte mit den Altanlagen noch geschaffen werden können. Offensichtlich bestehen die Kernkraftwerke im Wettbewerb nicht mehr, und unter diesen Umständen wäre eine rasche Schliessung das Normalste der Welt. Für die Beteiligten ist dies allerdings unangenehm, müsste man sich doch eingestehen, dass die Buchwerte der Anlagen nicht länger werthaltig sind und dass die hohen Entsorgungskosten ohne Staatshilfe nicht gedeckt werden können. Es geht dabei um Summen zwischen 10 und 20 Mrd. CHF. Niemand kennt die Werthaltigkeit von Axpo und Alpiq genau, weil die Konzerne verschachtelt und die Tochtergesellschaft unterschiedlich hoch verschuldet sind.

Die teuren Altlasten müssen ausfinanziert werden. wenn man länger zuwartet und in den Weiterbetrieb investiert, werden die Kosten, die der Allgemeinheit anfallen, nicht kleiner, sondern grösser.

Bei den jüngsten Schliessungen in den USA stellt man überall fest, dass die Stilllegungs- und Entsorgungsfonds nicht ansatzweise ausreichend vorfinanziert sind.¹⁰⁸ In den USA wurden seit 2012 nicht weniger als 16 AKW-Schliessungen aus rein wirtschaftlichen Gründen angekündigt oder bereits vollzogen.¹⁰⁹ In den meisten Fällen zeigt sich, dass die Entsorgungskosten ungenügend vorfinanziert sind, was den Bundesstaat New York veranlasst hat, die Laufzeiten mancher Atomkraftwerke mittels Subventionen (über 500 Mio. \$ pro Jahr) zu verlängern.¹¹⁰

Es zeigt sich weltweit, dass hohe Kosten auf die nachfolgenden Generationen gewälzt werden und die Verantwortlichen immer neue Tricks finden, um die Lüge vom billigen Atomstrom am Leben zu erhalten.

Die Schweizer AKWs haben nach 40 Jahren Laufzeit ihre Erstellungs- und Nachrüstungskosten keineswegs getilgt, vielmehr scheint es so, dass die Altlasten höher sind als je zuvor. Offensichtlich wollten die Entscheidungsträger die beschränkte Nutzungszeit dieser Hochrisiko-Anlagen und die Verletz-

¹⁰⁸ "Consternation continues to fester about the nearly \$5 billion settlement over the San Onofre nuclear power plant. Investigators recently issued search warrants at the offices of San Onofre majority owner Southern California Edison. State regulators were hunting for records on whether the deal was struck in secret. The pact forces customers to pay 70 percent of the costs to shutter the facility following a 2012 radiation leak without a full investigation by state regulators into who was at fault. That \$3.3 billion tab is about one third of the \$10.4 billion decades-long bill customers must cover because of the shutdown. That works out to about \$1,600 per customer meter, spread out over the next decade or two." <http://www.kpbs.org/news/2015/aug/03/counting-customer-costs-san-onofre-closure-95-bill/>

¹⁰⁹ Es handelt sich um folgende Anlagen mit teilweise mehreren Reaktoren: Diablo Canyon und San Onofre (CAL), Clinton und Quad Cities (OH), Vermont Yankee (Vt) und Crystal River (FL), Kewaunee (Wis), Fort Calhoun (NEB), Pilgrim (Mass), Indian Point, Fitzpatrick (NY)

¹¹⁰ Robert Walton: Updated: [New York PSC approves 50% clean energy standard, nuclear subsidies](#), utilitydive, August 1, 2016

lichkeit dieser schwerfälligen Einheiten im Wettbewerb nie wahrhaben, sonst hätte man die eigenen Kräfte nicht derart überschätzt und Fehlentscheide am laufenden Band getroffen.

Die Verschuldung der beiden Werke wird im Jahresbericht der Axpo auf 7,2 Mrd. CHF. Dazu kommen noch zu erbringende Mittel für Entsorgung (Nachbetrieb, Stilllegung, Entsorgung, inkl. Beznau) von 13,1 Mrd. CHF. Das ist zwar ein riesiger Schuldenberg, aber immer noch sehr wenig verglichen mit den Folgekosten eines Atomunfalls.

Unterschiedliche Ausgangslage der Betreiber

Aus der Perspektive der Risikominimierung wäre es auf jeden Fall besser, die anstehenden Probleme gemeinsam zu lösen. Das Aufrechnen von „politischen Schulden“ bringt wenig, denn die Zeitbomben ticken weiter. Und das Warten darauf, dass einer der Betreiber Konkurs anmeldet, bleibt angesichts der wundersamen Möglichkeiten moderner Buchführung riskant.

Man muss sich aber auch bewusst sein: in der Atomlobby herrscht eine ausgeprägte Vetternwirtschaft, mit Beteiligten aus verschiedenen Parteien (FDP, SVP, CVP, EVP), Wirtschaftsverbänden (Économiesuisse, Gewerbeverband) und Seilschaften mit den verantwortlichen Revisionsgesellschaften, die während Jahrzehnten gegen gutes Geld mit der Atomlobby zusammen spannten. Gemeinsam ist diesen Kräften, dass sie eine geschönte Optik nach aussen tragen und nicht bereit sind, die gemachten Fehler einzugestehen.

Dazu kommt die höchst zweifelhafte Rolle der Aufsichtsbehörde ENSI, die die ungenügenden Sicherheiten (fehlende diversitäre Notkühlung in Mühleberg, fehlende Erdbebensicherheit in Beznau, Bilanzierung von Müll als „Aktiven“ oder von Finanzreserven über dem Marktwert) nie beanstandete, sondern im Gegenteil absegnete. Als Fachbehörde gerät das ENSI oft in die Rolle von Täter und Richter in einem. Für Fachfragen gibt es nur ganz wenige unabhängige Experten, die nicht selber für die Branche arbeiten. Und das ENSI hat bisher jedes ernsthafte Verfahren mit Kostenfolge für die Betreiber, siehe die Abklärungen der Erdbebensicherheit, durch gezielte Verzögerungsmanöver während Jahren oder Jahrzehnten blockiert.

Konkurse lassen sich möglicherweise durch neue Schlaumeiereien noch um Jahre verzögern. Die Branche musste noch nie damit rechnen, dass ihr jemand kritisch auf die Finger schaut, weder die Revisionsgesellschaften noch Aufsichtsbehörden, noch der Bundesrat, der bei der verzögerten Finanzierung der Entsorgungskosten eine Mitverantwortung für die Schulden trägt, die nun den nachfolgenden Generationen überbürdet werden. Die entsprechenden Hinweise der Eidgenössischen Finanzkontrolle sind immerhin ein Lichtblick und zeugen davon, dass der Erkenntnisprozess mindestens begonnen hat.¹¹¹



¹¹¹ 111 Eidg. Finanzkontrolle: Stilllegungs- und Entsorgungsfonds, Prüfung der Governance, a.a.O. 2014

Abbildung 57 Aktienkurs der Alpiq

Bei Alpiq und BKW hat inzwischen ein Generationenwechsel stattgefunden. Neu sind Leute am Ruder, die nicht länger für die Kernenergie missionieren. Für sie spricht die Börse eine klare Sprache. Sie suchen nach einem Ausweg und sind dabei oft nicht wählerisch. Sie werden aus der Not heraus auch Subventionen für Atomkraftwerke postulieren, wenn dies ihren Unternehmen hilft. Nur noch die Axpo als nicht börsenkotiertes Unternehmen betreibt Realitätsverweigerung, drischt die alten Durchhalteparolen und benutzt die erneuerbaren Energien als Ablenkungsmanöver von der eigenen Misswirtschaft.

Was bei der Axpo eigentlich abläuft, entzieht sich der Öffentlichkeit weitgehend. In einem neuen Bericht des Regierungsrats des Kantons Zürich heisst es:

„Die Axpo-Beteiligung ist heute in Bezug auf eine sichere und wirtschaftliche Stromversorgung nicht mehr von strategischer Bedeutung für den Kanton. Es gibt keinen Auftrag an die Axpo Holding, den Kanton mit Strom zu versorgen. Die Wertschöpfung des Axpo-Konzerns erfolgt hauptsächlich im liberalisierten Bereich der Stromversorgung. Bei der Beteiligung an der Axpo Holding handelt es sich deshalb heute vornehmlich um eine Beteiligung aus finanziellen Interessen.“

Trotzdem beschönigt der Zürcher Regierungsrat und Axpo-Chefstrategie Markus Kägi (SVP) unwidersprochen, der Weiterbetrieb von Beznau sei ein „betriebswirtschaftlicher Entscheid“.¹¹² Hier stellt sich die Frage, wie lange das Verbrennen von Hunderten Mio. CHF pro Jahr noch gehen kann, bis das Unternehmen selber abgestraft wird. Der „betriebswirtschaftliche Entscheid“ für den Weiterbetrieb von Beznau verursacht den Eignerantonen Defizite von 200 bis 300 Mio. CHF pro Jahr, und sobald einer der beschlussfassenden Kantone zur Kasse käme – mit rechnungswirksamen Verlusten im Parlament – wäre das Verhalten ein ganz anderes; der beste Beweis ist die Schliessung von Mühleberg durch den Betreiber BKW, der allein durch finanziellen Druck zu Stande kam.

Möglicherweise kommt aber bei der Axpo alles noch viel schlimmer. Hinter den Bestrebungen, die Aktien von Axpo und Alpiq ins Finanzvermögen umzuschichten oder den Verteilnetzen (EKZ, AEW) aufzuhalsen, könnte auch der Wille stehen, das Parlament bei Finanzentscheiden zu umgehen und neue Kleinverbraucher unfreiwillig in die Finanzierung der alten Atomanlagen zu zwingen. Denn sobald die Werke als Finanzanlage gelten, unterliegen die Kredite nicht mehr den Parlamenten und auch nicht einem etwaigen Referendum.

Auch die Zukunft von Beznau kann für Axpo entscheidend sein. Muss Beznau 1 ab 2017 stillgelegt werden, werden Einzahlungen von 2,1 Mrd. CHF zur Zahlung fällig. Und es drohen Abschreiber für in den Büchern aktivierte Nachrüstungen, die sich dann nicht länger als werthaltig verkaufen lassen. Irgendwann wird es auch für die Axpo nicht mehr möglich sein, die Altlasten mit kosmetischen Operationen zu verbergen.

Dreifache Enteignung

Man muss deshalb gespannt sein, welche krummen Touren die Axpo noch auftischen kann, die alle bei börsenkotierten Firmen nicht möglich wären. Während in der Schweiz über jede neue Schule und über jeden neuen Verkehrskreisel demokratisch abgestimmt werden kann, entziehen sich die folgenreicheren Investitionen den Parlamenten und den Volksabstimmungen. Es findet eine dreifache Enteignung der Bevölkerung statt:

- Eine finanzielle Enteignung, weil die Mitsprache über teure Nachrüstungen fehlt, die man später die steuerzahlenden begleichen müssen
- Eine Enteignung von Sicherheit, denn ein Super-Gau ist jederzeit möglich.

¹¹² Tages-Anzeiger 23.3.2016

- Eine Enteignung von demokratischer Mitsprache, denn die an sich öffentlichen Betriebe werden ausschliesslich von Personen geführt, deren Parteien von der Atomlobby Zuwendungen erhalten.

Doch es geht auch anders: sollten in den Kantonen Zürich und Aargau die Regierungen beschliessen, auf krumme Touren zu verzichten und eine transparente Rechnungslegung der Werthaltigkeit durchzusetzen, müsste möglicherweise schon bald die Frage von Nachfinanzierungen in den Parlamenten gestellt werden, nachdem Dividendenzahlungen seit einiger Zeit ausbleiben.

Der Kanton Solothurn hat sich mit Regierungsentscheid bereits einmal an einer Alpiq-Anleihe beteiligt, allerdings ohne das Parlament zu konsultieren.

Kommt es zur Frage der Finanzierung laufender Verluste und Nachrüstungen, könnte eine echte Diskussion beginnen. Doch davon sind wir heute noch weit entfernt.

Ein runder Tisch?

Eher denkbar ist, dass die Alpiq um Hilfe ruft und eine offene Diskussion verlangt. Eine Initiative für einen „runden Tisch“ könnte möglicherweise zur Problem-Wahrnehmung beitragen.

Bevor man Auswege aus dem Schlamassel erörtert, müsste als erstes Transparenz über die Vermögenslage der Betreiber hergestellt werden. Wichtig bleibt, solange keine Schliessungstermine verankert sind, dass die atomkritischen Organisationen und Parteien nicht voreilig zu wirtschaftlichen Entlastungen der Betreiber Hand bieten.

Kommt es jedoch zu einem offenen Gespräch und signalisieren die Betreiber Ausstiegswillen, dann können viele Probleme einer Lösung zugeführt werden, mit entsprechendem Gewinn an Sicherheit der Bevölkerung.

Inhalt (Gesetz/Vertrag)	Ziel
Einigung über Stilllegungsdaten der noch in Betrieb stehenden Atomkraftwerke	Ausserbetriebnahme aller Anlagen so rasch wie möglich
Die Finanzierung der ungedeckten Entsorgungskosten, „stehendes Angebot“ für die Stilllegung aller Atomkraftwerke	Finanzierung über Zuschlag zur CO ₂ -Abgabe/Mineralölsteuer auf fossilen Energien von mindestens 0,5 Rp/kWh bis alle Altlasten getilgt sind. Restfinanzierung durch den Bund nach 50 Jahren
Inlandziel für erneuerbare Energien bis 2035 und Regulierungskompetenz für Swissgrid	Erneuerbare Energien decken mindestens 90 Prozent des langjährigen Verbrauchsmittels bis 2035
Finanzierung neuer und zu erneuernder Kraftwerke mit erneuerbaren Energien bei voller Marktöffnung, übergangslösung für bestehende Wasserkraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> • Sofortige, abgesicherte Marktöffnung für kleine Kunden • Beibehaltung der Wasserzinsen • Preisgarantie für neue Kraftwerke mit einer Eigenkapitalrendite in Höhe des WACC (wie für Netzbetreiber), sofern wirtschaftlich unabhängig von AKWs • Regulierter Zubau im Inland auf Basis von Ausschreibungen durch Swissgrid

Abbildung 58 Inhalte und skizzierte Lösungen für einen „Runden Tisch“

11. Gespräch mit Andreas Ulbig, ETH Zürich

„Viel Wind und sonnige Tage in Deutschland bedeuten niedrigere Strompreise in der Schweiz“

Elektroingenieur und Dozent am Power Systems Laboratory der ETH Zürich



Dr. Andreas Ulbig, Elektroingenieur und Dozent am Power Systems Laboratory der ETH Zürich

Frage: Welche Herausforderungen entstünden durch die gleichzeitige Schliessung von fünf Atomreaktoren innert ein bis zwei Jahren mit Wegfall von ca. 24 TWh hinsichtlich Leistung (Spannungshaltung), Energieverfügbarkeit und Netzbeanspruchung?

Der Wegfall der schweizerischen AKW-Produktion in so kurzer Frist – sowas passiert ja sehr selten. Das ist eigentlich erst in Japan durch Fukushima und dann in Deutschland als Post-Fukushima-Reaktion passiert.

In beiden Fällen hat es funktioniert, obwohl die Frist sehr deutlich unter einem Jahr lag. Es hat in beiden Ländern zu Problemen geführt, die aber lösbar waren.

Ich denke, auch im Falle der Schweiz wäre dann die Situation, dass man sich eben grad von Seiten Swissgrid überlegen müsste, was passiert mit der Importsituation gerade im Winter, im Sommerhalbjahr produziert die Schweiz ja deutlich mehr Strom als sie verbraucht. Das würde sich durch den AKW-Ausstieg zwar deutlich verringern, aber im Sommerhalbjahr wäre gerade durch den gerade stattfindenden PV-Ausbau genug Stromproduktion innerhalb des Landes vorhanden.

Im Winter wäre natürlich die Importabhängigkeit, die heute schon da ist, nochmals deutlich extremer. Da müsste Swissgrid klären, ob sie ohne Kernkraftwerke mit der neuen Lastflusssituation immer genug Strom importieren kann. Zu diesem Zweck müsste Swissgrid wahrscheinlich relativ stark in das Management der Speicherseen und der Pumpspeicher eingreifen.

So als Vorgeschmack dazu war eigentlich die Situation im letzten Winter ein ganz gutes Beispiel. Es gab Engpässe durch das Abschalten der Beznau-Kraftwerke, weil es dann im Schweizer Stromnetz intern einen Engpass gab zwischen der 380 kV-Netz und der 220 kV-Ebene. Da fehlten Transformatoren, die zwar im Ausbauprogramm vorgesehen sind, aber einfach noch nicht installiert waren.

Hat man diese Transformatoren jetzt installiert?

Den einen kritischsten, der am Standort Beznau gefehlt hat, wird meines Wissens zur Zeit installiert. Er soll im Winter 2016/17 verfügbar sein. Bei ein paar weiteren Transformatoren wird die im Vergleich zum ursprünglichen Ausbauplan vorzeitige Bestellung und Installation von swissgrid geprüft. Darüber werden weitere betriebliche Massnahmen, wie eine Optimierung des Transformatoren-Betriebs als auch der SDL-Beschaffung und ein neues SDL-Notkonzept durch swissgrid geprüft.

Mit welchen Fristen ungefähr?

Der in Beznau wurde jetzt innerhalb von einem Jahr installiert. Ich glaube, einer oder zwei weitere werden auch innerhalb von ein bis zwei Jahren installiert werden. Wobei auch das ein umschiffbares Problem ist.

Die Situation im letzten Winter ist ja vor allem deshalb entstanden, weil Swissgrid als Netzbetreiber keinen Einfluss auf die Speicherbewirtschaftung nahm. Auch Meldungen zur Speicherbewirtschaftung, sprich wann die Speicher wie genutzt werden und wann sie voll oder leer sind, erhielt Swissgrid erst mit zeitlicher Verzögerung und dann auch nur in stark aggregierter Form, also mit einer relativ grossen örtlichen Unschärfe.

Swissgrid ist aufgrund der regulatorischen Trennung zwischen Kraftwerks- und Netzbetrieb nicht voll im Bilde, was die Nutzung der Kraftwerke in der Schweiz angeht. Dementsprechend muss Swissgrid vorsichtiger sein in punkto Netzsicherheit als eh schon, weil ein Informationsdefizit besteht. Wenn alle AKWs innert eines Jahres abgeschaltet würden, dann müsste Swissgrid einfordern, dass sie vollen Einblick hat in die geplante Nutzung der Kraftwerke, um Wochen im Voraus planen zu können, damit Netzengpässe nicht auftreten.

Für diese Szenario gäbe es im Stromversorgungsgesetz (Artikel 9) die Möglichkeit, dass der Bundesrat eine strategische Reserve vorschreibt und zusätzliche Beschaffungen oder Leistungsvorhaltungen ausschreiben und den Wasserkraftwerken vergüten könnte. Er könnte auch zusätzliche PV-Anlagen in grosser Zahl ausschreiben, die innert kurzer Frist gebaut würden. Was halten Sie von solchen Massnahmen im Ernstfall einer Stromknappheit?

Ja, das ist sicher ein gangbarer Weg, das ist ja schlussendlich auch das, was im letzten Winter passiert ist. Swissgrid hat mehr Reserveleistung eingekauft, auch zu höheren Preisen. Man kann sich dann streiten, ob es im letzten Jahr nicht auch Gewinner gab, etwa bei den Stromkonzernen: Da gab es brancheninternen Diskussionen, ob das gerechtfertigt war.

Man müsste als Swissgrid und als Bundesrat aufpassen, dass da keine übermässige Rendite erzeugt wird..

Könnte man diese Reservevorhaltung auch im Ausland einkaufen, um die Rendite unter Kontrolle zu halten oder wäre das mit zusätzlichen Risiken verbunden?

Das müsste Swissgrid sich im Detail anschauen, aber es gibt Präzedenzfälle. Die deutschen Netzbetreiber kaufen ja schon heute die sogenannte Kaltreserve in Österreich ein. Sie bezahlen österreichischen Kraftwerken, die in Grenznähe stehen, Geld, dass sie im Winter verfügbar sind, falls es in Süddeutschland einen Engpass geben sollte.

In der Schweiz ist es so, dass wir dominanten Nord-Süd-Stromfluss haben, aber jetzt ist es neuerdings so, dass in Italien viele Gaskraftwerke nicht betrieben werden, also still stehen. Könnte die Schweiz Reserveleistungen im Süden beschaffen oder wäre da eine Netzproblematik zu beachten?

Gute Frage. Ich glaube, einen wirklichen Netzengpass gibt es nicht. Es wäre dann eher so, dass die Transite von Nordeuropa über die Schweiz nach Italien eingeschränkt werden müssten. Zum einen, um eben den höheren Importbedarf der Schweiz selber zu decken und zum anderen – wie man ja auch im letzten Jahr gesehen hat – die Swissgrid musste ja die Transitleistung reduzieren, um die Eigenversorgung höher zu halten. Sie musste eine andere Lastflusssituation herstellen, um den Engpass, gerade bei den Beznau-Kraftwerken, zu entschärfen, indem sie weniger Leistung aus der Schweiz nach Italien exportierte. Swissgrid wird in einer solchen Situation, bei der die AKWs relativ schnell abgeschaltet werden, eine sehr hohe Verantwortung bekommen und sicher mehr Mitspracherechte beanspruchen als dies im normalen Marktgeschehen der Fall ist.

Gemäss Stromversorgungsgesetz kann der Bundesrat Ausschreibungen durchführen. Sehen Sie das auch so, dass man das Ganze durch einfachen Erlass einer Verordnung, also ohne Gesetzesänderung, managen könnte?

Ich bin kein Jurist. Ich beantworte es mal so auf der technischen-betrieblichen Ebene: Klar! Ich glaube, sobald das Signal da ist, dass Swissgrid Entscheidungsträgerin ist und gegen den Einsatz von kritischen Kraftwerken im Zweifelsfall vorgehen kann – auch gegen die kurzfristigen Interessen der Kraftwerksbesitzer – wird es sicher so umgesetzt werden.

Ich denke die Situation im letzten Winter war in dem Sinne eine ganz gute Trockenübung, um die Kompetenzen und die Frage „wer hat wann was zu entscheiden?“ mal abzuklären – denn ein paar Tage lang war gar nicht klar, welche Kompetenzen Swissgrid in einer solchen Situation eigentlich hat. Die Fragen sind mittlerweile geklärt und auch die Koordinierung zwischen Stromversorgern und Netzbetreibern in solchen Notsituationen ist jetzt besser eingespielt.

Wir haben ja da auch einen kleinen Preisanstieg registriert auf dem Spotmarkt, der blieb aber unter einem Rappen Differenz pro Kilowattstunde. Ist das langfristig etwa die Preisspanne, mit der wir rechnen müssen bei einer raschen Schliessung? Oder wird es möglicherweise so sein, dass man mit einem planmässigen Dispatch gar keine Preiserhöhungen spüren würde?

Die Frage kann man nicht im Vorhinein beantworten. Rein theoretisch fehlt Kraftwerksleistung, die durch andere Kraftwerke ersetzt wird, die tendenziell teurer sind. Allerdings gibt es europaweit immer noch extreme Über-

kapazitäten. Dazu ein historisches Beispiel: Als die Atomkraftwerke in Deutschland abgeschaltet wurden post Fukushima, wurde auch von einem starken Preisanstieg ausgegangen – der ist aber nie eingetreten.

Es ist sicher so, dass das Abschalten von einem halben Dutzend deutschen Atomkraftwerken den Spotpreis stabilisiert hat, sonst wäre er im Frühjahr 2011 wahrscheinlich deutlich niedriger gewesen, als er effektiv war, aber es gab keine Preisspitze, wie das von vielen erwartet wurde.

Im 4. Quartal 2015 waren die Baseloadpreise an der Swissix (Schweizer Strombörse) 0,3 Rappen höher als im Vorjahr.

Da würde ich sagen, das sind halt normale Fluktuationen. Es wird schwer, da den Nachweis zu führen, an welchen Faktoren das jetzt lag, wenn der Preissprung so klein ist. Was sich sicher verändern wird, sind die Preise für Transitleistungen durch die Schweiz. Die Swissgrid verdient einen Grossteil ihres Geldes damit, dass sie eben das Schweizer Stromnetz als Infrastruktur zur Verfügung stellt.

Bleiben wir noch bei einer möglichen Engpasssituation. In Ihrer Studie rechnen Sie bis 2025 basierend auf BFE-Annahmen mit einem Pumpspeicherbestand von 5-6 GW. Im Moment sind ungefähr 2 GW im Bau oder bereits eröffnet zusätzlich. Sie sagen, der potenzielle Engpass liegt höchstens im Winter. Wird man dank diesen Pumpspeicherwerken die Situation einfacher meistern, indem man während der Nacht mehr Strom importiert, hochpumpt und die Tagesspitzen damit bedienen kann? Verfügen wir heute über zusätzliche Flexibilität, vergleichen mit der vor zehn Jahren?

Durch die Fertigstellung von Linth-Limmern und Nant de Drance verdoppelt sich die Pumpspeicherleistung de facto von ungefähr 1,7/1,8 GW auf 4 GW, das ist mehr als eine Verdoppelung, wenn man genau schaut.

Diese Flexibilität ist sicher nützlich, um die Spitzenlast, die tagsüber anfällt, mit diesen Pumpspeicherkapazitäten zu decken und dann in den wenig belasteten Nachtstunden, wo eben einfach der Strombedarf in Europa insgesamt sehr niedrig ist, diese Pumpspeicher wieder aufzufüllen.

Der Vorwurf ist ja dann, wir würden die AKWs durch Kohlestrom aus dem Ausland ersetzen. Was gibt es dazu zu sagen?

Die Pumpspeicher pumpen de facto den europäischen Strommix hoch. Das sind ja nicht bloss Kohlekraftwerke, es ist eben der komplette Mix, der nicht CO₂-frei ist, aber das ist ja auch die letzten 50 Jahre schon der Fall gewesen, da verändert sich eigentlich nichts. Langfristig ist natürlich zu hoffen, dass der europäische Strommix grüner wird durch mehr erneuerbare Energien und weniger Kohlekraftwerke.

Sie gingen von konstanten grenzüberschreitenden Netzkapazitäten aus: wir haben heute 11 GW Net Transfer Capacity (NTC). Jetzt werden die Gleichstromleitungen Nord-Süd in Deutschland ausgebaut und ich weiss nicht, was in Italien passiert. Würden Sie hier, wenn Sie könnten, von einer Dynamik sprechen, welche sich auf die Schweiz auswirkt oder ist das eine rein innerdeutsche Angelegenheit, die die Grenzkapazitäten Schweiz/Deutschland nicht verändert?

Der Ausbau der Nord-Süd-Achse in Deutschland wird sicher einen Einfluss haben. Kurz zur Erklärung die NTC-

Werte: Die Net Transfer Capacities ist an sich eine starke Vereinfachung und Reduzierung der Komplexität des Netzbetriebes auf einzelne Zahlenwerte, die Schweiz kann 2, 3, 4 Gigawatt aus Deutschland importieren. Es ist eine starke Vereinfachung, deshalb ist die Berechnung dieser Werte eine relativ komplexe Sache. Es ist heute so, dass an der Grenze selber, in Laufenburg, es physikalisch möglich wäre knapp 8 Gigawatt zu importieren aus Süddeutschland. Der eigentliche Engpass, der die realen Importe aus Deutschland in die Schweiz limitiert, ist ein Engpass, der zwischen Baden-Württemberg und Hessen liegt, also ein paar hundert Kilometer nördlich der deutsch-schweizerischen Grenze. Wenn dieser Engpass zwischen Nord- und Süddeutschland sich reduziert durch die neuen Ausbauprojekte, wird sich wahrscheinlich auch der mögliche Nettoimport aus Deutschland in die Schweiz erhöhen, weil eben – wie gesagt – physikalisch an der deutsch-schweizerischen Grenze eine deutlich höhere Netzkapazität zur Verfügung steht – 4 GW oder mehr –, als die 1-2 GW, die heute real genutzt werden können.

Es gibt ja heute immer noch einen Preisunterschied zwischen den Grosshandelspreisen Deutschland-Schweiz von ungefähr 0.3 bis 0.5 Rp/kWh. Diesen Unterschied führen manche Experten auf die Nordgrenzen-Netzengpässe in der Schweiz zurück. Werden durch die neuen Gleichstrom-Nord-Süd-Linien von der Nordsee nach Baden-Württemberg auch die Preise an der Schweizer Grenze unter Druck kommen?

Ja das wäre sicher so. Die Preise in der Schweiz kommen weiter unter Druck. Es wird aber weiterhin kleine Unterschiede geben, solange Deutschland und die Schweiz nicht dieselbe Preiszone bilden.

Süddeutschland würde heute höhere Preise bezahlen, wenn man Deutschland in eine Nord- und Südpriestzone aufteilen würde. Die süddeutschen Preise wären dann während vielen Stunden identisch mit den Schweizer Preisen. Die Preisgrenze würde sich dann eher an die Südgrenze Schweiz-Italien verschieben und zwischen Süddeutschland und der Schweiz würden sich in den meisten Stunden identische Preise ergeben.

Der Netzausbau im Norden würde also Folgen haben auf das Preisniveau in der Schweiz. Dazu kommt der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei zusätzlich 4 bis 5 GW Wind und Sonne pro Jahr in Deutschland heisst das doch, dass die Zeiten, wo das Angebot den Stromverbrauch übersteigt, zunehmen wird, und dass in Deutschland so ab 2018 oder 2020 häufig mehr Strom ins Netz geht als verbraucht wird. Das hiesse dann, der Preis bewegt sich gegen Null und kommt in Form von Gratisstrom auch über die Schweizer Grenze. Wir hätten die ganze Preisdynamik der Nordseeproduktion 1: 1 im Schweizer Netz. Wann rechnen Sie damit, dass der Nord-Süd-Link durch Deutschland vollendet sein wird?

Die beschriebene Situation ist eigentlich schon seit mehreren Jahren erkennbar.

Wenn es gute Windeinspeisung in Norddeutschland oder generell in Nordeuropa gibt, macht sich das heute schon bemerkbar auf die Spotpreise in der Schweiz und hat es auch schon seit fünf Jahren getan. Wir haben 2009/2010 in der ETH-Strommarktvorlesung schon darüber diskutiert, dass dies einen sehr direkten Einfluss hat.

Durch mehr Leitungskapazitäten wird sich der Einfluss quantitativ erhöhen, d.h. das Preisniveau wird sich in der Schweiz noch stärker daran ausrichten, wie die Wetterverhältnisse in Norddeutschland sind. Viel Wind und sonnige Tage in Deutschland bedeuten dann niedrigere Preise in der Schweiz. Das heisst dass wir dann in wenigen Jahren wahrscheinlich sehr häufig die

Situation haben, dass man Strom für fast Null Euro/MWh in Schweizer Pumpspeichern speichern können wird.

Deshalb denke ich persönlich auch, dass es für die Schweizer Pumpspeicher mittelfristig doch wieder ein interessantes Geschäftsmodell gibt, nämlich immer dann Strom zu pumpen, wenn Wind und Sonneneinstrahlungsverhältnisse den Preis an der Börse günstig machen. Heute schon gibt es einige Tage, wo eben Mittagsstrom hochgepumpt wird anstatt Strom in der Nacht, sich also das Betriebsmodell der Pumpspeicher eigentlich genau umdreht. Die Frage ist dann natürlich: gibt es auch Preispitzen nach oben, wo es lukrativ wird für die Pumpspeicher, den Strom auch wieder freizugeben, um den Lastbedarf zu decken? Das wird zum grossen Teil von der europäischen Diskussion in punkto CO₂-Preis abhängen.

Hängt es nicht auch ab von der Beweglichkeit des Kraftwerksparks? Ich denke mir gerade im Sommer, dass die Abendzeiten nach 20 Uhr sehr interessant sein könnten. Und Pumpspeicher könnten interessant werden, sobald mehr Kohlekraft und Kernkraft geschlossen wird. Die Schweizer Elektrizitätswirtschaft ist hier wohl gespalten, weil die AKWs wirtschaftlich noch von den Grenzengpässen profitieren, die Pumpspeicherwerke hingegen von der Oeffnung der Grenzen und vom Zugang zu den neuen Märkten im Norden. Das sind ja häufig gleiche Firmen in Personalunion, die AKWs und Pumpspeicherwerke gleichzeitig bewirtschaften. Wie nehmen Sie diesen Interessenkonflikt wahr? Was auffällt ist, dass sich die Schweizer Netzplanung vorwiegend mit dem Inland beschäftigt und die Anschlüsse an das nördliche Gleichstromnetz praktisch kein Thema sind?

Da muss man differenziert betrachten. Wenn man die Studien der Swissgrid zum strategischen Netz 2025 anschaut, ist ein grosser Teil der Ausbauprojekte in der Schweiz getrieben durch europäische Projekte. Das wird auch in den Berichten klar so dargestellt.

Der Interessenkonflikt zwischen Kernkraftwerkproduktion und Pumpspeicherbetrieb ist sicher da. Wie sich das verändern wird, hängt von der politischen Weichenstellung ab – auch im europäischen Umfeld.

Die Frage, wie teuer die CO₂-Zertifikate europaweit sein werden, wird grossen Einfluss auf die Rentabilität des Schweizer Kraftwerksparks und auch der Pumpspeicher haben. Die Schweiz hätte auch ohne AKWs eine mehr oder weniger CO₂-freie Stromproduktion, die von steigenden CO₂-Preisen profitieren würde.

Auch die Pumpspeicher profitieren davon, weil durch steigende CO₂-Preise die absoluten Unterschiede zwischen Hoch- und Niedrigpreiszonen zunehmen und davon direkt die Rentabilität der Pumpspeicher betroffen ist.

Heute hingegen haben wir eine Situation, wo die absoluten Strompreisdifferenzen zwischen Überschuss und Mangel sehr klein sind, weil die CO₂-Preise beinahe Null sind. Da ist es für Pumpspeicher schwer, Profite zu generieren. Wenn die Preissprünge aber stärker werden, z.B. durch höhere CO₂-Preise, wird es für die Pumpspeicherbetreiber einfacher, diese Anlagen profitabel einzusetzen. So gibt es heute einen Mismatch zwischen technischem Nutzen dieser Flexibilität, viel Strom zwischenspeichern zu können und dem Wert am Spotmarkt.

Bleiben wir kurz beim CO₂-Preis. Hier waren die Markteinschätzungen immer zu optimistisch. Man hat permanent von höheren CO₂-Preisen gesprochen. Trotzdem sind sie nie eingetroffen, mit Ausnahme der CO₂-Abgabe für die Endverbraucher. Die tiefen CO₂ Preise im Grosshandels haben viele Gründe: Rückgang der Nachfrage für Strom, Effizienzverbesserungen, konjunkturelle Gründe und natürlich der Vormarsch der Erneuerbaren,

der viel, viel schneller gegangen ist als die meisten Marktteilnehmer erwartet haben.

Und hier kommt etwas ins Spiel, was in meinen Augen vollkommen unterschätzt wird: die Preissenkungen der Erneuerbaren. Wir hören jetzt, dass sowohl bei Wind als auch bei Sonne Preissenkungen von 30 % noch einmal bis 2020 anstehen, u.a. bedingt durch den Preisdruck der Ausschreibeverfahren. Das heisst, wir landen preislich etwa bei 5 Cents/KWh für neue Kraftwerke an optimalen Standorten in Europa.

Deshalb bin ich skeptisch, dass der Emissionshandel wirksam zum Laufen kommt, einfach deshalb, weil es diese Parallelentwicklung an günstigen und rasch erstellbaren Ausweichmöglichkeiten gibt, die auch vorausblickend die CO₂-Preise tief halten.

Die verbliebenen Betreiber von Kernkraftwerken in der Schweiz reden von „Durststrecke“ bis alles wieder rentabel würde, statt sich mit der Frage zu beschäftigen, wann der kostenoptimale Ausstieg möglich wäre. Was meinen Sie dazu?

Um auf die Preisentwicklung einzugehen: Sie haben die drei, vier Effekte genannt, die den Spotpreis gedrückt haben, also die falschen konjunkturellen Erwartungen, Effizienz usw.

Als ich 2008 als ETH-Doktorand anfang und die Strommarktvorlesung betreut habe, waren das die Goldenen Zeiten. Man konnte reich werden am Strommarkt. Kraftwerke waren extrem lukrativ, deshalb wurden europaweit bis 2012 extrem viele gebaut. Das ist eine Art Schweinezyklus: alle haben gleichzeitig in neue Kraftwerke investiert. Diese sind dann alle ungefähr zeitgleich fertig geworden und das fiel zusammen mit der europaweiten Wirtschaftskrise, die den Stromverbrauch eben nicht hat ansteigen lassen wie erwartet, plus Effizienzmassnahmen und deutlich schnelleren PV- und Windausbau.

Selbst die Axpo hat uns vor fünf Jahren Analysen gezeigt, wo der Einfluss der PV-Spitze am Mittag auf die Spotpreise schon erkennbar war. Qualitativ war das bekannt. Der quantitative Einfluss dieser Effekte wurde von allen unterschätzt. Diese Effekte zusammen addiert haben den Strompreis jetzt deutlich reduziert.

Wie gesagt, ich denke der grösste Hebel, um den Strompreis anzuheben, wäre die schlussendlich politische Frage, welchen Preis für CO₂-Emissionen wir europaweit haben.

Deshalb bleibt unklar, wie sich der Strompreis in den nächsten Jahren entwickeln wird. Was ich aber aus technischer Sicht ziemlich sicher sagen kann ist, dass es für Bandlastkraftwerke wie Atomkraftwerke wirtschaftlich schwierig sein wird, sich zu behaupten, weil die Fluktuation durch Wind und Photovoltaik in absoluten Zahlen mit jeder weiteren Neuanlage zunehmen wird.

Deshalb braucht man immer weniger Bandlastkraftwerke und mehr flexible Kraftwerke, die nur wenige Stunden am Tag arbeiten, die auch einen Teillastbetrieb von nur 10 oder 20 Prozent noch wirtschaftlich fahren können, um Reserveleistung zu liefern.

Atomkraftwerke sind die Kraftwerkstechnik, die am schlechtesten dazu geeignet ist, solche hochflexiblen Produktionsprofile nachzufahren. Gaskraftwerke sind deutlich besser geeignet.

Unabhängig von der Frage, wie genau denn jetzt der durchschnittliche Spotpreis in fünf bis zehn Jahren sein wird, besteht einfach der Fakt, dass Bandlastkraftwerke kein Teil der Gleichung mehr sein können. In dieser Zeit wird es für Betreiber von Kernkraftwerken extrem schwierig.

Aus ökonomischer Sicht stehen Kernkraftwerke deutlich schlechter da als andere Bandlastkraftwerke.

Wir zählen in den USA seit 2012 sechzehn „vorzeitige“ Kernkraftwerkschliessungen. Der Betreiber des AKW Diablo Canyon in Kalifornien sagt, dass das Netz voll ist mit Strom von der Sonne und Bandenergie keinen Platz mehr findet. Die hohen Fixkosten können nicht mehr auf die Kunden überwältigt werden – ein Trend, der weltweit beobachtet wird?

Das ist auf jeden Fall so. Das sieht man eigentlich bei allen Bandlastkraftwerken heute schon. Alle Kohlekraftwerke, auch Braunkohlekraftwerke, kommen nicht auf dieselben Volllaststunden wie noch vor fünf Jahren. Das ist bei Kohlekraftwerken aber ein geringeres Problem als bei Atomkraftwerken. Die Anlagen sind weniger komplex, ich kann sie aggressiver fahren und kann höhere Wartungskosten oder eine schnellere Alterung in Kauf nehmen.

Bei Atomkraftwerken sind das deutlich schwierigere Entscheidungen, weil immer der Faktor Sicherheit nochmals deutlich stärker mit reinspielt. Dazu kommt: Wenn ich Kohlekraftwerke weniger Stunden im Jahr laufen lasse, bezahle ich fast linear weniger Geld für die Treibstoffkosten.

Bei Atomkraftwerken müssen die Brennstäbe in regelmässigen Zeiträumen so oder so ausgetauscht werden. Selbst wenn ich nur noch auf 1000 Volllaststunden komme, sind die Austauschzyklen der Brennstäbe ungefähr dieselben, und auch die Wartungs- und Betriebskosten. Das ist ein qualitativer Unterschied zu thermischen fossilen Kraftwerken, bei denen ich die Kosten für Wartung usw. signifikant runterfahren kann, wenn die Anlagen nicht mehr in dem Umfang genutzt werden wie bisher.

Man sieht europaweit, dass bei thermischen Kraftwerken viele Kosten gespart werden können, wenn man wirklich an die technischen Limits geht. Das Schlimmste, was bei thermischen Kraftwerken passieren kann, ist, dass mal ein Rohr explodieren kann, was eben keine grossen Auswirkungen auf die Sicherheitssituation ausserhalb des Kraftwerks hat.

Bei Kernkraftwerken haben wir eine ganz andere Herangehensweise – hoffentlich – an diese Art von Fragestellung, weshalb eben die Betriebskosten nicht gross gesenkt werden können. Aus ökonomischer Sicht stehen Kernkraftwerke deutlich schlechter da als andere Bandlastkraftwerke.

Wann werden wir die Zyklen der Windenergie und der Solarenergie im schweizerischen Netz voll zu spüren bekommen? Wann rechnen Sie damit, dass der Nord-Süd-Link, also entscheidend v.a. die Verknüpfung zwischen Hessen und Baden-Württemberg, fertiggestellt sein wird?

Ein Grossteil dieser Projekte soll bis um das Jahr 2020 fertiggestellt werden. Es spielt aber für den Strommarkt in der Schweiz eigentlich nur eine untergeordnete Rolle. Durch die politische Entscheidung in Berlin, Deutschland als eine Preiszone zu sehen, spielen die realen physikalischen Engpässe, die es in Deutschland heute gibt, für den Spotpreis an der deutsch-schweizerischen Grenze de facto keine Rolle mehr. Diese physikalischen Engpässe werden eben durch Redispatch-Massnahmen maskiert und für die Schweizer Stromwirtschaft ist es ja auch heute schon so: sie bezahlen den Preis, der auch in Norddeutschland gilt.

Und die Redispatch-Massnahmen werden über Netzgebühren finanziert und sind nicht im Energiepreis drin und damit auch nicht mehr im Stromhandel spürbar?

Genau, Das sind extern finanzierte Kosten, die auf die Netzgebühren umgelegt werden. In Deutschland gibt es eine aktive Debatte, ob man so weiterfahren will, weil die Kostenhöhe des Redispatch jedes Jahr zunehmen.

Durch diese Ausbaumassnahmen, die jetzt zwischen Nord- und Süddeutschland laufen, wird es aber immer unwahrscheinlicher, dass es in Deutschland wirklich eine Aufteilung in zwei Preiszonen gibt, also eine Nord- und eine Südpriesszone. Die Schweiz kann nicht darauf hoffen, dass es an ihrer Nordgrenze höhere Spotpreise geben wird.

Die Schweiz kann nicht darauf hoffen, dass es an ihrer Nordgrenze höhere Spotpreise geben wird.

Das Thema Netzausbau Deutschland ist eine Blackbox. Man liest wenig darüber, welche Leitungen tatsächlich im Bau sind und welche Netzerweiterungen erfolgreich abgeschlossen werden. wie lässt sich der Baufortschritt nachprüfen?

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht, wie viele Kilometer Leitungen pro Jahr gebaut werden. In den letzten Jahren wurde relativ wenig gebaut. Aber die Projekte, die jetzt gerade laufen und im Bau sind, sind sehr relevant, da geht es um mehrere Gigawatt Leistung.

Probleme gibt es mit einer Trasse, die ihren Endpunkt in Bayern hat. Aber bei der Trassenführung über das Ruhrgebiet und das Rheinland gibt es deutlich weniger politische Reibereien.

Viele Leitungen sollen unterirdisch gebaut werden. gibt es z.B. dem Rhein entlang einen Bereitstellungsstermin?

Bis spätestens 2025 sollen die ersten zwei der inner-deutschen Nord-Süd-Korridore (Ultranet und SuedLink) fertiggestellt sein. Dabei soll Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) zum Einsatz kommen. Der Ultranet-Link in Westdeutschland über Ruhr- und Rheingebiet ist dabei eine Verstärkung der Leitungskapazität auf existierenden Leitungstrassen. Man hat die Masten schon, man ersetzt einfach das Leitungsmaterial, zum Teil durch Gleichstromleitung, um die Transitzkapazität zu erhöhen. Damit hat man auch weniger politische Schwierigkeiten, weil der „visuelle Schaden“ schon da ist.

In China wurden extrem grosse Leistungen gebaut mit bis zu 7 GW in einzigen Leitungen. Von Deutschland hört man nur, dass es sich um 2 GW geht, eine „Bonsai-Planung“?

Das Bild stimmt schon, aber das hat auch einen klaren technischen Hintergrund. Die Megaprojekte in China wurden oft am Reissbrett erstellt. Es wurden riesige Staudämme in Westchina mit den Lastzentren in Ostchina verbunden, mit komplett neuen Netzen.

In Deutschland oder in Europa muss man mit der existierenden Netzinfrastruktur arbeiten und Einspeisepunkte, die 5 oder 6 GW neue Last aufnehmen können gibt es einfach nicht.

Aber die Nordseekapazität offshore wird allein in Deutschland mindestens 15 GW betragen bis 2030.

Das ist so, aber sie wird ja auch an mehreren Punkten ins Stromnetz eingespeist. Gerade das deutsche Stromnetz ist engmaschig stark ausgebaut und man hat einfach viele Punkte, an denen man mit Einzelmassnahmen Verbesserungen erreichen kann. Man braucht dann eben nicht brachiale Methoden mit Trassen zu 6, 7 oder 8 GW.

Die aktuelle Bundesregierung drosselt den Ausbau von Photovoltaik, aber jetzt neuerdings von Windkraft stark mit der Ausrede, die Netze seien nicht bereit. Was heisst das für die Energiewende?

Wenn es heisst, die Netze seien nicht bereit: damit kann man grad beim Wind-Ausbau über die direkten Anschlussleitungen hinaus eigentlich nur die Hochspannungs- oder Höchstspannungsnetze meinen. Beim PV-Ausbau geht es aber um die Verteilnetze, die Stromnetze in den Gemeinden und Städten. Dass sie technische Grenzen haben, um mehr Photovoltaik aufzunehmen, kann ich so nicht unterschreiben.

Ich rede recht viel mit Verteilnetzbetreibern in der Schweiz und in Deutschland. In der Schweiz holt man jetzt grad die Entwicklung der letzten fünf Jahre, die in Deutschland passiert sind, nach. Da gibt es noch keine grossen Engpässe. Da wird es irgendwann mal Engpässe geben, wie in Deutschland eben jetzt schon.

Aber Engpass bedeutet dann bloss, dass man sein Netz verstärken muss. Technisch kann man das. Die Frage ist eher, was der kosteneffizienteste Weg ist, mehr Photovoltaik zu integrieren. Diese Fragen stellen sich in Deutschland jetzt schon, aber trotzdem geht der PV-Ausbau weiter, ohne die Netze komplett zu überlasten. Die Netzbetreiber müssen eben deutlich aktiver planen als in der Vergangenheit.

Bis ungefähr 2020 dürften alle zwei oder drei Nord-Süd-Korridore fertiggestellt sein.

Jetzt kommen ja die Batterien ins Spiel, man spricht von einem Preisrückgang von 20 % pro Jahr. Nehmen wir mal an, dass man quasi über Nacht jeden Haushalt mit Batterien ausstatten würde, hätte das Folgen auf die Preisverhältnisse. Kann man sagen, dass der Batterieausbau heute noch keine Wirkung auf die Preise hat?

Ja, das kann man auf jeden Fall sagen. Die Anzahl der kleinen Hausbatterien steigt zwar. Im letzten Jahr sind über 20'000 Hausbatterien in Deutschland installiert worden.

Die gesamte Speicherleistung ist aber noch verschwindend klein im Vergleich zum Stromverbrauch in Deutschland und Europa. Da ist sicher noch kein preisdämpfender Effekt zu sehen.

Wenn jetzt wirklich jedes Einfamilienhaus eine Hausbatterie hätte, würde man das deutschland- oder europaweit schon spüren. Bis dahin vergehen sicher noch fünf bis zehn Jahre, ähnlich wie bei den PV-Anlagen, da hat man lange auch keinen Effekt gesehen.

Wenn man irgendwann zwei Millionen Anlagen hat, sieht man dann aber diesen Spotpreiseffekt doch. Da wird sicher ein dämpfender Effekt auf die Preisspitzen im europäischen Strommarkt eintreten, der auch eine gewisse Konkurrenz darstellt für die Pumpspeicher.

Allerdings wird bis dahin ja auch die Fluktuation durch Wind und PV nochmals stärker zunehmen. Diese Effekte werden sich gegenseitig zum Teil aufheben: mehr dezentrale, speichergekoppelte PV-Anlagen machen es schlussendlich technisch einfacher für alle.

Zum Einfluss von Batterien auf die Spotpreise: Bis man diesen Effekt sieht, müssen wirklich mehrere Millionen Anlagen installiert sein europaweit, davon sind wir noch Jahre entfernt, trotz der realen Preisreduktion der letzten Jahre. Eine viel grössere Auswirkung werden dezentrale Batteriespeicher auf den Verteilnetzbetrieb haben, wenn diese Batterien intelligent gesteuert werden. Im Rahmen eines Energiemanagementsystems wird es für die Verteilnetzbetreiber einfacher, mehr Photovoltaik zu integrieren, ohne viel Geld in den Netzausbau investieren zu müssen.

Kehren wir noch einmal zurück zur Frage der Schliessung der Kernkraftwerke, etwa durch Konkurs der Betreiber, weil Atomkraftwerke keine ausreichenden Abnehmer mehr haben, die ihnen diesen Strom angemessen vergüten. Die Chefs von Axpo und Alpiq führen neuerdings

häufig das Wort «Energieautarkie» im Mund und bezeichnen die Atomenergie als besonders schweizerisch und deshalb besonders „sicher“, als absolut notwendig für die Versorgungssicherheit.

Das Mantra von Axpo-Chef Karrer – 1. Strom wird teurer, 2. wir sorgen für Versorgungssicherheit, 3. ohne Kernenergie geht es nicht – stellt sich in allen drei Punkten als falsch heraus. Strom wird immer billiger. Versorgungssicherheit entsteht durch Vielzahl der Anbieter und bessere Vernetzung, und Atomkraftwerke sind nicht nur unwirtschaftlich, sondern auch systemtechnisch untragbar. Trotzdem wird es nach der Volksabstimmung vom November nicht an Versuchen fehlen, diese Werke mit öffentlichen Mitteln zu finanzieren – das entsprechende PR-Papier der Alpiq wurde in den Medien ja gezielt geleakt. Es werden Inlandquoten verlangt oder Einspeisevergütungen für AKW, Befreiungen von den Entsorgungskosten, also faktisch die Sozialisierung aller Kosten – und das Ganze mit der Begründung „Versorgungssicherheit“. Wie beurteilen Sie den Erfolg dieser Argumentation?

Schweizer Atomkraftwerke produzieren zwar Strom in der Schweiz, aber da es kein Schweizer Uran gibt – die Brennstäbe ja auch aus dem Ausland kommen – gibt es keine Autarkie. Im Fall der Schweiz kommt hinzu, dass zusätzlich auch Strom aus schweizerisch finanzierten Atomkraftwerken in Frankreich importiert wird. Da sieht man schon, dass die Autonomie und Entscheidungshoheit über diese Atomkraftwerke, die zwar von Schweizer Unternehmen finanziert werden, aber in Frankreich stehen, extrem limitiert ist.

Erdgas kommt eben nicht aus der Schweiz, man tauscht dann eine Abhängigkeit, die der höheren Stromimporte, durch eine andere, die der höheren Erdgasimporte.

Man sieht das an der Diskussion über Fessenheim. Schlussendlich ist es eben die französische Atomaufsicht und die französische Regierung, die darüber entscheidet, was mit diesem Kraftwerk passiert.

Nehmen wir mal eine kurzfristige Schliessung aus finanziellen Gründen an. Swissgrid muss aktiv werden, die Reservehaltung bewirtschaften usw. – Wie werden die Reaktionen sein? Könnte man nicht den PV-Zubau beschleunigen, sodass politisch ein Klima entsteht, wo Erneuerbare besser wegkommen als bisher?

Ja, das ist wahrscheinlich. Wenn die Kraftwerke jetzt in relativ kurzer Frist, ich sage mal in einem Jahr, abgeschaltet werden, wird sich der Stromimportbedarf schlagartig erhöhen.

Der einzig wirklich gangbare Wege ist, dass die Produktion an erneuerbaren Energien im Land selber erhöht wird. Wir haben in der SATW-Studie angeschaut, welche Rolle Ersatzkraftwerke spielen könnten. Im Fall der Schweiz wurde damals ja noch vom BFE diskutiert, Ersatzkraftwerke basierend auf Gasturbinen an den Standorten der alten AKWs zu realisieren. Das ist technisch machbar, aus Netzsicht auch nicht verkehrt. Aber Erdgas kommt eben nicht aus der Schweiz, man tauscht dann eine Abhängigkeit, die der höheren Stromimporte, durch eine andere, die der höheren Erdgasimporte.

Da geht es auch nicht um kleine Mengen, sondern der Erdgasimport müsste sich mehr als verdoppeln im Vergleich zu heute. Dann ist die Frage: wo kommt denn dieses Erdgas her? Das kommt dann wahrscheinlich aus Russland.

Die Erneuerbaren haben ja sehr kurze Bauzeiten. Es wäre eigentlich kein Problem, den Zubau an Photovoltaik innert einem Jahr zum Beispiel auf 1,5 GW zu verüffen-

chen; so viel wurde in den guten Jahren umgerechnet pro Kopf auch in Deutschland gebaut. Dem wird aber entgegnet, dass Photovoltaik die Produktionsspitze im Sommer hat. Dabei wird meines Erachtens aber übersehen, dass Photovoltaik in den Monaten Februar bis Mai hohe Erträge liefert und einen Teil der Winterlücke durchaus abdecken kann. Wie würden Sie die Schliessung der Winterlücke mit Photovoltaik kombiniert mit einer zeitlich verkürzten Wasserentnahme aus den Stauseen im Winter beurteilen? Ist das eine Option anstelle der im Inland umstritteneren Windenergie?

Es hilft sicher. Es ist schon so, dass PV-Anlagen zwei Drittel ihrer jährlichen Stromproduktion im Sommerhalbjahr produzieren. Aber auch im Winter produzieren sie einen Drittel.

Im Winterhalbjahr, das ist ja der Zeitraum, wo die Schweizer heute schon auf Importe angewiesen sind, wird mehr Photovoltaik diesen Importbedarf reduzieren. Im Sommer allerdings werden wir dann eben eine höhere Stromproduktion erzeugen, wo man dann eben schauen muss, wie man das indirekt in den Speicherseen zwischenspeichern kann oder eben im europäischen Austausch verteilen kann.

Der einzig wirklich gangbare Wege ist, dass die Produktion an erneuerbaren Energien im Land selber erhöht wird.

Aber klar, PV-Anlagen helfen auch für die Winterlücke, Windanlagen würden noch mehr helfen, weil die ihre Produktionsspitze im Winterhalbjahr haben. Aber auch da kann man ja den Ansatz wählen, den heute schon einige Schweizer Stromunternehmen machen, indem sie sich Beteiligungen an Windanlagen in Nordeuropa oder in Südeuropa kaufen – an Standorten, die erst noch ein höheres Windpotenzial haben.

Wenn man das physikalisch ansieht, dann wäre ja der interessante Tausch, dass wir uns mit Schleswig-Holstein zusammentun und im Sommer Solarstrom nach Norden senden und im Winter im Tauschgeschäft entsprechende Windenergiemengen zurückholen. So hätte man ein saisonal ausgeglichenes Produktionsprofil.

Diese Idee ist seit siebzig Jahren die Antriebsfeder gewesen für den Ausbau des europäischen Stromnetzes. Man hat unterschiedliche Produktionsprofile in ganz Europa gehabt, den Überfluss an Wasserproduktion in den Alpen in den Sommermonaten, weshalb die Schweiz ja auch dieses Zentrum des europäischen Stromnetzes geworden ist. Man wollte diesen billigen Strom in Richtung der Industriezentren nach Paris, nach Mailand, ins Ruhrgebiet transportieren. Dies war der Beweggrund, die Industriezentren in Westeuropa mit dem Alpenraum zu verbinden. Diese Abhängigkeiten sind auch für die Zukunft gültig. Es macht durchaus Sinn, in gute Wind-Produktionsstandorte an den europäischen Küsten zu investieren, um damit die Winterstromlücke in der Schweiz zu decken.

Wir haben dann noch eine offene Rechnung von circa 10 Milliarden Franken für Entsorgungskosten. Sie werden unmittelbar fällig bei einem wirtschaftlichen oder technischen AKW-Kollaps. Was meinen Sie, wer das bezahlen wird?

Schlussendlich wir alle. Gerade im Fall der Schweiz ist es eigentlich einfach zu beantworten. Fast alle Stromunternehmen sind direkt oder indirekt in Staatshand über kantonale Beteiligung der Gemeinden. Es gibt relativ wenige private Anteile an Schweizer Stromkonzernen – die einzige Ausnahme ist Alpiq, an der die EDF beteiligt ist. Damit bleiben die Verluste so der so bei der Schweizer Gesellschaft hängen.

Das ist ja faktisch mit den deutschen Entsorgungskosten beschlossene Sache. Die Betreiber konnten sich entlasten und müssen nur noch den Nachbetrieb sicherstellen. Das ganze lange Ende der Entsorgungskosten bezahlt die Bundesregierung.

Es macht durchaus Sinn, in gute Wind-Produktions-Standorte an den europäischen Küsten zu investieren, um damit die Winterstromlücke in der Schweiz zu decken.

Ja das so wird wahrscheinlich die Regelung aussehen und damit gibt es bereits Präzedenzfälle. In Deutschland ist das ähnlich gegangen bei der Steinkohle- und der Braunkohleförderung im Ruhrgebiet. Für die Steinkohleförderung, die noch über die nächsten hundert/zweihundert Jahre Altlasten erzeugt, ist jetzt die RAG-Stiftung verantwortlich, die den Rückbau beaufsichtigt und die Folgekosten, trägt, die für die Regionen entstehen.

Auch im Fall der AKWs muss man schlussendlich von Altlasten reden, die die Gesellschaft schultern muss.

Anhang zum Bericht „Das Ende der Kernenergie in der Schweiz“

Nachfolgend sind folgende Original Dokumente abgebildet:

- Michael Wider, Michaël Plaschy, Wolfgang Denk: Rechsteiner: Entschädigungen KKW Alpiq Memo vom 26. Oktober 2015
- Andrew Walo: Axpo: finanzielles Grossrisiko für den Kanton Zürich? Präsentation vom 11. April 2016
- Swissgrid Medienmitteilung vom 3. Juli 2015: Erfolgreicher Test für mehr Strom-Importkapazität an der Nordgrenze
- Versorgungssicherheit Winter 2015/16, Bericht der EICOM vom Juni 2016
(https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2016/Sonderbericht%20zur%20Versorgungssituation%20Winter%202015-2016.pdf.download.pdf/231-00055_20150323_BE_Versorgungssicherheit_Winter_2015_16.pdf)

Memo

Thema	Rechsteiner: Entschädigungen KKW
Datum	26. Oktober 2015
An	Jens Alder, Jasmin Staiblin
Von	Michael Wider, Michaël Plaschy, Wolfgang Denk

Alpiq Holding AG
 Bahnhofquai 12
 CH-4601 Olten
 T +41 62 286 71 11
 F +41 62 286 73 73
 www.alpiq.com

1. Hintergrund

Im Auftrag der SP Schweiz erstellte Dr. Rudolf Rechsteiner¹ ein Gutachten über mögliche Entschädigungen für Kernkraftwerke im Falle einer politischen Ausserbetriebnahme. Der Bericht ist seit 3. September 2015 online abrufbar².

2. Kurzfazit des Gutachtens

Im Ergebnis kommt der Autor zu den folgenden Hauptbotschaften:

- 2.1 Kernkraftwerke erzielen **keine Deckungsbeiträge** mehr
- 2.2 Die **variablen Kosten** in KKW's sind sehr hoch und können bei sehr tiefen Marktpreisen nicht gedeckt werden
- 2.3 Ein Weiterbetrieb von Beznau 1 und 2, Gösgen und Leibstadt verursacht allen Betreibern gesamthaft über die nächsten 15 Jahre **Mehrkosten von 10.5 Milliarden Franken** gegenüber einem angenommenen Zukauf der Strommenge auf dem Markt (KKG: 2.2 Mrd. CHF, KKL 4.4 Mrd. CHF)
- 2.4 Im Falle einer frühzeitigen Ausserbetriebnahme z.B. nach 45 Jahren können **keine Entschädigungen** beansprucht werden

3. Erläuterung

Die Hauptbotschaften des Gutachtens werden in diesem Memo kommentiert und weitere Bemerkungen im Anhang bewertet.

3.1 Deckungsbeiträge

In den Geschäftsberichten der Partnerwerke KKG und KKL sind die Jahreskosten zulasten der Partner ersichtlich (beispielhaft wird jeweils auf die Geschäftsberichte des KKG verwiesen). Ebenso sind die Produktionspreise pro kWh angegeben. Im Mittel betragen die Jahreskosten zu Lasten der Partner im KKG über die Jahre 2010 bis 2014 341.4 Mio. CHF, die Jahresproduktion war 7689 GWh und der Produktionspreis 4.46 Rp./kWh. Die Struktur der Jahreskosten zu Lasten der Partner ist jeweils prozentual angegeben (Abbildung 1) und im Geschäftsbericht nach Kostenart aufgeschlüsselt (insbesondere in den Bemerkungen im Anhang zum Geschäftsbericht, z.B. für das Jahr 2014 im KKG Geschäftsbericht Seite 44)

¹ Hintergrund zu Dr. Rudolf Rechsteiner <http://www.rechsteiner-basel.ch/Personliches.6.0.html>

² Entschädigungen für alte Atomkraftwerke? Gutachten für die SP Schweiz, Dr. Rudolf Rechsteiner 1. September 2015
http://www.rechsteiner-basel.ch/uploads/media/Entschaedigungen_fuer_AKWs_Bericht_final_20150903.pdf

Folgende Elemente sind dabei unabhängig von der Produktionsmenge bzw. vom Betrieb der Anlage:

- a. Abschreibungen für Sachanlagen (beeinflusst durch die in der Vergangenheit getätigten Investitionen)
- b. Abschreibungen für Nachbetrieb und Stilllegung
- c. Abschreibungen für nukleare Entsorgung
- d. Finanzertrag (grösstenteils kalkulatorische Verzinsung von Fondseinlagen)
- e. Finanzaufwand (grösstenteils Aufzinsung der Rückstellungen der Fonds)

Diese müssen unabhängig von der Produktionsmenge bzw. vom Betrieb der Anlage durch die Partner gedeckt werden.

Das Jahreskostenelement „Finanzerfolg und Gewinn“ ist ebenfalls unabhängig von der Stromproduktionsmenge, wobei der Finanzaufwand in jedem Fall gedeckt werden muss. Der Gewinn an die Partner könnte theoretisch – wenn von der Steuergesetzgebung erlaubt – reduziert werden oder wegfallen. Momentan wird der Betrag über die Jahreskosten in Rechnung gestellt und dann als Dividende auf das Aktienkapital wieder ausbezahlt beziehungsweise ein Teil davon der allgemeinen Reserve zugewiesen.

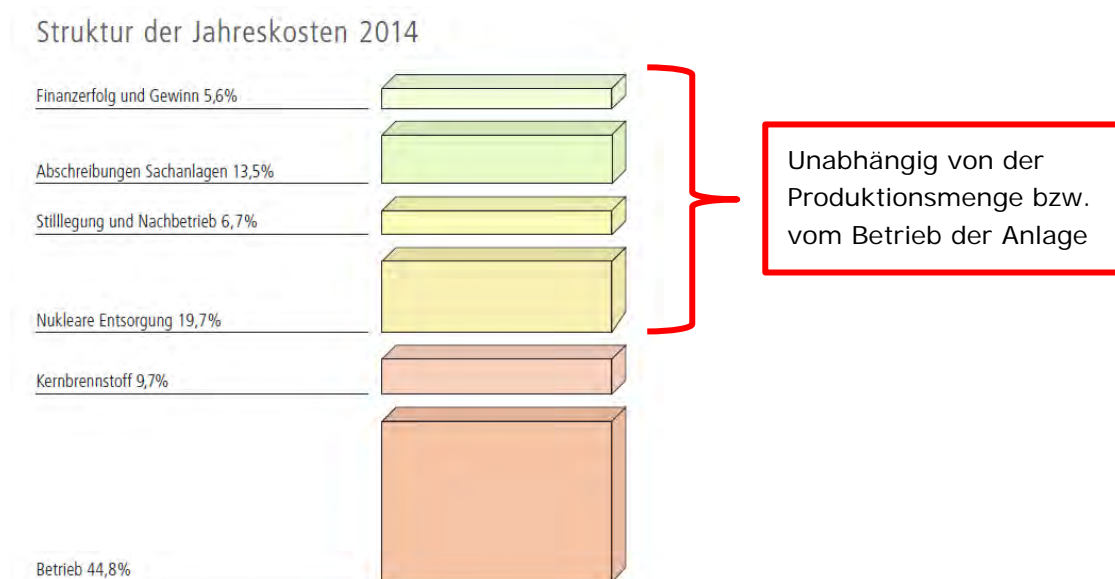


Abbildung 1: Struktur der Jahreskosten eines KKW (GB KKG, 2014, S. 32); Markierung in rot durch Alpiq

Basierend auf diesen Angaben wurden die von der Produktionsmenge unabhängigen Elemente von den Jahreskosten abgezogen. Aus den noch verbleibenden Jahreskosten wurde für 2010 bis 2014 ein Preis pro kWh berechnet, der mindestens am Markt erzielt werden musste, damit Deckungsbeiträge zu den o.g. Elementen a) bis e) erzielt werden können (beispielsweise sind die Elemente a) bis c) existierende, vom Betrieb unabhängige Verpflichtungen). Dieser Preis lag im Durchschnitt über die letzten fünf Jahre für das KKG bei 2.43 Rp./kWh (für das KKL bei ca. 2.5 Rp./kWh). Damit konnten alle Kosten für den Betrieb und den Brennstoff gedeckt werden. Im Falle eines hypothetischen Strompreises von 3.3 Rp./kWh, wäre zusätzlich dazu für das KKG noch ein Deckungsbeitrag von im Durchschnitt 0.87 Rp./kWh bzw. 66 Mio CHF pro Jahr erzielt worden, insgesamt 330 Mio CHF für die Jahre 2010 bis 2014 (in Wirklichkeit wurde die

Produktion bereits mehrere Jahre im Voraus zu Preisen verkauft, die über dem jeweiligen Marktpreisniveau für das Jahr lagen). Details sind aus der untenstehenden Tabelle 1 ersichtlich.

Deckungsbeitragsberechnung	2014	2013	2012	2011	2010	5a-Mittel
Summe produktionsunabhängiger Elemente der Jahreskosten [Mio. CHF]	-164.3	-179.4	-177.8	-124.5	-122.8	-153.7
Jahreskosten zu Lasten der Partner (gemäss Geschäftsberichte) [Mio. CHF]	-361.2	-319.2	-378.0	-315.1	-333.3	-341.4
Jahreskosten abzgl. produktionsunabhängiger Elemente [Mio. CHF]	-197.0	-139.9	-200.3	-190.7	-210.6	-187.7
Produktion [GWh]	8'022	6'410	8'074	7'910	8'029	7'689
Produktionspreis [Rp./kWh]	4.50	4.98	4.68	3.98	4.15	4.46
Produktionspreis abzüglich produktionsunabhängiger Elemente [Rp./kWh]	2.46	2.18	2.48	2.41	2.62	2.43
Hypothetischer Strommarktpreis von 3.3 Rp./kWh [Rp./kWh]	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30
Deckungsbeitrag bei hypothetischen 3.3 Rp./kWh in [Rp./kWh]	0.84	1.12	0.82	0.89	0.68	0.87
Deckungsbeitrag bei hypothetischen 3.3 Rp./kWh in [Mio. CHF]	67.8	71.7	66.2	70.4	54.4	66.1

Tabelle 1: Deckungsbeiträge für die Jahre 2010 bis 2014 bei einem hypothetisch tiefem Strompreis (KKG)

Auf die kommenden 15 Jahre projiziert ergäbe dies unter den gleichbleibenden Annahmen (Jahreskostenelemente aus den Geschäftsberichten 2010 – 2014 und angenommener Strommarktpreis von 3.3 Rp./kWh) einen geschätzten Deckungsbeitrag von insgesamt knapp 1 Mrd. CHF im Vergleich zur Berechnung von Rudolf Rechsteiner von einem Defizit von 1.2 Mrd. CHF (Gutachten S. 34). Das Prinzip und die Grössenordnung sind auch für das Werk KKL ähnlich (Deckungsbeitrag im Durchschnitt 0.8 Rp./kWh, bezogen auf die Produktion pro Jahr ca. 70 Mio. CHF, auf 15 Jahre ca. 1.1 Mrd. CHF). Für das Kernkraftwerk Beznau liegen keine Daten vor.

	Rechsteiner	Geschäftsbericht KKG
"Variable" Kosten KKG 2010-2014 gemäss Gutachten Rechsteiner	4.2 Rp./kWh	
Jahreskosten abzüglich Finanzerfolg/Gewinn, Abschreibungen, Back-end		2.4 Rp./kWh
KKG-Fehlbetrag/Deckungsbeitrag über 15 Jahre bei 3.3 Rp./kWh	-1.2 Mrd. CHF	992 Mio. CHF

Tabelle 2: Fehlbetrag bzw. Deckungsbeitrag des KKG bei hypothetischem Strompreis von 3.3 Rp./kWh über 15 Jahre basierend auf Kostenstruktur der Jahre 2010-2014

Der Hauptgrund für diese sehr grosse Differenz der Ergebnisse ist, dass im Gutachten von Herrn Rechsteiner laufende Investitionen (in den Geschäftsberichten im Textteil „finanzieller Überblick“ jeweils zur Information angegeben) fälschlicherweise auf die laufende Jahresproduktion bezogen werden. Diese Annahme ist fehlerhaft, denn die (liquiditäts- aber nicht erfolgswirksamen) Investitionen werden im KKG und im KKL – wie weltweit üblich - nach Abschluss der Vorhaben aktiviert und je nach Typ der Investition auf 5 Jahre, 12 Jahre oder bis zum angenommenen Laufzeitende abgeschrieben. Im laufenden Jahr werden somit über die Jahreskosten ein Teil der Abschreibungen der vergangenen Investitionen gedeckt. Selbst bei einem Investitions-Stop wären die Abschreibungen der vergangenen Investitionen über die Jahreskosten weiterhin zu bezahlen (unabhängig von der Produktionsmenge, d.h. nicht variabel!). In der Betrachtungsweise des Gutachtens Rechsteiner werden alle getätigten Investitionen noch im gleichen Jahr auf null „abgeschrieben“, was bezogen auf die Jahresproduktion zu einem zusätzlichen „neuen“ Kostenelement von 2 Rp./kWh führt (vgl. Gutachten Rechsteiner, S. 33, Abbildung 28 Betriebskosten KKG gemäss Jahresbericht 2010-2014, erste Zeile).

3.2 Variable Kosten in Kernkraftwerken

Kernkraftwerke sind Produktionsanlagen mit proportional sehr hohen Fixkosten, rund 75% (insbesondere Kapitalkosten), und sehr tiefen Brennstoffkosten (Uran), ganz im Gegensatz zu Gas- und Dampfkraftwerken mit sehr niedrigen Fixkosten und sehr hohen variablen Kosten (Gas). Nach Abzug der Kostenelemente, die keinen Bezug zur Produktionsmenge haben, verbleiben im weitesten Sinne die Betriebskosten und die Brennstoffkosten (siehe Abbildung 1). Jedoch sind auch diese nicht wirklich im ursprünglichen Sinne variabel.

Es gibt eine leicht unterschiedliche Betrachtung gemäss der Dauer eines Unterbruches. Bei Produktionsunterbrüchen von wenigen Tagen werden die Kosten nicht geringer. Daher werden in der Kraftwerkseinsatzplanung (je nach Portfolio) Kernkraftwerke in der Regel so gefahren, wie wenn die variablen Kosten gleich null wären (Merit Order). Dies hat weniger technische Gründe – wenn nötig, können KKW unter Berücksichtigung von Randbedingungen relativ flexibel hoch- und runtergefahren werden – sondern liegt daran, dass eine mögliche Kosteneinsparung auf der einen Seite Einnahmeverluste durch Minder- oder Nichtproduktion auf der anderen Seite bei weitem nicht ausgleichen können.

Bei mittelfristigen Produktionsunterbrüchen von einer bis mehreren Wochen reduzieren sich auf das Produktionsjahr gesehen die Brennstoffkosten durch geringeren Abbrand der Brennelemente. Hiervon kann jedoch nicht linear mit abnehmender Produktionsmenge profitiert werden. Es führt aber zu verringerten Abschreibungen auf die Brennelemente, weshalb Brennstoffkosten als weitgehend variabel angenommen werden können.

Alle anderen Kostenelemente wie Material und Fremdleistungen, Personalaufwand, übrige Abgaben und Betriebsaufwand sowie Ertragssteuern können erst nach einer sehr langen Vorlaufzeit reduziert werden, wobei sich bei längeren Stillständen sogar noch ein höherer Aufwand für Betriebsstoffe (Diesel, Strom) ergibt, denn die Anlage benötigt immer Strom und Wärme (während Anlagenbetrieb gedeckt über die Generatorbruttoproduktion). Ausserdem müssten die Kreisläufe konserviert werden.

Kostenelemente, die von der Produktionsmenge abhängig sind			Kostenelemente, die von der Produktionsmenge unabhängig sind (müssen weiter durch die Partner bezahlt werden)
kurzfristig	mittelfristig	langfristig (in geringem Masse)	
<1 Woche	1 Woche - 3 Monate	3 Monate bis mehrere Jahre	
keine	Brennstoffkosten (Abbrand)	Brennstoffkosten (Abbrand) Material- & Fremdleistungen Personalaufwand übrige Abgaben übriger Betriebsaufwand (-/+) Ertragssteuern	Abschreibungen Sachanlagen Abschreibungen Stilllegung & Nachbetrieb Abschreibungen Nukleare Entsorgung Finanzertrag (insb. kalk. Verzinsung Fondseinlagen) Finanzaufwand (insb. Aufz. Rückstellungen Fonds) Gewinn/Dividende (könnte bei Produktionsstopp wegfallen)

Tabelle 3: Kostenelemente in KKW in Abhängigkeit von der Stromproduktion und Länge des Produktionsausfalls

Fazit: Bei Kernkraftwerken können höchstens die Brennstoffkosten als variabel angenommen werden.

3.3 Mehrkosten von 10.5 Milliarden CHF bzw. Rentabilität der Werke

Über die letzten Jahre haben die Eigentümer der Partnerwerke KKG und KKL detaillierte Rentabilitätsbetrachtungen durchgeführt. Dabei hat sich gezeigt, dass die Werke über eine Laufzeit von 60 Jahren sicher und wirtschaftlich betrieben werden können. Diese Rentabilitätsbetrachtungen werden laufend aktualisiert. Sobald die Wirtschaftlichkeit der Werke nicht mehr gegeben ist, werden unter Beachtung der

Anlagensicherheit alle Optionen geprüft. Im Hinblick auf die zu erzielenden Deckungsbeiträge (vgl. 3.1) ist jedoch ein Weiterbetrieb auch bei sehr tiefen Strommarktpreisen wirtschaftlich sinnvoll.

3.4 Entschädigungen

Massgebendes Kriterium für die effektive Laufzeit der Kernkraftwerke ist die sicherheitstechnische Beurteilung durch die Behörden. Mit Blick auf die Investitionssicherheit planen Eigentümer der Partnerwerke KKG und KKL mit einer finanzwirtschaftlichen Nutzungsdauer, die im Jahre 2014 bei beiden Werken auf 60 Jahre verlängert wurde. Grosse Investitionen sowie die Sachanlagen werden demnach bis zum Jahr 2039 (KKG) bzw. bis zum Jahr 2044 (KKL) abgeschrieben.

Wie lange die Kernkraftwerke aber tatsächlich in Betrieb sein werden, hängt aber nur davon ab, wie lange das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (Ensi) die Werke als sicher einstuft und sie dementsprechend sicher wie auch wirtschaftlich betrieben werden können. Vorschläge für fixe Laufzeiten oder einen Systemwechsel sind Gegenstand der aktuellen politischen Diskussion. Konkret beschlossen ist jedoch noch nichts. Die Frage nach möglichen Entschädigungsforderungen stellt sich erst, wenn verbindliche Entscheide von Parlament und Volk vorliegen. Jedoch würden im Falle einer politisch motivierten ungerechtfertigten frühzeitigen Abschaltung der Werke KKG und/oder KKL Entschädigungsforderungen geprüft werden. Hierbei wären mindestens die oben dargestellten produktionsunabhängigen Kosten wie z.B. die noch nicht abgeschriebenen vorhandenen Werte der Sachanlagen sowie die noch zu tätigen Einzahlungen in den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds relevant.

4. Fazit

Alle Schlussfolgerungen in dem Gutachten von Herrn Rechsteiner basieren vor allem auf einer fehlerhaften Darstellung der Kostenstruktur und Kostenhöhe in Kernkraftwerken. Ein Betrieb der Partnerwerke KKL und KKG, an denen Alpiq beteiligt ist, kann auch dann betriebswirtschaftlich sinnvoll sein, wenn die Produktionskosten in Rp./kWh höher sind als die derzeitigen Marktpreise.

Deckungsbeiträge:

Die Werke KKG und KKL können auch bei sehr niedrigen Strommarktpreisen bedeutende Deckungsbeiträge insbesondere für Abschreibungen für Sachanlagen sowie für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung erwirtschaften. Im Falle eines Strommarktpreises von 3.3 Rp./kWh über die nächsten 15 Jahre wären dies für KKG knapp eine Milliarde CHF Deckungsbeitrag.

Variable Kosten:

Variable Kosten in Kernkraftwerken sind höchstens die Brennstoffkosten, die über Abschreibungen in die Jahreskosten einfließen. Jährliche Investitionen hingegen werden nach Abschluss der Vorhaben aktiviert und in den Folgejahren abgeschrieben und sind damit keine variablen Kosten.

Wirtschaftlichkeit:

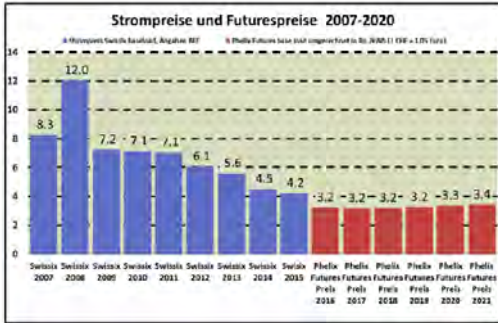

Sobald die Wirtschaftlichkeit der Werke nicht mehr gegeben ist, werden unter Beachtung der Anlagensicherheit alle Optionen geprüft. Im Hinblick auf die zu erzielenden Deckungsbeiträge ist jedoch ein Weiterbetrieb auch bei sehr tiefen Strommarktpreisen wirtschaftlich sinnvoll.

Entschädigungen:

Die Frage nach möglichen Entschädigungsforderungen stellt sich erst, wenn verbindliche Entscheide von Volk und Parlament vorliegen. Im Falle einer ungerechtfertigten frühzeitigen Abschaltung der Werke KKG und/oder KKL würden Entschädigungsforderungen geprüft werden.

Anhang 1: Bewertung des Gutachtens nach weiteren Themen

	Gutachten Rechsteiner	Sachverhalt																																				
Versorgungssicherheit Schweiz	Seite 3: „Kaufmännisch logisch wäre die Schliessung der Atomkraftwerke und die Beschaffung von Elektrizität am europäischen Markt“.	Die Schweizer AKW produzieren knapp 40% des Schweizer Strombedarfs (25 TWh/a). In den Wintermonaten ist die Schweiz zusätzlich auf KKW-Importstrom aus Frankreich angewiesen. Ein Ersatz dieser Menge durch Zukauf vom europäischen Ausland (falls überhaupt möglich, ohne das Verbundnetz zu gefährden; NTC Kapazität) würde die Abhängigkeit massiv erhöhen und die Versorgungssicherheit stark verringern. Der Importstrom käme ausserdem aus Frankreich (KKW) und Deutschland (Kohle).																																				
Bisherige Performance der Schweizer KKW	Abbildung 14, Seite 18: <table border="1"> <caption>Mittlere Auslastung der Schweizer Kernkraftwerke 1998-2015</caption> <thead> <tr> <th>Jahr</th> <th>Auslastung (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1998</td><td>89%</td></tr> <tr><td>1999</td><td>88%</td></tr> <tr><td>2000</td><td>90%</td></tr> <tr><td>2001</td><td>90%</td></tr> <tr><td>2002</td><td>92%</td></tr> <tr><td>2003</td><td>92%</td></tr> <tr><td>2004</td><td>90%</td></tr> <tr><td>2005</td><td>78%</td></tr> <tr><td>2006</td><td>93%</td></tr> <tr><td>2007</td><td>93%</td></tr> <tr><td>2008</td><td>93%</td></tr> <tr><td>2009</td><td>92%</td></tr> <tr><td>2010</td><td>88%</td></tr> <tr><td>2011</td><td>89%</td></tr> <tr><td>2012</td><td>81%</td></tr> <tr><td>2013</td><td>86%</td></tr> <tr><td>2014</td><td>90%</td></tr> </tbody> </table>	Jahr	Auslastung (%)	1998	89%	1999	88%	2000	90%	2001	90%	2002	92%	2003	92%	2004	90%	2005	78%	2006	93%	2007	93%	2008	93%	2009	92%	2010	88%	2011	89%	2012	81%	2013	86%	2014	90%	Die eingezeichnete Trendlinie zeigt aufgrund der einmaligen längeren Grossrevisionen im KKL in 2012 und im KKG in 2013 nach unten. Die Verfügbarkeit der Schweizer KKW ist jedoch in der Vergangenheit im weltweiten Vergleich hervorragend (was sich insbesondere in den WANO Indikatoren zeigt, die für alle KKW weltweit erstellt werden). Ein langfristiger Trend nach unten ist nicht zu erkennen.
Jahr	Auslastung (%)																																					
1998	89%																																					
1999	88%																																					
2000	90%																																					
2001	90%																																					
2002	92%																																					
2003	92%																																					
2004	90%																																					
2005	78%																																					
2006	93%																																					
2007	93%																																					
2008	93%																																					
2009	92%																																					
2010	88%																																					
2011	89%																																					
2012	81%																																					
2013	86%																																					
2014	90%																																					
Zukünftige Verfügbarkeit der Anlagen	Es wird eine jährlich um 0.5% sinkende Verfügbarkeit (linear) angenommen, die für alle Werke kumuliert 376 Mio. CHF Mehrkosten verursachen soll.	Die Verfügbarkeit hängt massgeblich von den geplanten Revisionsdauern ab. Eventuell durch Alterung steigende ungeplante Nichtverfügbarkeiten sind über einen zusätzlich zur Revisionsdauer angenommen Störanteil (im KKG z.B. einmalig konstant 1% weniger Jahres-Produktion) in der langfristigen Planung berücksichtigt bzw. budgetiert. Dies führt zu keiner Erhöhung der Jahreskosten [Mio. CHF], aber die Produktionskosten erhöhen sich aufgrund geringerer Produktion um ca. 0.05 Rp./kWh. Zu erwähnen wäre ausserdem, dass durch manche grosse Investitionen (bspw. Austausch Generator bei KKG und KKL) die Leistung der Anlagen wiederholt erhöht werden konnte, was eine allfällige reduzierte Verfügbarkeit teilweise kompensieren würde.																																				

	Gutachten Rechsteiner	Sachverhalt
Zukünftiger Strompreis	<p>Abbildung 15, Seite 21: Der heutige EEX-Futures-Preis (EUR umgerechnet in CHF) aus Deutschland wird für die kommenden 15 Jahre für die Schweiz verwendet (3,3 Rp/kWh). Es wird ein volles „Angleichen“ der Preise zwischen D und CH angenommen.</p> 	<p>Der Schweizer Strompreis ist über die letzten Jahre immer ca. 6-7 Euro pro MWh über dem Deutschen Strommarktpreis gelegen. Von einer Verkleinerung des Unterschieds kann ausgegangen werden (wie im Gutachten Rechsteiner vermerkt), jedoch wird eine Preisdifferenz bestehen bleiben.</p> <p>Terminpreise Schweiz Base (EUR/MWh)</p>  <p>Quelle Grafik: CKW</p>
Beschwerde Stilllegungs- und Entsorgungskostenbeiträge	<p>Seite 8: „Gegen die Erhöhung der Entsorgungskostenbeiträge haben die AKW-Betreiber (ohne BKW) Beschwerde erhoben“.</p>	<p>KKG hat keine Beschwerde erhoben, BKW (für Mühleberg) schon.</p>
Fehlbetrag Stilllegungs- und Entsorgungskosten	<p>Seite 23: Es fehlen – Stand Ende 2013 – Einzahlungen von 11,7 Milliarden Franken.</p>	<p>Nicht alle Zahlungen laufen über die staatlichen Fonds. Entsorgungskosten während Betrieb bis Ende 2014 bereits bezahlt: rund 5,3 Mrd. CHF. Noch 2,2 Mrd. CHF fallen an und werden direkt durch die Betreiber bezahlt. Kosten für den Nachbetrieb aller Schweizer KKW: 1,7 Mrd. CHF → werden während des Betriebs zurückgestellt und während des Nachbetriebs direkt durch die Betreiber bezahlt. In die Fonds müssen noch 5.4 Mrd. CHF einbezahlt werden (Details in Abbildung 2 weiter unten)</p>
Schätzung variable Kosten durch Bundesrat	<p>Es wird ein Bericht des Schweizer Bundesrats zitiert der für die Beantwortung des Postulat 06.3714 Ory vom 14. Dezember 2006 erstellt wurde und im Mai 2008 publiziert wurde.</p>	<p>Die Angaben in dem Bericht beziehen sich auf überholte Daten und Annahmen und sind daher nicht mehr gültig (z.B. „Entwicklung der Elektrizitätsgestehungskosten in grosstechnischen Kraftwerken“, die im Jahre 1987 im Rahmen der Expertengruppe Energieszenarien von der Motor-Columbus Ingenieurunternehmung AG erstellt wurde)</p>

	Gutachten Rechsteiner	Sachverhalt
Durchgeführte Nachrüstungen KKG	Seite 34: „ Nachrüstungen im Sinne grundlegend neuer Massnahmen für die Sicherheit oder für die Verlängerung der Betriebsdauer haben in der Vergangenheit kaum stattgefunden , stünden also zumeist noch bevor, wenn die Anlage den Risiken nach Fukushima wirklich Rechnung tragen müsste“.	In das KKG wurde seit der Inbetriebnahme knapp eine Milliarde CHF investiert, der Grossteil davon in Erhöhung der Sicherheit und Sicherstellung des Langzeitbetriebes. Zur Erfüllung der Anforderungen an einen Betrieb bis 60 Jahre (erhöhte Erdbebenanforderungen) steht nach jetzigem Wissensstand noch eine grössere Investition an, deren Kosten aber im tieferen dreistelligen Millionenbereich liegt

Übersicht über Kosten und Finanzierung der Stilllegungs- und Entsorgungskosten

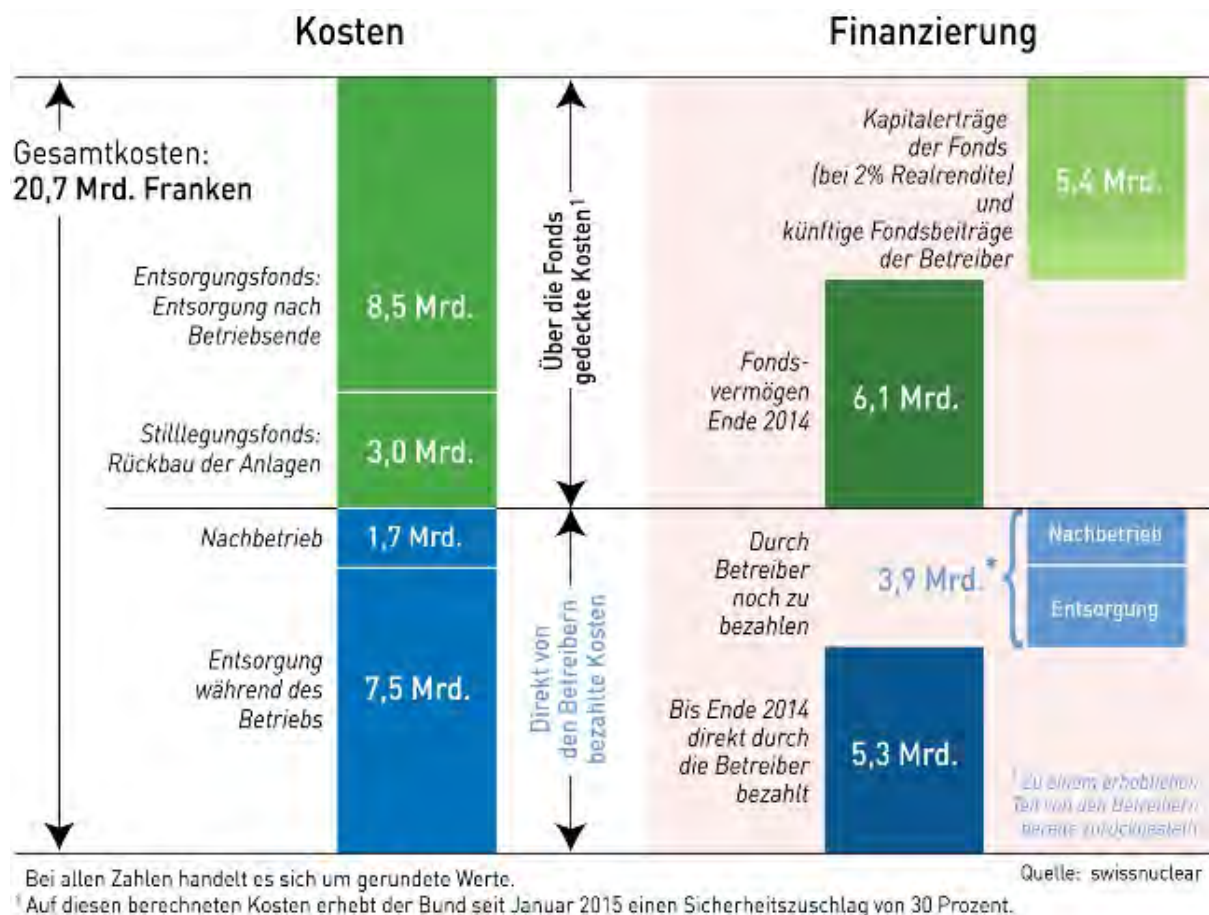


Abbildung 2: Übersicht über die Stilllegungs- und Entsorgungskosten sowie den Stand der Mittel per Ende 2014 in den Fonds (Quelle: Swissnuclear)

Bern, 25. Feb 2016 | Dominique Reber

Public Affairs Konzept 2016

Alpiq

FIRST DRAFT ! VERTRAULICH

Seite 1 von 15

Hirzel.Neef.Schmid.Konsulenten AG, Kramgasse 16, Postfach, CH-3011 Bern
T +41 31 312 64 33, F +41 31 312 64 35, www.konsulenten.ch

Aloys Hirzel, Dr. Jörg Neef, Dr. Victor Schmid, lic. iur. Andreas S. Thommen, Dr. Christine Menz,
Dr. Matthias D. Knill, lic. oec. publ. Jürg Wildberger, lic. rer. pol. Hugo Schittenhelm,
lic. oec. publ. Rolf Schläpfer, Marie-Hélène Hancock, MA Dominique Reber, lic. phil. Andrés Luther,
Dr. Thomas Schneckenburger, CFA (Principal)

Kommunikations- und Wirtschaftsberatung
Zürich, Bern, Genf

Member of AMO, the leading global network of strategic and
financial communications consultancies, www.amo-global.com

Member of FIPRA International, the leading global network
of public policy and regulatory advisers, www.fipra.com

Inhaltsverzeichnis	Seite
1. Ausgangslage	3
2. Vorbemerkungen	3
3. Zielsetzung der Public Affairs 2016	3
4. Themenfelder - Auslegeordnung	3
4.1. Wasserkraft	3
4.2. Kernkraft	3
4.3. Weitere Themenfelder	3
5. Lösungswege Public Affairs	3
6. Stakeholder	3
6.1. Bundesrat	3
6.2. Kantone	3
6.3. Parteien	3
6.4. Verbände	3
6.5. Medien	3
7. Zeitlicher Ablauf	3
8. Risiken	3
9. Gesamtbeurteilung	3
10. Empfehlung	3
11. Massnahmenplanung	3
12. To do's	3

1. Ausgangslage

- Die vorliegende Konzeption befasst sich mit dem Zeitraum 2016.
- Es geht darum Handlungsoptionen und Empfehlungen im Bereich der Public Affairs zu erarbeiten.
- Das Konzept fokussiert auf die grossen, relevanten PA Themen der Wasserkraft und der Kernkraft.
- Public Affairs ist dabei ein wichtiges Element zur Erreichung des Business-Plans, es muss mit diesem abgestimmt sein! (Work in Progress)
- Public Affairs ist ein Instrument im Rahmen der Kommunikationsstrategie der Alpiq. (Work in Progress)
- Ausgeblendet sind bewusst weitere politische Themenfelder, die natürlich ebenfalls wichtig sind, aber auf den Geschäftserfolg weniger Auswirkungen haben (USR III, Personenfreizügigkeit, etc.).

2. Vorbemerkungen

Das Umfeld der Alpiq ist gekennzeichnet durch tiefe Marktpreise im Grosshandel und eine anhaltende Rechtsunsicherheit (z.B. Implementierung der Energiestrategie, Strommarktöffnung, Stromabkommen, Wasserzins-Revision, Atomausstiegsinitiative, etc.).

Eine Erkenntnis aus der politischen Arbeit der vergangenen Monate ist leider eine nach wie vor grosse Unsicherheit in der Politik im Zusammenhang mit der „Mechanik“ der Energiepolitik. **Trotz der erfolgreichen Lobbyarbeit in der Wasserkraft, kann also nicht vorausgesetzt werden, dass die fundamentalen Veränderungen in den Energiemärkten von Entscheidträgern verstanden wird.**

Das Unternehmen Alpiq wird daher ohne Aufklärungsarbeit nicht verstanden und schlimmer noch, Wirkungszusammenhänge und Wertschöpfungshebel werden von politischen Akteuren falsch dargestellt, was leicht zur Verunsicherung der Entscheidträger führt.

Zudem leidet Alpiq nach wie vor unter der Reputation des „Strombarons“, ein Stigma, das politische Gegner nutzen um gezielt zur Diskreditierung der Argumente von Alpiq beizutragen.

Unkenntnis und falsche Klischees führen dazu, dass die Public Affairs intensiver und erklärender genutzt werden müssen, als bei anderen Unternehmen.

3. Zielsetzung der Public Affairs 2016

- 1) Maximalziel:
 - a. Sicherstellen, dass durch geeignete politische Massnahmen die Betriebsrechnung in den Bereichen Wasserkraft und bei der Kernkraft schnellstmöglich wieder positiv ist. (KPI? / Quantifizierung? – Work in Progress)

- 2) Ziel:
 - a. Wasserkraft wird gemäss ES 2050 gefördert (Investitionsförderung, Marktprämie) – das Konzept wird im Gesetz und in der Verordnung vernünftig umgesetzt und das Regime der Wasserzinsen wird ergänzend per 2020 verbessert und **das Quotenmodell wird neu lanciert.**
 - b. Die Kernkraftwerke können in einer Auffanggesellschaft zusammengefasst und einem staatlichen Eigner übergeben werden.
 - c. Notmassnahmen: Beide Produktionsformen werden über Gestehungskosten in den Markt verkauft, bis die Punkte a) und b) greifen.

4. Themenfelder - Auslegeordnung

4.1. Wasserkraft

Über zwei Jahre intensive Lobbyarbeit ist es Alpiq gelungen, die Förderung der Wasserkraft gegen Wunsch und Willen von Bundesrat und Behörde via Parlament mehrheitsfähig in die Energiestrategie aufzunehmen. Dies gelang dank einer Allianz mit anderen Unternehmen in der „Wirbelsäule Wasserkraft“ und in Kooperation mit Gebirgskantonen und Energiedirektoren. Allerdings ist es nicht gelungen, eine Opfersymmetrie durchzusetzen. Während des Parlament eine Förderung beschliessen wird und gleichzeitig das Unternehmen die Strukturen anpasst, haben die Kantone nicht auf eine Erhöhung der Wasserzinsen 2015 verzichtet. Es ist davon auszugehen, dass die Kantone nach wie vor die Dringlichkeit nicht sehen (evtl. Ausnahme Kanton Bern).

Die Energiestrategie ist aber noch nicht unter Dach und Fach und die parlamentarische Mehrheit im Nationalrat könnte die ES 2050 zum Kippen bringen (Märzsession). Nimmt die ES 2050 die erste

Hürde im Nationalrat, dann dürfte der Ständerat in der Junisession die ES 2050 ebenfalls bereinigt verabschieden. Danach beginnt die Referendumsfrist (während 3 Monaten).¹

Die geplante Förderung kann nach der Anpassung der Verordnung (Marktmodell) frühestens im Januar 2017 in Kraft treten (bei Referendum 2018).

Jede zusätzliche Public Affairs Aktion kann diesen laufenden Prozess begünstigen oder beschädigen: Wird zum Beispiel eine neue Parlamentarische Initiative lanciert, so hat diese vor Ende Revision ES 2050 keine Chance – bzw. kann mit dem Verweis auf die ES 2050 ad acta gelegt werden. Weitere Lobbyingschritte sind deshalb sorgsam abzuwägen. Vor der Schlussabstimmung im Juni sollte keine zusätzliche Parlamentarische Initiative lanciert werden – eine Problembewirtschaftung hingegen kann durchaus beginnen.

4.2. Kernkraft

Die Kernkraftwerke leiden ebenfalls unter den tiefen Grosshandelspreisen beim Strom und der Problematik der unabsehbaren Kosten für die Stilllegung und den nötigen Rückstellungen – ein Bericht des Bundes wird per Mitte Jahr erwartet. Zudem sind 2017 zusätzliche Investitionen notwendig, die bereits heute absehbar, aber kaum zu finanzieren sind.

Gleichzeitig gibt es stabile politische Mehrheiten für einen Atomausstieg, so ist z.B. die Frage einer möglichen Verstaatlichung gekoppelt mit der Laufzeit und der Möglichkeit einer früheren Ausschaltung sowie von möglichen Winfall-Profits potentiell steigender Strompreise in der Zukunft.

Diese ungemütliche Situation erhöht das politische Risiko einer erneuten Schliessungsdiskussion, sofern die Volksabstimmung zum Ausstieg eine passable Zustimmung findet (45-49%) und / oder die Energiestrategie ohne Referendum zu Stande kommt oder das Referendum an der Urne abgelehnt wird (Zustimmung über 53%).

Andere Ideen als Notmassnahmen sind derzeit nicht in der politischen Diskussion (contracts for difference, Swiss Portfolio Priority, etc.). Diese müssten erst aufgebaut werden, sie sind sinnvoll und geeigneter die Ziele zu erreichen, als eine Verstaatlichung.

4.3. Weitere Themenfelder

- Grüne Initiative Atomausstieg

Die Energiestrategie ist derzeit noch gekoppelt mit der ES 2050. Entscheidend ist, dass diese Kopplung wegfällt. Dann kann der Prozess der Umsetzung der Förderung der Wasserkraft beschleunigt umgesetzt werden. Gleichzeitig böte sich bei einer Entkopplung die Möglichkeit nach der Junisession via Parlament Lösungsoptionen als Gegenvorschlag (Gegenidee) ins Spiel zu bringen... Dies muss aber noch en detail durchdacht werden.

¹Anmerkung: Die Annahme ist, dass die Atomausstiegsinitiative gemäss Nationalrat entkoppelt wird von der ES 2050 – geschieht dies nicht, läuft die Referendumsfrist gegen das Gesetz erst nach der Volksentscheidung im September oder November – was wiederum den Fahrplan verzögern würde.

- Grosshandelspreise

Die gesamte Situation bei Kernkraft und Wasserkraft würde sich entspannen, wenn die Grosshandelspreise wieder steigen würden – allerdings gehen dadurch strukturelle Fragen nicht einfach vom Tisch – sie werden einfach weniger dringlich. Die aktuelle Situation tiefer Preise ist in politischer Hinsicht eine Belastung und auch eine Opportunität für die dringliche Positionierung aller Energiethemen auf der Agenda. Gelingt es „offene strategische Flanken“ in der Energiepolitik mit dem Argument tiefer Preise zu schliessen, ist ein grosser Schritt für das Unternehmen erreicht.

- Marktöffnung

Die Frage der Strommarktöffnung wurde durch den Bundesrat weiter in die Zukunft verschoben. Der Effekt: Die Diskriminierung der Unternehmen, die am Markt verkaufen, gegenüber jenen, die gefangene Kunden haben, wird noch über Jahre andauern. Es ist auch davon auszugehen, dass es Wettbewerber (Produzenten, Aktionäre) gibt, die dieses Momentum gezielt nutzen werden, um politisch Einfluss zu nehmen (zu Lasten oder auch zu Gunsten von Alpiq).

- Wasserzinsen

Die Frage der Wasserzinsen (Flexibilisierung) wird durch die betroffenen Kantone erst ab 2020 gelöst, dies ist a) viel zu spät für die Wasserkraft und b) angesichts der sinkenden Einnahmen aus den U-Steuern (USR III) besteht nicht sehr viel Wille sich zu bewegen.

- Stromabkommen

Das Stromabkommen mit der EU und eine engere Einbindung in den Strommarkt ist systematisch kaum möglich, bevor nicht die Frage der bilateralen Beziehungen geklärt ist. Hier geht es vor allem um staatspolitische Fragen, wie eine institutionelle Verknüpfung mit der EU. Dieses Dossier ist politisch kaum in der laufenden Legislatur zu lösen.

- Lenkungsabgabe

Die Vorlage, die als Teilpaket 2 der Energiestrategie diskutiert wird, birgt wenig Risiken, denn sie hat keinen politischen Support. BR Maurer hat diese geerbt und sowohl er, wie auch die Mehrheit der Räte sehen keinen Grund, das Dossier weiter zu verfolgen.

- Steigende Arbeitslosigkeit

Die zunehmenden Entlassungen in Unternehmen begünstigen die Diskussion über eine Rettung der Wasserkraft und der Kernenergie durch den Staat dann, wenn die einzige Alternative zur Rettung ein Verlust an Arbeitsplätzen mit hohen sozialen Folgekosten für die Standortkantone wäre.

5. Taktisches Vorgehen

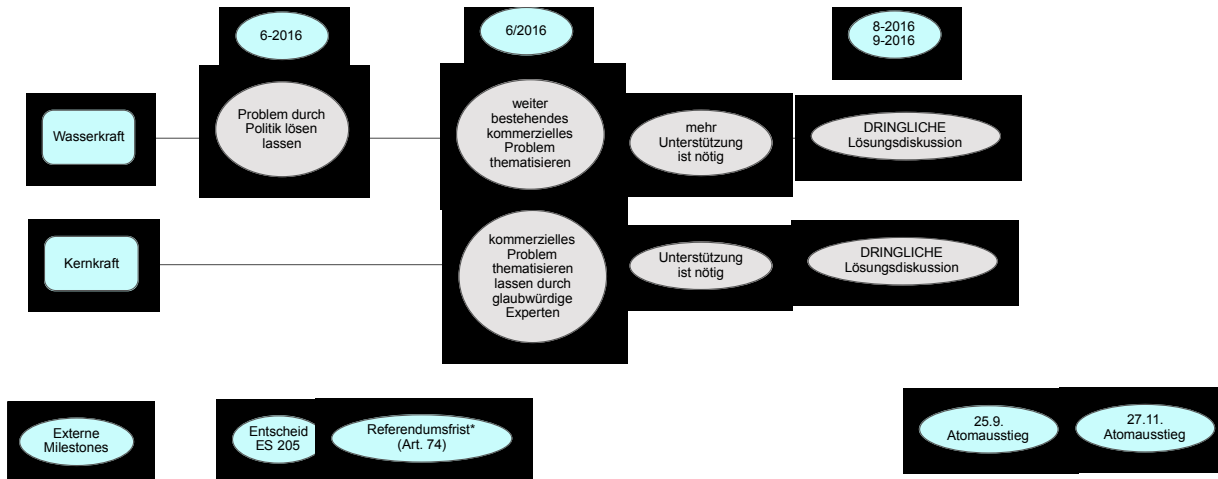
Der Public Affairs Prozess beginnt immer mit der Schaffung einer Problemwahrnehmung: Nur wenn eine mehrheitliche Sicht der Entscheidsträger so ist, dass das Problem anerkannt wird, kann über Lösungswege diskutiert werden. Die meisten Public Affairs Initiativen scheitern, dass die Problembewirtschaftung nicht oder ungenügend gemacht wird. Diese Logik gilt auch für beschleunigte Prozesse!

Die Besonderheit im vorliegenden Fall ist, dass die Themenfelder in unterschiedlichen Stadien sind. Die Wasserkraft ist bereits auf dem Weg zur Lösung in der Wahrnehmung der Politik (Förderung gemäss ES 2050) – aber bereits nach der vermeintlichen Lösung muss eine neue Initiative ergriffen werden, damit mehr Mittel zur Verfügung gestellt werden. Es beginnt also eine zweite Problemphase.

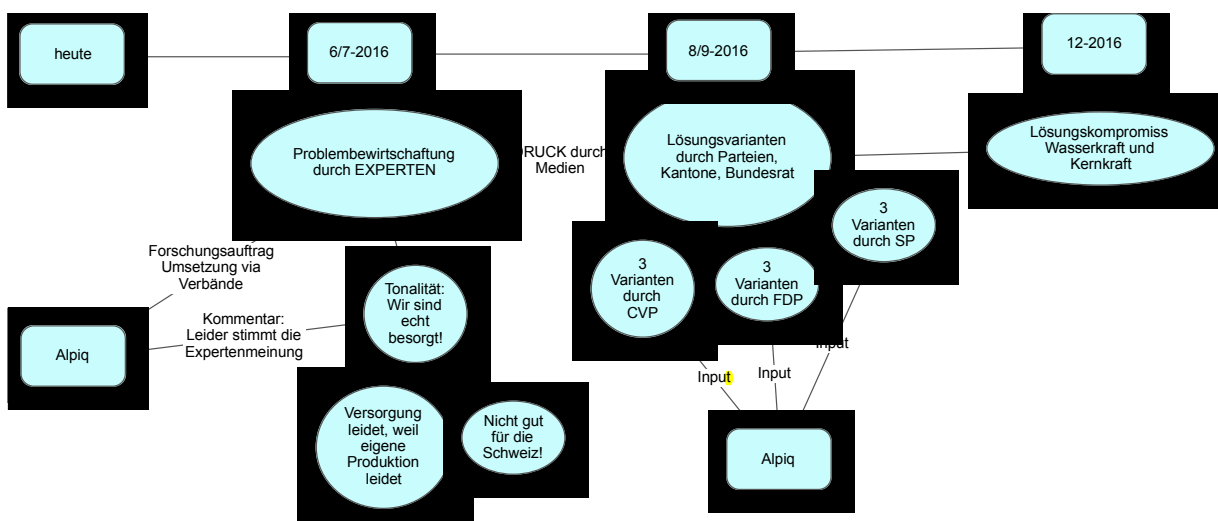
Bei der Kernenergie ist die Problematik noch nicht bekannt – die Politik wurde jahrelang von den Stromunternehmen so informiert, dass die Kernenergie unproblematisch ist und nicht diskutiert werden muss. Dies war auch eine vernünftige Taktik, denn jedes „Problem“ der Kernkraft erhöht sofort die Zahl grundsätzlich kritischer Stimmen. Die Thematisierung der wirklichen kommerziellen Situation bietet ja auch genau das Potential „des Ausschüttens des Kind mit dem Bade“. Deshalb muss a) der richtige Moment und b) der richtige Absender und c) die richtige Tonalität gefunden werden, um das kommerzielle Problem ins Bewusstsein zu rufen.

Wichtig ist, dass Alpiq aus der zweiten Reihe arbeitet! Dies erhöht die Chancen auf Erfolg. Je mehr die Probleme als Probleme von Alpiq wahrgenommen werden, desto unwahrscheinlicher ist, dass sich die Politik bewegt. Je besser es gelingt die Probleme zu volkswirtschaftlich relevanten Themen zu machen, desto grösser sind die Erfolgchancen. Die Rolle von Alpiq ist es, den Prozess aus der zweiten Reihe zu steuern, Inhalte zu kommentieren, zu finanzieren (Kontrolle behalten) und sicherzustellen, dass alle Lösungsvarianten geeignet sind. Das Thema darf unter keinen Umständen zur Sache von Alpiq (CEO oder VR) werden – das würde die Erfolgchancen massiv schmälern.

Schematische Darstellung des Vorgehens:



Schematische Beschreibung des PA Prozesses:



6. Lösungswege Public Affairs

Die Lösungswege, die zur Diskussion stehen, sind eine erste Auslegeordnung. Grundsätzlich geht es darum möglichst geeignete Wege zu finden, die dann möglichst zur Diskussion gestellt werden, wenn das Problem von breiten Kreisen und von Meinungsträgern akzeptiert ist und die ES 2050 parlamentarisch unter Dach und Fach ist (nach der Junisession).

- 1) Stossrichtung: **Quotenmodell**
- 2) Stossrichtung: Gestehungskosten für Alle
- 3) Stossrichtung: Bad Bank Produktionsanlagen, die sich nicht rechnen
- 4) Stossrichtung: **Auffanggesellschaft für alle defizitären Produktionsanlagen als Option**
- 5) Stossrichtung: contracts for difference für Wasserkraft / Kernkraft
- 6) Stossrichtung: Swiss Priority für inländische Produktion
- 7) Stossrichtung: Quotenmodell für Wasserkraft / Kernkraft
- 8) Stossrichtung: **Ausbau der KEV Finanzierung für Wasserkraft**
- 9) Stossrichtung: Aussetzung des Marktes bis zur Vollständigen Marktöffnung
- 10) Usw.

Nicht angesprochen werden Lösungswege, die längerfristig umgesetzt werden müssten und im Rahmen „normaler“ Prozesse abgebildet werden könnten.

In einem nächsten Schritt müssen diese Lösungswege rechtlich abgeklärt werden und dann auf ihre politische Umsetzbarkeit geprüft und priorisiert werden (siehe to do's).

Hier gilt es möglichst viele gangbare Wege zu identifizieren, die als Vorstösse in die öffentliche Diskussion und zu den politischen Entscheidern gebracht werden können.

7. Stakeholder

Dies ist eine erste Auslegeordnung und Einschätzung der Meinungsträger – aber eine detaillierte Analyse muss erfolgen, sobald Problembewirtschaftung und Lösungsoptionen vorangebracht sind.

Entscheidend sind:

- Kantone
- Bundesrat
- Parlament

Alle andere Stakeholder haben nicht genügend Kompetenz, die Probleme anzugehen und zu lösen.

7.1. Bundesrat

- Wird jede Handlung ablehnen, wenn kein öffentlicher Druck oder parlamentarischer Druck vorhanden ist.
- UVEK wird sich nach der Einschätzung des BFE richten. Dieses sieht keinen Handlungsbedarf.

- Hebel beim BFE könnte sein, dass es letztlich in der Verantwortung steht, wenn die Versorgung gefährdet ist – dies ist in diesem Fall aber ein „schwaches Argument“
- WBF spricht höchstens auf die Sicherung von Arbeitsplätzen an.
- EFD will in keinem Fall die angespannte Finanzlage weiter destabilisieren, spricht aber auf das nationale Argument an.
- EDA sorgt sich um die Implikationen eines Entscheides gegenüber EU / Belastung der bilateralen Beziehungen – ist in dieser Frage eher Follower
- VBS könnte ein heimlicher Verbündeter sein (Versorgungssicherheit)

7.2. Kantone

- Angespannte Finanzlage schlägt 2016 voll auf die Kantone durch.
- Es drohen weitere negative Effekte aufgrund der USR III – hier droht zudem ein Referendum.
- Bereitschaft zur Nationalisierung könnte evtl. vorhanden sein.
- Es fehlt noch eine detaillierte Analyse, welcher Kanton am meisten exponiert ist.
- Was nicht gehen wird ist die Summe der Kantone (EnDK oder VWDK).
- Evtl. könnten auch einzelne Kantone als „Retter“ auftreten?
- Hier fehlt noch eine fundierte Analyse...

7.3. Parteien

- Für die politischen Parteien ist das Thema neu, sie sind nicht bereit ohne Problemdruck zu handeln.
- Es ist nach wie vor einfacher, Firmenbashing zu machen, als Marktentwicklungen anzuerkennen.
- CVP: Würde grundsätzlich die Lösung der Atomfrage befürworten, sofern dadurch die Versorgung gesichert wird.
 - o Stefan Müller-Altermatt
 - o Yannick Buttet
 - o Filippo Lombardi
- SP: Würde grundsätzlich eine Lösung auf dem Weg einer Verstaatlichung stützen.
 - o Roger Nordmann
 - o Eric Nussbaumer
- FDP: Würde jeden staatlichen Eingriff ablehnen, bevorzugt einen Konkurs.
 - o Thiery Burkart
 - o Christian Wasserfallen
 - o Peter Schilliger
 - o Petra Gössi
- SVP: Steht einer Verstaatlichung grundsätzlich skeptisch gegenüber.
 - o Magdalena Martullo
 - o Hans Killer
 - o Roland Eberle
- Grüne: Verlangen auf dieser Basis eine Reduktion der Laufzeit als politischen Deal für jede Form der Zustimmung.

- Adèle Thorens
- Bastien Girod

7.4. Verbände

- Die Energieversorgungsverbände müssten durch Alpiq und AXPO gesteuert werden (Wasserwirtschaft, VSE, SE).
- Wirtschaftsverbände müssten durch AXPO und Alpiq neutralisiert werden.
- Ziel müsste sein, möglichst wenig Sperrfeuer seitens Verbandsorganisationen oder Think Tanks zu haben. Kritisch und schwer einzubinden sind Avenir Suisse und SGV.

Eine detaillierte Positionierung muss auch Gewerkschaften und Splittergruppen wie AVES und SES beinhalten.

7.5. Medien

- Medienvertreter werden nach einer kurzen Beschäftigung mit der Sache vor allem aufgrund der Komplexität auf Personen fokussieren. Hier gilt es eine Strategie zu entwickeln.
- Optimal:
 - Wir brauchen bei den Leitmedien Supporter, die a) Politiker als Helden ins Zentrum stellen und b) die Branche thematisieren und nicht zuvorderst die Unternehmen.
 - Entscheidend ist hier, dass CEO und VRP sich nicht mehr exponieren als nötig.

8. Zeitlicher Ablauf



Timeline	Handlung
März	Lancierung Touareg / Investorensuche / Support Wasserkraft Lobbying
April	Vorbereitungsarbeiten- das Problem der langfristigen Preisentwicklung
Mai	Vorbereitungsarbeiten- das Problem der Auswirkungen

Juni	Abschluss ES 2050 / Gutachten und Studien wie das Problem aussieht (evtl. schon politische Vorstösse / Lancierung anderer Optionen, die politischen Support brauchen)
Juli	Referendumsfrist / Lancierung von Lösungsoptionen/ Organisation weiterer Supporter
August	Weitere Bewirtschaftung des Problems in den Medien
September	Evtl. weitere Notmassnahmen im Parlament
Oktober	Erhöhung des Problemdrucks und Druck zur Lösung
November	Referendum ES 2050 / Atomausstiegsinitiative

9. Risiken

1. Problem der Wasserkraft (Stufe 2, ES 2050 reicht nicht) und der KKW (betriebliche Situation) wird nicht erkannt oder ernst genommen.
 - a. gezielte Nutzung Dritter (Experten, Opinion Leader, usw), die das Problem belegen und sichtbar machen (ASAP Studien erstellen lassen, z.B. ETH, EPFL, Polynomics, ISB)
 - b. gezielte Nutzung Dritter zur Lancierung der Lösungen (Sobald die Studienergebnisse da sind)
2. Durcheinander in der Kommunikation (Vermischung Wasserkraft, Kernkraft, anderes)
 - a. gezieltes Abarbeiten Schritt für Schritt: Thema Wasserkraft, dann Kernkraft
 - b. Einhalten des Phasenplans
 - c. Alpiq in der zweiten Reihe, Kontrolle durch Finanzierung, Lancierung der Studien, Lancierung der Lösungen....
3. Falsche Aussagen und gezielte Desinformation
 - a. Politiker wollen verhindern, Verantwortung zu übernehmen und sprechen von Strombaronen, die ihre Hausaufgaben machen sollen kann nur begegnet werden durch gezieltes Gegenhalten – dies gilt auch in der Medienarbeit. Falschaussagen müssen Richtiggestellt werden.
4. Reputation CEO und VRP werden beschädigt
 - a. Thema muss ein Branchenthema sein, das Experten auch so sehen!
 - b. Ausserdem muss das Alpiq-Management nicht in die erste Linie sondern reaktiv kommunizieren und jeweils Lösungen vorschlagen. Es gilt Botschafter bei Verbänden und in der Politik aufzubauen.

- c. Vorteil: Wir sagen seit Jahren das gleiche – also können auch Aussagen von vor 2 Jahren wieder als Zitat bewusst inszeniert werden und unsere Konsistenz belegen.
 - d. Erfolge bei Touareg müssen systematisch kommuniziert werden.
5. Lösungsweg wird nicht akzeptiert
- a. Zuerst Problemdruck durch Studien steigern, Verbündete schaffen (Kantone)
 - b. Unterschiedliche Lösungswege auf den Weg bringen und diese argumentieren.
 - c. Meinungsträger dürfen wählen, welchen Weg sie gehen wollen, nicht ob sie einen gehen wollen...
6. Politische Mehrheiten fehlen
- a. Zuerst Problemdruck steigern und Verbündete schaffen, Wasserkraft und Kernkraft auseinanderhalten, Bereitschaft selbst auch einen Teil der Last zu tragen immer wieder thematisieren (Opfersymmetrie).
 - b. Sicherstellen, dass das schwächste Glied dann die Lösung übernehmen muss (z.B. der Bund als Summe aller Kantone).
7. Zeitplan ist nicht rasch genug
- a. Optionen suchen, die rascher gehen und ohne Staat auskommen.
 - b. Problemdruck steigern durch gezielte Unterstützungsmassnahmen in der Kommunikation.
 - c. Medienberichterstattung steigern, ohne unnötigen Alarmismus aber dennoch mit einer entsprechenden Tonalität...
 - d. Kadenz von Gutachten hochhalten...
8. Verunsicherung von neuen Investoren Wasserkraft (Touareg)
- a. Zeitlichen Ablauf so legen, dass Wasserkraft „save“ ist (mehr als 50% der Ziele erreicht),
 - b. Touareg Erfolgsbotschaften konsequent kommunizieren,
 - c. Thema als Branchenthema durch unabhängige Studien kommunizieren.
9. Politische Entscheidsträger intervenieren via VR
- a. Branchenthema und nicht Firmenthema durch Expertenmeinungen sicherstellen.

- b. VR Mitglieder „argumentierfähig“ ausstatten und zu Botschaftern machen.

10. Verletzung von Börsenrecht (insbesondere Minderheitsaktionäre)

- a. Themen und Inhalte durch Dritte bewirtschaften sofern möglich (keine Alpiq Inszenierung)
- b. Besonders Augenmerk auf Ad-hoc Regeln, diese müssen beachtet werden.
- c. Keine Indiskretionen – entsprechende Vorbereitung und Kommunikationstrainings.

10. Gesamtbeurteilung

Die Schaffung der Wahrnehmung einer Problematik, die dann zu einer staatlichen Intervention führt, ist ein heikles Unterfangen. Dieses kann nur gelingen, wenn das Problem aus Sicht der Entscheider nicht anders lösbar ist (sachlich und zeitlich) und das Problem als „too big to fail“ eingestuft wird – in den Augen der Meinungsführer und auch der Bevölkerung.

Das Risiko, dass das Management der mitwirkenden Firmen bei diesem Schritt selbst zum Thema wird, ist hoch (UBS, Swissair). Dieses Risiko kann nur reduziert werden, wenn ein Konsens bei Experten, Meinungsführern und Politikern besteht, dass die Problematik nicht selbst verschuldet ist.

Die Kombination aus hohem Problemdruck, einer unverschuldeten Situation und der Möglichkeit das Problem mit der Wasserkraft und der Kernkraft zu lösen (Volksabstimmung) könnte eine Gemengelage ergeben, die politische Mehrheiten schafft.

11. Empfehlung

Der Gang zur politischen Lösung wird nur empfohlen, wenn es aus wirtschaftlichen Gründen keinen anderen Ausweg gibt.

Der Weg ist gangbar, aber es gibt einige Herausforderungen, die von externen Faktoren abhängen und nicht direkt, sondern nur indirekt steuerbar sind. Deshalb kann es keine Erfolgsgarantie geben.

Die Erfolgswahrscheinlichkeit steigt, wenn es gelingt, eine klare Phasierung durchzuziehen:

Phase I: Das Problem wird thematisiert bis zum JUNI.

Es geht um eine nicht selbstverschuldete Marktentwicklung, die die Versorgung und die Wirtschaft der Schweiz bedroht. Die Rolle von Alpiq ist zu Schweigen.

Phase II: Danach kommen Lösungsvorschläge auf den Tisch, am besten 3-5 – alle Vorschläge lösen das Problem von Alpiq. Alpiq ist nicht Akteur, sondern Kommentator dieser Vorschläge. Die Vorschläge selbst kommen von den Parteien und oder Experten.

Phase III: Die Vorschläge werden kommunikativ und politisch akzeptabel und mehrheitsfähig. Alpiq hilft mit, aber hält sich zurück. Treiber sind die politischen Exponenten.

12. Massnahmenplanung

- 1) Vorbereitung der Problembewirtschaftung (Planung) und Aufstellen der Meilensteine
- 2) Problemkonzept und Budgetierung der Phase I (Dritte)
 - a. Studie ETH Energieversorgung
 - b. Studie EPFL Energieversorgung
 - c. Studie VWL / HSG Bedeutung der Versorgung im Inland
 - d. Studie Juristen Unterschiedliche Modelle und Lösungsoptionen
- 3) Vorbereitung von 2-3 Konzepten für eine politische Lösung (CVP, FDP, SP, Kantone, Bundesrat)
- 4) Priorisierung der Vorgehensweisen und der möglichen Optionen
- 5) Planung von Drittplattformen (darf nicht durch Alpiq interne Personen gemacht werden) für die Studienlancierung z.B. Forum Einstein, Leaders, Club Politique, Interviews (FuW, HZ, NZZ, Tages-Anzeiger)
- 6) Erstellen von politischen Vorstösse für die Parteien, Belgeitung und sicherstellen, dass diese zur Diskussion kommen (darf nicht durch Alpiq selbst gemacht werden)

13. To do's

- Erste Besprechung CEO, 1. Märzwoche
- Detaillierte Ausarbeitung und Konzeptionierung, Budgetierung, Mitte März



Übersicht



- Finanzielle Situation
- Strategieumsetzung
- Politische Rahmenbedingungen
- Prioritäten 2016/17
- Stilllegung und Entsorgung von KKW
- Diskussion



Geschäftsergebnis 2014 | 2015

Gutes operatives Ergebnis vor Sondereinflüssen in anhaltend schwierigem Marktumfeld

- Energieabsatz von 100.6 TWh
- Normalisiertes Betriebsergebnis von CHF 575 Mio.
- Beitrag Ergebnisverbesserungsprogramm von CHF 91 Mio.
- Wertberichtigungen von netto CHF 1.3 Mia
- Negatives Unternehmensergebnis von CHF 990 Mio. CHF

Seite 3

aspo Finanzwertes Risiko für den Konzern Zürich | 11.04.2016

Hohe Bewertungsanpassungen



	in Mio. CHF	Vorjahr 2013/14	Ist 2014/15	Abweichung
Gesamtleistung		6 705	5 860	- 845
Beschaffungsaufwand für Energie und Netznutzung, Warenaufwand		- 4 775	- 4 076	+ 699
Material und Fremdleistungen		- 185	- 204	- 19
Personalaufwand		- 655	- 628	+ 26
Übriger Betriebsaufwand		- 422	- 357	+ 65
Ergebnis v. Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA)		668	594	- 74
Abschreibungen und Amortisationen		-1 506	-1 523	- 17
Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT)		- 838	- 929	- 91
in % der Gesamtleistung		-12,6%	-15,9%	

- Wertberichtigungen und Rückstellungen auf Kraftwerken und Energiebezugsrechten von 1,3 Mia. CHF

Seite 4

aspo Finanzwertes Risiko für den Konzern Zürich | 11.04.2016

Investitionsvolumen



	Vorjahr 2013/14	Ist 2014/15	Abweichung
in Mio. CHF			
Hydroenergie	398	324	- 74
Kernenergie	162	146	- 16
Netze	116	114	- 2
Neue Energien	44	19	- 25
Übriges	60	96	+ 36
Total	779	699	- 80

- Hohe Investitionen in das Pumpspeicherwerk Linth-Limmern und Kernkraftwerk Beznau
- Ersatz und Ausbau der Netzinfrastruktur
- Einzahlungen in Stilllegungs- und Entsorgungsfonds unverändert

Seite 5

Aspo - Finanzbilanz Risiko für den Kanton Zürich | 11.04.2016

Nettofinanzguthaben



	Vorjahr 30.9.2014	Ist 30.9.2015	Abweichung
in Mio. CHF			
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	- 348	- 662	- 314
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	- 4 330	- 3 974	+ 356
Total anrechenbare Schulden	- 4 678	- 4 636	+ 42
Flüssige Mittel	2 010	1 857	- 153
Zur Veräusserung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	1 359	1 503	+ 144
Langfristige Finanzforderungen	781	886	+ 105
Kurzfristige Finanzforderungen	1 462	864	- 598
Total Liquidität	5 612	5 111	- 501
Nettofinanzguthaben	935	476	- 459

Seite 6

Aspo - Finanzbilanz Risiko für den Kanton Zürich | 11.04.2016

Solide Bilanzstruktur



	Vorjahr		Ist		Abweichung
	30.9.2014		30.9.2015		
in Mio. CHF					
Anlagevermögen	12 644	63%	11 976	63%	- 668
Umlaufvermögen	7 574	37%	6 931	37%	- 643
Aktiva	20 219	100%	18 908	100%	-1 311
Eigenkapital inkl. Minderheitsanteile	7 517	37%	6 065	32%	-1 452
Langfristiges Fremdkapital	8 787	43%	8 909	47%	+ 122
Kurzfristiges Fremdkapital	3 914	19%	3 934	21%	+ 19
Passiva	20 219	100%	18 908	100%	-1 311

- Stabile Finanzverbindlichkeiten
- Tieferes Eigenkapital vor allem aufgrund hoher Bewertungsanpassungen
- Solide Bilanzstruktur und Finanzierung mit Eigenkapitalquote von 32 %

Seite 7

Aspo: Finanzielles Risiko für den Kanton Zürich? | 11.04.2016

Geschäftsjahr 14/15: Konsequente Strategieumsetzung



Schwerpunkt auf vier Handlungsfeldern

Umsetzungen wirken negativen Rahmenbedingungen entgegen

1. Optimierung Kerngeschäft



2. Erschliessung neuer Geschäftsfelder



3. Kosteneinsparungen



4. Gezielte Investitionen



Seite 9

Axpo - Finanzielles Risiko für den Kanton Zürich? | 11.04.2016

1. Optimierung Kerngeschäft

Managing a portfolio of around 12 000 MW of renewables for our customers

■ Power Purchase Agreements & Portfolio Management
 ■ Power Purchase Agreements
 ■ Spot Market Trading / Portfolio Management



- Strom- und Gasabsatz von 100.6 TWh
- Erneuerbare Energien:
 - 4000 MW installierte Leistung in der Schweiz und Europa
 - Vermarktung von rund 12000 MW Wind
- Fokussierung des Bereiches Erneuerbare Energien durch Anpassungen in der Organisationsstruktur
- Verkauf des Kompogas Anlagenbaus und der Axpo Contracting

Seite 10

Axpo - Finanzielles Risiko für den Kanton Zürich? | 11.04.2016

2. Erschliessung neuer Geschäftsfelder

Kundengeschäft im Fokus



Origination: Produkte und Dienstleistungen für Kunden

Kunden	Erneuerbare Energien	Erzeuger	Industriekunden	Wiederverkäufer	KMU
Dienstleistungen	<ul style="list-style-type: none"> Marktzugang Ausgleichsenergie Portfoliomangement 		<ul style="list-style-type: none"> Marktzugang Ausgleichsenergie Portfoliomangement 	<ul style="list-style-type: none"> Marktzugang Ausgleichsenergie Portfoliomangement Preisberechnungs-Tools 	<ul style="list-style-type: none"> Energieeffizienz-Audit
Produkte	<ul style="list-style-type: none"> Abnahmeverträge für Strom und Grüne Zertifikate Mindestpreise für Strom 	<ul style="list-style-type: none"> Abnahmeverträge für Strom Tolling-Verträge 	<ul style="list-style-type: none"> Standardprodukte Strukturierte Produkte Verkauf von Strom und Gas Langfristige und europaweite Lieferverträge (nur Industriekunden) 		<ul style="list-style-type: none"> Verkauf von Strom und Gas
	individuelle Lösungen (Origination)				standardisierte Lösungen

USA: Wachstumsmarkt mit liquidem Grosshandel



- US-Geschäft für Umsetzung Axpo-Strategie notwendig
- Handel & Origination in Europa x-fach erprobt: flexibel, kundennah
- begrenzte Risiken durch klare Limiten und Compliance



● Locations ■ Activities

Seite 13



Aspo: Finanzielles Risiko für den Kanton Zürich | 11.04.2016

3. Kosteneinsparungen

Massnahmen des in 2013 gestarteten Programmes greifen



Einsparungen von insgesamt 91 Mio. CHF im GJ 14/15 realisiert hauptsächlich durch:

- Reduktion Personalaufwand (insgesamt 193 Nettostellen)
- Flexiblere, effizientere Strukturen und ein optimiertes Beschaffungsmanagement
- Tiefere Liegenschafts- und IT-Kosten
- Angepasste Instandhaltungskonzepte

➔ **Kostenoptimierung bis Geschäftsjahr 2016/2017 konzernweit von CHF 200 Mio.**

Seite 14

Aspo: Finanzielles Risiko für den Kanton Zürich | 11.04.2016

4. Gezielte Investitionen

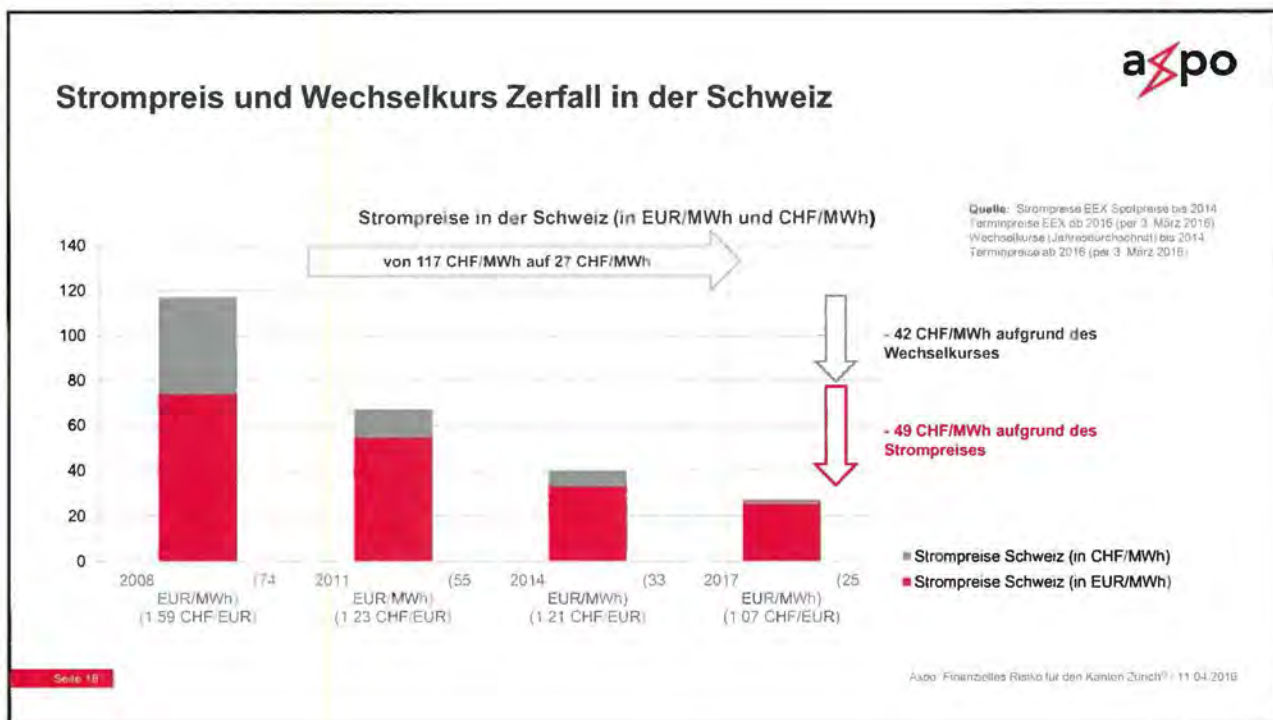
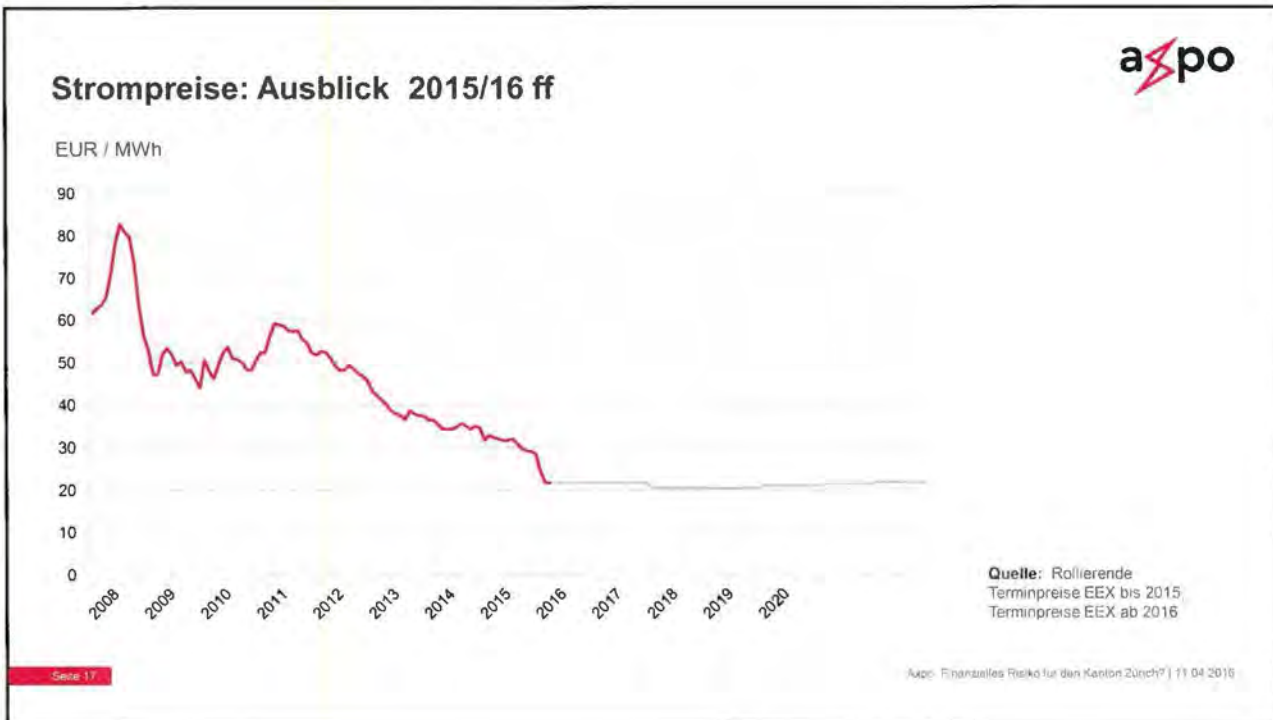
Grossprojekte leisten Beitrag zur Strategieerfüllung

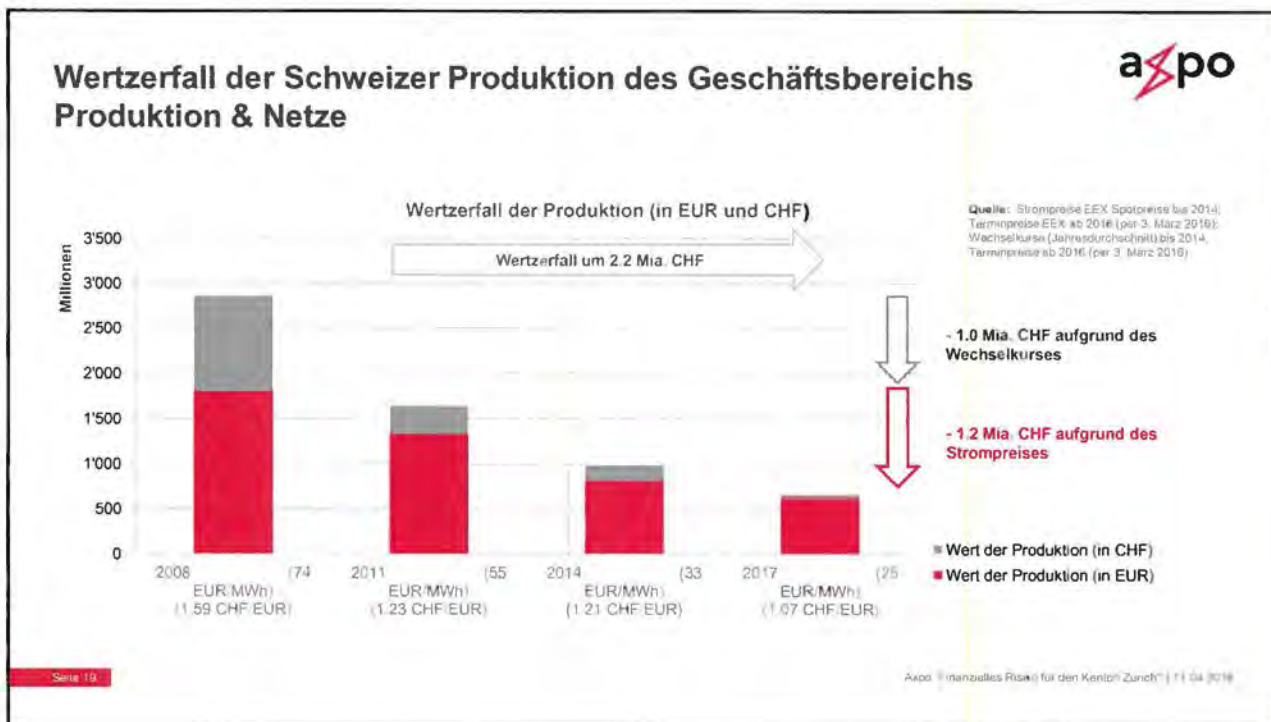


KKW Beznau 1: Weg zur Wiederinbetriebnahme

Erstellung und Abarbeitung einer Roadmap zum Sicherheitsnachweis







Gestehungskosten: Axpo-Portfolio für Rentabilität relevant

Vorwurf: Axpo versteckt die Kosten ihrer Kraftwerke.

Massgebend für Axpo sind nicht die Kosten eines Kraftwerks, sondern die Kosten des Portfolios (= grundsätzlicher Irrtum bei allen Hochrechnungen und Bewertungen zur Rentabilität der Axpo Kraftwerke). Nach Produktionsart sieht das so aus:

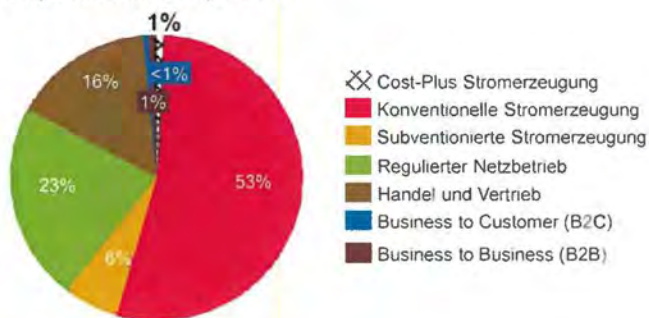
Portfolio	Stichprobe	Minimum	Maximum
Kern CH + LTC	3 Kraftwerke 8 Verträge	4.5 Rp./kWh	8.5 Rp./kWh
Laufwasser KW	24 Kraftwerke	1.5 Rp./kWh	11.0 Rp./kWh
Speicher- / Pumpspeicher KW	18 Kraftwerke	3.0 Rp./kWh	8.0 Rp./kWh

Seite 20

Axpo Finanzelles Risiko für den Kanton Zürich | 11.04.2016

Axpo muss unabhängiger vom Strompreis werden

Kapitaleinsatz Axpo 2018



Axpo hat eine hohe strategische Abhängigkeit vom Strompreis.



Eine weitergehende Diversifikation des Portfolios ist strategisch unumgänglich.

Politische Rahmenbedingungen

▪ EU



▪ Versorgungssicherheit



▪ Kernenergie



▪ Hydroenergie





Vorbemerkung: Vom Monopol in den Markt

Warum das heutige «Halb-Marktmodell» Axpo schadet

- Seit 2009 können Grosskunden (ab 100 TWh/a) zu Marktpreisen einkaufen, alle anderen zahlen im Monopol Gestehungskosten plus einen kleinen Gewinn («cost plus»)
- Axpo hat praktisch nur Grosskunden, ist also dem Marktpreis voll ausgesetzt, beliefert alle KWe seit 1.1.14 zu Marktkonditionen (2013: 13,8 TWh; 2014: 10,8 TWh; 2015: 5,9 TWh)
- Marktpreise sind in den letzten Jahren dramatisch gefallen, unter Gestehungskosten der Schweizer Kraftwerke
 - Energieproduzenten **mit** gebundenen Kunden können «cost plus» an Endkunden verrechnen (z.B. regionale und lokale Versorger, Stadtwerke)
 - Energieproduzenten **ohne** gebundene Kunden können nur tiefere Marktpreise verrechnen, machen also mit jeder Kilowattstunde einen Verlust (z.B. Axpo, Alpiq)
 - Folge: Kantonswerke im «Axpo Verbund» kaufen zu Marktpreisen ein (bei Axpo oder anderen) und können bei gebundenen Kunden «cost plus» verrechnen

Seite 22

©Axpo, Finanzcontrolling, Bereich für die Region Zürich | 11.04.2015



Politische und regulatorische Mehrkosten: Risiken im Überblick

- **Kernenergie:** Laufzeiten, Stilllegung und Entsorgung (insb. Sicherheitszuschlag)
- **Wasserkraft:** Wasserzins, Partnerwerkbesteuerung, Konzessionsgebühren, Restwasser- und Umweltauflagen
- **Netze:** Entsolidarisierung, Entbündelung, Verfahren
- **Handel:** Regulierung, Lizenzen
- **Rev. StromVG:** Anreizregulierung, G-Komponente, Pumpspeicherabgabe
- **CH/EU:** Stromabkommen: Market Coupling, Marktdesign, Kapazitätsmechanismen

Seite 23

©Axpo, Finanzcontrolling, Bereich für die Region Zürich | 11.04.2015

Erwartungen an die (nationale) Energiepolitik



- Planungs- und Rechtssicherheit als «wichtigstes Gebot»
- Erhalt der Wasserkraft (u. a. «Marktprämienmodell NR», «Neuverhandlungen Wasserzins»)
- Verzicht auf politisch motivierte Zusatzbelastungen der Kernenergie
- Abbau der Marktverzerrungen z. B. durch CO₂-Abgabe auf Import-Kohlestrom prüfen
- Ablehnung «Atom-Ausstiegs-Initiative»
- vollständige und rasche Marktöffnung CH (Übergangslösung: «Gestehungskosten für alle»)

Seite 20

Quelle: Energiemerkmalplan für den Schweizer Markt 2014-2018

Versorgungssicherheit gestern und heute



- Im Monopol Verantwortung der Versorger für die Versorgungssicherheit (Energie- und Netzplanung)
- Mit dem 1. Marktöffnungsschritt (StromVG) wurden Netz und Energie getrennt; Netzverantwortung 380/220 kV (Höchstspannung) jetzt bei Swissgrid
- Offen ist Zuständigkeit für die «Energieplanung» (gesetzlich nicht abschliessend geregelt, Markt-Player können es nicht sein)
- Konstruktive Gespräche in «Winter-Taskforce» 2015/16
- Trend: Sicherung von inländischen Reserve-Kapazitäten durch Swissgrid

Anmerkung:

Der NOK-Gründungsvertrag und die Energielieferverträge mit den Kantonswerken enthalten keine rechtlichen Verpflichtungen bezgl. Versorgungssicherheit.

Seite 21

Quelle: Energiemerkmalplan für den Schweizer Markt 2014-2018

Auslagerung der KKW in eine «Bad Bank»?



- Auslagerung KKW in eine Auffanggesellschaft des Bundes heute kein Thema (es fehlen insbesondere die rechtlichen und politischen Voraussetzungen!)
- Das Schweizer Modell, in dem die Betreiber für Betrieb, Stilllegung und Entsorgung der KKW verantwortlich sind, hat sich bisher bewährt
- Die KKW erwirtschaften aufgrund der tiefen Kohle- und CO₂-Preise sowie der Subventionierung der erneuerbaren Energien ihre Vollkosten derzeit nicht
- Weitere politisch motivierte, kostensteigernde Auflagen sind nicht auszuschliessen
- Es ist deshalb nicht falsch, wenn sich die Betreiber – aber auch die Politik – über die Zukunft der KKW Gedanken machen

Anmerkung: Ein Durchgriff auf die Aktionäre der Axpo ist im Kernenergiegesetz nicht vorgesehen

Seite 27

Axpo: Finanzielles Risiko für den Kanton Zürich* | 11.04.2016

Unsere Prioritäten 16/17

Rentabilität steigern und Liquidität sichern



- Investitionsmanagement mit klarer Priorisierung
- Erschliessung neuer, rentabler Geschäftsfelder durch Weiterentwicklung und Innovation
- Optimierung Kerngeschäft und Verbesserung Kosteneffizienz
- Reduktion der Abhängigkeit vom Strompreis

Seite 28

Axpo: Finanzielles Risiko für den Kanton Zürich* | 11.04.2016



Finanzierung der Stilllegung und Entsorgung von Kernanlagen





Das Schweizer System

Verursachergerecht, sicher, langfristig, robust

- **Verursacherprinzip:** Kosten für Stilllegung und Entsorgung sind durch die Verursacher zu tragen (KEG)
 - Pflicht zur Rückstellungsbildung durch die Betreiber
 - Kosten fallen in der Betriebsphase der KKW an
- **Fonds:** Sicherstellung der finanziellen Mittel in zwei Fonds unter Aufsicht des Bundes
- **Kontinuität führt zum Ziel:** Alle 5 Jahre Kostenstudien als Grundlage für die Berechnungen
 - Aktueller internationaler Stand von Wissenschaft und Technik
 - Prüfung durch Aufsichtsbehörde (ENSI) und internationale Experten
 - Festlegung durch den Bund
 - Im **Jahr 2016** wird eine **neue Kostenstudie** durchgeführt; die Resultate sind auf Ende Kalenderjahr zu erwarten

Seite 3

Kommunikation, April 2016, Seite 3/15



Das Schweizer System

Staatliche Fonds zur Sicherstellung der finanziellen Mittel

- Zur Sicherstellung der finanziellen Mittel für die Kosten der Stilllegung und der Entsorgung, die nach der Ausserbetriebnahme der Werke anfallen werden, bestehen gemäss Kernenergiegesetz (KEG) zwei staatliche Fonds:
 - Der **Stilllegungsfonds** (seit 1984)
 - Der **Entsorgungsfonds** (seit 2000)
- Die Fonds sind unter **Aufsicht des Bundes**
- Die **Betreiber sind verpflichtet**, die Fonds mit jährlichen Beiträgen zu füllen, so dass bei der Ausserbetriebnahme der **Zielwert erreicht** wird.
 - Jeder Betreiber äufnet seinen Anteil an den beiden Fonds
 - Jedem Betreiber stehen die Mittel an den Fonds im Umfang zu, wie er Beiträge einbezahlt hat

Seite 4

Kommunikation, April 2016, Seite 4/15

Risikotragung Stilllegungs- und Entsorgungskosten

Rückgriffskaskade

- Haftungsreihenfolge**
- 1 **Anlageninhaber / Beitragspflichtiger**
 - Gesetzliche Kostentragungspflicht
 - Der Beitragspflichtige kann die im Fonds sichergestellten Finanzmittel im Umgang der bezahlten Kosten beziehen
 - 2 **Anlageninhaber / Beitragspflichtiger**
 - Reichen die Ansprüche gegenüber dem Fonds nicht aus, sind die Kosten durch Eigenmittel zu decken
 - 3 **Anlageninhaber / Beitragspflichtiger**
 - Reichen die Eigenmittel zur Deckung der verbleibenden Kosten nicht aus, werden diese vorübergehend durch den Fonds mit seinen gesamten Mitteln gedeckt. Der Beitragspflichtige muss den Differenzbetrag inkl Zinsen zurückzahlen
 - 4 **übrige Anlageninhaber / Beitragspflichtige**
 - Kann der Nachschusspflichtige den Differenzbetrag nicht rückerstatten, so müssen die übrigen Beitragspflichtigen den Differenzbetrag im Verhältnis ihrer Beiträge durch Nachschüsse decken
 - 5 **allenfalls Bund**
 - Sind die Nachschüsse für die Beitragspflichtigen wirtschaftlich nicht tragbar, entscheidet die Bundesversammlung über eine Kostenbeteiligung des Bundes

Risikotragung Stilllegungs- und Entsorgungskosten

Bei den Partnerwerken bieten die Aktionäre Sicherheit

- **Kostenrisiko** und auch das **Renditerisiko** der Fonds liegen generell bei **den Betreibern** (gemäss KEG)
- **Auflösung** (Liquidation) der Gesellschaften **erfordert die Zustimmung des UVEK**
- Aus den Gründungs- und Partnerverträgen ergibt sich bei den Partnerwerken (KKG und KKL) eine **anteilige Kostenübernahmepflicht** (Jahreskostenverpflichtung) unter den beteiligten Aktionären **über den Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme hinaus**
- **Aktionäre können ihre Kostenübernahmeverpflichtung langfristig nur wahrnehmen, wenn die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere das Marktdesign dies zulassen**



Risikotragung Stilllegungs- und Entsorgungskosten

Im Falle eines Konkurses eines Betreibers/Partners am Beispiel BKW

- Es besteht eine anteilmässige Nachschusspflicht der anderen Betreiber in Bezug auf die Deckung der Stilllegungs- und Entsorgungskosten
- Die Kosten, welche im Falle eines Konkurses der BKW (KKW Mühleberg) wirtschaftlich durch Axpo zu tragen wären, setzen sich zusammen aus den direkten Nachschüssen in die Stilllegungs- und Entsorgungsfonds als Betreiberin des KKB von rund 100 Mio. CHF und aus den anteiligen, indirekten Nachschüssen von rund 180 Mio. CHF, die Axpo als Aktionärin KKL und KKG zu tragen hätte (gerechnet über einen Zeitraum von 50 Betriebsjahren für die Kernkraftwerke KKB, KKL und KKG)
- Ferner würde es auch zu einer anteilmässigen Übertragung der von der BKW zu zahlenden Jahreskosten im KKL auf die anderen Aktionäre kommen. BKW zahlt in den kommenden Jahren Jahreskosten in der Höhe von 40-50 Mio. CHF. Auch hier besteht keine rechtliche Verpflichtung zur Übernahme der Jahreskosten durch die übrigen Aktionäre.
Es ist zu berücksichtigen, dass mit der Jahreskostenübernahme jeweils auch die Energieverwertung auf die anderen Partner überginge, womit Erträge erwirtschaftet werden könnten

Seite 7

© 2014/2015/2016/2017/2018/2019/2020/2021/2022/2023/2024/2025/2026/2027/2028/2029/2030/2031/2032/2033/2034/2035/2036/2037/2038/2039/2040/2041/2042/2043/2044/2045/2046/2047/2048/2049/2050/2051/2052/2053/2054/2055/2056/2057/2058/2059/2060/2061/2062/2063/2064/2065/2066/2067/2068/2069/2070/2071/2072/2073/2074/2075/2076/2077/2078/2079/2080/2081/2082/2083/2084/2085/2086/2087/2088/2089/2090/2091/2092/2093/2094/2095/2096/2097/2098/2099/2100/2101/2102/2103/2104/2105/2106/2107/2108/2109/2110/2111/2112/2113/2114/2115/2116/2117/2118/2119/2120/2121/2122/2123/2124/2125/2126/2127/2128/2129/2130/2131/2132/2133/2134/2135/2136/2137/2138/2139/2140/2141/2142/2143/2144/2145/2146/2147/2148/2149/2150/2151/2152/2153/2154/2155/2156/2157/2158/2159/2160/2161/2162/2163/2164/2165/2166/2167/2168/2169/2170/2171/2172/2173/2174/2175/2176/2177/2178/2179/2180/2181/2182/2183/2184/2185/2186/2187/2188/2189/2190/2191/2192/2193/2194/2195/2196/2197/2198/2199/2200/2201/2202/2203/2204/2205/2206/2207/2208/2209/2210/2211/2212/2213/2214/2215/2216/2217/2218/2219/2220/2221/2222/2223/2224/2225/2226/2227/2228/2229/2230/2231/2232/2233/2234/2235/2236/2237/2238/2239/2240/2241/2242/2243/2244/2245/2246/2247/2248/2249/2250/2251/2252/2253/2254/2255/2256/2257/2258/2259/2260/2261/2262/2263/2264/2265/2266/2267/2268/2269/2270/2271/2272/2273/2274/2275/2276/2277/2278/2279/2280/2281/2282/2283/2284/2285/2286/2287/2288/2289/2290/2291/2292/2293/2294/2295/2296/2297/2298/2299/2300/2301/2302/2303/2304/2305/2306/2307/2308/2309/2310/2311/2312/2313/2314/2315/2316/2317/2318/2319/2320/2321/2322/2323/2324/2325/2326/2327/2328/2329/2330/2331/2332/2333/2334/2335/2336/2337/2338/2339/2340/2341/2342/2343/2344/2345/2346/2347/2348/2349/2350/2351/2352/2353/2354/2355/2356/2357/2358/2359/2360/2361/2362/2363/2364/2365/2366/2367/2368/2369/2370/2371/2372/2373/2374/2375/2376/2377/2378/2379/2380/2381/2382/2383/2384/2385/2386/2387/2388/2389/2390/2391/2392/2393/2394/2395/2396/2397/2398/2399/2400/2401/2402/2403/2404/2405/2406/2407/2408/2409/2410/2411/2412/2413/2414/2415/2416/2417/2418/2419/2420/2421/2422/2423/2424/2425/2426/2427/2428/2429/2430/2431/2432/2433/2434/2435/2436/2437/2438/2439/2440/2441/2442/2443/2444/2445/2446/2447/2448/2449/2450/2451/2452/2453/2454/2455/2456/2457/2458/2459/2460/2461/2462/2463/2464/2465/2466/2467/2468/2469/2470/2471/2472/2473/2474/2475/2476/2477/2478/2479/2480/2481/2482/2483/2484/2485/2486/2487/2488/2489/2490/2491/2492/2493/2494/2495/2496/2497/2498/2499/2500/2501/2502/2503/2504/2505/2506/2507/2508/2509/2510/2511/2512/2513/2514/2515/2516/2517/2518/2519/2520/2521/2522/2523/2524/2525/2526/2527/2528/2529/2530/2531/2532/2533/2534/2535/2536/2537/2538/2539/2540/2541/2542/2543/2544/2545/2546/2547/2548/2549/2550/2551/2552/2553/2554/2555/2556/2557/2558/2559/2560/2561/2562/2563/2564/2565/2566/2567/2568/2569/2570/2571/2572/2573/2574/2575/2576/2577/2578/2579/2580/2581/2582/2583/2584/2585/2586/2587/2588/2589/2590/2591/2592/2593/2594/2595/2596/2597/2598/2599/2600/2601/2602/2603/2604/2605/2606/2607/2608/2609/2610/2611/2612/2613/2614/2615/2616/2617/2618/2619/2620/2621/2622/2623/2624/2625/2626/2627/2628/2629/2630/2631/2632/2633/2634/2635/2636/2637/2638/2639/2640/2641/2642/2643/2644/2645/2646/2647/2648/2649/2650/2651/2652/2653/2654/2655/2656/2657/2658/2659/2660/2661/2662/2663/2664/2665/2666/2667/2668/2669/2670/2671/2672/2673/2674/2675/2676/2677/2678/2679/2680/2681/2682/2683/2684/2685/2686/2687/2688/2689/2690/2691/2692/2693/2694/2695/2696/2697/2698/2699/2700/2701/2702/2703/2704/2705/2706/2707/2708/2709/2710/2711/2712/2713/2714/2715/2716/2717/2718/2719/2720/2721/2722/2723/2724/2725/2726/2727/2728/2729/2730/2731/2732/2733/2734/2735/2736/2737/2738/2739/2740/2741/2742/2743/2744/2745/2746/2747/2748/2749/2750/2751/2752/2753/2754/2755/2756/2757/2758/2759/2760/2761/2762/2763/2764/2765/2766/2767/2768/2769/2770/2771/2772/2773/2774/2775/2776/2777/2778/2779/2780/2781/2782/2783/2784/2785/2786/2787/2788/2789/2790/2791/2792/2793/2794/2795/2796/2797/2798/2799/2800/2801/2802/2803/2804/2805/2806/2807/2808/2809/2810/2811/2812/2813/2814/2815/2816/2817/2818/2819/2820/2821/2822/2823/2824/2825/2826/2827/2828/2829/2830/2831/2832/2833/2834/2835/2836/2837/2838/2839/2840/2841/2842/2843/2844/2845/2846/2847/2848/2849/2850/2851/2852/2853/2854/2855/2856/2857/2858/2859/2860/2861/2862/2863/2864/2865/2866/2867/2868/2869/2870/2871/2872/2873/2874/2875/2876/2877/2878/2879/2880/2881/2882/2883/2884/2885/2886/2887/2888/2889/2890/2891/2892/2893/2894/2895/2896/2897/2898/2899/2900/2901/2902/2903/2904/2905/2906/2907/2908/2909/2910/2911/2912/2913/2914/2915/2916/2917/2918/2919/2920/2921/2922/2923/2924/2925/2926/2927/2928/2929/2930/2931/2932/2933/2934/2935/2936/2937/2938/2939/2940/2941/2942/2943/2944/2945/2946/2947/2948/2949/2950/2951/2952/2953/2954/2955/2956/2957/2958/2959/2960/2961/2962/2963/2964/2965/2966/2967/2968/2969/2970/2971/2972/2973/2974/2975/2976/2977/2978/2979/2980/2981/2982/2983/2984/2985/2986/2987/2988/2989/2990/2991/2992/2993/2994/2995/2996/2997/2998/2999/3000/3001/3002/3003/3004/3005/3006/3007/3008/3009/3010/3011/3012/3013/3014/3015/3016/3017/3018/3019/3020/3021/3022/3023/3024/3025/3026/3027/3028/3029/3030/3031/3032/3033/3034/3035/3036/3037/3038/3039/3040/3041/3042/3043/3044/3045/3046/3047/3048/3049/3050/3051/3052/3053/3054/3055/3056/3057/3058/3059/3060/3061/3062/3063/3064/3065/3066/3067/3068/3069/3070/3071/3072/3073/3074/3075/3076/3077/3078/3079/3080/3081/3082/3083/3084/3085/3086/3087/3088/3089/3090/3091/3092/3093/3094/3095/3096/3097/3098/3099/3100/3101/3102/3103/3104/3105/3106/3107/3108/3109/3110/3111/3112/3113/3114/3115/3116/3117/3118/3119/3120/3121/3122/3123/3124/3125/3126/3127/3128/3129/3130/3131/3132/3133/3134/3135/3136/3137/3138/3139/3140/3141/3142/3143/3144/3145/3146/3147/3148/3149/3150/3151/3152/3153/3154/3155/3156/3157/3158/3159/3160/3161/3162/3163/3164/3165/3166/3167/3168/3169/3170/3171/3172/3173/3174/3175/3176/3177/3178/3179/3180/3181/3182/3183/3184/3185/3186/3187/3188/3189/3190/3191/3192/3193/3194/3195/3196/3197/3198/3199/3200/3201/3202/3203/3204/3205/3206/3207/3208/3209/3210/3211/3212/3213/3214/3215/3216/3217/3218/3219/3220/3221/3222/3223/3224/3225/3226/3227/3228/3229/3230/3231/3232/3233/3234/3235/3236/3237/3238/3239/3240/3241/3242/3243/3244/3245/3246/3247/3248/3249/3250/3251/3252/3253/3254/3255/3256/3257/3258/3259/3260/3261/3262/3263/3264/3265/3266/3267/3268/3269/3270/3271/3272/3273/3274/3275/3276/3277/3278/3279/3280/3281/3282/3283/3284/3285/3286/3287/3288/3289/3290/3291/3292/3293/3294/3295/3296/3297/3298/3299/3300/3301/3302/3303/3304/3305/3306/3307/3308/3309/3310/3311/3312/3313/3314/3315/3316/3317/3318/3319/3320/3321/3322/3323/3324/3325/3326/3327/3328/3329/3330/3331/3332/3333/3334/3335/3336/3337/3338/3339/3340/3341/3342/3343/3344/3345/3346/3347/3348/3349/3350/3351/3352/3353/3354/3355/3356/3357/3358/3359/3360/3361/3362/3363/3364/3365/3366/3367/3368/3369/3370/3371/3372/3373/3374/3375/3376/3377/3378/3379/3380/3381/3382/3383/3384/3385/3386/3387/3388/3389/3390/3391/3392/3393/3394/3395/3396/3397/3398/3399/3400/3401/3402/3403/3404/3405/3406/3407/3408/3409/3410/3411/3412/3413/3414/3415/3416/3417/3418/3419/3420/3421/3422/3423/3424/3425/3426/3427/3428/3429/3430/3431/3432/3433/3434/3435/3436/3437/3438/3439/3440/3441/3442/3443/3444/3445/3446/3447/3448/3449/3450/3451/3452/3453/3454/3455/3456/3457/3458/3459/3460/3461/3462/3463/3464/3465/3466/3467/3468/3469/3470/3471/3472/3473/3474/3475/3476/3477/3478/3479/3480/3481/3482/3483/3484/3485/3486/3487/3488/3489/3490/3491/3492/3493/3494/3495/3496/3497/3498/3499/3500/3501/3502/3503/3504/3505/3506/3507/3508/3509/3510/3511/3512/3513/3514/3515/3516/3517/3518/3519/3520/3521/3522/3523/3524/3525/3526/3527/3528/3529/3530/3531/3532/3533/3534/3535/3536/3537/3538/3539/3540/3541/3542/3543/3544/3545/3546/3547/3548/3549/3550/3551/3552/3553/3554/3555/3556/3557/3558/3559/3560/3561/3562/3563/3564/3565/3566/3567/3568/3569/3570/3571/3572/3573/3574/3575/3576/3577/3578/3579/3580/3581/3582/3583/3584/3585/3586/3587/3588/3589/3590/3591/3592/3593/3594/3595/3596/3597/3598/3599/3600/3601/3602/3603/3604/3605/3606/3607/3608/3609/3610/3611/3612/3613/3614/3615/3616/3617/3618/3619/3620/3621/3622/3623/3624/3625/3626/3627/3628/3629/3630/3631/3632/3633/3634/3635/3636/3637/3638/3639/3640/3641/3642/3643/3644/3645/3646/3647/3648/3649/3650/3651/3652/3653/3654/3655/3656/3657/3658/3659/3660/3661/3662/3663/3664/3665/3666/3667/3668/3669/3670/3671/3672/3673/3674/3675/3676/3677/3678/3679/3680/3681/3682/3683/3684/3685/3686/3687/3688/3689/3690/3691/3692/3693/3694/3695/3696/3697/3698/3699/3700/3701/3702/3703/3704/3705/3706/3707/3708/3709/3710/3711/3712/3713/3714/3715/3716/3717/3718/3719/3720/3721/3722/3723/3724/3725/3726/3727/3728/3729/3730/3731/3732/3733/3734/3735/3736/3737/3738/3739/3740/3741/3742/3743/3744/3745/3746/3747/3748/3749/3750/3751/3752/3753/3754/3755/3756/3757/3758/3759/3760/3761/3762/3763/3764/3765/3766/3767/3768/3769/3770/3771/3772/3773/3774/3775/3776/3777/3778/3779/3780/3781/3782/3783/3784/3785/3786/3787/3788/3789/3790/3791/3792/3793/3794/3795/3796/3797/3798/3799/3800/3801/3802/3803/3804/3805/3806/3807/3808/3809/3810/3811/3812/3813/3814/3815/3816/3817/3818/3819/3820/3821/3822/3823/3824/3825/3826/3827/3828/3829/3830/3831/3832/3833/3834/3835/3836/3837/3838/3839/3840/3841/3842/3843/3844/3845/3846/3847/3848/3849/3850/3851/3852/3853/3854/3855/3856/3857/3858/3859/3860/3861/3862/3863/3864/3865/3866/3867/3868/3869/3870/3871/3872/3873/3874/3875/3876/3877/3878/3879/3880/3881/3882/3883/3884/3885/3886/3887/3888/3889/3890/3891/3892/3893/3894/3895/3896/3897/3898/3899/3900/3901/3902/3903/3904/3905/3906/3907/3908/3909/3910/3911/3912/3913/3914/3915/3916/3917/3918/3919/3920/3921/3922/3923/3924/3925/3926/3927/3928/3929/3930/3931/3932/3933/3934/3935/3936/3937/3938/3939/3940/3941/3942/3943/3944/3945/3946/3947/3948/3949/3950/3951/3952/3953/3954/3955/3956/3957/3958/3959/3960/3961/3962/3963/3964/3965/3966/3967/3968/3969/3970/3971/3972/3973/3974/3975/3976/3977/3978/3979/3980/3981/3982/3983/3984/3985/3986/3987/3988/3989/3990/3991/3992/3993/3994/3995/3996/3997/3998/3999/4000/4001/4002/4003/4004/4005/4006/4007/4008/4009/4010/4011/4012/4013/4014/4015/4016/4017/4018/4019/4020/4021/4022/4023/4024/4025/4026/4027/4028/4029/4030/4031/4032/4033/4034/4035/4036/4037/4038/4039/4040/4041/4042/4043/4044/4045/4046/4047/4048/4049/4050/4051/4052/4053/4054/4055/4056/4057/4058/4059/4060/4061/4062/4063/4064/4065/4066/4067/4068/4069/4070/4071/4072/4073/4074/4075/4076/4077/4078/4079/4080/4081/4082/4083/4084/4085/4086/4087/4088/4089/4090/4091/4092/4093/4094/4095/4096/4097/4098/4099/4100/4101/4102/4103/4104/4105/4106/4107/4108/4109/4110/4111/4112/4113/4114/4115/4116/4117/4118/4119/4120/4121/4122/4123/4124/4125/4126/4127/4128/4129/4130/4131/4132/4133/4134/4135/4136/4137/4138/4139/4140/4141/4142/4143/4144/4145/4146/4147/4148/4149/4150/4151/4152/4153/4154/4155/4156/4157/4158/4159/4160/4161/4162/4163/4164/4165/4166/4167/4168/4169/4170/4171/4172/4173/4174/4175/4176/4177/4178/4179/4180/4181/4182/4183/4184/4185/4186/4187/4188/4189/4190/4191/4192/4193/4194/4195/4196/4197/4198/4199/4200/4201/4202/4203/4204/4205/4206/4207/4208/4209/4210/4211/4212/4213/4214/4215/4216/4217/4218/4219/4220/4221/4222/4223/4224/4225/4226/4227/4228/4229/4230/4231/4232/4233/4234/4235/4236/4237/4238/4239/4240/4241/4242/4243/4244/4245/4246/4247/4248/4249/4250/4251/4252/4253/4254/4255/4256/4257/4258/4259/4260/4261/4262/4263/4264/4265/4266/4267/4268/4269/4270/4271/4272/4273/4274/4275/4276/4277/4278/4279/4280/4281/4282/4283/4284/4285/4286/4287/4288/4289/4290/4291/4292/4293/4294/4295/4296/4297/4298/4299/4300/4301/4302/4303/4304/4305/4306/4307/4308/4309/4310/4311/4312/4313/4314/4315/4316/4317/4318/4319/4320/4321/4322/4323/4324/4325/4326/4327/4328/4329/4330/4331/4332/4333/4334/4335/4336/4337/4338/4339/4340/4341/4342/4343/4344/4345/4346/4347/4348/4349/4350/4351/4352/4353/4354/4355/4356/4357/4358/4359/4360/4361/4362/4363/4364/4365/4366/4367/4368/4369/4370/4371/4372



Anlagerendite

Realrendite wurde deutlich übertroffen

- Heutige Modellparameter gemäss SEFV:
Anlagerendite (nominal) 3.5%, Inflation 1.5% → Realrendite 2%
 - **Fakten:**
 - Seit den erstmaligen Einlagen in den Stilllegungsfonds bis Ende Berichtsjahr beträgt die durchschnittliche Realrendite +3.9% pro Jahr und liegt somit per Ende 2015 um 1.9% über der massgebenden Realrendite von 2%
 - Prospektive Einschätzung des Investment Controllers der Fonds und externe Expertengutachten beurteilen eine langfristige durchschnittliche Realrendite von 2% als realistisch
- Die in der SEFV postulierte Realrendite von 2% ist gut abgestützt und stellt eine konservative Annahme dar

Seite 8

Anlage 21 17 April 2016



Kostenschätzungen

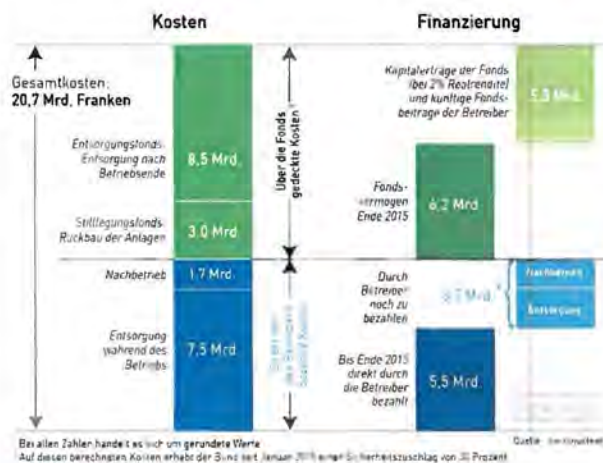
- Die **zukünftigen Kosten** für die Stilllegung und Entsorgung werden periodisch abgeschätzt und sind daher mit gewissen Unsicherheiten behaftet
 - Die Kosten werden **neu berechnet:**
 - alle **fünf** Jahre (Kostenstudien)
 - wenn eine Anlage **ausser Betrieb** genommen wird
 - wenn unvorhergesehen **wesentliche Änderungen** zu erwarten sind
 - Kostenstudien werden nach internationalem **Stand von Wissenschaft und Technik** erstellt und vom **Bund** und **unabhängigen Experten** geprüft. Das UVEK legt die Kosten abschliessend fest
 - Die Resultate der Kostenstudie 2016 sind per Ende Kalenderjahr zu erwarten
- Die periodische Neuschätzung der Kosten führt zu einer kontinuierlichen Annäherung an die effektiv zu erwartenden Kosten

Seite 15

Anlage 21 17 April 2016

Fonds sind auf Kurs

56.5 % der erwarteten 20.7 Mia. CHF sind schon bezahlt/sichergestellt



Bezahlung und Sicherstellung der Kosten für Stilllegung und Entsorgung durch die Betreiber der Kernkraftwerke (Stand 31.12.2015)

In diesen Kosten nicht enthalten ist der Aufwand für die Entsorgung der radioaktiven Abfälle aus Medizin, Industrie und Forschung, der vom Bund getragen wird

Bei allen Zahlen handelt es sich um gerundete Werte. Auf diesen berechneten Kosten erhebt der Bund seit Januar 2015 einen Sicherheitszuschlag von 30 Prozent.

Seite 11

Kernenergie (ZH) | 11 | April 2015

Keine Finanzierungslücke

Modellparameter müssen der Langfristigkeit Rechnung tragen

Keine Finanzierungslücke

- Per Ende 2015 sind sowohl der Stilllegungs- als auch der Entsorgungsfonds überdeckt; d. h. es sind mehr Mittel in den Fonds enthalten als der Sollbetrag, selbst unter Anwendung des Sicherheitszuschlags von 30 %
 - Stilllegungsfonds IST MCHF 1'999.8 / SOLL (inkl. 30% Zuschlag) 1'972.1
 - Entsorgungsfonds IST MCHF 4'222.6 / SOLL (inkl. 30% Zuschlag) 4'100.8
- Kurzfristige Anpassungen bei Anlagerendite und Teuerungsrate sind nicht zielführend
 - Das finanzmathematische Modell deckt einen sehr langen Zeithorizont ab, deshalb müssen auch die zur Anwendung gelangenden Annahmen bezüglich Anlagerendite und Teuerungsrate in der langen Frist sachgerecht und angemessen sein
- Der Sicherheitszuschlag wird von mehreren Betreibern juristisch bestritten, es gibt zur Zeit noch keine Gerichtsentscheid dazu

Seite 12

Kernenergie (ZH) | 12 | April 2015

Beiträge mit und ohne Sicherheitszuschlag



	Jährliche Beiträge ohne 30% Zuschlag	Jährliche Beiträge mit 30% Zuschlag
KKB	52.8 Mio.	91.2 Mio.
KKG	36.9 Mio.	50.9 Mio.
KKL	52.1 Mio.	63.7 Mio.
KKM	30.3 Mio.	53.8 Mio.
Zwilag	2.2 Mio.	2.5 Mio.
Total	174.3 Mio.	262.1 Mio.

Seite 13

Kantonsrat ZH | 11. April 2016

Bilanzierung der Stilllegungs- und Entsorgungskosten



Bilanzierung bei Axpo

Bilanzierung von Fondsansprüchen und Rückstellungen

- Die Ansprüche der Axpo gegenüber dem Stilllegungs- und dem Entsorgungsfonds werden in der Axpo Bilanz auf Basis der stichtagsbezogenen Marktwerte der Wertschriften in den beiden Fonds bewertet und bilanziert. Die in der Zukunft noch zu bezahlenden Einlagen in die Fonds können und dürfen nicht bilanziert werden: Solange diese Einzahlungen nicht geleistet sind, besteht auch kein Anspruch, den man bilanzieren könnte
- Auf der Passivseite der Bilanz sind hingegen in der Position "Rückstellungen" die gesamten zukünftig noch zu bezahlenden Kosten bilanziert, die für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente und radioaktiver Abfälle (während und nach dem Betrieb) den Nachbetrieb und für die Stilllegung und den Abbruch der Kernanlagen anfallen werden. Basis für die Bemessung dieser Rückstellungen sind die periodischen Kostenstudien
- Siehe auch sinngemäss die folgende Folie zu KKG und KKL

Bilanzierungen bei Kernkraftwerken Gösgen und Leibstadt

Methodische Gesamtdarstellung der Rechnungslegung

Inbetriebnahme





Bilanzierungen bei Kernkraftwerken Gösgen und Leibstadt

Bilanzierung von Rückstellungen und Fondsansprüchen

- Bilanzierung erfolgt nach dem Rechnungslegungsstandard Swiss GAAP FER und erfüllt die Anforderungen des Obligationenrechts
- Aktivierung der Kosten für Nachbetrieb, Stilllegung und Entsorgung erfolgt nur in Zusammenhang mit den diesbezüglichen Rückstellungen (Bilanzverlängerung) und darf nur in diesem Kontext gesehen werden
- Jährliche Abschreibung der Aktivierung fliesst als Geld über die Jahreskosten von den Partnern der Gesellschaft zu. Die effektiv bereits angesparte Rückstellung ergibt sich aus der Differenz zwischen Rückstellung und Aktivum
- Kein Ausweis von zusätzlichem Eigenkapital

Seite 17

© aspo 2015 | 11.04.2016



Bilanzierungen bei Kernkraftwerken Gösgen und Leibstadt

Bilanzierung von Rückstellungen und Fondsansprüchen

- **Fondsansprüche** sind **keine Wertschriften**. Bilanzierung mit kalkulatorischer Verzinsung ODER Marktwerten ist sachgerecht und beides zulässig
 - Bilanzierungsgrundsätze sind **transparent** im Anhang der Jahresrechnung offen gelegt
- **Darstellung ist korrekt und in Übereinstimmung mit den Vorschriften des Obligationenrechts und von Swiss GAAP FER**

Seite 18

© aspo 2015 | 11.04.2016

Bilanzierungen bei Kernkraftwerken Gösgen und Leibstadt

Verfahren gegen Gösgen und Leibstadt eingestellt

- Staatsanwaltschaften Kt. AG und Kt. SO haben die Verfahren eingestellt. Gemäss Einstellungsverfügung:
 - die Behauptung der Anzeigerschaft, dass durch die Aktivierung fiktives Eigenkapital geschaffen wird, geht fehl, da auf der Passivseite auch die Rückstellungen um den entsprechenden Betrag erhöht wurden
 - die Bilanz wird durch die angewandte Verbuchung aussagekräftiger
 - die gesetzliche Rendite von 3.5 % darf nicht isoliert betrachtet werden, sondern ist mit der Teuerungsrate von 1.5 % in Verbindung zu bringen, die Realrendite beträgt 2 %

Bilanzierungen bei Kernkraftwerken Gösgen und Leibstadt

Umstellung Bilanzierung auf Marktwerte

- Die KKW haben die Einführung des neuen Rechnungslegungsrechts, das bei den KKW in diesem Jahr erstmals zur Anwendung gelangt, zum Anlass genommen, sich erneut mit der Frage der Bilanzierungsmethode in Bezug auf die Ansprüche gegenüber dem Stilllegungs- und dem Entsorgungsfonds auseinander zu setzen
- Die Ansprüche gegenüber den Stilllegungs- und Entsorgungsfonds werden neu auf Basis von Marktwerten bilanziert. Dies im Hinblick auf eine Erhöhung der Aussagekraft und Verständlichkeit der Rechnungslegung in den kommenden Jahren und da diese Methode verbreiteter und daher einfacher verständlich ist
- Die Umstellung auf Marktwerte hat keine Auswirkung auf die finanzielle Stabilität der Partnerwerke und keinen Einfluss auf das Eigenkapital

Bilanzierungen bei Kernkraftwerken Gösgen und Leibstadt



Umstellung Bilanzierung auf Marktwerte

- Bis 2014 wurden die Ansprüche an die staatlichen Fonds zu den getätigten Einzahlungen zuzüglich einer langfristigen kalkulatorischen Verzinsung von jährlich 3.5 % (2 % Realrendite / 1.5 % Inflation) bewertet. Die Verzinsung orientierte sich dabei an der langfristig erwarteten Anlagerendite der staatlichen Fonds.
- Mit dem Bilanzierungswechsel wählen KKL und KKG zwischen zwei korrekten die einfacher verständliche Bilanzierungsmethode
- Zudem gleichen sich die KKW dabei an die Methode von Kernkraftwerkbetreibern mit IFRS-Rechnungslegung an. Durch den Bilanzierungswechsel werden die Ansprüche gegenüber den Fonds per Ende 2015 um rund 160 Mio. CHF (KKL) bzw. rund 300 Mio. CHF (KKG) tiefer ausgewiesen. Dieser Bilanzierungswechsel hat keinen Einfluss auf das Eigenkapital der Gesellschaften, da die Differenz durch die Partner getragen werden. Die finanzielle Stabilität der KKW ist unverändert gegeben
- Der Wechsel auf die Marktwertmethode wird die Volatilität der Bilanzen der beiden Partnerwerke wie auch der Jahreskosten der Aktionäre erhöhen
- Bilanzierungswechsel hat keine Auswirkungen auf die Fondseinzahlungen

Seite 21

Kernkraftwerke (1) - axpo

Profundo-Studie (NL): «Finanzanalyse der Axpo»



- Auftraggeberin: Greenpeace Schweiz
- Zielgruppe: Kantonsparlamente
- Hauptthese: AKW Beznau droht zum «Sargnagel» für die Axpo zu werden
- Stellungnahme Axpo:
 - Studie unterscheidet in der Synthese nicht zwischen Rentabilität (Vollkosten = nicht gedeckt) und zukünftigen Free Cash Flows (= Deckungsbeitrag)
 - Axpo überprüft laufend Werthaltigkeit sämtlicher Produktionsanlagen
 - Axpo verfügt über ein konzernweites Risikomanagement
 - Axpo arbeitet gewissenhaft am Sicherheitsnachweis für das KKW Beznau 1
- Energiestrategie 2050: Weiterbetrieb KKW «solange sicher», in den kritischen Wintermonaten ist die Kernenergie bis zu 70% für Landesversorgung verantwortlich

Seite 22

Kernkraftwerke (1) - axpo

Eigenkapitalausweis der Axpo



- Rechnungslegung und Eigenkapitalausweis der Axpo Konzernrechnung erfolgen nach den International Financial Reporting Standards (IFRS)
- Die Beteiligungen an den Kernkraftwerken Leibstadt und Gösgen werden in Übereinstimmung mit IFRS nach der Equity-Methode bilanziert
- Die Bilanzierungsmethode hat keinen Einfluss auf die Höhe des ausgewiesenen Eigenkapitals ohne Minderheitsanteile
- Die wichtigsten Bilanzpositionen der beiden Kernkraftwerke werden im Axpo Finanzbericht transparent dargestellt

Seite 23

Kommunikation | 11. März 2016

Zusammenfassend



- Mehrfache Sicherungsebenen schützen den Bund vor Kostenrisiko
- Sowohl das Kosten- wie auch das Renditerisiko der Fonds liegen bei den Betreibern
- Aus den Gründungs- und Partnerverträgen ergibt sich bei den Partnerwerken eine Jahreskostenverpflichtung unter den Aktionären über den Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme hinaus
- Eine Realrendite von 2% ist auch zukünftig mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit langfristig erreichbar
- Die heutige Methodik zur Kostenschätzung ist sachgerecht und korrekt
- Die Bilanzierungsgrundsätze der Partnerwerke waren und sind auch zukünftig korrekt
- Der Eigenkapitalausweis der Axpo ist korrekt

Seite 24

Kommunikation | 11. März 2016



Übersicht Finanzielle Situation Energiewirtschaftsunternehmen



Kennzahlenvergleich (Quelle: Geschäftsberichte)



Credit Rating



Kennzahl	ASPo (per 21.12.15)	ALPIQ (per 08.03.16)	BKW (per 17.03.16)	REPOWER (per 01.04.15)
Credit Rating	Mid A _{neg}	Mid BBB _{neg}	Mid A _{stab}	Mid BBB _{neg}
Adjusted net debt / EBITDA	4.9	8.7	3.3	4.7

Inkl. Partnerwerke



Kennzahl	ASPo (per 18.12.15)	ALPIQ (per 07.03.16)	BKW (per 17.03.16)	REPOWER (per 01.04.15)
Credit Rating	A _{neg}	BBB _{neg}	A _{neg}	BBB _{neg}
Adjusted net debt / EBITDA	4.2	4.4	1.2	3.3

Excl. Partnerwerke



Kennzahlenvergleich (Quelle: Geschäftsberichte)

Unternehmenskennzahlen

Kennzahl (MCHF)	aspo (per 30.09.15)	ALPIQ (per 31.12.15)	BKW (per 31.12.15)	REPOWER (per 31.12.15)
Bilanzsumme	18'908	10'435	8'007	1'828
Netto-Verschuldung ¹⁾	179 ²⁾	1'299	147	223
Eigenkapital	6'065	3'819 ³⁾	2'576	600
Eigenkapitalquote	32.1%	36.6% ³⁾	32.2%	32.8%
Gesamtleistung	5'860	6'797	2'645	1'896
Bruttomarge	27.0%	23.8%	38.8% ⁴⁾	9.8%
EBITDA	594	50	530	46
EBIT	-929	-511	382	-69
Unternehmensergebnis	-990	-830	284	-136
Operativer Cashflow	461	461	576	17

¹⁾ Enthält flüssige Mittel | Finanzanlagen | Festgelder | Wertpapierportfolios | kurz- und langfristige Finanzschulden

²⁾ inkl. Festgelder (MCHF 1'086) sowie Wertpapierportfolio (MCHF 1'503)

³⁾ inkl. Hydras Datiliter von MCHF 1'017 welches unter IFRS 100% zum EK zugerechnet wird

⁴⁾ Hoher Anteil Endkunden | Verkauf der produzierten Energie zu 7.8 Rp./kWh

Seite 27

Kartensstr. 11 | April 2016

Medienmitteilung

Ort, Datum Laufenburg, 3. Juli 2015
Seiten 1 / 3

Swissgrid Media Service
Werkstrasse 10
CH-5080 Laufenburg
media@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch
Telefon +41 58 580 24 00
Fax +41 58 580 21 21

Erfolgreicher Test für mehr Strom-Importkapazität an der Nordgrenze

Swissgrid konnte während einem Test zwischen Februar und April 2015 die Kapazitäten für den Import von Strom an der Nordgrenze deutlich erhöhen. Dies wurde dank neuen Planungs- und Prognosesystemen ohne Änderungen an der bestehenden Netzinfrastruktur möglich. Das Resultat sind **sinkende Preise für die Grenzkapazitäten und eine tendenzielle Angleichung an die Grosshandels-Strompreise des benachbarten Auslands**. Gleichzeitig steigt aber auch die Versorgungssicherheit der Schweiz. Mit dem «Strategischen Netz 2025» ist eine weitere Ausweitung der Transportkapazität zwischen der Schweiz und den nördlichen Grenzen geplant.

Die Schweiz importiert vor allem im Winter Strom aus den nördlichen Nachbarländern. Die verfügbare Übertragungskapazität, die so genannte «Net Transfer Capacity» (NTC) ist aber beschränkt. Der Bau neuer Leitungen ist teuer und langwierig, weshalb Swissgrid versucht, mit betrieblichen und organisatorischen Mitteln die NTC zu erhöhen. Ein entsprechender Test wurde zwischen Februar und April erfolgreich durchgeführt. **Die nötigen neuen Planungs- und Prognosesysteme wurden aufgebaut, um per Ende 2014 im Hinblick auf ein Stromabkommen mit der EU technisch in der Lage zu sein, an den gekoppelten europäischen Strommärkten teilzunehmen. Dabei wird Strom und Transportkapazität immer gemeinsam verkauft.** Geschickt eingesetzt, bringen die für die Marktkopplung beschafften Systeme jedoch auch im bisherigen Marktmodell mit getrenntem Verkauf von Energie und Transportkapazität deutliche Effizienzgewinne für die Schweizer Volkswirtschaft. **Mit den neuen Systemen muss die NTC nicht mehr mit statischen Annahmen gerechnet werden. Stattdessen prognostiziert Swissgrid die zu erwartenden Stromflüsse mit Erfahrungswerten und aktuellen Daten zu Temperaturen, Windrichtungen, Sonneneinstrahlung und Verbrauch aus ganz Europa. Das erlaubt eine sehr viel genauere Kapazitätszuteilung.**

Medienmitteilung

Ort, Datum Laufenburg, 3. Juli 2015
Seiten 2 / 3

Swissgrid Media Service
Werkstrasse 10
CH-5080 Laufenburg
media@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch
Telefon +41 58 580 24 00
Fax +41 58 580 21 21

Signifikante Erhöhung der Kapazität

Insgesamt konnten während der Testphase an den Auktionen für Übertragungskapazität an der Schweizer Grenze zu Deutschland und Österreich im Schnitt rund 600 MW oder rund 35% mehr Kapazität gegenüber dem Vorjahr angeboten werden. Dies entspricht der Leistung eines mittelgrossen Kernkraftwerks. Das Ergebnis davon sind sinkende Preise für die Grenzkapazitäten und tendenziell tiefere Grosshandelspreise in der Schweiz dank einem besseren Marktzugang für Schweizer Händler und dadurch günstigere Konditionen für Grossverbraucher im Winterhalbjahr. In Extremfällen sinken die Auktionspreise für die Grenzkapazitäten dadurch um über 20%. Zudem steigt die Versorgungssicherheit der Schweiz, weil bei Bedarf deutlich mehr Energie importiert werden kann. In einem weiteren Testbetrieb im Winter 2015/2016 wird Swissgrid versuchen, die Übertragungskapazität an der Grenze weiter zu optimieren. Im von Swissgrid im April 2015 vorgestellten Bericht «Strategisches Netz 2025» sind zudem vier Projekte enthalten, die einen wesentlichen Einfluss auf die Transportkapazität zwischen der Schweiz und den nördlichen Nachbarn Deutschland, Österreich, Frankreich haben. **Dadurch soll die Importkapazität um weitere 2500 MW steigen.**

Net Transfer Capacity (NTC)

Die Net Transfer Capacity legt die maximal verfügbare Leitungskapazität zwischen zwei benachbarten Gebieten fest. Diese Transportkapazität wird unter den Schweizer Stromhändlern versteigert. Ausgehend von der Maximalkapazität (Total Transfer Capacity – TTR) zieht jeder Netzbetreiber eine Sicherheitsmarge ab, genannt Transmission Reliability Margin (TRM). Weiter werden noch die real genutzten Kapazitäten der Langzeitverträge abgezogen. Die Eigentümer dieser Verträge müssen jeweils bis am Vortag bekannt geben, ob und in welchem Umfang sie ihre langfristig reservierten Übertragungskapazitäten nutzen wollen oder nicht. Die angebotene NTC ergibt sich aus TTR minus TRM minus LTC. Entscheidend ist, dass bei aller Optimierung

Medienmitteilung

Ort, Datum Laufenburg, 3. Juli 2015
Seiten 3 / 3

Swissgrid Media Service
Werkstrasse 10
CH-5080 Laufenburg
media@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch
Telefon +41 58 580 24 00
Fax +41 58 580 21 21

Netzsicherheit und Versorgungssicherheit immer gewährleistet sind und nach Möglichkeit erhöht werden können.

Weitere Informationen: media@swissgrid.ch oder unter der Telefonnummer +41 58 580 24 00.

Mit Energie in die Zukunft – Swissgrid ist die nationale Netzgesellschaft und verantwortet als Eigentümerin den sicheren und diskriminierungsfreien Betrieb sowie den umweltverträglichen und effizienten Unterhalt, die Erneuerung und den Ausbau des Schweizer Höchstspannungsnetzes. An den Standorten in Frick, Laufenburg, Uznach, Landquart, Ostermundigen, Prilly und Castione beschäftigt Swissgrid über 430 qualifizierte Mitarbeitende aus 22 Nationen. Als Mitglied des europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E nimmt sie zudem Aufgaben im Bereich der Netzplanung, der Systemführung und der Marktgestaltung im europäischen Stromaustausch wahr. Mehrere Schweizer Elektrizitätsunternehmen halten gemeinsam das gesamte Aktienkapital von Swissgrid.



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ECom
Fachsekretariat

Versorgungssicherheit Winter 2015/16

Bericht der ECom

Bern, Juni 2016

Inhaltsverzeichnis

Management Summary	3
1 Einleitung	5
2 Versorgungssituation im Winter 2015/16	6
2.1 Ausgangslage	6
2.2 Chronologie der Ereignisse	7
2.3 Situationsbeurteilung durch involvierte Akteure	11
2.3.1 Swissgrid	11
2.3.2 Versorger	12
2.3.3 Kraftwerksbetreiber	12
2.3.4 ECom	12
2.4 Eingeleitete Sofortmassnahmen	14
2.4.1 Netztechnische Massnahmen	14
2.4.2 Marktbasierende Massnahmen	14
2.4.3 Wirkung der Massnahmen	15
2.5 Schlussfolgerungen Winter 2015/16	16
3 Rollen und Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit	16
3.1 Allgemeines	16
3.2 Rollen und Verantwortlichkeiten	17
3.3 Handlungsbedarf	20
4 Mittelfristiger Handlungsbedarf	21
4.1 Ausbau des Übertragungsnetzes im Sinne einer sicheren und effizienten Stromversorgung ..	21
4.2 Beschaffung Systemdienstleistungen / Notkonzept	21
4.3 Abbildung von Netzengpässen im Übertragungsnetz	23
4.4 Abrechnungsprozess Bilanzgruppe und Regelung des manuellen Lastabwurfs	24
4.5 Ausbau Kuppeltransformatoren und Leitungen	24
4.6 Weitere Massnahmen	26
5 Fazit und Schlussfolgerung	26
6 Anhang	28
6.1 Abkürzungsverzeichnis	28
6.2 Bibliographie	28
6.3 Gesetzliche Rollen der verschiedenen Akteure	29

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Funktionsweise des Stromnetzes	5
Abbildung 2: Monatliche Energieproduktion der Kernkraftwerke, Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke sowie Elektrizitätsbilanz (positiv: Import, negativ: Export) der Schweiz (Quelle: BFE)	8
Abbildung 3: Verlauf des Füllgrads der Speicherseen 2015/16 im Vergleich zur statistischen Auswertung der Jahre 1997 bis 2015 (Quelle: BFE)	8
Abbildung 4: Monatlicher Anteil der Stunden mit Nettoexport (Quelle: Swissgrid)	9
Abbildung 5: Entwicklung der Netto-Importkapazität von Deutschland und Österreich in die Schweiz sowie der Netto-Exportkapazität nach Italien (Quelle: Swissgrid)	10
Abbildung 6: Entwicklung der Day-ahead Strompreise im Winter 2015/16 (Datenquelle: EPEXSpot) ..	10

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen für die vier möglichen Eintrittsszenarien von Swissgrid für den Winter 2015/16.	11
--	----

Management Summary

Anfang Dezember 2015 informierte Swissgrid, dass sich aufgrund der Nichtverfügbarkeit beider Blöcke des Kernkraftwerks Beznau und wegen der geringen Laufwasserproduktion als Folge des trockenen Sommers und Herbsts eine angespannte Energie- und Netzsituation abzeichnen könnte. Die fehlende Energie durch Importe abzudecken sei aufgrund von Netzengpässen bei den Transformatoren zwischen der 380 kV- und 220 kV-Spannungsebene nur beschränkt möglich. **Da im Herbst 2015 in überdurchschnittlichem Ausmass mit den Speicherkraftwerken produziert wurde, entleerten sich die Speicherseen entsprechend, so dass aufgrund der antizipierten Netzengpässe ein Versorgungsengpass für den weiteren Verlauf des Winters in Betracht gezogen werden musste.**

Zur Bewältigung dieser potenziellen Krisensituation hat sich die Branche zusammen mit den zuständigen Behörden in Arbeitsgruppen organisiert und verschiedene Massnahmen zur Verhinderung eines Versorgungsengpasses umgesetzt. Dabei lag der Fokus auf netztechnischen Optimierungen und auf Marktmassnahmen, um für den ganzen Winter 2015/16 die Versorgungssicherheit auf dem gewohnt hohen Niveau zu halten.

Der Netzbetrieb und die Belastung der 380 kV/220 kV-Kuppeltransformatoren konnte mit den folgenden Massnahmen optimiert bzw. reduziert werden:

- Provisorische Netztopologie für die Nutzung des Kuppeltransformators in Laufenburg
- Nutzung eines Nottransformators in Tierfehd (Kanton Glarus)
- Spezielle Netzanbindung verschiedener Pumpspeicherkraftwerke im In- und Ausland
- Erhöhung der Kontrollintervalle an kritischen Betriebsmitteln

Marktseitig wurden folgende Massnahmen umgesetzt:

- Erhöhung der Importkapazität zur Entlastung der Speicherkraftwerksproduktion
- Vorgezogene Beschaffung von Regelleistung
- Sensibilisierung der Bilanzgruppen für Ausgeglichenheit und Aufhebung der Preisbegrenzung für Ausgleichsenergie
- Reservation von Redispatch-Energie an potenziell engpassbehafteten Netzknoten
- Temporäre Anpassung der Auktionen für Exportkapazität

Die umgesetzten Massnahmen erwiesen sich als wirkungsvoll und haben zur Entspannung der Versorgungssituation beigetragen.

Daneben haben exogene Faktoren massgeblich zur Entschärfung der Situation ab Weihnachten 2015 beigetragen: Erstens konnte der Block II des Kernkraftwerks Beznau am 23. Dezember 2015 wieder in Betrieb genommen werden. Dadurch standen 360 MW zusätzliche Bandenergie im 220 kV-Netz zur Verfügung. Insbesondere in Offpeakzeiten wurden damit die Kuppeltransformatoren 380 kV/220 kV entlastet, was sich wiederum positiv auf die Importkapazität auswirkte. Weiter konnte aufgrund des Wasserdargebots Anfang 2016 die Bandproduktion der Wasserkraft um 100 bis 200 MW erhöht werden. Ferner hat der dank dem ausgesprochen milden Winter 2015/16 (+2.5°C über dem langjährigen Durchschnitt) tiefe Stromverbrauch wesentlich zur Entspannung beigetragen.

Im Rahmen der Situationsbeurteilung und bei der Erarbeitung der Massnahmen wurden Fragen zur Verantwortung über die Stromversorgungssicherheit aufgeworfen, welche die ECom zusammen mit den betroffenen Stakeholdern angegangen ist. **Die mit der Inkraftsetzung des StromVG umgesetzte Entflechtung zwischen den Stromnetzen einerseits und den Produktions-, Vertriebs- und –Handelstätigkeiten andererseits (Unbundling) hat dazu geführt, dass eine integrale Gesamtverantwortung für die Versorgungssicherheit nicht mehr besteht. Trotz dieser Schnittstellen funktioniert das mit dem StromVG geschaffene Marktdesign. Auch die Verantwortlichkeiten der einzelnen Akteure sind klar: Die Versorgung von Endverbrauchern in der Grundversorgung liegt von Gesetzes wegen in der Verantwortung der Verteilnetzbetreiber. Die Versorgung von freien Endkunden ist privatrechtlich über Lieferverträge geregelt.** Swissgrid obliegt die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Betriebs des Übertragungsnetzes, hat hingegen keine Verantwortung zur Bereitstellung von Versorgungsenergie. Es

besteht jedoch, wie sich bei der Aufarbeitung der Versorgungssituation Winter 2015/16 gezeigt hat, punktueller Handlungsbedarf:

- Systemdienstleistungen / Regelleistung: Die Modalitäten für die Bereitstellung von Regelleistung durch Swissgrid sind zu überprüfen, insbesondere für strukturell bedingte Engpassperioden von März bis Mai. In diesem Kontext ist auch das «Notkonzept Regelleistung» zu überarbeiten.
- Sicherstellung hinreichender Importkapazität: Die Netzausbaupläne gemäss dem Strategischen Netz 2025 von Swissgrid sind vor dem Hintergrund der Erkenntnisse der Versorgungssituation Winter 2015/16 neu zu beurteilen und gegebenenfalls neu zu priorisieren. Dies betrifft insbesondere die Transformatorenkapazitäten in Beznau, Laufenburg und Mühleberg sowie die damit verbundenen Leitungsprojekte. Sowohl der Verbundbetrieb wie auch der Grosshandel sind im internationalen Kontext zu beurteilen.
- Informationsfluss/Transparenz: Insbesondere die Prozesse zwischen Swissgrid und den Bilanzgruppen/Lieferanten/Versorger bezüglich der Bereitstellung von Netzinformationen sind zu optimieren.
- Privatrechtliche Vereinbarungen zwischen Swissgrid, Bilanzgruppen, Lieferanten und Verteilnetzbetreibern: Weil die Schnittstelle der Verteilnetzbetreiber zum Grosshandel und zum Übertragungsnetz über Bilanzgruppen erfolgt, sind die vertraglichen Beziehungen für ausserordentliche Situationen zu überprüfen. Dabei stehen insbesondere die Massnahmen bei längerer Unausgeglichenheit der Bilanzgruppen sowie die Datenbereitstellung im Vordergrund.

Akuter Handlungsbedarf auf Gesetzesebene besteht nicht. Allfällige Optimierungen können im Rahmen der ordentlichen Revision StromVG angegangen werden.

1 Einleitung

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom ist gemäss dem Stromversorgungsgesetz (StromVG, SR 734.7) zuständig für die Beobachtung und Überwachung einer sicheren und erschwinglichen Versorgung der Schweiz mit elektrischer Energie. Die reduzierte Verfügbarkeit der Produktion auf der 220 kV-Ebene, unterdurchschnittliche Pegelstände der Speicher sowie die limitierte Importkapazität haben im Winterhalbjahr 2015/16 zu einer aussergewöhnlichen Versorgungssituation geführt. Die Historie dieser Situation, die Bewältigung sowie die daraus gewonnenen Erkenntnisse für die Versorgungssicherheit der Schweiz stehen im Zentrum des vorliegenden Berichts.

Am 2. Dezember 2015 warnte Swissgrid in einer Medienmitteilung davor, dass aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Kernkraftwerke Beznau I und II und aufgrund einer geringeren Einspeisung der Laufwasserkraftwerke in Folge des trockenen Sommers und Herbsts für den Winter 2015/16 von einer angespannten Energie- und Netzsituation auszugehen sei. Die fehlende Einspeisung vollständig mittels Importen sicherzustellen sei aufgrund der limitierten Transformatorkapazität zwischen der 380 kV und der 220 kV-Netzebene nur beschränkt möglich (siehe Abbildung 1).

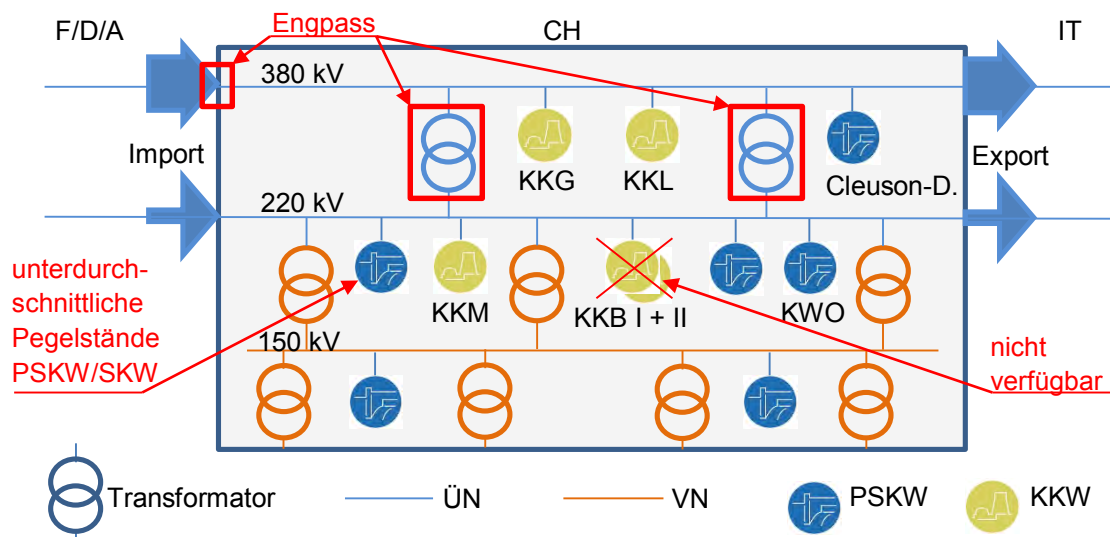


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Funktionsweise des Stromnetzes

In diesem Bericht werden die Vorkommnisse des Winters 2015/16 aufgearbeitet. Dies beinhaltet einerseits eine Beschreibung der Ausgangslage sowie eine Zusammenfassung der verschiedenen eingeleiteten Massnahmen, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bzw. zur Entspannung der Lage 2016 beigetragen haben. Andererseits werden in diesem Bericht die Rollen und die Verantwortlichkeiten der involvierten Akteure für die Versorgungssicherheit aufgrund des Marktdesigns sowie der aus dieser Versorgungssicherheitskrise abgeleitete Handlungsbedarf reflektiert.

Ein weiterer Schwerpunkt des Berichts bildet die Überprüfung der Priorisierung der Ausbauvorhaben im Übertragungsnetz, welche auf Basis der Netzrechnungen der Forschungsstelle Energienetze (FEN) der ETH Zürich angestossen wurde. Neben der Beurteilung der Ausbauvorhaben stand auch die Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes in angespannteren Importsituationen im Fokus.

2 Versorgungssituation im Winter 2015/16

2.1 Ausgangslage

Die Netzebene 1, das Übertragungsnetz, umfasst in der Schweiz die beiden Spannungsebenen 380 kV und 220 kV. Die beiden Ebenen sind über 18 Kuppeltransformatoren miteinander verbunden. Sehr grosse Produktionsanlagen mit einer Leistung von über 500 MW geben ihre Energie vornehmlich in das 380 kV-Netz ab, während die 220 kV-Ebene den Energieabtransport von mittelgrossen Kraftwerken übernimmt. Beide Spannungsebenen dienen dem internationalen und überregionalen Energieaustausch und bilden das Rückgrat der Schweizer Stromversorgung. Aus beiden Ebenen beziehen untergelagerte Verteilnetze diejenige Energiemenge, welche nicht durch kleinere Kraftwerke in diesen Verteilnetzen produziert werden kann, um den Stromverbrauch zu decken. Das Schweizer Übertragungsnetz ist an 39 Stellen mit den Übertragungsnetzen des angrenzenden Auslandes verbunden. Zwanzig Anschlüsse davon befinden sich im 380 kV-Netz, 17 Anschlüsse auf der 220 kV-Ebene sowie zwei weitere auf tieferen Netzebenen (ENTSO-E, 2016). Aufgrund der deutlich grösseren Übertragungskapazität einer 380 kV-Leitung erfolgt der grenzüberschreitende Energieaustausch zu einem Grossteil über die 380 kV-Leitungen. Daraus folgt, dass den Kuppeltransformatoren, welche die Spannung in einem Unterwerk von 380 kV auf 220 kV heruntertransformieren, eine hohe Bedeutung für den Import von Versorgungsenergie zukommt.

Am 2. Dezember 2015 veröffentlichte Swissgrid eine Medienmitteilung, wonach für den Winter 2015/16 aufgrund einer Verkettung besonderer Umstände eine angespannte Energie- und Netzsituation zu erwarten sei (Swissgrid, 2015). Durch die Nichtverfügbarkeit der Kernkraftwerke Beznau I und Beznau II fehlte in der Nordschweiz eine Einspeiseleistung von 730 MW in das 220 kV-Netz. Im Weiteren war die Wasserführung der Schweizer Flüsse aufgrund des trockenen Sommers und Herbsts im Vergleich zum langjährigen Mittel deutlich reduziert, wodurch die Stromproduktion aus den Laufwasserkraftwerken ebenfalls geringer ausfiel.

Fehlende Kraftwerkeinspeisung kann aufgrund der guten internationalen Anbindung mittels Stromimporten ausgeglichen werden. Wie aus der Elektrizitätsstatistik 2014 des Bundesamts für Energie (BFE) hervorgeht, benötigte die Schweiz bereits in den vergangenen zehn Winterhalbjahren zur Deckung des Strombedarfs einen Nettoimport aus Europa in der Höhe von 1.5 - 7.0 TWh (BFE, 2015).

Die limitierte Transformatorenkapazität zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Netzebene hat zur Folge, dass Stromimporte leistungsmässig begrenzt werden müssen, um eine Überlastung der Transformatoren auch im N-1-Fall zu vermeiden. Für die Kompensation der fehlenden Einspeisung des Kernkraftwerks Beznau auf dem 220 kV-Netz und den darunterliegenden Spannungsebenen durch Importe sind deshalb die netzseitigen Restriktionen ausschlaggebend. Die fehlende Einspeisung aus den Grundlastkraftwerken kann, wenn auch nur für eine beschränkte Zeit, durch Spitzenlastkraftwerke gedeckt werden. Dies erfolgt insbesondere dann, wenn ein Import aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht möglich oder sinnvoll ist. Aufgrund der Bewirtschaftung der Speicher waren die Speicherseen im Dezember im Vergleich zum langjährigen Mittel unterdurchschnittlich gefüllt. Somit stellte sich die Frage, ob die fehlende Einspeisung der Grundlastkraftwerke trotz der limitierten Importkapazität und den unterdurchschnittlichen Reserven in den Speichern im weiteren Verlauf des Winters jederzeit kompensiert werden können. Die Verfügbarkeit der Speicherkraftwerke ist aber nicht nur für die Lieferung von Versorgungsenergie von Bedeutung, sondern ist auch wichtig für die Gewährleistung der Netzstabilität, da sich Speicherkraftwerke gut für Redispatchmassnahmen¹ und das Erbringen von Systemdienstleistungen eignen.

¹ Redispatch-Massnahme: Energieneutraler Eingriff in den Kraftwerkseinsatz zur Entlastung eines Netzengpasses. Bsp.: Vor einem Netzengpass wird die Leistung eines Kraftwerks reduziert und hinter dem Engpass um den gleichen Leistungsbetrag erhöht, so dass der Stromfluss auf dem überlasteten Netzelement reduziert wird.

2.2 Chronologie der Ereignisse

Der beschriebene Sachverhalt aus dem Kapitel 2.1 kann sowohl in Bezug auf die Produktionsmenge der Kernkraftwerke, Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke und der Elektrizitätsbilanz der Schweiz als auch in Bezug auf die verfügbaren Netzkapazitäten quantitativ aufgezeigt werden (Abbildung 2).

Kernkraftwerke

Am 12. März 2015 kündigte Axpo per Medienmitteilung die Revisionsarbeiten beim Kernkraftwerk Beznau I an, welche vom 13. März bis am 9. Juli 2015 geplant war. Am 16. Juli 2015 informierte Axpo, dass im Grundmaterial des Reaktordruckbehälters des Kernkraftwerks Beznau I an einigen Stellen Unregelmässigkeiten im Material aus dem Herstellungsprozess festgestellt wurden und sich die Inbetriebnahme des Kernkraftwerks weiter hinauszögert. Ende November 2015 wurde mitgeteilt, dass mit einer Wiederanfahr genehmigung für das Kernkraftwerk Beznau I nicht vor Ende Juli 2016 zu rechnen sei. In der Zwischenzeit wurden auch beim Kernkraftwerk Beznau II die Revisionsarbeiten gestartet (13. August bis 24. Dezember 2015). Die beiden Ausserbetriebnahmen hatten zur Folge, dass auf der 220 kV-Netzebene nahe bei den Verbrauchszentren eine Einspeiseleistung von 2 x 365 MW fehlte. In der monatlichen Produktionsstatistik des Bundesamts für Energie (BFE) zeigte sich dies insofern, als dass die monatliche Produktionsmenge der Kernkraftwerke im Jahr 2015 in den Monaten September bis November um 0.5 bis 1.0 TWh geringer ausfiel als im Vorjahr (siehe Abbildung 2). Zur grossen Produktionsdifferenz im Monat Oktober trug ebenfalls ein zweiwöchiger Ausfall des Kernkraftwerks Leibstadt bei (Defekt im Kühlwasserkreislauf des Generators).

Laufwasserkraftwerke

Aus dem *Hydrologischen Spezialbericht* des Bundesamtes für Umwelt BAFU geht hervor, dass aufgrund des aussergewöhnlich trockenen und heissen Sommers und Herbsts 2015 die Wasserstände und Abflüsse der Schweizer Flüsse, insbesondere im Mittelland und Jura, teilweise seit Ende Juni unterdurchschnittlich waren (BAFU, 2016). Die tiefen Wasserstände und Abflussmengen der Flüsse wirkten sich ebenfalls negativ auf die Stromproduktion der Laufwasserkraftwerke aus. Im Durchschnitt lag die Stromproduktion der Laufwasserkraftwerke zwischen Juli bis Dezember 2015 im Mittel um 0.3 TWh tiefer als im Vorjahr. Die grösste Differenz lag im Monat November mit 0.4 TWh vor.

Speicherkraftwerke

Die geringere Einspeisung der Kernkraft- und Laufwasserkraftwerke wurde zumindest teilweise durch die Speicherkraftwerke ausgeglichen. Zumindest in den Monaten September und Oktober lag die Produktion der Speicherkraftwerke rund 0.3 bzw. 0.6 TWh höher als im Vorjahr. Zudem wurde in dieser Zeit weniger Energie für den Pumpbetrieb eingesetzt als im Vorjahr. Die Abbildung 3 zeigt denn auch, dass die Speicherseen Ende September 2015 noch gut gefüllt waren, von Oktober bis Mitte Dezember 2015 die Entnahme im Vergleich zu den Vorjahren überdurchschnittlich war. Der Füllgrad der Speicherseen lag Mitte November 2015 im Vergleich zu den Vorjahren um mehr als 10 Prozent unter dem Durchschnitt. Dies entspricht einer Energiemenge von rund 0.8 TWh oder der Produktion aus Spitzenlastkraftwerken von rund 3 bis 6 Wochen. Ab Mitte Dezember haben sich die Pegel sukzessive wieder dem Durchschnitt der Vorjahre angenähert.

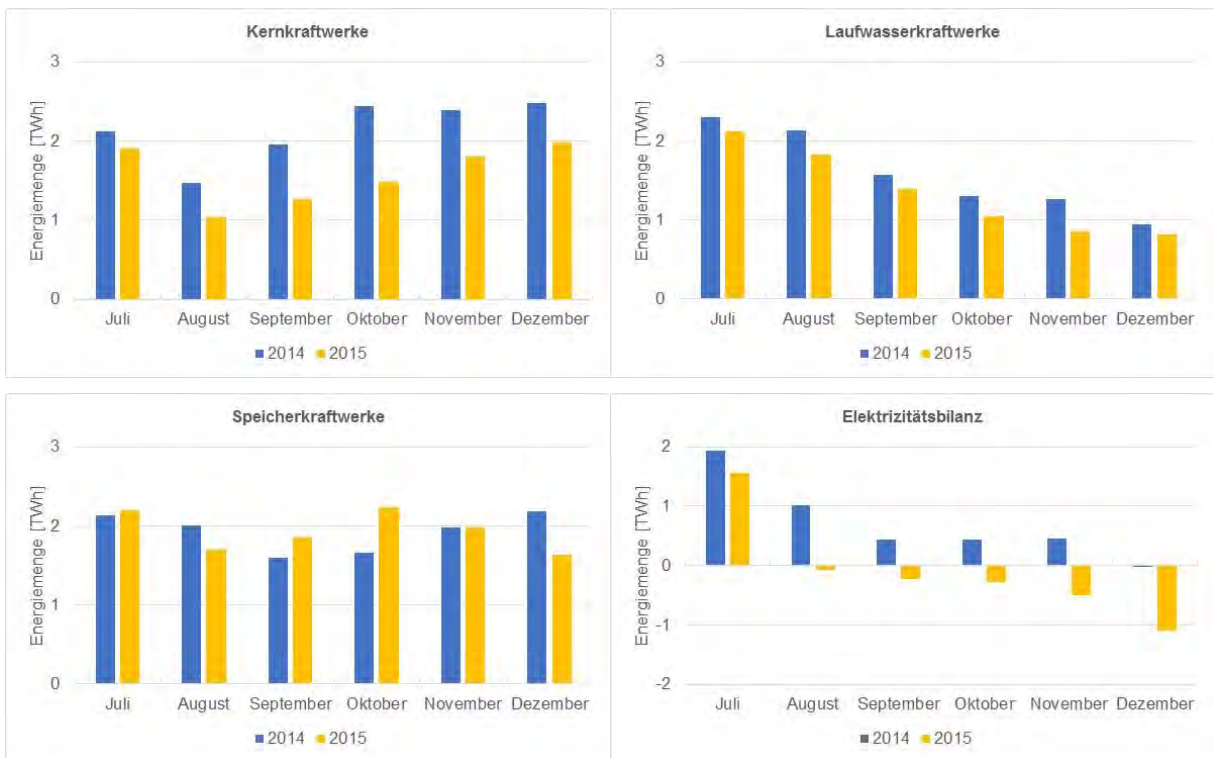


Abbildung 2: Monatliche Energieproduktion der Kernkraftwerke, Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke sowie Elektrizitätsbilanz (positiv: Import, negativ: Export) der Schweiz (Quelle: BFE)

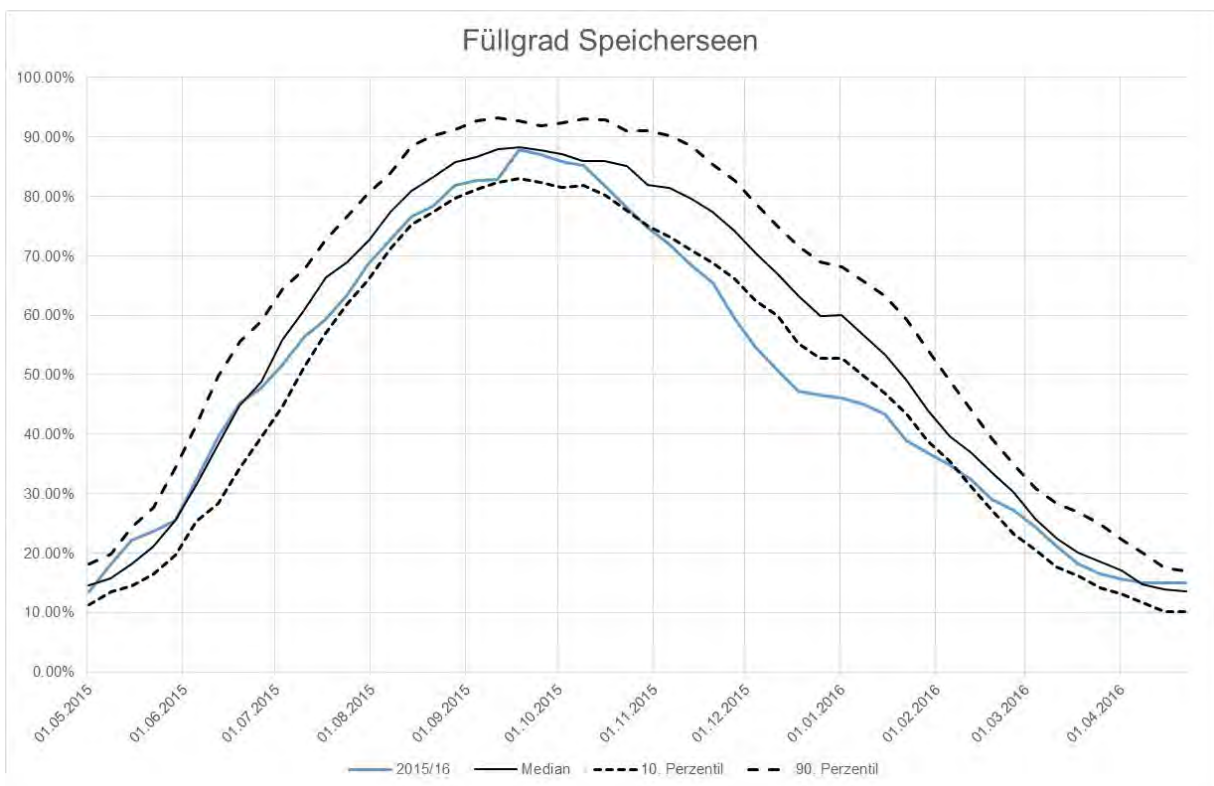


Abbildung 3: Verlauf des Füllgrads der Speicherseen 2015/16 im Vergleich zur statistischen Auswertung der Jahre 1997 bis 2015 (Quelle: BFE)

Elektrizitätsbilanz

Die monatliche Elektrizitätsbilanz der Schweiz wies seit August 2015 einen Nettoimport auf. Im langjährigen Vergleich sind vor allem Nettoimporte in den Monaten August und September weniger wahrscheinlich (siehe Abbildung 2). In den vergangenen zehn Jahren war in diesen Monaten nur in 3 von 10 bzw. in 2 von 10 Jahren ein Nettoimport zu verzeichnen. In den Monaten Oktober, November und Dezember sind Nettoimporte häufiger. Über den Zeitraum der letzten 10 Jahre betrug die Wahrscheinlichkeit für einen Nettoimport im Oktober 50 Prozent, für den November 80 Prozent und im Dezember bei 100 Prozent.

Ein monatlicher Nettoimport schliesst nicht aus, dass in dieser Zeit trotzdem Energie exportiert wird. Die Energiebilanz für den Oktober 2015 fiel beispielsweise negativ aus, trotzdem wurde in einzelnen Stunden bis zu 3 GW Strom exportiert. Die Abbildung 4 zeigt den prozentualen Anteil der Stunden je Monat, in welchen exportiert wurde.

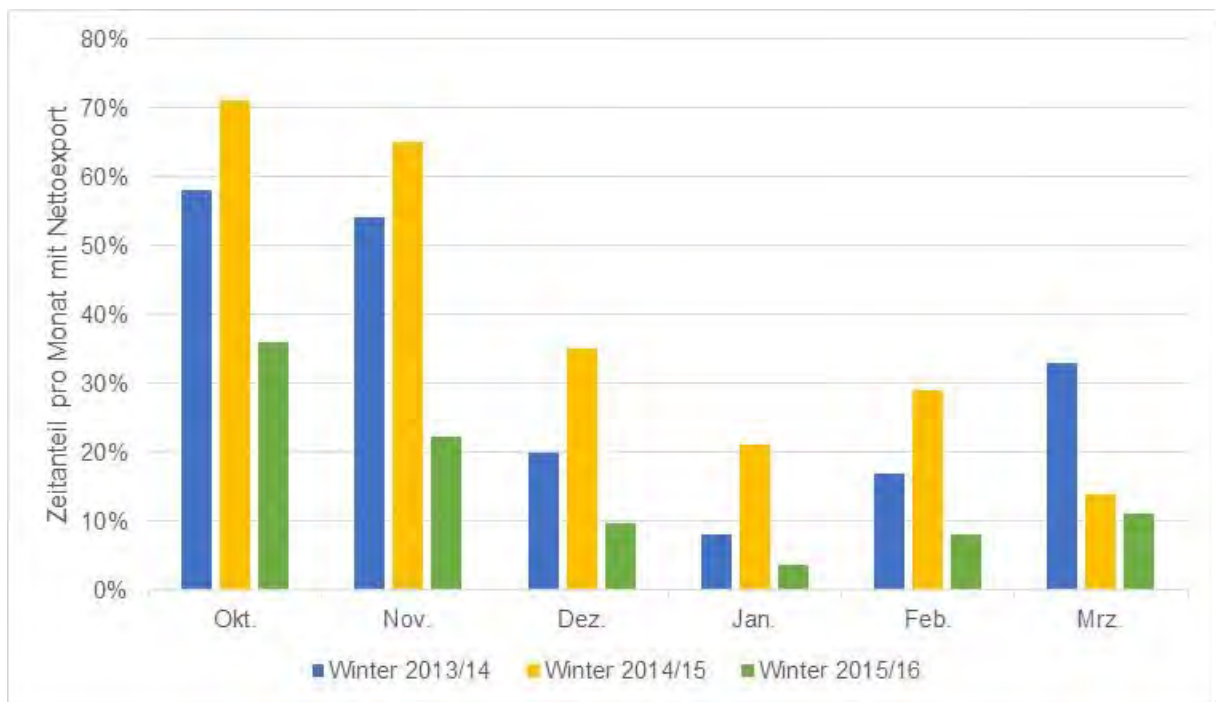


Abbildung 4: Monatlicher Anteil der Stunden mit Nettoexport (Quelle: Swissgrid)

Verfügbare grenzüberschreitende Netzkapazitäten

Nachdem Swissgrid dank optimierter Prozeduren im Winter 2014/15 die Importkapazität von Deutschland und Österreich in die Schweiz signifikant erhöhen konnte (Swissgrid, 2015c), reduzierte sich die Transportkapazität während der Monate Oktober und November 2015 zusehends (siehe Abbildung 5). Grund hierfür war die Zunahme der vertikalen Netzlast im Übertragungsnetz, welche die Belastung der Kuppeltransformatoren zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Netzebene erhöhte. Der Ausfall des Kernkraftwerks Beznau kommt aus Sicht des Übertragungsnetzes einer Lasterhöhung gleich. Hinzu kamen die saisonal bedingte Zunahme des Endverbrauchs sowie einige bereits geplante Ausserbetriebnahmen (Netzausbau und Unterhalt), welche eine NTC-Reduktion notwendig machten. Dadurch sah sich Swissgrid gezwungen, die Importkapazität von Deutschland und Österreich sukzessive zu reduzieren. Erst dank den eingeleiteten Massnahmen (vgl. Kapitel 2.4) sowie der Wiederinbetriebnahme von Block II des Kernkraftwerks Beznau konnte die Importkapazität von Deutschland und Österreich in die Schweiz wieder erhöht werden und erreichte im März 2016 Werte von rund 3000 MW, wobei bereits die erste Erhöhung um rund 500 MW Anfang Januar 2016 zu einer signifikanten Entspannung der Situation beitrug.

Demgegenüber 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).

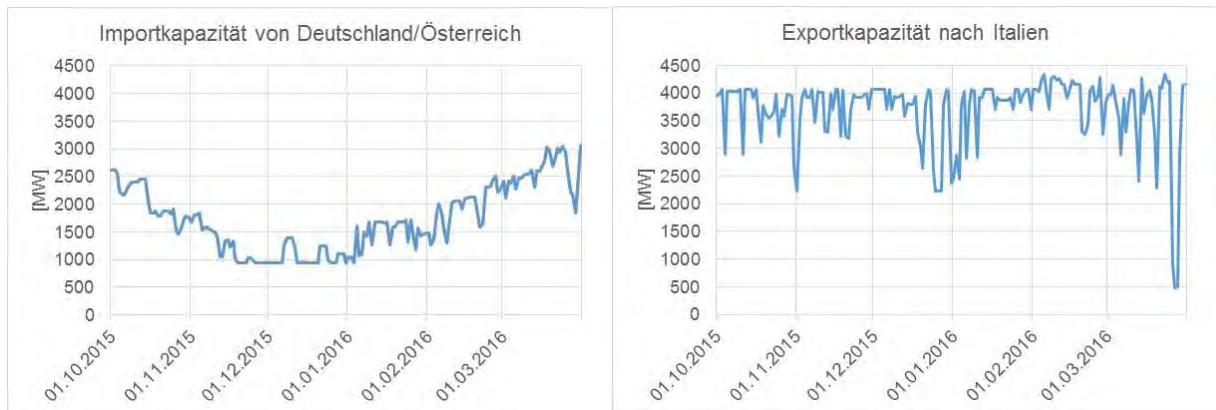


Abbildung 5: Entwicklung der Netto-Importkapazität von Deutschland und Österreich in die Schweiz sowie der Netto-Exportkapazität nach Italien (Quelle: Swissgrid)

Die Netto-Übertragungskapazität wird an allen Grenzen der Schweiz in expliziten Auktionen versteigert. Dazu wird die Kapazität aufgeteilt und dem Markt in Jahres-, Monats- und Tagesauktionen zur Verfügung gestellt. Die Monatsauktionen wurden für die ersten Monate 2016 ausgesetzt und die entsprechende Kapazität in die Tagesauktion verschoben. Dies erhöhte die Flexibilität, bei Bedarf kurzfristige Anpassungen bei der Engpassbewirtschaftung vornehmen zu können. Es ist aber zu betonen, dass die insgesamt dem Markt zur Verfügung gestellte Kapazität in Richtung Italien nie aufgrund von Engpässen in der Schweiz reduziert werden musste.

Strompreisentwicklung

Die Strompreise im Grosshandel für die Schweiz und für die Nachbarländer Deutschland/Österreich, Frankreich und Italien entwickelten sich bis im Dezember 2015 mit der steigenden Tendenz im Vergleich zu anderen Jahren normal. **Es ist auch üblich, dass sich der Schweizer Strompreis im Winterhalbjahr dem deutlich höheren italienischen Preisniveau nähert. Insbesondere aufgrund der milden Temperaturen im Januar, Februar und März 2016 waren die Preise stark rückläufig und glichen sich an (siehe Abbildung 6).**

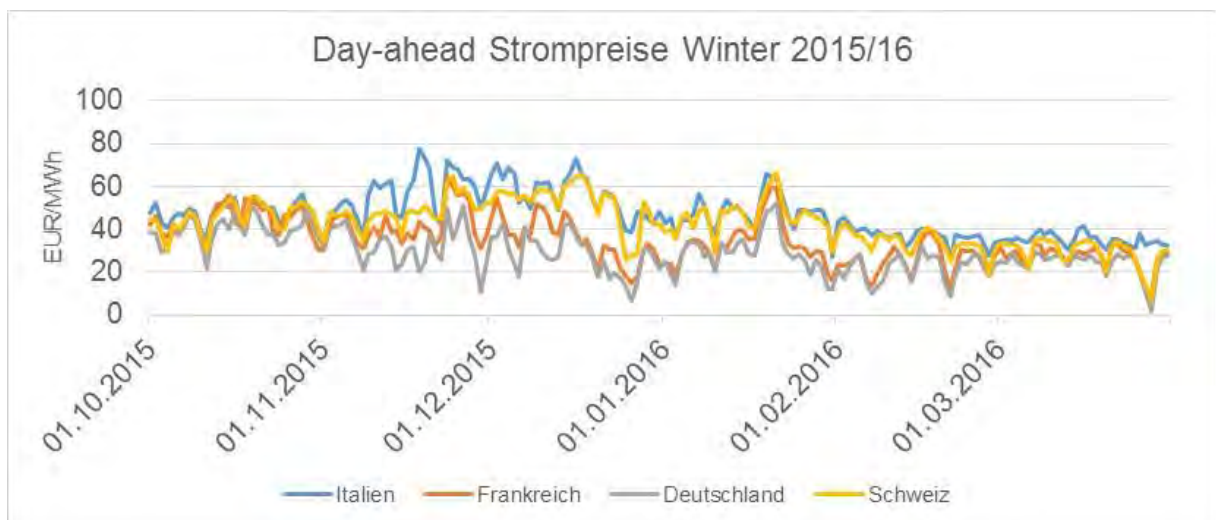


Abbildung 6: Entwicklung der Day-ahead Strompreise im Winter 2015/16 (Datenquelle: EPEXSpot)

2.3 Situationsbeurteilung durch involvierte Akteure

Im Hinblick auf die angespannte Energie- und Netzsituation organisierte Swissgrid ab Dezember periodisch Treffen mit Branchenvertetern und Behörden (Arbeitsgruppe „Winter 2015/16“). In der Arbeitsgruppe waren neben Swissgrid die grössten Verteilnetz- und Kraftwerksbetreiber der Schweiz vertreten. Von Seiten der Behörden war neben der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom und dem Bundesamt für Energie BFE vertreten. Ziel der Arbeitsgruppe war einerseits ein gemeinsames Verständnis für die angespannte Energie- und Netzsituation zu erhalten und andererseits die entsprechenden Massnahmen zur Behebung des möglichen Versorgungsengpasses einzuleiten. Das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung BWL war im Rahmen des Bundestabs ABCN in die Lagebeurteilung involviert.

2.3.1 Swissgrid

Swissgrid zeigte der Arbeitsgruppe anhand von vier Szenarien die Auswirkungen der Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau II zu Weihnachten und der Einführung von Transitbeschränkungen auf die Nettoimportkapazität der Schweiz auf. Die Berechnungen von Swissgrid zeigten, dass die Einspeisung des Kernkraftwerk Beznau II die Lastflusssituation so verändert, dass die Nettoimportkapazität der Schweiz in Peak-Stunden von 800 auf 1700 MW und in Off-Peak-Stunden von 2200 auf 2800 MW erhöhen könnte (Swissgrid 2015b). Die Nettoimportkapazität der Schweiz könnte weiter gesteigert werden, wenn zusätzlich zur Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau II die Transitkapazität um 2000 MW reduziert würde. Die Nettoimportkapazität wurde für die Massnahme in Peak-Stunden² auf rund 2700 MW und in Off-Peak-Stunden auf rund 4000 MW geschätzt. Ohne Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau II, aber mit Transitbeschränkungen, wurde die Nettoimportkapazität in Peak-Stunden auf 2300 MW und in Off-Peak-Stunden auf 3400 MW geschätzt (Tabelle 1).

In allen berechneten Szenarien setzte Swissgrid voraus, dass die zur Verfügung stehende Nettoimportkapazität maximal ausgelastet wird, da nur so ein ausreichendes Speicherniveau bis im April 2016 sichergestellt werden könnte. Andernfalls könnte es je nach Szenario und Witterungsverlauf bereits im Februar 2016 zu ernsthaften Versorgungsengpässen kommen. Für Swissgrid stellte sich im Weiteren die Frage, ob der Versorgungsengpass anhand der vom Markt gesetzten Preissignale noch zu bewältigen ist oder ob die Situation eine schweizweit koordinierte Bewirtschaftung der Speicher im Rahmen von OSTRAL erfordert.

Tabelle 1: Annahmen für die vier möglichen Eintrittsszenarien von Swissgrid für den Winter 2015/16.

Szenario 1	Beznau II wieder in Betrieb (24.12.2015)	Verwendung maximaler Importkapazität: – Peak: 1700 MW – Off-Peak: 2800 MW	-
Szenario 2	Beznau I und II nicht in Betrieb	Verwendung maximaler Importkapazität: – Peak: 800 MW – Off-Peak: 2200 MW	-
Szenario 3	Beznau II wieder in Betrieb (24.12.2015) sowie Transitbeschränkungen	Verwendung maximaler Importkapazität: – Peak: 2700 MW – Off-Peak: 4000 MW	Transitkapazität um 2000 MW reduziert
Szenario 4	Beznau I und II nicht in Betrieb und Transitbeschränkungen	Verwendung maximaler Importkapazität: – Peak: 2300 MW – Off-Peak: 3400 MW	Transitkapazität um 2000 MW reduziert

² Peak-Stunden: montags bis freitags, jeweils von 8:00 bis 20:00 Uhr
Offpeak-Stunden: alle übrigen Stunden

2.3.2 Versorger

Vertreter von Bilanzgruppen mit physischen Ausspeisepunkten (Versorgungsbilanzgruppen) verwiesen auf bestehende Lieferverträge mit Lieferort Schweiz. Sie hätten keine Informationen über innerschweizerische Engpässe und gingen deshalb davon aus, dass diese Verträge erfüllt werden könnten. Auch die Sicherstellung der Ausgeglichenheit der Bilanzgruppe sei aufgrund der vertraglichen Regelungen gewährleistet. Das Risiko von knappen Importkapazitäten beurteilten die Versorger als markttechnisch abgebildet, indem die **Import-Engpässe im Grosshandelspreis abgebildet seien.**

2.3.3 Kraftwerksbetreiber

Die Kraftwerksbetreiber wiesen darauf hin, dass Swissgrid das schweizerische Übertragungsnetz als eine Regelzone führt und die Verantwortung für Planung, Kontrolle, Unterhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes hat. Swissgrid besitze zwar nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c StromVG die Möglichkeit, bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs die notwendigen Massnahmen anzuordnen und die Einzelheiten mit den Kraftwerksbetreibern, den Netzbetreibern und weiteren Beteiligten zu regeln. Diese Massnahme müsse jedoch nur auf unvorhersehbare Fälle beschränkt sein und nicht wie in diesem Fall auf einen bereits antizipierten, potenziell möglichen Energieengpass. Swissgrid müsse daher zunächst alle marktbasieren Massnahmen prüfen, welche die Versorgung aufrecht erhält und möglichst geringe Einschränkungen für Produzenten, Händler, Verteilnetze und Verbraucher hätten. Dazu gehören beispielsweise die langfristige Ausschreibung der Systemdienstleistungsprodukte (Beschaffung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung bzw. –energie) für die Monate Februar, März und April. Damit würde Swissgrid die nötige Transparenz bezüglich des erwarteten Regelleistungsbedarfs schaffen und die Energieversorgungsunternehmen könnten die entsprechende Vorhaltung der Kraftwerksleistung langfristig einplanen. Darüber hinaus könnte ein Angebotsengpass an Regelleistungen aufgrund fehlenden Speicherwassers vermieden werden. Die Verhältnismässigkeit oder die Notwendigkeit für eine Bewirtschaftung nach Landesversorgungsgesetz sei nicht gegeben, solange nicht alle marktbasierende Massnahmen ausgeschöpft seien.

Im Weiteren wurde Swissgrid angehalten, die geplanten und verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten im Voraus zu publizieren, so dass die Netzbetreiber ihre Energiebeschaffung und die Kraftwerkseinsatzplanung zeitgerecht vornehmen können.

2.3.4 EICom

Aufgrund der verfügbaren Daten und Prognosen teilte die EICom die Einschätzung von Swissgrid, dass aufgrund der reduzierten Einspeisung ins 220 kV-Netz sowie der begrenzten Importmöglichkeit aufgrund limitierter Kapazität bei den Kuppeltransformatoren Massnahmen zur Vermeidung eines Versorgungsengpasses einzuleiten sind. Bei den Massnahmen wurde aufgrund der unterschiedlichen Eingriffstiefe differenziert:

1. Netz- und markttechnische Massnahmen im Rahmen der Subsidiarität
2. Weitergehende Massnahmen gestützt auf Artikel 5 StromVV
3. Bewirtschaftungsmassnahmen nach Landesversorgungsgesetz (LVG, SR 531)

Dabei war wichtig festzustellen, dass zuerst alle netz- und markttechnischen Massnahmen ergriffen worden sein müssen, bevor weitergehende Massnahmen oder gar Bewirtschaftungsmassnahmen überhaupt in Frage kommen. Diese Feststellung half, dass sich alle Akteure auf ihre Aufgaben und Verantwortlichkeiten im Rahmen des StromVG fokussieren konnten und die subsidiären Massnahmen umgesetzt wurden. Für die EICom standen subsidiäre Massnahmen basierend auf dem Stromversorgungsgesetz in folgenden Bereichen im Vordergrund:

- *Vorgezogene Reservation Regelleistung*
Die EICom wies Swissgrid an, bereits im Dezember 2015 eine Teilmenge an Regelleistung für die kritischen Monate zu beschaffen. Die EICom war der Meinung, dass ohne frühzeitige Reservierung der Regelleistung nicht davon ausgegangen werden kann, dass zu einem späteren Zeitpunkt aufgrund der bereits niedrigen Füllstände der Speicherseen noch entsprechende Energiereserven für die Erbringung von Systemdienstleistungen beschafft werden können.
- *Beschränkung der Exportkapazität für Tagesauktionen*
Swissgrid legte in den berechneten Szenarien dar, dass eine Reduktion der Transite die verfügbare Importkapazität für Versorgungsenergie signifikant erhöhen würde. Die EICom stellt dabei fest, dass bei Bedarf eine Transitbeschränkung als kompatibel mit dem Stromversorgungsgesetz zu betrachten wäre, sofern die erhoffte Wirkung nicht durch eine mildere Massnahme wie z.B. die Erhöhung der Importkapazitäten, erreicht werden kann.
- *Ergreifen aller netzseitigen Massnahmen zur Maximierung der Importkapazität*
Die EICom forderte Swissgrid auf, sämtliche netzseitigen Massnahmen zu prüfen, um die Importkapazität an der Schweizer Nordgrenze zu optimieren, ehe eine Transitbeschränkung in Erwägung gezogen werden kann.
- *Repriorisierung der Ausbautvorhaben*
Swissgrid wies im Strategischen Netz 2025 die Ausbautvorhaben im Übertragungsnetz aus, die für eine sichere Stromversorgung in Zukunft benötigt werden. In diesem Zusammenhang identifizierte Swissgrid auch den Bedarf für die Verstärkung der Kuppeltransformatoren 380/220 kV. Insgesamt werden in der nächsten Zeit an den Standorten Mühleberg, Romanel, Beznau, Chippis, Mörel und Châtelard neue Kuppeltransformatoren installiert und an drei weiteren Standorten Kapazitätserhöhungen durchgeführt. Die EICom ersuchte Swissgrid, die Standorte und Realisierungszeitpunkt der Kuppeltransformatoren sowie der dazu notwendigen Leitungen zu überprüfen und allfällige beschleunigende Massnahmen einzuleiten, damit der Engpass an den Kuppeltransformatoren behoben werden kann.
- *Vertragliche Regelung bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs*
Das Stromversorgungsgesetz und die Stromversorgungsverordnung sehen vor, dass Swissgrid mit den Verteilnetzbetreibern, Erzeugern und übrigen Beteiligten den automatischen Lastabwurf regelt. Ein automatischer Lastabwurf erfolgt bei einer gewissen Unterschreitung der Sollfrequenz von 50 Hertz. Da auch substantielle Unausgeglichheiten von einzelnen Bilanzgruppen die Frequenz im UCTE-Netz kaum spürbar wären, wären die installierten Frequenzrelais für die Situation im Winter 2015/16 ohne Wirkung geblieben. Im Vertragswerk zwischen Swissgrid, den Verteilnetzbetreibern und den Bilanzgruppen müssten für den Fall einer längeren Unausgeglichheit die Bedingungen für einen manuellen Lastabwurf geregelt werden.
- *Prüfen von Szenario mit physischem Import aus Italien*
Aufgrund der Marktpreisniveaus in Europa verlaufen die Lastflüsse normalerweise von Nord nach Süd durch die Schweiz nach Italien. Sollten sich die Marktpreise in der Schweiz aufgrund einer Verknappung so entwickeln, dass sie das italienische Preisniveau übersteigen, so dürften aufgrund des Preisgefälles zunächst Handelsgeschäfte in der Gegenrichtung (IT→CH) angemeldet werden. Inwiefern sich ein physischer Import aus Italien einstellen würde, war aufgrund der Tatsache, dass es praktisch keine historischen Daten zu diesen Lastflüssen gab, unklar. In diesem Zusammenhang sollte untersucht werden, ob mit einem physischen Import aus Italien die verfügbare Importkapazität derart erhöhen könnte, dass sich ein möglicher Versorgungsengpass auf die Frage des Preises reduziert. Würde sich dies bestätigen lassen, wären weitergehende Markteingriffe unangemessen.

2.4 Eingeleitete Sofortmassnahmen

Basierend auf den Empfehlungen der Branche und der EICom prüfte und leitete Swissgrid verschiedene *netztechnische* und *marktbasierte Sofortmassnahmen* zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Die geprüften und umgesetzten Massnahmen werden im nachfolgenden kurz beschrieben.

2.4.1 Netztechnische Massnahmen

Die geprüften und eingeleiteten *netztechnischen Massnahmen* zielten darauf ab, die Belastungen sowie das Störungsrisiko an den kritischen Betriebsmitteln zu reduzieren. Damit sollte die Verfügbarkeit der Transformatorkapazität zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Netzebene und damit auch die Importkapazität erhöht werden.

Reduktion der Belastungen an den kritischen Betriebsmitteln

Der Kuppeltransformator in Laufenburg konnte provisorisch anders in das Netz eingebunden werden. Dieses Provisorium war eine wichtige Massnahme, um die verfügbare Transformatorenkapazität zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Netzebene zu erhöhen und die Belastungen an den anderen Kuppeltransformatoren zu reduzieren.

Durch netztopologische Massnahmen konnte die Einspeisung eines in Vorarlberg (AT) gelegenen Kraftwerks direkt in das Schweizer 220 kV-Netz erreicht werden. Dadurch wurde die Einspeisung auf der engpassbehafteten 220 kV-Netzebene erhöht, was einerseits die Stromproduktion aus Schweizer Speicherkraftwerken entlastet. Andererseits konnten mit dieser Massnahme die Belastungen der Kuppeltransformatoren in der Nordostschweiz reduziert werden.

Im Weiteren wurde, sofern möglich, bei Pumpspeicherkraftwerken ein gerichteter Pumpbetrieb eingeführt, so dass die Pumpenergie eher aus Regionen bezogen wurde, welche vom Engpass weniger betroffen waren, um so die Beanspruchung der Kuppeltransformatoren bzw. der kritischen Betriebsmittel zu reduzieren. Diese wie weitere Anpassungen in der Netztopologie erlaubten es, die verfügbare Energiemenge in der 220 kV-Netzebene zu erhöhen, ohne dass die Kuppeltransformatoren weiter belastet wurden.

Transformatorenkapazität zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Netzebene

Eine wichtige Massnahme war die Umnutzung des Reservetransformators Tierfeld (Kanton Glarus) als Netzkuppeltransformator im regulären Netzbetrieb von Swissgrid. Diese Massnahmen bezweckten eine physische Erweiterung der limitierten Transformatorenkapazität.

Reduktion des Störungsrisikos von Betriebsmitteln

Da die Transformatorenkapazität zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Netzebene insbesondere im Winterhalbjahr schon engpassbehaftet war, wurden die präventiven Kontrollen der Kuppeltransformatoren zusätzlich verstärkt, um das Risiko eines Ausfalls zu minimieren. Ebenso wurden Massnahmen in die Wege geleitet, damit bei einem Ausfall die sofortige Reparatur durchgeführt und dadurch die Ausfalldauer minimal gehalten werden konnten.

Darüber hinaus wurden die Instandhaltungsplanungen zwischen Swissgrid, Verteilnetzbetreiber und Kraftwerkbetreiber überprüft und angepasst, um auf Störungen rascher reagieren zu können.

2.4.2 Marktbasierte Massnahmen

Neben den netztechnischen Massnahmen setzte Swissgrid auch verschiedene *marktbasierte Sofortmassnahmen* zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit um. Die verschiedenen eingesetzten Massnahmen werden im Folgenden kurz beschrieben. Diese Massnahmen zielten in erster Linie auf die Optimierung der grenzüberschreitenden Netzkapazität, auf die Beschaffung von Regelleistung und die Verfügbarkeit von Energie für Redispatchmassnahmen ab.

Grenzüberschreitende Netzkapazität

Durch die oben beschriebenen eingeleiteten netztechnischen Massnahmen sowie der Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau II Ende Dezember konnte die grenzüberschreitende Netzkapazität zwischen Anfang und Ende Dezember um rund 1000 MW erhöht werden. Damit nahm die Nettoimportkapazität in Peak-Stunden von 800 auf 1700 MW und in Offpeak-Stunden von 2200 auf 2800 MW zu (siehe Abbildung 5). Damit konnte mehr Energie importiert werden, was sich positiv auf den Pegelverlauf der Speicher auswirkte.

Da sich in den Simulationsrechnungen von Swissgrid herausstellte, dass Transitbeschränkungen einen grossen Einfluss auf die zur Verfügung stehende Importkapazität für Versorgungsenergie haben würden, wurden im ersten Quartal 2016 keine monatlichen Netzkapazitätsrechte für Exporte nach Deutschland, Österreich und Italien vergeben. Damit wurde verhindert, dass bei allfälligen Kürzungen der grenzüberschreitenden Netzkapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht bereits vergebene Kapazitätsrechte eingeschränkt werden mussten und dadurch möglicherweise Entschädigungszahlungen notwendig wurden. Die Kapazitätsvergabe fand anschliessend auf täglicher Basis statt.

Beschaffung von Regelleistungen

In der Vergangenheit beschaffte Swissgrid die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung jeweils als Wochen- und Tagesprodukt eine Woche bzw. zwei Tage vor Lieferung. Die kurzfristige Beschaffung war insbesondere in Phasen tiefer Pegelstände in den Speicherseen mit dem Risiko verbunden, dass die Bereitstellung von Systemdienstleistungen von kurzfristigen Engpässen im Stromhandel abhängig ist. Auf Anweisung der ECom leitete Swissgrid frühzeitig die Beschaffung von Regelleistung für die Monate Februar, März und April 2016 in die Wege. Die vorgezogene Beschaffung bezweckte, die Risiken bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu reduzieren, die Planungssicherheit für die Produzenten zu schaffen sowie Marktimpulse zu setzen, welche die mögliche Knappheit von Energie in den Speicher reflektieren.

Im Weiteren wurde die Obergrenze für den Abruf von Tertiärregelenergie von 3000 EUR/MWh auf 9999 EUR/MWh erhöht. Der Preis für Tertiärregelenergie ist ein wesentlicher Bestandteil des Ausgleichsenergiepreises. Diese Massnahme bezweckte, mögliche Knappheitssignale nicht durch möglicherweise zu tief angesetzten Preisobergrenzen zu unterbinden. Da länger andauernde substantielle Unausgeglichenheiten existenzbedrohend sind, wies Swissgrid die Bilanzgruppen an, unerwartete Unausgeglichenheiten unverzüglich zu melden, damit zeitnah weitere Massnahmen eingeleitet werden könnten, um die Ausgeglichenheit wiederherzustellen.

Verfügbarkeit von Energie für Redispatchmassnahmen

Die Speicherkraftwerke der Schweiz leisten einen wichtigen Betrag zur Netzstabilität, da sie sehr flexibel einsetzbar sind und deshalb zeitnah Energie für Redispatchmassnahmen bereitstellen können. Die Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Speicherkraftwerke die benötigten Energie- bzw. Wasserreserven zur Verfügung haben. Swissgrid liess sich deshalb durch Zusatzverträge mit geeigneten Speicherkraftwerken, Ende Januar befristet Energiemengen im Umfang von 45 GWh sichern. Diese Massnahme zur Entlastung der Kuppeltransformatoren zwischen der 380 kV und der 220 kV-Netzebene wurde als effizienter beurteilt, als wenn die Importkapazität an der Schweizer Nordgrenze reduziert werden müsste.

2.4.3 Wirkung der Massnahmen

Die eingeleiteten *netztechnischen* und *marktbasieren Sofortmassnahmen* wirkten sich positiv auf die Belastungswerte der Kuppeltransformatoren, die Füllstände der Speicherseen sowie die Importkapazität an der Schweizer Nordgrenze aus. Die Abbildung 4 zeigt, dass der Anteil an Stunden mit Nettoexport im Januar 2016 signifikant reduziert werden konnte und auch bis im März 2016 nicht die Vorjahreswerte erreichte. Daraus geht hervor, dass die Importleistung gegenüber den Monaten Oktober 2015, November 2015 und Dezember 2015 deutlich anstieg und deutlich seltener einen Wirkleistungsexport vorlag.

Durch den überwiegenden Nettoimport konnte die Stromproduktion aus den Speicherkraftwerken reduziert werden, wodurch sich die Füllstände der Speicherseen, welche Ende Dezember noch 15 Prozent unter den Normalwerten lagen, langsam wieder den langjährigen Durchschnittswerten annäherten (Abbildung 3). Am 4. März 2016 wurde im Rahmen der 5. Arbeitsgruppensitzung Winter 2015/16 die vorläufige Entspannung der Energie-/Netzsituation festgestellt.

Neben all den getroffenen Massnahmen ist aber darauf hinzuweisen, dass sich auch die exogenen Faktoren ab Ende Dezember positiv entwickelt haben: Die Wiederinbetriebnahme von Block II des Kernkraftwerk Beznau, die erhöhte Produktion aus Laufwasserkraftwerken im Januar sowie die hohe Verfügbarkeit des Kernkraftwerks Mühleberg haben sich auch positiv auf die verfügbare Importkapazität ausgewirkt. Der gemäss MeteoSchweiz ausgesprochen milde Winter (MeteoSchweiz, 2016) hat dazu geführt, dass der Stromverbrauch in der Schweiz eher unterdurchschnittlich war. Temperaturbedingte länger andauernde Preishaussen in Frankreich und Italien blieben aus.

2.5 Schlussfolgerungen Winter 2015/16

Aufgrund der speziellen Konstellation im Winter 2015/16 wurde deutlich, dass aufgrund der limitierten Transformatorenkapazität zwischen der 380 kV und 220 kV-Ebene die für die Versorgung relevante Importkapazität stark von der Verfügbarkeit der Produktion auf 220 kV und im Verteilnetz abhängig ist. Die Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg³, die Abflussmenge der Schweizer Flüsse sowie die Verfügbarkeit der Spitzenkraftwerke (Füllgrade der Speicherseen) beeinflussen die Importkapazität sehr. Umgekehrt sind die verfügbaren Transportkapazitäten für den Im- und Export eine wichtige Randbedingung für die Bewirtschaftung der Speicher.

Die eingeleiteten *netztechnischen* und *marktbasierten Sofortmassnahmen* haben massgeblich dazu beigetragen, dass die Risiken für einen potenziellen Versorgungsengpass Anfang 2016 reduziert werden konnten. Basierend auf den Erkenntnissen aus diesem Winter wurde zudem mittelfristiger Handlungsbedarf festgestellt (siehe Kapitel 4).

3 Rollen und Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit

3.1 Allgemeines

Mit der Inkraftsetzung des Stromversorgungsgesetzes wurde der Netzbetrieb von der Energieproduktion, dem Energiehandel und dem Energievertrieb getrennt (Entflechtung; Art. 10 und 18 StromVG). Die Entflechtung führte dazu, dass die Verantwortung für die Stromversorgungssicherheit auf verschiedene Akteure verteilt wurde. Im damaligen Kontext waren sich die verschiedenen Parteien lange Zeit im Unklaren, ob es sich um ein Versorgungs- oder um ein Netzproblem handelt, wer an der Schnittstelle zwischen Netzbetrieb und Energieversorgung die Verantwortung für die Versorgungssicherheit trägt und in welcher Reihenfolge die verschiedenen Akteure Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu ergreifen haben.

Um die Rollen und Verantwortlichkeiten im Bereich der Versorgungssicherheit zu analysieren, sind verschiedene Faktoren zu berücksichtigen. Erstens ist zwischen *behördlichen* und *privaten* Akteuren zu unterscheiden. Zweitens unterscheiden sich die Zuständigkeiten je nachdem, ob es sich um eine *kurz-, mittel- oder langfristige Gefährdung* der Versorgungssicherheit handelt. Drittens beziehen sich teils Zuständigkeiten entweder nur auf den *Netz- oder den Energiebereich*. Viertens und letztlich ist zu berücksichtigen, dass sich Verpflichtungen und Verantwortlichkeiten nicht nur aus den gesetzlichen Vorschriften ergeben, sondern auch weitgehende *privatrechtliche Vereinbarungen* zwischen den verschiedenen Akteuren existieren.

³ Die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt speisen auf der 380 kV-Ebene ein und können gegebenenfalls bei einem längeren Ausfall durch Importe ersetzt werden.

Nachfolgend werden die Rollen und Verantwortlichkeiten der verschiedenen Akteure nach der geltenden Rechtsordnung dargestellt. Eine tabellarische Übersicht zur Rollenverteilung befindet sich auch im Anhang zu diesem Bericht.

3.2 Rollen und Verantwortlichkeiten

Parlament

Das Parlament gibt in seiner Rolle als Gesetzgeber *mittel- und langfristig* die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Versorgungssicherheit vor. Dies geschieht etwa im Erlass von Vorschriften für die Schweizerischen Kraftwerke, den Netzausbau und -betrieb sowie von energiestrategischen Entscheidungen. 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.

Bundesrat / Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung (WBF) / Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL)

Ist die sichere und erschwingliche Versorgung mit Elektrizität im Inland trotz der Vorkehrungen der Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft *mittel- oder langfristig* erheblich gefährdet, kann der Bundesrat unter Einbezug der Kantone und der Organisationen der Wirtschaft Massnahmen treffen. Diese Massnahmen betreffen die Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung, die Beschaffung von Elektrizität sowie die Verstärkung und den Ausbau von Elektrizitätsnetzen (Art. 9 Abs. 1 StromVG). Die ECom ihrerseits schlägt dem Bundesrat solche Massnahmen vor, wenn sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit abzeichnet (Art. 22 Abs. 4 StromVG).

Die Kompetenzen des Bundesrats zum Treffen von Massnahmen sind subsidiär. Sie kommen erst zum Zuge, wenn die Vorkehrungen der Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft erfolglos sind.

Der Bundesrat kann wenn nötig und zur Behebung schwerer Mangellagen für bestimmte lebenswichtige Güter Vorschriften erlassen, wenn die Wirtschaft die Versorgung nicht sicherstellen kann und die Förderungsmassnahmen des Bundes nicht ausreichen. Es handelt sich dabei um vorübergehende Massnahmen bei kurzfristigen schweren Mangellagen infolge von Marktstörungen (vgl. 3. Titel LVG). Die Massnahmen dürfen jedoch nicht ergriffen werden, um Preisschwankungen auszugleichen, solange das Angebot mengenmässig ausreichend ist (Art. 30 LVG). Im Landesversorgungsgesetz geht es um vorübergehende Massnahmen zur Bewältigung von Krisen. So kann etwa bei sich kurzfristig abzeichnenden Stromdefiziten das noch vorhandene Stromvolumen nach Prioritäten verteilt werden (Botschaft StromVG, BBl 2005 1676).

Damit ist gemäss Artikel 28 LVG der Bundesrat für die Ergreifung von Massnahmen bei einer schweren, *kurzfristigen Gefährdung* der Versorgungssicherheit zuständig. Verantwortlich für die Durchführung dieser Massnahmen sind WBF und BWL. Der VSE wurde beauftragt, die notwendigen Vorbereitungen zur Bewältigung einer Strommangellage zu treffen. Der VSE hat diese Aufgabe im Rahmen der Krisenorganisation OSTRAL übernommen.

Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) / Bundesamt für Energie (BFE)

Die Ableitung von Wasser und die Abgabe der aus einem Gewässer erzeugten elektrischen Energie ins Ausland bedürfen nach der Wasserrechtsgesetzgebung der Bewilligung des Departements. Die Bewilligung wird nur erteilt, wenn das öffentliche Wohl durch die Ausfuhr nicht beeinträchtigt wird und die elektrische Energie für die Zeit der Bewilligung im Inland keine angemessene Verwendung findet. Die Bewilligung wird auf bestimmte Dauer erteilt, kann aber jederzeit aus Gründen des öffentlichen Wohls gegen Entschädigung widerrufen werden (Art. 8 WRG). Diese Norm wird derzeit nicht vollzogen.

Das UVEK und das BFE haben sich sowohl im Rahmen des Krisenstabs ABCN als auch in der Arbeitsgruppe Winter 2015/2016 über die Ursachen und Konsequenzen des potenziellen Engpasses informiert. Dabei wurde insbesondere festgestellt, dass primär netz- und markttechnische Massnahmen zu ergreifen sind. Das BFE hat zudem im Rahmen des Krisenstabs ABCN die Öffentlichkeit informiert.

Einmal wöchentlich veröffentlicht das BFE den Bericht «Füllungsgrad der Speicherseen». Dieser zeigt den aggregierten (nicht kraftwerksscharfen) Füllungsgrad der Speicherseen in den Regionen Wallis, Graubünden, Tessin sowie in der übrigen Schweiz am Sonntag, 24 Uhr. Die kraftwerksscharfen Speicherseedaten liefert das BFE gestützt auf Vereinbarungen mit den Kraftwerksbetreibern und der ECom wöchentlich an die ECom für die Erfüllung ihres Auftrags nach dem Stromversorgungsgesetz. Diese Vereinbarungen sehen zudem vor, dass die ECom die notwendigen Informationen an Swissgrid weitergeben darf, wenn schwerwiegende Anhaltspunkte für eine Störung der Systemstabilität vorliegen. Dies ist insbesondere der Fall, wenn der Einsatz des Notkonzepts zur Beschaffung von Regelleistung und -energie geprüft werden muss.

ECom

Im Rahmen ihrer allgemeinen Vollzugskompetenz überwacht die ECom die Einhaltung der stromversorgungsrechtlichen Bestimmungen und erlässt die notwendigen Verfügungen für den Vollzug (Art. 22 Abs. 1 StromVG).

Die ECom beobachtet und überwacht zudem die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Sie überprüft zu diesem Zweck insbesondere den Zustand und Unterhalt des Übertragungsnetzes sowie die regionale Ausgewogenheit der Investitionen der nationalen Netzgesellschaft (Art. 22 Abs. 3 StromVG). Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die ECom dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG (Art. 22 Abs. 4 StromVG). Diese Massnahmen umfassen sowohl energie- als auch netzseitige Massnahmen.

Neben den Massnahmen nach Artikel 9 StromVG kann die ECom im Einvernehmen mit dem Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung dem Bundesrat auch vorschlagen, Massnahmen nach Artikel 28 LVG zu ergreifen. Dazu gehören beispielsweise Exportverbote oder Massnahmen zur Verminderung des Elektrizitätsverbrauchs (Botschaft StromVG, BBl 2005 1648).

Die ECom ist damit für die Beobachtung und Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig. Die in Artikel 22 Absatz 3 StromVG explizit genannten Bereiche – es handelt sich nicht um eine abschliessende Aufzählung – betreffen den Netzzustand/-unterhalt und die Investitionen. Der ECom kommen damit zentrale Aufgaben im Bereich der Versorgungssicherheit zu. Die Beobachtung und Überwachung der Elektrizitätsmärkte erfolgt unabhängig einer konkreten Gefährdung. Die Berichterstattung zur Versorgungssicherheit erfolgt in einem Zweijahresrhythmus, wobei der aktuellste Bericht zeitgleich mit dieser vorliegenden Analyse publiziert wurde (ECom, 2016).

Swissgrid

Swissgrid sorgt dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz. Sie legt die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in Koordination mit den Netzbetreibern der Nachbarländer fest (Art. 20 Abs. 1 StromVG). Sie ist für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelleistung sicher. Die zu diesem Zweck benötigten Kraftwerkskapazitäten werden nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren beschafft (Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG).

Swissgrid hat zudem insbesondere bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs die notwendigen Massnahmen anzuordnen. Sie regelt die Einzelheiten mit den Kraftwerksbetreibern, den Netzbetreibern und weiteren Beteiligten (Art. 20 Abs. 2 Bst. c StromVG). Swissgrid kann im Einzelfall zur Erfüllung ihrer Aufgaben bei der ECom die Enteignung beantragen (Art. 20 Abs. 4 StromVG). Hier ist insbesondere an die Enteignung von Speicherwasser für die Vorhaltung von Regelleistung und Regelleistung zu denken.

Artikel 5 StromVV bestimmt, dass die nationale Netzgesellschaft, die Netzbetreiber, die Erzeuger und die übrigen Beteiligten die vorbereitenden Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs treffen (Abs. 1). Die nationale Netzgesellschaft vereinbart mit den Netzbetreibern, Erzeugern und den

übrigen Beteiligten auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen, insbesondere eine Regelung des automatischen Lastabwurfs sowie der Produktionsanpassung bei Kraftwerken im Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs (Abs. 2). Die ElCom kann den Vertragsabschluss verfügen, soweit sich ein Netzbetreiber, ein Erzeuger oder einer der übrigen Beteiligten weigert, eine solche Vereinbarung abzuschliessen (Abs. 3). Bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs hat die nationale Netzgesellschaft von Gesetzes wegen alle Massnahmen zu treffen oder anzuordnen, die für die Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig sind und kann bei Nichtbefolgung auf Kosten des Adressaten der Anordnung eine Ersatzmassnahme treffen (Abs. 4).

Damit überträgt die Stromversorgungsgesetzgebung die Verantwortung für einen sicheren Netzbetrieb in erster Linie auf die nationale Netzgesellschaft, die Netzbetreiber, die Erzeuger und die übrigen Beteiligten (siehe auch Art. 4 Abs. 2 EnG). Die zu treffenden Massnahmen werden primär mittels Vereinbarungen sichergestellt. Diese Vereinbarungen haben präventiven Charakter. Die nationale Netzgesellschaft hat bei einer konkreten Gefährdung des stabilen Netzbetriebs alle Massnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu treffen und kann allenfalls auch Ersatzmassnahmen ergreifen (Art. 5 Abs. 4 StromVV). Die Durchsetzung der Verträge sowie der Entscheid über die Kostentragung für Ersatzvornahmen liegt in der Kompetenz der Zivilgerichte (Art. 5 Abs. 5 StromVV). Die ElCom ist zuständig, bei Weigerung eines Akteurs den Vertragsabschluss zu verfügen (Art. 5 Abs. 3 StromVV).

Mithin trägt Swissgrid die Verantwortung für den Betrieb des Übertragungsnetzes. Eine Versorgungsverantwortung kommt Swissgrid hingegen nicht zu. Durch eine adäquate Beschaffung von Systemdienstleistungen und Redispatchenergie im Rahmen der Verantwortung für die Systemsicherheit setzt Swissgrid aber wesentliche Anreize und Preissignale für den Markt und die Versorger.

Als Übertragungsnetzbetreiberin hat Swissgrid zudem eine Übersicht über allfällige Engpässe im Übertragungsnetz. Diese Engpässe sind, soweit für die Versorgungssicherheit und die anderen Akteure relevant, diskriminierungsfrei, transparent und zeitnah zu kommunizieren.

Im Weiteren gibt Swissgrid durch die Festlegung der NTC-Werte an den Grenzen der Schweiz eine weitere Rahmenbedingung vor, welche für den Markt und die Versorger wesentlich ist. Auch hier ist wichtig, dass die Kommunikation von der systemverantwortlichen Swissgrid zu den Versorgungsverantwortlichen diskriminierungsfrei und transparent erfolgt.

Verteilnetzbetreiber

Wie Swissgrid haben auch die Verteilnetzbetreiber die Pflicht, ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz zu gewährleisten (Art. 8 StromVG).

Nach dem gesetzlichen Versorgungsauftrag sind die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, festen Endverbrauchern und Endverbrauchern, welche auf den Netzzugang verzichtet haben, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen zu liefern (Art. 6 Abs. 1 StromVG). Die Belieferung von freien Endverbrauchern hingegen richtet sich nach privatrechtlichen Verträgen. Den Verteilnetzbetreibern kommt damit lediglich in der Grundversorgung eine gesetzliche Versorgungspflicht zu.

Zusammen mit Swissgrid vereinbaren die Verteilnetzbetreiber die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen (Art. 5 Abs. 2 StromVV).

Lieferanten freier Endverbraucher

Die Lieferanten freier Endverbraucher haben keinen gesetzlichen Versorgungsauftrag. Die Verpflichtungen im Rahmen der Energielieferung richten sich einzig nach privatem Recht.

Im Grundsatz wird sich in solchen Fällen die Frage stellen, wer das Risiko von Nichterfüllung aufgrund einer Sorgfaltspflichtverletzung oder höherer Gewalt zu tragen hat. Diese Fälle sind, soweit für die ElCom derzeit ersichtlich, hinreichend in den Standardverträgen geregelt.

Kraftwerksbetreiber (insbesondere von Speicherkraftwerken)

Auch die Erzeuger haben zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs vorbereitende Massnahmen zu treffen. Die Swissgrid vereinbart dazu unter anderem mit den Erzeugern die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen, insbesondere die Produktionsanpassung bei Kraftwerken im Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs (Art. 5 StromVV). Die Verträge zwischen Kraftwerksbetreibern und Swissgrid sind privatrechtlicher Natur.

Im Rahmen des vertraglichen Notkonzepts wird die Verantwortung der Kraftwerksbetreiber zur Vorhaltung von Energie zur Erbringung von Systemdienstleistungen geregelt, wenn die Systemdienstleistungen nicht im ordentlichen Ausschreibungsverfahren beschafft werden können. Die Kraftwerksbetreiber sind in diesem Fall nach dem derzeit geltenden Notkonzept verpflichtet, die Systemdienstleistungen nach einem bestimmten Schlüssel zugunsten von Swissgrid zu erbringen. Dadurch tragen einerseits die Kraftwerksbetreiber zu einem gewissen Teil das Risiko aus einer kurzfristigen Beschaffungsstrategie von Swissgrid. Andererseits ist Swissgrid im Rahmen des sicheren und effizienten Netzbetriebs angehalten, Systemdienstleistungen – soweit für die Netzsicherheit nötig – zwar frühzeitig, aber auch kosteneffizient zu beschaffen. Hier ist ein ausgewogenes Verhältnis im Spannungsfeld zwischen Versorgungssicherheit und Kostenfolgen zu finden.

Zur Beurteilung des Engpasses im Winter 2015/2016 hat Swissgrid auch die Pegelstände der Speicher miteinbezogen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die Pegelstände kaum eine ausreichende Basis für die Bewirtschaftung darstellen: Umwelttechnische Einflüsse wie beispielsweise die Verschlammung oder Vereisung eines Stausees, konzessionsrechtliche Auflagen, betriebliche Restriktionen, die Aufteilung des Wassers unter beteiligten Partnern sowie die bereits kontrahierten Energiemengen werden mit der Pegelstandserfassung nicht berücksichtigt. Diese Faktoren sind für die Beurteilung der Energiereerven und insbesondere für die Bewirtschaftung aber wesentlich. Die Speicherbewirtschaftung fällt demzufolge in die ausschliessliche Zuständigkeit der Kraftwerksbetreiber. Die Energielieferpflichten ergeben sich für die Kraftwerksbetreiber aus den privatrechtlichen Verträgen. Die Folgen der Nichterfüllung richten sich damit grundsätzlich nach dem Privatrecht. Allerdings hat Swissgrid die Möglichkeit, bei der EICom für die Vorhaltung der notwendigen Energie und Leistung für Systemdienstleistungen eine Enteignung zu beantragen (Art. 20 Abs. 4 StromVG).

Bilanzgruppen

Eine Bilanzgruppe ist nach dem Stromversorgungsrecht ein rechtlicher Zusammenschluss von Teilnehmern am Elektrizitätsmarkt, um gegenüber der nationalen Netzgesellschaft eine gemeinsame Mess- und Abrechnungseinheit innerhalb der Regelzone Schweiz zu bilden (Art. 4 Abs. 1 Bst. e bis StromVG). Eine Versorgungsverantwortung der Bilanzgruppen sieht das Stromversorgungsrecht nicht vor. Die Swissgrid stellt den Bilanzgruppen jedoch die Kosten für die Ausgleichsenergie individuell in Rechnung. Dabei muss Swissgrid die Preise so festlegen, dass ein Anreiz besteht, gesamtschweizerisch Regelleistung und Regelleistung effizient einzusetzen. Zudem müssen die Preise so ausgestaltet sein, dass Missbräuche verhindert werden (Art. 15a StromVG).

Zwischen den Bilanzgruppen und der Swissgrid bestehen privatrechtliche Bilanzgruppenverträge, welche unter anderem die Pflicht zur Ausgeglichenheit vorsehen. Weitere privatrechtliche Verträge regeln das Verhältnis der Bilanzgruppen zu den Lieferanten, Verteilnetzbetreibern und Endverbraucher.

3.3 Handlungsbedarf

Mit dem Konzept der Entflechtung sieht das Stromversorgungsrechts keine integrale Verantwortung eines bestimmten Akteurs vor. Aus den gesetzlichen Grundlagen und ergänzend aus den privatrechtlichen Verträgen ergeben sich jedoch die Rollen der verschiedenen Akteure. Diese Rollen und Verantwortlichkeiten sind grundsätzlich klar. Hingegen bedarf das «Notkonzept Regelleistung» gewisser Präzisierungen (vgl. dazu unten Kapitel 4.2).

Die Stromversorgungsgesetzgebung überträgt die Verantwortung für den Betrieb des Übertragungsnetzes an Swissgrid. Die Versorgungsverantwortung hingegen ist auf verschiedene andere Akteure verteilt.

Abgesehen von der Versorgungspflicht der Verteilnetzbetreiber für feste Endverbraucher und Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichtet haben, richtet sich die Versorgungsverantwortung nach privatrechtlichen Vereinbarungen. Ebenso ist das Verhältnis zwischen Bilanzgruppe und Energielieferant, Verteilnetzbetreiber oder Endverbraucher privatrechtlich geregelt. Nach dem derzeitigen Stand der Kenntnisse regeln die privatrechtlichen Verträge die Haftung für Nichterfüllung von Liefer- und Abnahmeverpflichtungen in Fällen höherer Gewalt und in Fällen einer Sorgfaltpflichtverletzung hinreichend.

Die Bilanzgruppen haben privatrechtliche Bilanzgruppenverträge mit Swissgrid abgeschlossen, aus denen sich Rechte und Pflichten ergeben. In Bezug auf diese Verträge ist nach derzeitiger Einschätzung der ECom zu prüfen, inwiefern die Bedingungen für einen manuellen Lastabwurf zu regeln sind.

Die Verteilung der Netz- und Versorgungsverantwortung auf verschiedene Akteure setzt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit voraus, dass die notwendigen Informationen – soweit stromversorgungs-, datenschutz- und kartellrechtlich zulässig – diskriminierungsfrei, transparent und zeitnah fließen. Nur so können die einzelnen Akteure ihr Verhalten entsprechend anpassen. Ein Informationsprozess für Engpasswarnungen wird derzeit in Zusammenarbeit mit den verschiedenen Akteuren erarbeitet.

4 Mittelfristiger Handlungsbedarf

4.1 Ausbau des Übertragungsnetzes im Sinne einer sicheren und effizienten Stromversorgung

Gemäss Artikel 20 Absatz 1 StromVG sorgt Swissgrid dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz. Im Zusammenhang mit dem *zuverlässigen und leistungsfähigen Netzbetrieb* gilt es jedoch noch das Effizienzkriterium gemäss Artikel 8 Absatz 1 StromVG zu berücksichtigen, wodurch die Netzbetreiber angehalten werden, Parallelinfrastrukturen in ihrem Netz sorgfältig abzuwägen. In diesem Sinne gilt es, Netzinvestitionen so zu tätigen, dass einerseits die Versorgungssicherheit hochgehalten und andererseits die Kosteneffizienz gewahrt werden kann.

Swissgrid identifizierte im Rahmen des *Strategischen Netzes 2025* neun Netzprojekte, deren Realisierung eine wichtige Grundlage für die Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025 bilden soll. In diesem Winter zeigte sich, dass die Einspeisung der Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg erheblichen Einfluss auf die Lastflusssituation und die Belastung der verfügbaren Transformatoren hat. Aufgrund dieser Feststellung und im Hinblick darauf, dass die drei Kernkraftwerke Mühleberg, Beznau I und Beznau II mittelfristig stillgelegt werden⁴, forderte die ECom Swissgrid auf, die Priorisierung und die Realisierungszeitpunkte der verschiedenen Netzausbauprojekte zu überprüfen und allfällige beschleunigende Massnahmen einzuleiten. Dabei geht es kurz- bis mittelfristig darum, die Importverfügbarkeit auch bei verminderter Produktion in der Schweiz zu optimieren. Damit verbunden ist aber auch die Frage, inwieweit netztechnische Massnahmen zu ergreifen sind, um die hohe Flexibilität der Schweizer Wasserkraft im (internationalen) Grosshandel zu valorisieren: Der Wegfall von Grundlastkraftwerken verschärft die (inländischen) Netzengpässe, wodurch auch die Im- und Exportkapazitäten reduziert werden müssten. Ohne Netzverstärkungen müsste wertvolle Spitzenenergie zunehmend in Schwachlastzeiten eingesetzt werden, um den limitierten Import zu kompensieren. Damit entfallen Opportunitäten im internationalen Grosshandel.

4.2 Beschaffung Systemdienstleistungen / Notkonzept

Swissgrid ist gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher. In der Vergangenheit beschaffte Swissgrid die primäre, sekundäre und tertiäre Regelleistung immer sehr kurzfristig (eine Woche vor Liefertermin). Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass bei

⁴ Die Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ist auf Ende 2019 angesetzt

niedrigen Füllständen der Speicherseen noch jederzeit ausreichende Energiereserven für die Erbringung von Systemdienstleistungen vorhanden sind, sind die Risiken der Beschaffungsstrategie zu überprüfen. Eine Möglichkeit wäre, für die Monate mit potenziell tiefem Angebot einen Teil der Regelleistung längerfristiger zu beschaffen.

Grundsätzlich beschafft Swissgrid die notwendige Regelleistung über marktbasierende Verfahren. Dazu finden wöchentliche und/oder tägliche Ausschreibungen statt. Sollte der Fall eintreten, dass nicht genügend Regelleistung beschafft werden kann und der stabile Netzbetrieb dadurch gefährdet ist, hat Swissgrid die notwendigen Massnahmen anzuordnen. Die diesbezüglichen Einzelheiten sind mit den Kraftwerksbetreibern vorgängig in Form präventiver Vereinbarungen zu regeln (Art. 20 Abs. 2 Bst. c StromVG). Das Vorgehen im Falle einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs aufgrund von Problemen bei der Beschaffung von Regelleistung wurde im sogenannten «Notkonzept Regelleistung» geregelt.

Das aktuell gültige Notkonzept 5.0 ist seit 1. Januar 2011 in Kraft. Es basiert auf den Erfahrungen aus dem kritischen Jahr 2009, in welchem die Ausschreibebedingungen aufgrund aufgetretener Liquiditätsgengpässe angepasst werden mussten. In der aktuell gültigen Fassung des Notkonzepts ist die Vorgehensweise wie folgt definiert:

- Bei unzureichendem Angebot im ordentlichen Auktionsverfahren wird in einem ersten Schritt versucht, die Lücke durch bilaterale Beschaffung zu schliessen. Die bilateral beschaffte Leistung wird mit maximal 75 % des mengengewichteten Mittelwerts der günstigsten 2/3 der zugeschlagenen Angebote der betroffenen Ausschreibung vergütet.
- Sollte die so beschaffte Leistung nicht ausreichen, wird anschliessend eine Zwangsverpflichtung durchgeführt. Hierbei wird die Vorhaltung von Regelleistung zum Preis des mengengewichteten Mittelwerts der günstigsten 1/3 der zugeschlagenen Angebote der betroffenen Ausschreibung, jedoch zu maximal 50 % der Preisobergrenze der bilateralen Beschaffung entschädigt. Zur Bestimmung der verfügbaren Leistung werden alle Erzeugungseinheiten mit mehr als 50 MW installierter Leistung herangezogen. Jede Erzeugungseinheit wird sodann mit anteilmässig gleicher Leistung pro Erzeugungseinheit beigezogen. Zu weitergehenden Schäden, die dem Produzenten, wenn er seinen Lieferverpflichtungen gegenüber Dritten nicht mehr nachkommen kann, enthält das Notkonzept keine Regelung.
- Falls auch diese Massnahmen nicht für eine ausreichende Beschaffung von Regelleistung ausreichen, kann eine zwangsweise Verschiebung von Ausserbetriebnahmen, unter Beachtung von Risiken und Entschädigung von Kosten, angeordnet werden.

Im Frühling 2013 kam es zu Problemen bei der Regelleistungsbeschaffung. Die spät einsetzende Schneeschmelze führte dazu, dass die Energiereserven der Speicherseen das Angebot im Regelenergiemarkt weiter reduzierte. Zusätzlich wurde die Situation durch das geringe Angebot aus Laufwasserkraftwerken und der aufgrund von Revisionen teilweise nicht zur Verfügung stehenden Speicherkraftwerken verschärft. Die Knappheit führte im Ergebnis nicht nur zu hohen Preisen, sondern auch dazu, dass die nachgefragte Menge „nicht verfügbar“ war. Die Situation konnte aufgrund der Reserven bei der Dimensionierung der Vorhaltungsmengen, durch die Verkürzung der Frist zwischen Ausschreibung und Abwicklung sowie die Einführung neuer Produkte ohne Rückgriff auf das Notkonzept entschärft werden. Obwohl das Notkonzept nicht zum Zuge kam, wurden die Mängel der bestehenden Regelung jedoch offensichtlich:

- Das Notkonzept orientiert sich ausschliesslich an der Leistung der Kraftwerke. Inwiefern insbesondere (Pump)-Speicherwerke auch über die nötigen Energiereserven für eine mögliche Lieferung von Regelenergie verfügen, wird nicht berücksichtigt.
- Liquidität des Regelleistungsmarktes: Das potentielle Angebot wird auf Kraftwerke mit einer Leistung grösser als 50 MW beschränkt. Diese Beschränkung verhindert, dass neue und kleinere Anbieter beim Notkonzept berücksichtigt werden.
- Angemessene Bepreisung der Regelleistung im Notkonzept: Die Preisfestlegung der Regelleistung im Notkonzept unterliegt einem Zielkonflikt: Einerseits darf die Preisfestlegung im Notkonzept nicht dazu führen, dass Swissgrid Regelleistung unter Wert beschaffen kann. Mit anderen Worten: auch die zwangsverpflichtete Regelleistung sollte marktgerecht entschädigt werden. Andererseits dürfen

keine Fehlanreize gesetzt werden, so dass insbesondere grössere Anbieter von Regelleistung nicht gezielt zum eigenen Vorteil die Zwangsverpflichtung provozieren.

- Definition der Voraussetzung für die Aktivierung des Notkonzepts: Im derzeitigen Notkonzept wird als Bedingung für die Aktivierung des Notkonzepts die physische Knappheit definiert, d. h. das Vorliegen eines unzureichenden Angebots an Regelleistung. Eine weitere, künftig zu berücksichtigende Möglichkeit der Knappheitsdefinition liegt aber auch in der Feststellung einer Illiquidität im Preisbildungsprozess.

Aufgrund der 2013 erkannten Mängel hat Swissgrid eine Revision des Notkonzeptes eingeleitet. Diese Überarbeitung war im Winter 2015/16 noch nicht abgeschlossen. So war das aktuelle Notkonzept in der kritischen Situation im Winter 2015/16 weiterhin gültig. Die EICom erachtet die präventive Regelung im Sinne des Notkonzepts als wesentliche Massnahme zur Gewährleistung der Systemsicherheit und ist daran, die Revision des Notkonzepts enger zu begleiten.

Dabei besteht aus Sicht der EICom folgender Handlungsbedarf:

- **Grundsätze des Notkonzeptes: Welche Szenarien muss das Notkonzept abdecken? Geht es um die Sicherstellung der Liquidität an Regelleistung, wenn aufgrund der Marktpreise zu wenig Regelleistung angeboten wird oder um das Vorgehen bei Notsituationen (z. B. Ausfall von Turbine bei Lieferung)?**
- *Notkonzeptaktivierung*: Es muss künftig klar sein, ab wann die Regelleistungsbeschaffung unter dem Titel «Notkonzept» läuft. Dazu muss ein klares Kriterium für die Aktivierung bestehen.
- *Preisfestsetzung für Notkonzept-Regelleistung*: Im Spannungsfeld zwischen Minimierung der Kosten für Systemdienstleistungen und möglicher Marktmacht der Produzenten braucht es ein gute für beide Seiten die richtigen Anreize. Keiner der Akteure soll einen Anreiz haben, das Notkonzept zum Einsatz kommen zu lassen, dieses soll nur als «ultima ratio»-Massnahme dienen.
- *Grundsätze zum Verteilschlüssel bei der Zwangsverpflichtung*: Bisher wird für die Zwangsverpflichtung nur die verfügbare Leistung berücksichtigt. Doch Leistung ohne Energie ist «wertlos». Daher muss das Notkonzept auch die Energiesituation berücksichtigen. Dabei sollen alle Produzenten (auch Kraftwerke < 50 MW) berücksichtigt.
- *Zugang zu individuellen Daten der Pegelstände der Speicherkraftwerke*: Die potenziell im Rahmen LVG erhaltenen Daten können nicht im Rahmen der ordentlichen, marktbasieren Regelleistungsbeschaffung verwendet werden.
- *Sicherstellung der Versorgungssicherheit* durch die EICom im Falle einer Verweigerung zwangsverpflichteter KW-Kapazitäten durch die Betreiber.

Die EICom ist bestrebt, mit den betroffenen Stakeholdern die wesentlichen Eckpunkte für die Verbesserung des Notkonzepts zeitnah festzulegen, damit die Implementierung noch vor dem Winter 2016/17 erfolgen kann.

4.3 Abbildung von Netzengpässen im Übertragungsnetz

Wie bereits einleitend im Kapitel 2.5.2 erwähnt, sorgt Swissgrid gemäss Artikel 20 Absatz 1 StromVG dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz. Swissgrid legt die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in Koordination mit den Netzbetreibern der Nachbarländer fest. Die Bereitstellung von Informationen zur Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes ist zentral für das Risikomanagement der Marktakteure. Verteilnetzbetreiber, Lieferanten, Kraftwerksbetreiber bzw. Bilanzgruppen sind auf eine hohe Transparenz über die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes angewiesen, damit sie sicherstellen können, ihren gesetzlichen und vertraglichen Pflichten jederzeit nachzukommen. Aus diesem Grund wird aktuell geprüft, inwiefern die Bereitstellung der Information zum Übertragungsnetz optimiert werden kann.

4.4 Abrechnungsprozess Bilanzgruppe und Regelung des manuellen Lastabwurfs

Die Bilanzgruppen, welche die eigentlichen Marktakteure im Energiehandel darstellen, sind gegenüber Swissgrid vertraglich verpflichtet, ihre Bilanz ausgeglichen zu halten. Ist diese nicht ausgeglichen, stellt Swissgrid den betreffenden Bilanzgruppen die Kosten für die Ausgleichsenergie individuell in Rechnung. Swissgrid legt hierfür die Preise für die Ausgleichsenergie so fest, dass ein Anreiz besteht, gesamtschweizerisch Regelernergie und Regelleistung effizient einzusetzen und Missbräuche zu verhindern (Art. 15a Abs. 2 StromVG). Im aktuellen Bilanzgruppenabrechnungsprozess erhalten die Bilanzgruppen erst 38 Arbeitstage nach Monatsende die validierten Abrechnungsdaten. Im Rahmen des Post-Scheduling haben die Bilanzgruppen bis um 14:00 Uhr des Folgetags Gelegenheit, sich untereinander auszugleichen, um den Verschachtelungseffekt zu nutzen und die Kosten für Ausgleichsenergie zu reduzieren. Für diesen Prozess brauchen die Bilanzgruppen bereits ein Tag nach Lieferung eine gute Datengrundlage, um an diesem Markt teilzunehmen. Die Erfahrung der Marktakteure zeigt, dass im Validierungsprozess nach dem Post-Scheduling nur ca. 1% der Daten fehlerhaft sind. Das bedeutet, dass die Versorgungsbilanzgruppen dennoch schon kurzfristig einen guten Überblick über die Qualität ihrer Ausgeglichenheit haben. Deshalb kann das Bilanzmanagement als funktionsfähig betrachtet werden.

Grundsätzlich unabhängig vom Abrechnungsprozess stellt sich die Frage, wie mit dem Risiko einer längeren substanziellen Unausgeglichenheit einer Bilanzgruppe umgegangen wird. Die von Swissgrid bereitgestellte Menge an Ausgleichsenergie ist gemäss internationalem Standard nur für kurzfristige Unausgeglichenheiten aufgrund von ungeplanten Kraftwerksausfällen und witterungsbedingten Prognosefehler dimensioniert. Länger andauernde Defizite, z.B. aufgrund beschränkter Importkapazität, können nicht mit Ausgleichsenergie kompensiert werden. Die Marktordnung sieht mit dem Bilanzmanagement vor, dass die Akteure im Energiehandel einen wirtschaftlichen Anreiz haben, ihre Ausgeglichenheit zu gewährleisten. Müssten Ausgleichsenergiesreserven zur Kompensation substanzieller Defizite bereit gestellt werden, würden damit die Kosten zur Reduktion von Marktrisiken sozialisiert und der Anreiz der einzelnen Bilanzgruppe geschwächt, sich stabilisierend zu verhalten. Das Stromversorgungsgesetz und die Stromversorgungsverordnung sehen vor, dass Swissgrid mit den Bilanzgruppen insbesondere den automatischen Lastabwurf regelt. Die bestehende, technische Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgabe hätte im Winter 2015/16 jedoch nicht geholfen, da die Frequenz bei kleineren Abweichungen im Verbundnetz unverändert bleibt. Aufgrund der Situation wie im Winter 2015/16 mit dem Risiko einer längeren, substanziellen Unausgeglichenheit einer oder mehreren Bilanzgruppen ist für die Zukunft zu prüfen, inwiefern die Bedingungen für den manuellen Lastabwurf im Vertragskonstrukt zwischen Swissgrid und den Bilanzgruppen, bzw. Verteilnetzbetreibern zu regeln sind.

Die ECom begleitet die dazu beim VSE eingeleiteten Arbeiten und behält sich vor, die Umsetzung im Sinne einer Verbesserung dieser für die Versorgungssicherheit wichtigen Prozesse zu forcieren.

4.5 Ausbau Kuppeltransformatoren und Leitungen

Im Zuge der strategischen Netzplanung 2025 sieht Swissgrid vor, die Funktion des 380 kV-Netzes zu stärken und die Vermaschung dieser Spannungsebene zu erhöhen. Damit wird erreicht, dass der Transport über grosse Distanz effizient auf der höchsten Spannungsebene erfolgen und das 220 kV-Netz von diesen Transportaufgaben entlastet werden kann. Ein Ausbau der Transformationskapazität zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Ebene soll den Anschluss des 220 kV-Netzes an das 380 kV-Netz verbessern.

Die bestehenden Kuppeltransformatoren sind über die ganze Schweiz verteilt. Dies insbesondere an Standorten, wo sich grössere, regionale Lastzentren (Agglomerationen) befinden oder in der Nähe von Standorten mit grosser Kraftwerkskapazität. Beispiele für die Standorte nahe an Lastzentren sind die Unterwerke Breite (Grossraum Zürich/Winterthur), Mettlen (Grossraum Luzern), Bickigen und Bassecourt (Agglomeration Bern), Romanel (Agglomeration Lausanne) oder Verbois (Agglomeration Genf). Unterwerke in der Nähe von grossen Produktionsanlagen befinden sich beispielsweise in Sils im Domleschg (Kraftwerke Hinterrhein), Chamoson (Kraftwerk Bieudron-Dixence) oder Lavorgo (Maggiawerke).

Ferner ist die Einbindung in das 380 kV-Netz ein offensichtlich notwendiges Standortkriterium. Dieses Kriterium ist insbesondere für den Standort Mühleberg erst dann erfüllt, wenn die Leitung zwischen Bassecourt und Mühleberg mit 380 kV betrieben werden kann.

Mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes gemäss der strategischen Netzplanung von Swissgrid soll die Versorgungssicherheit der Schweiz gestärkt und an den zukünftigen Produktionspark angepasst werden. Wesentliche Treiber sind der Wegfall der Kernkraftwerke Mühleberg und – zu einem späteren Zeitpunkt – Beznau, welche heute auf der 220 kV-Spannungsebene einspeisen, der Zubau grosser Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen sowie die zunehmend wechselnden Lastflusssituationen aufgrund des andauernden Ausbaus volatiler Produktionsformen im In- und Ausland. Der Ausbau der Transformatorrenkapazität soll gemäss Swissgrid grösstenteils an den bereits bestehenden Standorten erfolgen. Zusätzliche Transformationsstandorte sind Mühleberg, Châtelard, Romanel, Chippis, Beznau und Mörel. Neben den Standorten Romanel und Beznau, wo bereits heute beide Spannungsebenen aufeinandertreffen, ergeben sich die neuen Transformatorstandorte vornehmlich durch die „Umspannung“ von einzelnen Leitungen von 220 kV auf 380 kV. Aus dem gleichen Grund fallen an einigen Standorten auch Kuppeltransformatoren weg, so zum Beispiel in Bassecourt oder in Pradella, wo künftig nur noch 380 kV-Schaltanlagen durch Swissgrid betrieben werden sollen. Insgesamt plant Swissgrid eine Erhöhung der Transformationskapazität um über 50% in den nächsten 15 Jahren.

Die hohe Bedeutung der Transformationskapazität zwischen den beiden Spannungsebenen 380 kV und 220 kV und damit der Importkapazität für die Versorgungssicherheit der Schweiz bildete Anlass für die EICOM, die Priorisierung der Ausbauvorhaben durch die Forschungsstelle Energienetze (FEN) der ETH Zürich überprüfen zu lassen.

Ausgangspunkte der Simulationsrechnung waren zwei kritische Netzsituationen im Dezember 2015. Zum einen wurden die Netzbelastungen im Peakbereich am 10. Dezember 2015 12:00, zum anderen diejenige im Offpeakbereich am 13. Dezember 2015 00:00 der Analyse zugrundegelegt, wobei bei letzterer nur mit Hilfe einer umfangreichen, internationalen Redispatchmassnahme die Netzsicherheit hergestellt werden konnte. In beiden Fällen waren beide Blöcke des Kernkraftwerks Beznau nicht in Betrieb und die Produktion der direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Wasserkraftwerke war aufgrund der geringen Wasserführung der Flüsse mit 2402 MW (Peak) bzw. 177 MW (Offpeak) und der Marktsituation eher gering. Die Last am Übertragungsnetz, d.h. die Leistung, welche für den Verbrauch aus dem Übertragungsnetz bezogen wurde, belief sich im Peak-Fall auf über 6000 MW, im Offpeak-Fall auf rund 5000 MW, was aufgrund der milden Witterung eher als tief eingestuft werden kann. Die Schweiz hat in beiden Fällen somit Strom netto importiert und ein Transitfluss von Norden nach Italien im Umfang von über 3000 MW wurde im Übertragungsnetz registriert.

Erste Resultate bestätigen, dass mit einer signifikanten Einschränkung des Transits (Nord-Süd) insbesondere während der Offpeak-Zeiten das Übertragungsnetz wieder in einen N-1-sicheren Zustand hätte gebracht werden können. Im konkreten Fall hat sich aber der Einsatz einer Redispatchmassnahme als effizienter erwiesen, so dass Swissgrid auf diesen erheblichen Markteingriff verzichten konnte. Zu erwähnen ist hier, dass die Transformatoren aufgrund des begrenzten Speichervolumens nicht über längere Dauer durch die Produktion von Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken entlastet werden können. Während Peak-Zeiten ist die Produktion von Speicherkraftwerken, welche am 220 kV-Netz angeschlossen sind, deutlich höher. Dies hat zur Folge, dass während diesen Stunden ein grosser Teil der Schweizer Versorgung durch Eigenproduktion gedeckt wird, wodurch es zu weniger Netzengpässen kommt.

Die Analysen zeigten auch, dass ein Ausbau der Kuppeltransformatorrenkapazität im Unterwerk Beznau zu einer vollständigen Entlastung der kritischen Netzsituation geführt hätte. Folgerichtig hat Swissgrid basierend auf eigenen umfassenderen Studien die Installation dieses Kuppeltransformators bereits in die Wege geleitet, so dass dieser bereits Anfang 2017 in Betrieb genommen werden kann.

Zur Kompensation der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg ist eine Erhöhung der 380 kV/220 kV-Kuppeltransformatorenkapazität notwendig. Es zeigt sich, dass hierfür der Standort Beznau ebenfalls nur bedingt ausreichend ist und insbesondere zur Verhinderung von Netzengpässen in der Region Westschweiz/Bern ein wie von Swissgrid bereits geplanter, zusätzlicher Kuppeltransformator in Mühleberg zusammen mit der Spannungserhöhung der Übertragungsnetzleitung Bassecourt – Mühleberg von 220 kV auf 380 kV sich als notwendig erweist. Die Netzsicherheit könnte zwar auch ohne zusätzlichen Transformator oder Redispatcheinsatz gewährleistet werden. Allerdings ginge das nur mit einer Reduktion der Transportkapazitäten für den Im- und/oder Export. Dadurch geht Flexibilität für die Optimierung auf Basis der umliegenden Märkten verloren.

Insgesamt kommt die EICom zu dem vorläufigen Schluss, dass auf Basis der untersuchten Szenarien der von Swissgrid geplante Ausbau der 380 kV/220 kV-Kuppeltransformatorenkapazität an den Standorten Beznau, Mühleberg und zusätzlich Laufenburg⁵ aus netztechnischer Sicht nachvollziehbar und sinnvoll ist. Die Versorgungssicherheit kann mit diesen zusätzlichen Transformatoren insbesondere auch unter angespannten Netzsituationen verbessert werden. Zudem erhöht dieser Ausbau die Liquidität im Schweizer Markt und die Flexibilität und Einsatzmöglichkeiten der Schweizer Kraftwerke.

Die EICom plant, die noch nicht abgeschlossenen Arbeiten des Gutachtens weiterzuführen und auf weitere Stressszenarien auszudehnen.

4.6 Weitere Massnahmen

Die parallel zur technisch-operativen Bewältigung der Versorgungssituation Winter 2015/16 geführten Diskussionen über die Rollenverteilung und Verantwortlichkeiten haben ergeben, dass die heutigen gesetzlichen Grundlagen auch zur Bewältigung einer Versorgungskrise hinreichend und die Verantwortlichkeiten geregelt sind. In erster Linie sieht die EICom daher Handlungsbedarf bei den privatrechtlichen Verträgen zwischen Swissgrid und den Bilanzgruppen, bzw. den Verteilnetzbetreibern. Die EICom prüft derzeit, ob im Rahmen der ohnehin geplanten Revision des StromVG Optimierungen auf Gesetzesebene angeregt werden könnten und steht dazu auch mit dem BFE in Kontakt.

Vor dem Hintergrund des sukzessiven Kernenergieausstiegs in der Schweiz und in Deutschland, des weiterhin anhaltenden Ausbaus von erneuerbaren Energiequellen, aber auch der sich ändernden klimatischen Rahmenbedingungen und neuen Technologien (z.B. Speicher, Substitution fossiler Energieträger durch Elektrizität in der Mobilität) zeichnen sich langfristig vermehrt herausfordernde Situationen für den Netzbetrieb und die Versorgungssicherheit im Allgemeinen ab. Die EICom beobachtet und überwacht weiterhin intensiv getreu ihrem gesetzlichen Auftrag die Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in der Schweiz. Dabei steht die zeitgerechte Bereitstellung einer tragfähigen Netzinfrastruktur, welche den Anforderungen der sich ändernden Bedingungen gerecht wird, im Vordergrund.

Die Importabhängigkeit der Schweiz während des Winterhalbjahrs wird sich weiter akzentuieren. Daher ist der Zugang zum europäischen Grossmarkt weiterhin ein zentrales Element für die Versorgungssicherheit der Schweiz.

5 Fazit und Schlussfolgerung

Die von Swissgrid Anfang Dezember 2015 kommunizierte Engpasswarnung für den Winter 2015/16 stellte ein Novum für die Schweizer Elektrizitätsversorgung dar und löste eine ganze Kette von operativen und technischen Massnahmen sowie auch administrativen und rechtlichen Fragestellungen aus. Die Situation machte deutlich, dass die Stromversorgung in der Schweiz stark von exogenen Faktoren abhängt und das Zusammenspiel der inländischen aber auch mit ausländischen Akteuren von grosser

⁵ Kapazitätsausbau in Laufenburg nicht Teil des strategischen Netzes 2025, sondern erfolgt im Rahmen regulärer Ersatzinvestitionen.

Wichtigkeit ist. Insbesondere die Risiken der Importabhängigkeit und das Zusammenspiel mit der Verfügbarkeit der Produktion auf 220 kV und im Verteilnetz standen während der Wintermonate im Zentrum der Versorgungssituation.

Die von der Branche ergriffenen und von der EICOM eng begleiteten Massnahmen haben ihre Wirkung erzielt. Die Situation hat sich aber auch aufgrund exogener Faktoren (Wiederinbetriebnahme von Block II des Kernkraftwerks Beznau, milde Temperaturen, keine länger andauernden Preishaussen im Ausland) entschärft.

Die mit der Inkraftsetzung des StromVG umgesetzte Entflechtung zwischen den Stromnetzen einerseits und den Produktions-, Vertriebs- und Handelstätigkeiten andererseits (Unbundling) hat dazu geführt, dass eine integrale Gesamtverantwortung für die Versorgungssicherheit nicht mehr besteht. Trotz dieser Schnittstellen erweist sich das mit dem StromVG geschaffene Marktdesign (Entflechtung, regulierter Netzzugang, Bilanzmanagement) als stabil und die Verantwortlichkeiten der einzelnen Akteure sind klar: Die Versorgung von Endverbrauchern in der Grundversorgung liegt von Gesetzes wegen in der Verantwortung der Verteilnetzbetreiber. Die Versorgung von freien Endkunden ist privatrechtlich in den Lieferverträgen geregelt. Swissgrid obliegt die Verantwortung des Übertragungsnetzbetriebes, hingegen hat Swissgrid keine Versorgungsverantwortung. Es besteht, wie sich bei der Aufarbeitung der Versorgungssituation Winter 2015/16 gezeigt hat, ein punktueller Bedarf zur Konkretisierung einzelner Prozesse:

- Systemdienstleistungen / Regelenergie: Die Risiken und Notprozeduren für die Bereitstellung der Systemdienstleistungen durch Swissgrid sind zu überprüfen.
- Sicherstellung hinreichender Importkapazität: Die Netzausbaupläne gemäss dem Strategischen Netz 2025 von Swissgrid sind vor dem Hintergrund der Erkenntnisse der Versorgungssituation Winter 2015/16 neu zu beurteilen und gegebenenfalls neu zu priorisieren. Sowohl der Verbundbetrieb wie auch der Grosshandel sind im internationalen Kontext zu beurteilen.
- Informationsfluss/Transparenz: Die Bereitstellung von Netzinformationen durch Swissgrid ist zu optimieren.
- Privatrechtliche Vereinbarungen zwischen Swissgrid, Bilanzgruppen und Verteilnetzbetreibern: Weil die Schnittstelle der Verteilnetzbetreiber zum Grosshandel und zum Übertragungsnetz über Bilanzgruppen erfolgt, sind die vertraglichen Beziehungen insbesondere für ausserordentliche Situationen zu überprüfen. Dabei stehen insbesondere die Massnahmen bei längerer Unausgeglichenheit der Bilanzgruppen sowie der Zeitbedarf für die Validierungsprozesse im Vordergrund.

Die von Swissgrid projektierten Ausbauten konnten verifiziert werden.

Mittel- und langfristig nehmen die Herausforderungen bei der Netzausbauplanung zu. Die Volatilität bei der Netzbelastung dürfte aufgrund der kontinuierlichen Substitution von grossen Grundlastkraftwerken durch dezentrale stochastische Einspeisung weiter zunehmen.

6 Anhang

6.1 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
ABCN	Erhöhte Radioaktivität, biologische oder chemische Schadenereignisse sowie Naturereignisse
BFE	Bundesamt für Energie
BAFU	Bundesamt für Umwelt
BWL	Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung
EnG	Energiegesetz SR 730.0
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
FEN	Forschungsstelle Energienetze, ETH Zürich
KKW	Kernkraftwerk
LVG	Bundesgesetz über die wirtschaftliche Landesversorgung SR 531 (Landesversorgungsgesetz)
NTC	Net Transfer Capacity, Netto-Übertragungskapazität
OSTRAL	Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
StromVG	Bundesgesetz über die Stromversorgung SR 734.7 (Stromversorgungsgesetz)
StromVV	Stromversorgungsverordnung SR 734.71
TSO	Transmission System Operator (Übertragungsnetzbetreiber)
UVEK	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
ÜN	Übertragungsnetz
VN	Verteilnetz
VSE	Verband Schweizer Elektrizitätsunternehmen
WBF	Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung
WRG	Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte SR 721.80 (Wasserrechtsgesetz)

6.2 Bibliographie

BAFU (2016): «Rückblick Trockenheit Herbst 2015», 10. Mai 2016

<http://www.bafu.admin.ch/wasser/13390/15123/16214/index.html?lang=de>

BFE (2015): «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014», 13. Juli 2015

[http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?ext-lang=de&name=de_771015525.pdf&endung=Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?ext-lang=de&name=de_771015525.pdf&endung=Schweizerische%20Elektrizit%C3%A4tsstatistik%202014)

BFE (2016): «Füllgrad der Speicherseen Schweiz 2015», 23. März 2016

http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00766

EICom (2016): «Stromversorgungssicherheit in der Schweiz 2016», 9. Juni 2016

<http://www.elcom.admin.ch> [definitiver Link bei Drucklegung noch nicht bekannt]

ENTSO-E (2016): «YEARLY STATISTICS & ADEQUACY RETROSPECT 2014», 30. März 2016

<https://www.entsoe.eu/publications/statistics/yearly-statistics-and-adequacy-retrospect/Pages/default.aspx>

MeteoSchweiz (2016): «Klimabulletin Winter 2015/16», 10. März 2016

<http://www.meteoschweiz.admin.ch/home/klima/gegenwart/klima-berichte.subpage.html/de/data/publications/2016/3/klimabulletin-winter-2015-2016.html>

Swissgrid (2015a): «Angespannte Energie- und Netzsituation für den Winter 2015/16 erwartet», 23. März 2016

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

Swissgrid (2015b): «Energie- und Netzsituation Schweiz im Winter 2015/16», 30. März 2016

https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/current/situation_winter_1516.html

Swissgrid (2015c): «Erfolgreicher Test für mehr Strom-Importkapazität an der Nordgrenze», 2. Juli 2015

https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/current/media/media_releases/media_releases_2015/02_07_2015_01.html

Swissgrid (2015d): «Strategisches Netz 2025» 19. Februar 2015

<http://grid2025.swissgrid.ch/>

6.3 Gesetzliche Rollen der verschiedenen Akteure

Akteur	Gesetzliche Grundlage	Aufgabe	Bereich
Swissgrid	Art. 20 Abs. 1 StromVG	sorgt für diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes und legt grenzüberschreitende Übertragungskapazität fest.	Netz
Swissgrid	Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG	ist für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren SDL einschliesslich Regelenergie bereit.	Netz/Energie
Swissgrid	Art. 20 Abs. 2 Bst. c StromVG	ordnet notwendige Massnahmen bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs an und regelt Einzelheiten mit NB, KWB und weiteren Beteiligten.	Netz
Swissgrid	Art. 20 Abs. 4 StromVG	kann zur Erfüllung ihrer Aufgaben im Einzelfall bei der EICom die Enteignung beantragen.	Netz
Swissgrid	Art. 5 Abs. 4 StromVV	hat bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs alle notwendigen Massnahmen zu treffen / anzuordnen, die für die Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig sind. Werden Anordnungen nicht befolgt, können Ersatzmassnahmen auf Kosten des Adressaten angeordnet werden.	Netz
Swissgrid	Art. 15a Abs. 2 StromVG	legt Preise für Ausgleichsenergie so fest, dass Anreiz für Ausgeglichenheit besteht und Missbräuche verhindert werden.	Energie
Energiewirtschaft (insb. KWB, BG, Lieferanten)	Art. 4 Abs. 2 EnG	Energieversorgung ist Sache der Energiewirtschaft (vgl. insb. privatrechtliche Verträge Bilanzgruppen und Energielieferanten)	Energie

Akteur	Gesetzliche Grundlage	Aufgabe	Bereich
Netzbetreiber	Art. 6 Abs. 1 / Art. 8 StromVG	treffen die erforderlichen Massnahmen, damit Endverbraucher jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität liefern können.	Energie
Parlament	Art. 163 BV	Gesetzgebung	Netz/Energie
EICom	Art. 22 Abs. 1 StromVG	trifft Entscheide und erlässt Verfügungen, die für den Vollzug und die Ausführungen des Gesetzes notwendig sind.	Netz/Energie
EICom	Art. 22 Abs. 3 StromVG	beobachtet und überwacht die Entwicklungen der Elektrizitätsmärkte.	Netz/Energie
EICom	Art. 22 Abs. 4 StromVG	beobachtet und überwacht mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit, gegebenenfalls Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9.	Netz/Energie
UVEK/BFE	Art. 8 WRG	kann Bewilligungspflicht für die Ausfuhr von aus Gewässern erzeugter elektrischer Energie ins Ausland einführen.	Energie
Bundesrat	Art. 9 StromVG	trifft subsidiär Massnahmen bei mittel- oder langfristiger Gefährdung der Versorgungssicherheit unter Einbezug der Kantone und Organisationen der Wirtschaft	Netz/Energie
Bundesrat / BWL	Art. 28 LVG	Der Bundesrat kann wenn nötig und bis zur Behebung schwerer Mangellagen Vorschriften über Verwendung erlassen (Angebots-/Verbrauchslenkung).	Energie