

Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft

Studie im Auftrag der
Regierungskonferenz der Gebirgskantone

White Paper

Karl Frauendorfer, Michael Schürle
(ior/cf-HSG, Universität St.Gallen)

28. August 2017

Würdigung: Die in dieser Studie erzielten Ergebnisse basieren auf Methoden des ior/cf-HSG, deren Entwicklung als Teil der Aktivitäten innerhalb des SCCER CREST finanziell durch die KTI mitunterstützt wurde.

1. Einleitung

Das Erlöspotenzial der Schweizer Wasserkraft bestimmen die Faktoren Preisniveau, Saisonalität der stündlichen Strompreiskurve, Volatilität am Spot- und Futures-Markt, Speichervolumen, Zuflüsse sowie Leistung und Flexibilität der Kapazitäten. Die flexiblen Erzeugungskapazitäten der Speicherkraftwerke eröffnen den Stromproduzenten nicht nur den Zugang zum Markt für Systemdienstleistungen, diese Kapazitäten bilden auch die Basis für das *Asset-backed Trading* im Stromhandel, das über die Erlöse der *physischen Lieferung* hinaus ein zusätzliches Erlöspotenzial bietet.

Das *Asset-backed-Trading* und das *Proprietäre Trading* bilden die beiden Pfeiler des Stromhandels der Stromproduzenten. Während für das *Proprietäre Trading* primär unternehmerisches Risikokapital in Form von Eigenkapital hinterlegt werden muss, dienen die physischen Speicherkapazitäten als Sicherheit für das *Asset-backed Trading*. Sinkt das Eigenkapital, so sinkt auch das Risikokapital und damit der Stellenwert des *Proprietären Trading* innerhalb des Stromhandels. Der Stellenwert des *Asset-backed Tradings* innerhalb des Stromhandels hat in den letzten Jahren hingegen zugenommen. Die Integration der EGL in die Axpo 2012 verdeutlicht diese Stossrichtung.

Das Ziel dieser Studie besteht darin, einen Beitrag zur aktuellen Diskussion um die Wasserzinsen zu leisten. Insbesondere wird die Notwendigkeit aufgezeigt, die Schweizer Grosswasserkraft unter Einbindung ihrer Flexibilität gemäss ihrer Bedeutung für Versorgungssicherheit und Stromhandel zu würdigen.

2. Ausgangssituation

Die Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz [2] dokumentiert die Kapazitäten und Kraftwerkzentralen der einzelnen Kantone, und das BFE veröffentlicht jährlich die Schweizerische Elektrizitätsstatistik [1], insbesondere die Produktion für Speicherkraftwerke und Laufwasserkraftwerke .

Im Rahmen des Auftrags bestimmen wir auf Basis dieser öffentlich verfügbaren Daten für die Grosswasserkraftwerke der Schweiz sowie für jene der Kantone Graubünden und Wallis das Erlöspotenzial

- i) retrospektiv für die hydrologischen Jahre 2008/09 bis 2015/16 unter Einbezug der veröffentlichten monatlichen Produktionsdaten,
- ii) prospektiv für die hydrologischen Jahre 2017/18 bis 2020/21 auf Basis der per 21. Juli 2017 aktuellen Futures-Märkte für die Jahre 2017-2021, wobei für die Erzeugung die monatliche Produktion 2015/16 als Prognose zugrunde gelegt wird,

- iii) für die hydrologischen Jahre 2025/26 und 2029/30 auf Basis verfügbarer Preisprognosen; für die Erzeugung wird wiederum die monatliche Produktion 2015/16 als Prognose zugrunde gelegt.

Die ausgewiesenen Erlöspotenziale beziehen sich auf jene Produktionsanteile (ohne Pumpenergie), die im Stromhandel vermarktet werden. Das Volumen der Grundversorgung bzw. die Strompreise der Endkunden in der Grundversorgung fließen in diese Studie nicht ein. Auch Absicherungsgeschäfte werden in dieser Studie nicht berücksichtigt, weil diese primär einer Glättung der Erlöse über die Geschäftsjahre dienen.

Die Produkte an der EPEX-Spot werden in EUR gehandelt, dies gilt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich (D/A) wie auch für das Marktgebiet Schweiz (CH). Die in EUR berechneten Erlöspotenziale werden in CHF unter Verwendung der über die hydrologischen Semester gemittelten Wechselkurse ausgewiesen. Für die zukünftigen Erlöse wird fix ein Wechselkurs von 1.10 CHF/EUR angenommen.

Für die Berechnung der Erlöse aus der *physischen Lieferung* legen wir die täglichen Auktionen im Rahmen des Day-Ahead-Marktes für die Stundenlieferungen zugrunde. Für die Vermarktung der flexiblen Speicherkraftwerk-Kapazitäten im Rahmen des *Asset-backed Tradings* stehen Handelsplattformen zur Verfügung, die alle europäischen Marktgebiete umfassen. Die Schweizer Stromproduzenten haben Zugang zu diesen internationalen Handelsplätzen, die über die Day-Ahead-Auktionen hinaus einen zeitstetigen Stromhandel ermöglichen. Da für ein *Asset-backed Trading* primär die Marktgebiete in den Nachbarstaaten der Schweiz von Bedeutung sind, legen wir für diese Studie die Strombörse EPEX-Spot mit den Marktgebieten Schweiz (CH) und Deutschland/Österreich (D/A) als repräsentativen Markt zugrunde. Für das Marktgebiet CH werden die täglichen Day-Ahead-Auktionen (CH) zugrunde gelegt. Für das Marktgebiet D/A existiert innerhalb der Strombörse EPEX-Spot zusätzlich zur täglichen Day-Ahead-Auktion (D/A) ein Intra-Day-Handel (ID-Handel), der als zeitstetiger Stromhandel eine wichtige Bedeutung für das *Asset-backed Trading* hat.

Für die hydrologischen Jahre der Periode 2017-2021 werden die für den Handelstag 21. Juli 2017 veröffentlichten stündlichen Preis-Forward-Kurven (HPFCs) verwendet [6]. Für die Jahre 2025 bis 2026 werden ausgewählte Preisszenarien aus [5] unter Einbindung der aktuellen Saisonalitätskurven des Handelstags 21. Juli 2017 angepasst. Die Anpassungen der Preisszenarien für den Zeithorizont 2025-2030 unterliegen im Weiteren dem Martingale-Konzept des Asset Pricings.

3. Vermarktung der Grosswasserkraft

Der Markt für Systemdienstleistungen (SDL) bildet die Grundlage der Versorgungssicherheit. Im SDL-Markt werden primär die flexiblen Kapazitäten den Übertragungsnetzbetreibern als eine Art Option angeboten. Der SDL-Erlös stellt somit eine Optionsprämie dar. Im Gegensatz dazu werden im Stromhandel die Erlöse im Rahmen eines *Asset-backed Tradings* über eine Replikation dieser Option generiert. Der Markt für SDL steht somit in direkter Konkurrenz zum Stromhandel, in welchem ebenfalls die Flexibilität eines Speicherkraftwerks vermarktet wird. Die geschätzten Erlöse aus dem *Asset-backed Trading* liefern somit die Basisinformation für die Angebotsstellung im SDL-Markt. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass auch Laufwasserkraftwerke mit negativer Tertiärregelleistung am Markt für Systemdienstleistungen partizipieren können. In dieser Studie weisen wir das damit verbundene Erlöspotenzial jedoch nicht aus.

Laufwasserkraftwerke werden für die Day-Ahead-Auktion preisunabhängig angeboten, weshalb der Tages-Base den Erlös je MWh definiert. Eine gute Prognose für das Volumen ist in diesem Zusammenhang wichtig, die jedoch aufgrund der beobachtbaren Pegelstände und hochwertigen, kurzfristigen Wetterprognosen vorausgesetzt werden darf.

Im Gegensatz zu Laufwasserkraftwerken werden Speicherkraftwerke preisabhängig angeboten. Der Preis, zu dem eine flexible Leistung an den Day-Ahead-Markt gestellt wird, bezeichnet man als Trigger-Preis. Das bedeutet, dass die Turbinen-Kapazität nur für jene Stunden angeboten wird, in denen der Marktpreis grösser oder gleich dem Trigger-Preis ausfällt. Der resultierende durchschnittliche Erlös eines Tags liegt somit oberhalb des Trigger-Preises.

Die Höhe des Trigger-Preises richtet sich primär nach der verfügbaren Kapazität, dem Speicherlevel, dem kurzen Ende der stündlichen Preis-Forward-Kurve und der Zufluss-Prognose. Je grösser (kleiner) der Speicherlevel bzw. die Zufluss-Prognose bei gleicher Turbinen-Kapazität, umso kleiner (grösser) fällt der Trigger-Preis aus. Die Trigger-Preise werden deshalb vom Stromhändler täglich neu berechnet.

Das flexible Speicherkraftwerk stellt eine Option dar, deren Prämie direkt dem Übertragungsnetzbetreiber angeboten werden kann oder im Rahmen eines *Asset-backed Tradings* als Replikation über den Stromhandel generierbar ist. Die Differenz zwischen durchschnittlichem Erlös und Trigger-Preis stellt den *inneren Wert der Turbinen-Kapazität* dar und wird dem Wert der *physischen Lieferung* angerechnet. Der entsprechende Zeitwert der Turbinen-Kapazität repräsentiert den Erlös aus dem *Asset-backed Trading*.

4. Methodisches Vorgehen

In der vorliegenden Studie beziehen wir uns auf die in [2] veröffentlichten Kapazitäten der Speicher- und Laufwasserkraftwerke für die Schweiz bzw. für die Kantone Graubünden und Wallis sowie auf die historischen monatlichen Produktionen in der Schweiz (veröffentlicht in [1]). Daraus schätzen wir für die Periode 2008-2016 auf Basis der in [2] prognostizierten Produktion der kantonalen Wasserkraftwerke die historische monatliche Produktion in Graubünden und im Wallis. Diese Produktionsdaten projizieren wir auf Wochen. Für die zukünftigen Perioden 2017-2021 bzw. 2025/26 und 2029/30 legen wir die stündlichen Forward-Preiskurven, die wöchentliche Produktion des hydrologischen Jahres 2015/16 sowie die verfügbaren Kapazitäten zugrunde.

Auf Basis der so ermittelten wöchentlichen Produktion, der verfügbaren Leistung in den Speicherkraftwerken und der wöchentlich zugrundeliegenden stündlichen Preiskurven bestimmen wir die wöchentlichen Trigger-Preise. Damit lässt sich für jede Woche das durchschnittliche Erlöspotenzial der Speicherkraftwerke näherungsweise bestimmen. Da dieses Vorgehen auf eine tägliche Neuberechnung des Trigger-Preises verzichtet, dürfen wir das auf Wochenbasis berechnete Erlöspotenzial als konservative Schätzung für die real erzielbaren Erlöse der Speicherkraftwerke ansehen.

In der Folge mitteln wir alle wöchentlichen Trigger-Preise und Erlöspotenziale über die hydrologischen Halbjahre (Winter und Sommer) und erhalten somit das Erlöspotenzial je MWh für die Winter- und Sommer-Monate ausgewiesen. Dadurch ist auch jeweils für die Halbjahre der *innere Wert* der flexiblen Turbinen-Kapazität bestimmt, der in die Erlöse der *physischen Lieferung* einfließt. Für die Bestimmung des zusätzlichen Erlöspotenzials aus dem *Asset-backed Trading* legen wir als Referenzmodell das Optionspreis-Modell nach Black-Scholes zugrunde. Das Black-Scholes-Modell dient in dieser Studie lediglich als Benchmark. Stromhändler greifen in der Regel im Rahmen ihres *Asset-backed Tradings* auf allgemeine Preismodelle zurück, um die Realität der Preisdynamiken besser abzubilden.

5. Zusammenfassung der Ergebnisse

Basierend auf den Day-Ahead-Auktionen fürs Marktgebiet Schweiz (CH) ist das Erlöspotenzial für eine *physische Lieferung* der Schweizer Speicherkraftwerke von 10.7 Rp./kWh im hydrologischen Jahr 2008/09 auf 4.69 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 5.02 und 5.18 Rp./kWh bis 2020/21.

Unter Einbindung des *Asset-backed Tradings* sind für Schweizer Produzenten die mittels flexibler Speicherkraft erzielbaren Zusatzerlöse von 2.14 Rp./kWh 2008/09 auf 3.40 Rp./kWh 2010/11 gestiegen und anschliessend bis auf 1.05 Rp./kWh 2015/16

gesunken. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 1.18 und 1.38 Rp./kWh bis 2020/21.

Der erzielte Gesamterlös für die Schweizer Speicherkraftwerke ist von 12.87 Rp./kWh 2008/09 auf 5.73 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 6.11 und 6.62 Rp./kWh bis 2020/21.

Speicherkraftwerke													
	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21
Erlös D-A (CH)	10.73	8.80	8.28	7.83	6.92	5.91	5.19	4.69	5.18	5.24	5.06	5.02	5.07
Asset Based Trading	2.14	2.36	3.40	2.16	2.19	1.83	1.38	1.05	2.12	1.38	1.13	1.10	1.18
Gesamterlös	12.87	11.15	11.68	9.98	9.11	7.73	6.57	5.73	7.30	6.62	6.18	6.11	6.25

Tabelle 1: Erlöse (in Rp./kWh) für Speicherkraft (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Jene Werte, die sich auf das aktuelle hydrologische Jahr 2016/17 beziehen, umfassen einerseits die historischen Werte bis Juni 2017, während die Werte zwischen Juni 2017 und Ende September 2017 den kurzfristigen Dotierungen und der daraus abgeleiteten stündlichen Forward-Preiskurve des Handelstags 21. Juli 2017 unterliegen. Die verglichen mit dem Vorjahr ausgewiesenen höheren Erlöse liegen in den höheren Day-Ahead-Preisen des ablaufenden hydrologischen Jahrs begründet. Demnach dürfen die Schweizer Produzenten aktuell für die Speicherkraft mit einem Gesamterlös von 7.30 Rp./kWh rechnen, der sich aus einem Anteil für die *physische Lieferung* in der Höhe von 5.18 Rp./kWh und einem Anteil aus dem *Asset-backed Trading* in der Höhe von 2.12 Rp./kWh zusammensetzt.

Der erzielte Gesamterlös für die Schweizer Laufwasserkraft ist von 7.27 Rp./kWh 2008/09 auf 3.58 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 4.07 und 4.19 Rp./kWh bis 2020/21.

Laufwasserkraftwerke													
	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21
Erlös	7.27	6.74	6.84	5.91	5.16	4.47	4.01	3.58	4.13	4.19	4.03	4.01	4.07

Tabelle 2: Erlös (in Rp./kWh) für Laufwasserkraft (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Auf die längere Frist bis 2029/30 ist für das Erlöspotenzial der Schweizer Speicherkraft mit einer Bandbreite zwischen 4.0 Rp./kWh und 11.1 Rp./kWh und für das Erlöspotenzial der Schweizer Laufwasserkraft mit einer Bandbreite zwischen 2.1 Rp./kWh und 8.0 Rp./kWh zu rechnen.

Das Erlöspotenzial der Walliser Speicherkraftwerke fällt um ca. 2% höher als der Schweizer Durchschnitt aus, jenes der Graubündner Speicherkraftwerke um ca. 2% tiefer. Das liegt daran, dass relativ zur Zufluss-Menge bzw. zum Speicher-Volumen die Turbinen-Kapazitäten im Kanton Wallis flexibler genutzt werden können. Dies spiegelt sich nicht nur in den höheren Zusatz-Erlösen im Rahmen des *Asset-backed*

Tradings wieder, sondern bereits im höheren *inneren Wert* der Walliser Speicherkraftwerke.

Für detaillierte Ausführungen zu den Berechnungen verweisen wir auf die technische Dokumentation zu dieser Studie.

6. Bezug zur *swisselectric*-Studie [4]

Die in der *swisselectric*-Studie [4] ausgewiesenen „Optimierte Erträge“ für Speicher- und Laufwasserkraft stimmen mit den von uns für die Day-Ahead-Auktionen (Marktgebiet Schweiz) erzielten Erlösen überein.

So wird in [4, Seite 21, Tabelle 2] für das Jahr 2015 unter „Optimierte Erträge“ für die Speicherkraft der Wert 5.2 Rp./kWh ausgewiesen. Dieser Wert entspricht jenen 5.19 Rp./kWh, die wir als Erlös im Rahmen der Day-Ahead-Auktion (CH) in der obigen Tabelle 1 für das hydrologische Jahr Oktober 2014 - September 2015 ausweisen.

Als Durchschnitt über die Jahre 2011-2015 wird in [4] unter „Optimierte Erträge“ der Wert 6.8 Rp./kWh ausgewiesen. Bilden wir den Durchschnitt unserer für die Day-Ahead-Auktion (CH) ausgewiesenen Erlöse über die hydrologischen Jahre 2010/11-2014/15, so erhalten wir für die Speicherkraft 6.83 Rp./kWh.

Für die Laufwasserkraft wird in [4] für das Jahr 2015 unter „Optimierte Erträge“ der Wert 4.2 Rp./kWh ausgewiesen. Dieser Wert entspricht jenen 4.01 Rp./kWh, die wir als Erlös im Rahmen der Day-Ahead-Auktion (CH) in der obigen Tabelle 2 für das hydrologische Jahr 2014/15 ausweisen.

Als Durchschnitt über die Jahre 2011-2015 wird in [4] für die Laufwasserkraft unter „Optimierte Erträge“ der Wert 5.2 Rp./kWh ausgewiesen. Bilden wir den Durchschnitt unserer für die Day-Ahead-Auktion (CH) ausgewiesenen Erlöse über die hydrologischen Jahre 2010/11-2014/15, so erhalten wir für die Laufwasserkraft 5.28 Rp./kWh.

Damit werden in der *swisselectric*-Studie die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ausschliesslich auf den Erträgen aus den Day-Ahead-Auktionen (Marktgebiet CH) abgestützt. Jene zusätzlichen Erträge, die mittels der Schweizer Speicherkraftkapazitäten aus dem *Asset-backed Trading* erwirtschaftet werden, sind nicht berücksichtigt.

Der Vollständigkeit halber sei festgehalten, dass im Rahmen der Overheadkosten [4, Seite 21], die mit 0.8 Rp./kWh quantifiziert werden, die Aufwendungen für den Stromhandel – und damit auch die Aufwendungen für das *Asset-backed Trading* – mitberücksichtigt sind.

7. Bezug zum ElCom-Bericht [3]

Dem Schreiben der ElCom [3] – worauf bereits im Rahmen eines Medienberichts der NZZ über die Strombranche am 8. Juli 2017 Bezug genommen wurde - ist zu entnehmen, dass die Erlöse aus den Systemdienstleistungen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit einfließen. Für das Jahr 2016 werden diese unter Verweis auf den Geschäftsbericht der Swissgrid mit 200 Mio. CHF quantifiziert.

Die Systemdienstleistungen sind Teil des *Asset-backed Tradings*. Wenn wir den in Tabelle 1 für das hydrologische Jahr 2015/16 ausgewiesenen Zusatzerlös fürs *Asset-backed Trading* in Höhe von 1.05 Rp./kWh nehmen und diesen mit der Produktionsmenge aus Speicherkraft von gerundet 20 TWh multiplizieren, so erhalten wir 210 Mio. CHF. Es wird allerdings für die Bereitstellung der Regelenergie nicht die gesamte Kapazität der Schweizer Speicherkraftwerke benötigt, weshalb der restliche Teil der Speicherkraftkapazitäten für den Stromhandel als Pfeiler des *Asset-backed Tradings* genutzt werden kann. Dies soll aufzeigen, dass unsere Quantifizierung der mittels *Asset-backed Tradings* erzielbaren Zusatzerlöse als konservativ einzustufen ist.

Wenn im ElCom-Bericht weiter von mehrheitlich positiven Betriebsergebnissen in den Jahresergebnissen der EVU gesprochen wird, darf man nebst dem stabilisierenden Effekt aus den regulierten Aktivitäten auch die zusätzlichen Erträge aus dem *Asset-backed Trading* dazu zählen, da diese Erträge in direktem Zusammenhang mit den Speicherkraftwerken in den Gebirgskantonen stehen.

8. Dokumente

[1] BFE (2017): *Schweizer Elektrizitätsstatistik 2008-2015*.

[2] BFE (2016): *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (2008-2016)*.

[3] ElCom (2017): *Um- und Ausbau der Stromnetze, Entwurf 2*; Bericht der ElCom zuhanden der UREK-N betreffend Fragen der UREK-N im Schreiben vom 6. Juni 2017.

[4] Piot M. (2017): *Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz*; in *Wasserwirtschaft* 1/2017.

[5] Schillinger M., Weigt H., Schumann R., Barry M. (2017): *Hydropower operation in a changing environment*. SCCER-CREST WP3 Working Papers.

[6] <https://www.iorcf.eu>: Tägliche Strompreisprognosen des ior/cf-HSG (seit 2008) für Marktgebiet Deutschland/Austria (seit 2008), Schweiz (seit 2008), Frankreich (seit 2015), Österreich (seit 2017), Deutschland (seit 2017).