



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Februar 2018

Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft

Aktualisierung 2017



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Datum: Februar 2018

Ort: Bern

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern

Autoren:

CEPE ETH Zürich, Zürichbergstrasse 18, 8032 Zürich
Prof. Dr. Massimo Filippini
Dr. Thomas Geissmann

In Zusammenarbeit mit: Adrian Obrist, CEPE ETH Zürich

Dieser Bericht aktualisiert und erweitert den Bericht von Filippini und Geissmann (2014).

Begleitgruppe:

Markus Bareit (BFE)
Christian Bühlmann (BFE)
Renato Marioni (BFE, Leitung)
Thomas Putzi (BFE)

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts
verantwortlich**

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft

Aktualisierung 2017



Bericht

(Diese Seite wurde absichtlich leergelassen)

Auftraggeber

Bundesamt für Energie (BFE)

3003 Bern

Autoren

Prof. Dr. Massimo Filippini

Dr. Thomas Geissmann

CEPE ETH Zürich, Zürichbergstrasse 18, 8032 Zürich

In Zusammenarbeit mit: Adrian Obrist, CEPE ETH Zürich

Dieser Bericht aktualisiert und erweitert den Bericht von Filippini und Geissmann (2014).

(Diese Seite wurde absichtlich leergelassen)

Zusammenfassung¹

Ausgangslage

Mit einem derzeitigen Anteil von 55 bis 60 Prozent trägt die durch vergleichsweise niedrige externe Kosten geprägte Wasserkraft den Grossteil zur Schweizer Elektrizitätsversorgung bei. Auch für die Zukunft teilt die Schweizer Energiepolitik im Rahmen der Energiestrategie 2050 der Wasserkraft eine weiterhin vorrangige Rolle zu und sieht bis 2035 einen Ausbau derer Kapazität vor. Die Wasserkraft ist, sowohl aufgrund ihrer zuverlässigen Lieferung von emissionsarmer Bandenergie als auch dank ihren Speichermöglichkeiten, unabdingbar für eine erfolgreiche Neuausrichtung des Elektrizitätsversorgungssystems. Zudem stellen die Wasserzinse teilweise eine substantielle Einnahmequelle der öffentlichen Hand dar, insbesondere bei einigen Bergkantonen und -gemeinden, wodurch der Wasserkraft ebenfalls eine nicht zu unterschätzende fiskalpolitische Bedeutung zukommt.

Seit wenigen Jahren leidet die Wirtschaftlichkeit der Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft jedoch zusehends. Infolge der Liberalisierung des europäischen und der Teilöffnung des Schweizer Strommarkts hat sich der Wettbewerbsdruck für die Wasserkraftunternehmen erhöht, sowohl zwischen den einzelnen Wasserkraftunternehmen selbst, als auch gegenüber konkurrierenden Stromerzeugungstechnologien. Die teilweise

¹ Bei diesem Bericht handelt es sich um eine Aktualisierung des Berichts von Filippini und Geissmann (2014). Die Struktur, der Inhalt und der Text des ursprünglichen Berichts wurden in einigen Teilen leicht angepasst: Die Grafiken und Tabellen wurden aktualisiert mit Daten bis 2016. Ferner wurde ein Abschnitt über Investitionen eingeführt. Filippini et al. (2018) haben das Modell zur Schätzung der Kosteneffizienz in Filippini und Geissmann (2014) bereits erweitert. Die vorliegende Studie beinhaltet deshalb keine erneute Schätzung der Kosteneffizienz.

Aufhebung der Gebietsmonopole hat ausserdem bewirkt, dass sich die von den Wasserkraftunternehmen eingegangenen Investitionsrisiken in abnehmendem Masse auf die in der Grundversorgung „gefangenen“ Endverbraucher überwälzen lassen.

Die Ertragssituation an den Strom-Grosshandelsmärkten hat sich in der Schweiz— wie auch in den angrenzenden Nachbarstaaten—für konventionelle Kraftwerke in den letzten Jahren deutlich verschlechtert. Damit einhergehend sind die Margen desjenigen Teils der Wasserkraft, welcher auf dem freien Markt agiert, in den letzten Jahren eingebrochen. Der Druck auf die Grosshandelspreise entstand seitens entstandener Überkapazitäten, einer geringen Internalisierung externer Kosten anderer Energiequellen, tiefer CO₂-, Erdgas- und Kohlepreise sowie einer erhöhten Einspeisung subventionierter neuer erneuerbaren Energien im europäischen Raum. Falls die Grosshandelspreise und Spreads auch in den nächsten Jahren auf dem heutigen Niveau verharren, dann besteht für gewisse Wasserkraftwerke (und Kraftwerkstypen) das Risiko, dass Erneuerungsinvestitionen zum Zeitpunkt der Erneuerung einer Konzession mangels Wirtschaftlichkeit nicht mehr getätigt werden und demnach die entsprechenden Kraftwerke vom Netz gehen. Dies könnte negative Konsequenzen auf die inländische Produktionskapazität haben, falls anschliessend die Anlage, beispielsweise durch neue Eigentümer, nicht wieder in Betrieb genommen wird.

In diesem Spannungsfeld hat die Schweizer Politik im Rahmen der Parlamentsberatungen zum ersten Massnahmepaket der Energiestrategie 2050 Lösungen geprüft, um den wirtschaftlichen Betrieb und damit die Stellung der Schweizer Wasserkraft langfristig zu sichern.² Das Bundesamt für Energie untersucht derzeit, ob das heutige

² Beispiele sind geplante Investitionsbeiträge für Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW und für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen von bestehenden Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW (Energiegesetz EnG Art. 24 Abs. 2). Diese werden über einen Netzzuschlag finanziert. Für Grosswasserkraftanlagen stehen dabei jährlich 0.1 Rp./kWh zur Verfügung, was ca. 60 Mio. CHF pro Jahr entspricht. Zudem können Betreiber von bestehenden Grosswasserkraftanlagen, welche ihre Elektrizität am Markt unter Gestehungskosten verkaufen, in den Jahren 2018 bis 2022 von einer Marktprämie von maximal 1 Rp./kWh profitieren (EnG Art. 30 Abs. 1). Diese Marktprämie wird über einen Netzzuschlag von 0.2 Rp./kWh finanziert, wodurch jährlich rund 100 bis 120 Mio. CHF zur Verfügung stehen. Marktprämienberechtigte mit Kunden in der Grundversorgung haben zudem die Möglichkeit, ihren Wasserkraftstrom zuerst an diese Kunden abzusetzen. Für die Bestimmung der marktprämienberechtigten Menge an Elektrizität wird das gesamte Absatzpotenzial in der Grundversorgung abgezogen (EnG Art. 31).

Strommarktdesign (Energy Only Markt) in der Schweiz auch mittel- bis langfristig eine hohe Versorgungssicherheit zu garantieren vermag. Die vorliegende Studie aktualisiert die Studie von Filippini und Geissmann (2014) mit neuen Daten bis und mit 2016 und wurde im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) verfasst. Eine Erweiterung des Modells zur Schätzung der Kosteneffizienz in Filippini und Geissmann (2014), welche sowohl die transiente als auch persistente Kostenineffizienz misst, ist in Filippini et al. (2018) zu finden. Die vorliegende Studie beinhaltet deshalb keine Schätzung der Kosteneffizienz. Sie dient als eine der Grundlagen zur Erarbeitung eines möglichen neuen Strommarktdesigns. Im Rahmen dieser aktualisierten Studie wird den folgenden Fragen nachgegangen:

- Wie hoch sind die momentanen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftunternehmen und in welchem Masse tragen einzelne Kostenblöcke zu diesen bei? Wie haben sich diese Kosten seit dem Jahr 2000 entwickelt? Existieren strukturelle Unterschiede zwischen den verschiedenen Kraftwerkstechnologien (Speicher, Pumpspeicher, Hoch- und Niederdruck-Laufkraftwerk)?
- Wie steht es um die kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Grosswasserkraft und wie veränderte sich das Marktumfeld bezüglich der erwirtschaftbaren Erträge im Zeitraum der Jahre 2000 bis 2016?
- Wie haben sich die getätigten Investitionen in Sachanlagen über die Jahre hinweg entwickelt, im Allgemeinen und pro Kraftwerkstechnologie?

Auf der methodologischen Ebene werden Elemente der deskriptiven statistischen Analyse zur Darstellung der Gestehungskosten verwendet. Die deskriptiven Analysen basieren auf einer Stichprobe von 60 Schweizer Wasserkraftunternehmen, welche für die Jahre 2000 bis 2016 ein ausgeglichenes Panel definieren, d.h. die Unternehmen werden über sämtliche Jahre hinweg beobachtet. Aufgrund der aktuellen politischen Debatte um die Schweizer Wasserkraft wurde die vorliegende Studie innerhalb kurzer Zeit aktualisiert, weshalb sie den explorativen Vorstudien-Charakter der ursprünglichen Studie von Filippini und Geissmann (2014) beibehält.

Für die Analyse der Gestehungskosten werden hauptsächlich Informationen der pagatorischen Erfolgsrechnung verwendet. In einem zweiten und komplementären Ansatz

werden ebenfalls kalkulatorische Kapitalkosten geschätzt und mitberücksichtigt. Auf den Unterschied zwischen den pagatorischen und kalkulatorischen Kosten und deren Implikationen auf die Gestehungskosten wird jedoch nur zum Teil eingegangen; dieser zentrale Punkt bedarf einer weiterführenden und vertieften Analyse. Des Weiteren ist die Höhe der Leistung der Schweizer Wasserkraftzentralen im Allgemeinen stark heterogen, wobei die von den 60 Unternehmen betriebenen Zentralen von eher grösserer Natur sind. Diese Faktoren gilt es bei der Interpretation der in dieser Studie geäusserten Schlussfolgerungen zu berücksichtigen.

Die von den 60 Unternehmen betriebenen Wasserkraftzentralen bilden die Gesamtheit der Schweizer Wasserkraftwerke relativ gut ab, sowohl bezüglich der Anzahl Zentralen als auch der installierten Leistung oder der Produktionserwartung. Um die unbeobachtete Heterogenität in den Analysen zu reduzieren, werden die Wasserkraftunternehmen in die folgenden vier Typen eingeteilt: Niederdruck- und Hochdruck-Flusswerkunternehmen sowie Speicherwerk- und Pumpspeicherwerkunternehmen. Ein spezifischer Unternehmenstyp impliziert jedoch nicht, dass sämtliche von einem Unternehmen betriebenen Wasserkraftzentralen derjenigen Technologie entsprechen, welche den Unternehmenstyp definiert.

Kostenbestandteile und Methoden zur Berechnung der Gestehungskosten

Generell kann die Berechnung der Gestehungskosten von Wasserkraftunternehmen aus einer volkswirtschaftlichen oder betriebswirtschaftlichen Sichtweise erfolgen. Beiden Ansätzen gemein ist, dass diese auf kalkulatorischen Kostenangaben basieren sollten, d.h. es sollten die Opportunitätskosten der gesamten von einem Unternehmen zur Elektrizitätserzeugung eingesetzten Produktionsfaktoren, und speziell die des Kapitals (Fremd- und Eigenkapital), mitberücksichtigt werden. Im Gegensatz zur betriebswirtschaftlichen beinhaltet die volkswirtschaftliche Betrachtungsweise ebenfalls allfällige, aus der Elektrizitätserzeugung resultierende, externe Kosten.

Die folgenden Analysen der Gestehungskosten basieren auf der betriebswirtschaftlichen Sichtweise. Die von den Wasserkraftunternehmen in den jeweiligen Geschäftsberichten publizierten Kosten—welche nur teilweise öffentlich zugänglich sind—haben jedoch pagatorischen und nicht kalkulatorischen Charakter, wobei sich die Problematik einer verzerrten Eigenkapitalrendite durch die vorherrschende Partnerwerkstruktur zusätzlich verschärft. Dieser Faktor nicht kalkulatorischer Kosten ist von Relevanz, denn die beobachteten Kapitalkosten (d.h. die Abschreibungen sowie Fremd- und Eigenkapitalverzinsungen) entsprechen dadurch nicht den kalkulatorischen Raten, d.h. den tatsächlichen Kosten des eingesetzten Kapitals. Einige Muttergesellschaften beliefern ausserdem ihre integrierten Pumpspeicher-Partnerunternehmen, zumindest in gewissen Jahren, gratis mit Pumpenergie.

Eine Spezifikation der effektiven (d.h. kalkulatorischen) Kosten ist insbesondere auch dahingehend interessant, um zukünftige Erneuerungsinvestitionen im Falle einer Neukonzessionierung zu beurteilen. Informationen bezüglich den kalkulatorischen Kosten sind jedoch nicht öffentlich verfügbar, weshalb die beiden folgenden Ansätze zur Approximation der Gestehungskosten verwendet werden: Nachdem eine erste Gestehungskostenanalyse anhand der Informationen der pagatorischen Erfolgsrechnungen erfolgt (Ansatz 1), wird in einem zweiten Schritt (Ansatz 2) explorativ versucht, zumindest die Verzinsung des Fremd- und Eigenkapitals auf eine kalkulatorische Basis zu stellen. Ausserdem wird im Fall einer Gratislieferung von Pumpenergie diese zu Marktpreisen bewertet und im Rahmen der kalkulatorischen Kostenrechnung den Energie- und Netznutzungskosten hinzuaddiert.³ Gemäss diesen beiden Ansätzen ergeben sich die Gestehungskosten aus der Addition mehrerer Kostenblöcke.

Ansatz 1 (pagatorisch)

- Wasserzinse
- Amortisation

Ansatz 2 (kalkulatorisch)

- Wasserzinse
- Amortisation

³ Eine Minderheit an Muttergesellschaften verrechnen ihren Partnerwerken administrierte Pumpenergiepreise, welche sich von den Marktpreisen unterscheiden und momentan in der Regel wohl höher liegen. Wir sind uns bewusst, dass im Rahmen einer kalkulatorische Sichtweise für diesen Fall ebenfalls korrigiert werden müsste. Allerdings erlauben die uns zur Verfügung stehenden Daten nicht, eine solche Korrektur vorzunehmen. Wir schätzen den Effekt des Fehlens einer solchen Korrektur aufgrund der kleinen Zahl der betroffenen Unternehmen in der Stichprobe (2 Stück) als gering ein.

- | | |
|------------------------------|---|
| • Finanzaufwand | • Kalkulatorische Verzinsung des Eigen- und Fremdkapitals gemäss gegebenem WACC |
| • Gewinn vor Steuern | |
| • Material & Fremdleistungen | • Material & Fremdleistungen |
| • Personalkosten | • Personalkosten |
| • Energie- & Netznutzung | • Energie- & Netznutzung (inkl. Bewertung nicht-verrechneter Pumpenergie) |
| • Sonstige Steuern | • Sonstige Steuern |
| • Sonstige Kosten | • Sonstige Kosten |

Der Gewinn vor Steuern entspricht dem Jahresgewinn vor Ertragssteuern und soll im Rahmen der pagatorischen Analyse die Verzinsung des Eigenkapitals approximieren. Die Kapitalkosten gehen aus den drei Kostenblöcken der Abschreibungen, der Fremdkapitalverzinsung sowie der Eigenkapitalverzinsung hervor, wobei die letzteren beiden Komponenten bei Ansatz 1 durch den Finanzaufwand und Gewinn vor Steuern, und bei Ansatz 2 durch eine exogen definierte kalkulatorische Verzinsung gebildet werden. Die beiden Ansätze unterscheiden sich folglich bezüglich der Behandlung der Eigen- und Fremdkapitalverzinsung sowie durch die Berücksichtigung einer allfälligen Gratislieferung von Pumpenergie. Die daraus abgeleiteten Ergebnisse nehmen für sich nicht in Anspruch, die exakten Gestehungskosten zu widerspiegeln. Dies auch in Hinblick darauf, dass die bei Muttergesellschaften anfallenden Kosten zur Koordinierung und Vermarktung der erzeugten Elektrizität nicht in den Geschäftsberichten eines Partnerwerks mitberücksichtigt sind. Die folgend aufgeführten Resultate sollen deshalb als Orientierungshilfe verstanden werden.

Ansatz 1—Pagatorische Gestehungskosten

Die Gestehungskosten weisen sowohl zwischen den Unternehmenstypen als auch zwischen den einzelnen Unternehmen teilweise erhebliche Unterschiede auf. Über die Jahre 2000 bis 2016 konnten die Niederdruck-Flusswerkunternehmen ihre Elektrizität zu den tiefsten durchschnittlichen Gestehungskosten erzeugen (vgl. Bild Z-1 und Bild Z-2).

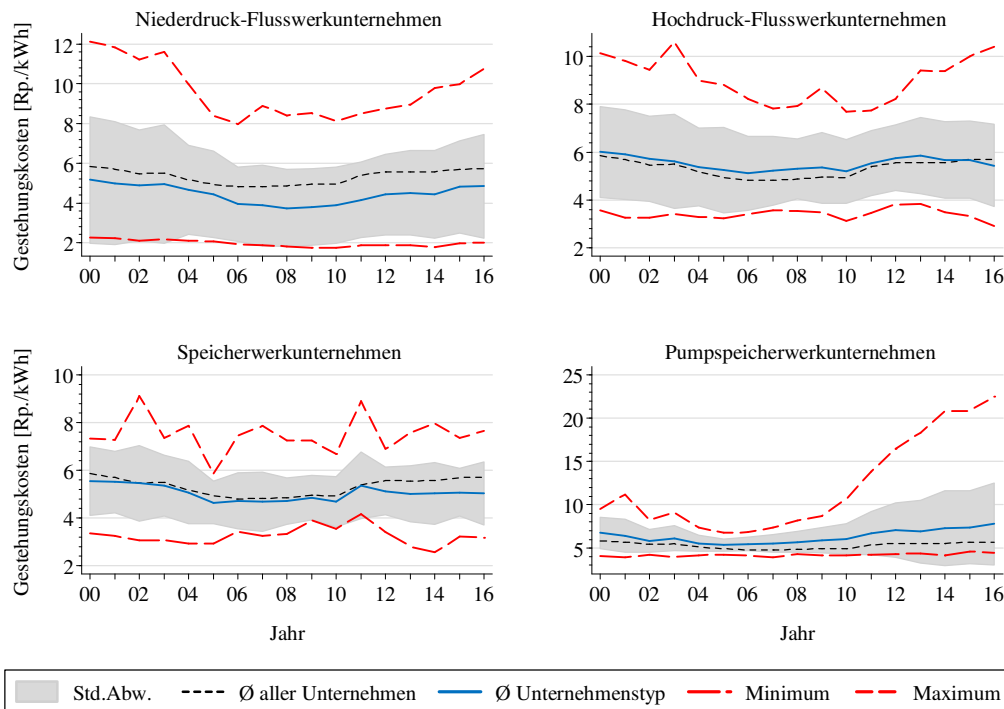


Bild Z-1: Verlauf und Variation der pagatorischen Gestehungskosten, aufgeteilt in die vier Unternehmenskategorien (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

Die beiden grössten einzelnen Kostenblöcke stellen bei einem durchschnittlichen Wasserkraftunternehmen die Wasserzinse und die Amortisationskosten dar, wobei der kumulierte Anteil dieser beiden Kostenblöcke an den Gesamtkosten knapp 40 Prozent beträgt (vgl. Bild Z-2). Mit einem Gewicht von ca. 40 Prozent an den Gestehungskosten stellen die Kapitalkosten—diese ergeben sich aus der Summation der Amortisationskosten, des Finanzaufwandes sowie des Gewinns vor Steuern—die grösste Kostenkategorie dar. Aufgrund des Pumpenergieverbrauchs und in Angriff genommener Bauprojekte sind bei den Pumpspeicherwerkunternehmen ebenfalls die beiden Kostenblöcke des Energie- sowie des Finanzaufwandes bedeutend, wobei letzterer in den jüngeren Jahren stark angestiegen ist.

Alle bis anhin getätigten Aussagen basieren auf ungewichteten Mittelwerten. Eine Gewichtung der Gestehungskosten anhand der erzeugten Elektrizitätsmenge ergibt ähnliche Werte, abgesehen von durchschnittlich um 0.9 Rp./kWh tiefer liegenden Kosten für die Niederdruck-Flusswerkunternehmen (vgl. Bild Z-3). Dies indiziert, dass die grossen

Niederdruck-Flusswerkunternehmen vergleichsweise stark tiefere Kosten aufweisen als die kleineren Unternehmen dieses Technologietyps.⁴ Sämtliche der folgenden Resultate sind in ungewichteter Form aufgeführt, dabei eine Gleichbehandlung der Unternehmen unabhängig ihrer Grösse implizierend. Gewichtete Resultate sind in Anhang A.2 ab S. 80 aufgeführt. Die gewichteten Resultate sind den ungewichteten in der Regel sehr ähnlich.

Die Gestehungskosten pro kWh verringerten sich zwischen den Jahren 2000 und 2005 und sind anschliessend wieder leicht angestiegen (vgl. Bild Z-4). Ein Grund für die zu Beginn fallenden Kosten sind ein sich verringernder Finanz- und Amortisationsaufwand sowie reduzierte Wasserzinsabgaben. Letztere lassen sich wohl teilweise auf eine Änderung des Systems zur Wasserzinserhebung im Kanton Graubünden zurückführen, welches zwischen 2001 und 2006 in Kraft war. Für den Anstieg nach 2006 scheinen wiederum die Kostenblöcke des Finanzaufwandes, der Abschreibungen sowie der Wasserzinse zu einem wesentlichen Teil verantwortlich zu zeichnen. Insbesondere bei den Pumpspeicherwerkunternehmen ist aufgrund kürzlich getätigter und sich teilweise noch in der Umsetzung befindender Grossinvestitionen der Amortisations- und insbesondere der Finanzaufwand stark angestiegen. Der Anstieg der Wasserzinszahlungen ist auf die im Jahr 2011 in Kraft getretene landesweite Erhöhung um 20 Prozent des in der Regel abgeschöpften bundesrechtlichen Wasserzinsmaximalsatzes von 80 auf 100 CHF/kW zurückzuführen. Zu Beginn des Jahres 2015 wurde dieser Wert nochmals erhöht auf 110 CHF/kW. Auffallend ist, dass ab dem Jahr 2014 die Gewinne vor Steuern, welche eine wichtige Komponente der Berechnung der Eigenkapitalrendite darstellen, erheblich verringert wurden. Diese Verringerung vermochte zum Teil den Anstieg in den Wasserzinsabgaben wettzumachen.

⁴ Infolge einer Gewichtung anhand der erzeugten Elektrizitätsmenge gewinnen Kraftwerke mit einer höheren Elektrizitätserzeugung einen höheren Stellenwert, d.h. die Gewichtung hat eine normative Implikation.

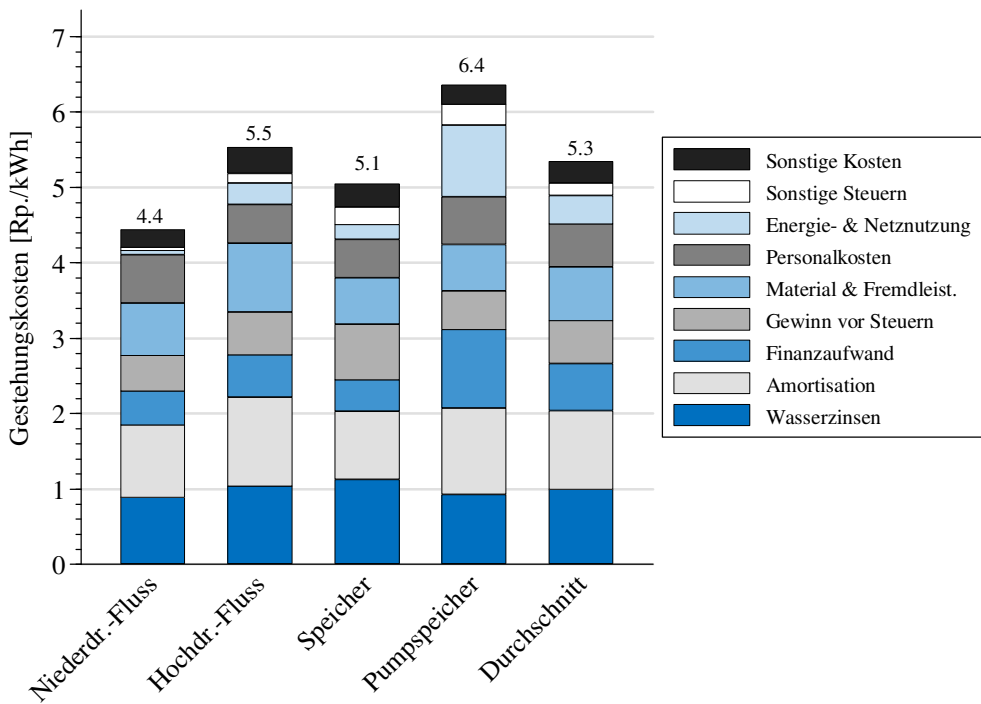


Bild Z-2: Durchschnittliche pagatorische Gestehungskosten der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

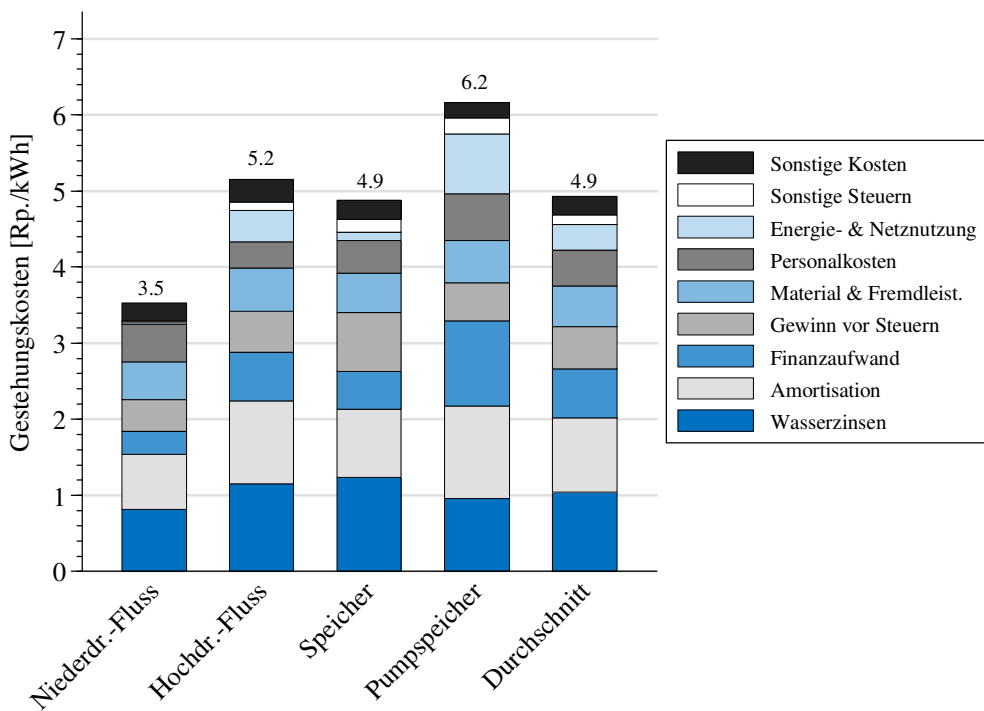


Bild Z-3: Gewichtete durchschnittliche pagatorische Gestehungskosten der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015, gewichtet anhand der Elektrizitätserzeugung pro Technologie).

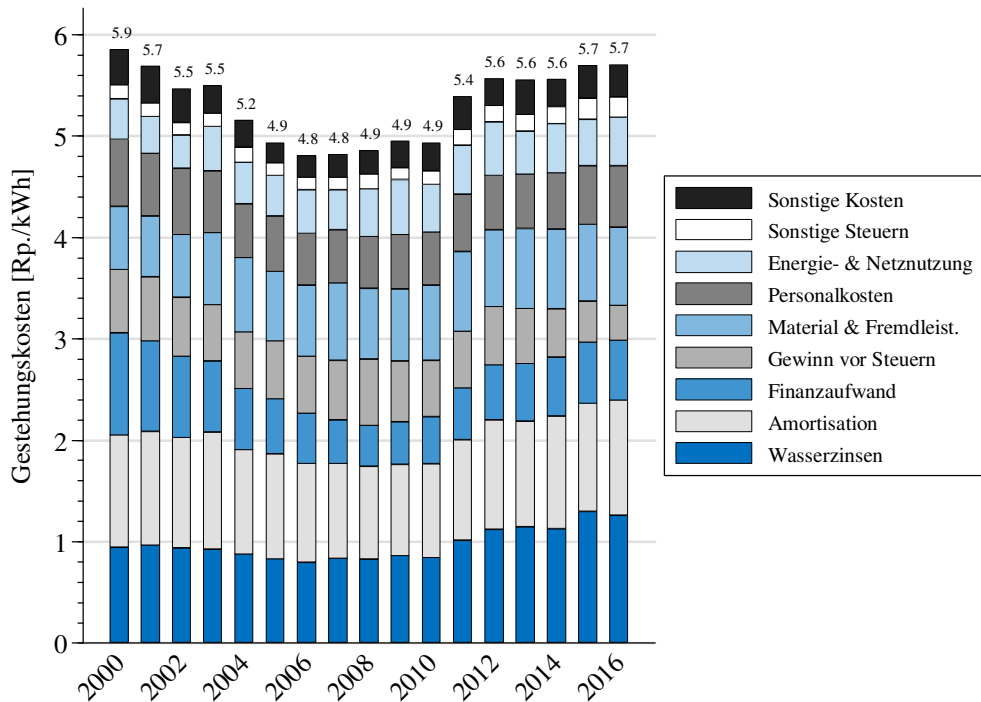


Bild Z-4: Entwicklung der durchschnittlichen pagatorischen Gestehungskosten aller Unternehmen zusammengefasst (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

Mit Hilfe einer Pseudo Merit Order⁵ lassen sich nun die geordneten durchschnittlichen Gestehungskosten der 60 Wasserkraftunternehmen in Form einer stufenförmigen Angebotskurve des Gesamtsystems in Abhängigkeit der kumulierten installierten Leistung⁶ sowie der mittleren, in den pagatorischen Geschäftsberichten ausgewiesenen Brutto-Erzeugung visualisieren. Gemäss Bild Z-5 bewegen sich die durchschnittlichen Gestehungskosten von 50 Prozent der gesamten Elektrizitätserzeugung zwischen rund 4.36 und 6.17 Rp./kWh. Weiter weist 25 Prozent der Erzeugung, d.h. 6.71 TWh, Gestehungskosten von unter 4.36 Rp./kWh auf.

⁵ Eine Merit Order wiedergibt in der Regel die marginalen Gestehungskosten in Form einer Grenzkostenkurve. Da es sich im Falle der Wasserkraft bei einem Grossteil der Gestehungskosten um Fixkosten handelt, und aufgrund des Aggregationsniveaus der verfügbaren Daten, werden hier jedoch nicht die marginalen Kosten, sondern die Gesamtkosten pro kWh dargestellt. Diese beinhalten sowohl die variablen als auch die Fixkosten, weshalb hier der Begriff der Pseudo Merit Order verwendet wird.

⁶ Die installierte Leistung entspricht der in der WASTA aufgeführten maximal möglichen Leistung ab Generator.

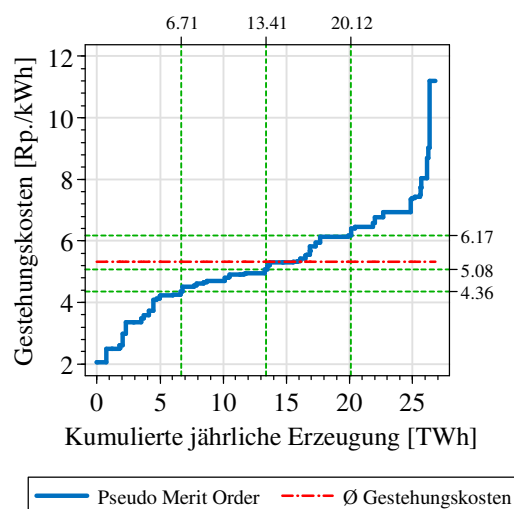


Bild Z-5: Pseudo Merit Order der durchschnittlichen pagatorischen Gestehungskosten aller 60 Wasserkraftunternehmen zusammengefasst, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015). Die vertikalen grün gestrichelten Linien repräsentieren das 25, 50 und 75 Prozent Perzentil, und die grün gestrichelten horizontalen Linien den Schnittpunkt des jeweiligen Perzentils mit der Pseudo Merit Order.

Ansatz 2—Gestehungskosten basierend auf einer kalkulatorischen Verzinsung des Eigen- und Fremdkapitals

Die implizit in den Geschäftsberichten der Unternehmen enthaltene Eigenkapitalverzinsung ergibt sich aus der Division des Jahresgewinnes durch das zu Beginn eines Berichtsjahres zur Verfügung stehende Eigenkapital. Über alle Jahre hinweg betrug die in den pagatorischen Erfolgsrechnungen ausgewiesene reale Eigenkapitalrendite aller Unternehmen im Median rund 5.6 Prozent vor Ertragssteuern und 3.8 Prozent nach Ertragssteuern. Einige wenige Unternehmen weisen jedoch eine deutlich höhere Rendite auf das im Wasserkraftwerk gebundene Eigenkapital auf. Bei diesen Unternehmen handelt es sich um Flusswerkunternehmen. Die Pumpspeicherwerkunternehmen sind im Schnitt mit der tiefsten Eigenkapitalverzinsung behaftet.

Die Verwendung von pagatorischen Erfolgsrechnungen zur Ermittlung der Gesteungskosten kann aus zwei Gründen kritisiert werden. Erstens entsprechen pagatorische Gesteungskosten nicht dem ökonomischen Konzept, wonach die Kapitalkosten den Opportunitätskosten des eingesetzten Kapitals zu entsprechen haben. Zweitens lässt sich aufgrund der rechtlichen Form der Partnerwerkstruktur, nach welcher die Mehrheit der analysierten Unternehmen organisiert ist, die Festlegung der Eigenkapitalverzinsung anhand der in den Geschäftsberichten ausgewiesenen pagatorischen Informationen hinterfragen.

Ein Partnerwerk gibt in der Regel den erzeugten Strom, anstatt zu strommarktüblichen Preisen, zu Verrechnungspreisen an ihre Muttergesellschaften weiter, d.h. der in einem Geschäftsbericht jeweils ausgewiesene Ertrag leitet sich direkt aus den Gesteungskosten ab. Infolge des hohen Fixkostenanteils in der Kostenstruktur der Wasserkraft fallen diese Erträge über die Jahre hinweg denn auch zumeist relativ konstant aus. Einige Muttergesellschaften beliefern ausserdem ihre Pumpspeicher-Partnerunternehmen, zumindest in gewissen Jahren, gratis mit Pumpenergie. Andere Muttergesellschaften verrechnen ihren Partnerwerken administrierte Pumpenergiepreise, welche sich von den Marktpreisen unterscheiden und momentan in der Regel höher liegen. Aus diesen Gründen entspricht auch die von einer Muttergesellschaft erzielte wahre Rendite auf das in einem Partnerwerk gebundene Eigenkapital nicht dem Wert, welcher sich aus der seitens des Wasserkraftunternehmens publizierten pagatorischen Erfolgsrechnung ergibt. Infolge einer Ertragsverschiebung von den Partnerkraftwerken hin zu den Muttergesellschaften gehen letztere wohl von einer höheren oder—abhängend von den Marktpreisen—tieferen impliziten nominalen Eigenkapitalrendite aus, als die rund 3.8 Prozent nach Steuern, welche im Median über die Jahre 2000 bis 2016 beobachtet wurden.

Die Verzerrungen der aus den pagatorischen Erfolgsrechnungen inhärent resultierenden Eigenkapitalverzinsungen sollen bis zu einem gewissen Grad durch zwei Massnahmen korrigiert werden. Erstens wird die Veränderung in den Gesteungskosten eruiert, welche aus der Anwendung eines unternehmensübergreifenden nominalen „Weighted Average Cost of Capital“ (WACC) von 3.8, 4.4 oder 5 Prozent resultieren würde.⁷

⁷ Diese WACC widerspiegeln die momentane Situation, wobei der WACC von 5 Prozent als eher hoch anzusehen ist. Grundsätzlich müsste für jedes individuelle Jahr und Unternehmen ein spezifischer

Anstatt ausschliesslich die Eigenkapitalverzinsung zu ändern, werden somit ebenfalls die Fremdkapitalkosten „normalisiert“. Im Rahmen dieser Kostenadjustierung wird davon ausgegangen, dass die Unternehmen in einer jeweiligen Geschäftsberichtsperiode implizit mit einem ähnlichen WACC rechnen. Zweitens wird für den Fall einer Gratislieferung von Pumpenergie diese zu Marktpreisen bewertet und den Energie- und Netznutzungskosten hinzuaddiert.⁸ Infolge solcher Korrekturen verändern sich die Gestehungskosten bei den in der Stichprobe enthaltenen Unternehmen über die Jahre 2000 bis 2016 hinweg bei einem WACC von 3.8 Prozent im Schnitt negativ um rund 2.6 Prozent, bzw. positiv um 0.6 Prozent (WACC von 4.4 Prozent) oder 3.6 Prozent (WACC von 5 Prozent). Es sollte jedoch in Erinnerung behalten werden, dass diese Vorgehensweise einen explorativen Versuch darstellt, die kalkulatorischen Gestehungskosten zu schätzen. Entsprechend handelt es sich bei den ermittelten kalkulatorischen Gestehungskosten in ihrer Grössenordnung lediglich um Orientierungszahlen.

Infolge einer durch den WACC von 3.8 Prozent implizierten eher kalkulatorischen Fremd- und Eigenkapitalverzinsung verringern sich im Schnitt aller Jahre insbesondere die Gestehungskosten von Hochdruck-Fluss- und Speicherwerkunternehmen, währenddem sich die der Pumpspeicherwerkunternehmen erhöhen. Falls die pagatorischen Erfolgsrechnungen eines Unternehmenstyps einen WACC von über 3.8 Prozent implizieren, können die durchschnittlichen Gestehungskosten infolge solch einer Korrektur geringer ausfallen. Die Gestehungskosten der Niederdruck-Flusswerkunternehmen bleiben in etwa konstant (vgl. Bild Z-2 und Bild Z-6). Der zuvor schon hohe Einfluss der Kapitalkosten—bestehend aus dem Amortisationsaufwand, der Fremd- sowie Eigenkapitalverzinsung—auf die Gestehungskosten bleibt auch nach der Korrektur hin zu kalkulatorische Kosten bestehen.

WACC bestimmt werden. Zur Vereinfachung der Analyse—für die Jahre vor 2008 beispielsweise sind keine offizielle WACC-Angaben von Bundesbehörden vorhanden—nehmen wir jedoch einen WACC für die gesamte Periode von 2000 bis 2016 an. Die Bemessung des WACC basiert auf UVEK (2017) und IFBC (2015). Für eine detaillierte Darstellung der Bemessungsweise siehe Abschnitt 3.4 dieses Berichts.

⁸ Die verfügbaren Daten erlauben keine Korrektur für administrierte Pumppreise, siehe ebenfalls Fussnote 3.

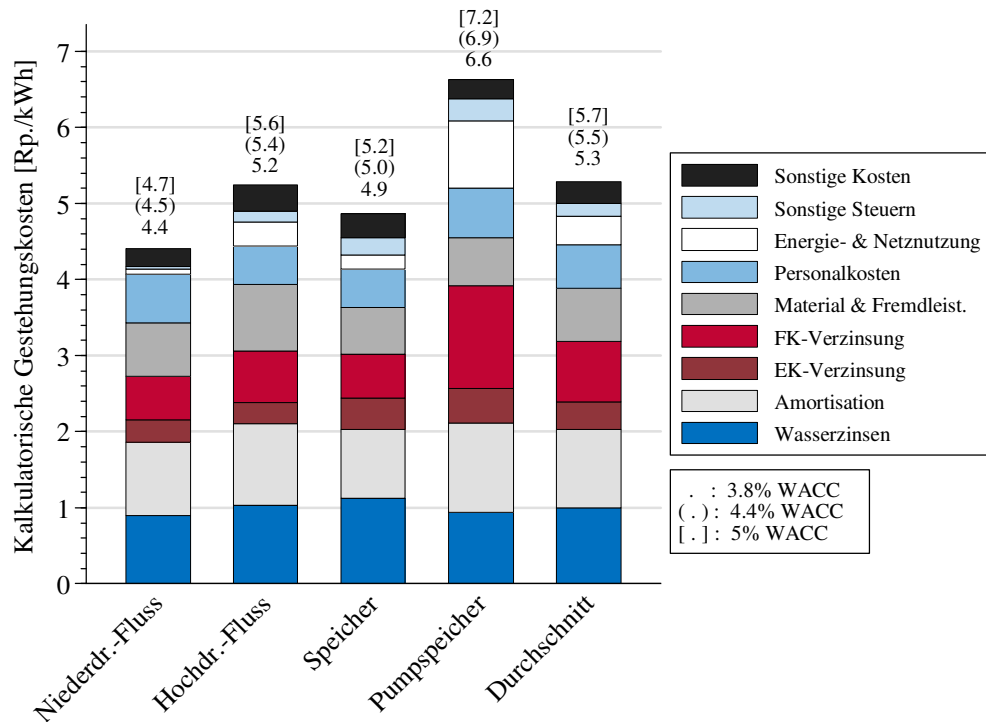


Bild Z-6: Effekt einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung auf die durchschnittlichen Gesteungskosten unter einem nominalen WACC von 3,8, 4,4 oder 5 Prozent, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

Die Rolle der Wasserzins

Der Wasserzins stellt einen der bedeutendsten Kostenblöcke bei der Elektrizitätserzeugung mittels Wasserkraft dar. Zusammen mit den sonstigen Steuern und Abgaben sowie der Ertragssteuer betragen die Abgaben der Wasserkraftunternehmen an die öffentliche Hand in der jüngeren Vergangenheit im Schnitt um die 1,4 Rp./kWh (vgl. Bild Z-7), oder etwas mehr als 25 Prozent der Gesteungskosten. Dieser Wert kann jedoch, wie auch alle übrigen Kostenblöcke, zwischen den einzelnen Unternehmen erheblich variieren.

Der Anteil des Wasserzinses an den Gesamtabgaben an die öffentliche Hand betrug über die Jahre hinweg rund 80 Prozent. Die Niederdruck-Flusswerkunternehmen, welche vorwiegend im Mittelland angesiedelt sind, zahlen pro kWh im Schnitt tiefere Steuern und Abgaben, als dies für die Unternehmen der Bergkantone der Fall ist. Gleichzeitig zeichnen sich erstere durch vergleichsweise tiefe Gesteungskosten aus, weshalb der

Anteil der Steuern und Abgaben an den Gestehungskosten nicht geringer ausfällt als bei den übrigen drei Unternehmenstypen.

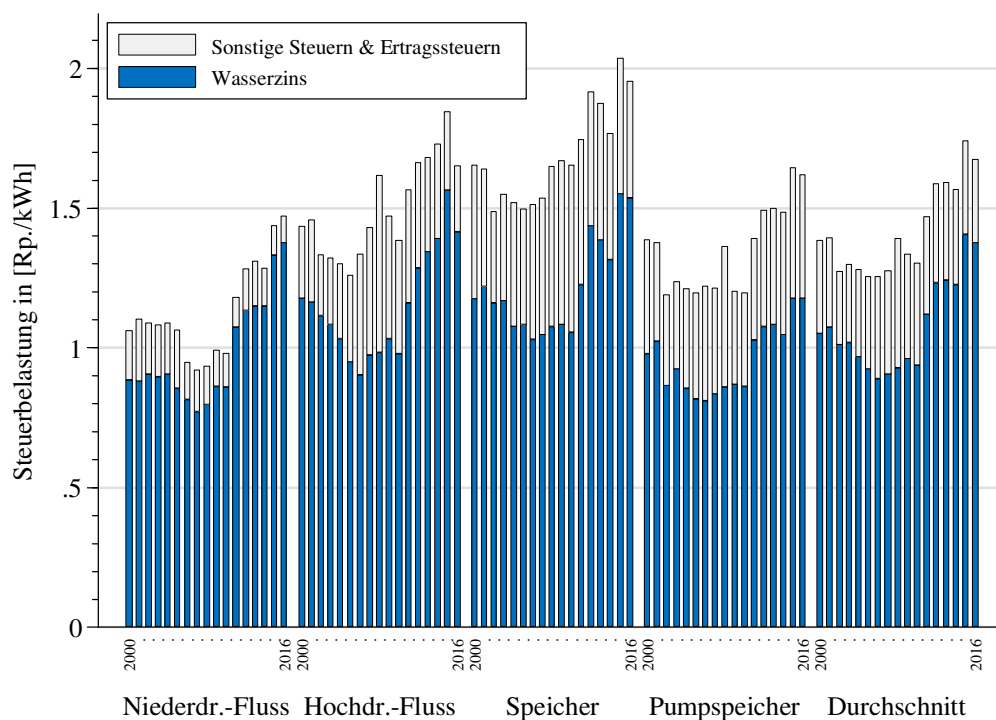


Bild Z-7: Verlauf der durchschnittlichen Belastung der Wasserkraftunternehmen innerhalb der einzelnen Unternehmenskategorien infolge der zu entrichtenden Steuern und Abgaben (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

Die Berechnung des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximalsatzes beruht auf Faktoren (nutzbares Gefälle und zur Verfügung stehende Wassermengen), welche von einem Unternehmen während des Betriebs kaum beeinflusst werden können. Aus der oftmals fixen Abschöpfungshöhe der Wasserzinse resultieren für die Verfügungsberechtigten zwar über die Zeit hinweg vergleichsweise stabile Einnahmen, was im Rahmen der Finanzplanung von Vorteil sein kann. Für die Wasserkraftunternehmen hingegen ergeben sich daraus nicht steuerbare Schwankungen in den Gestehungskosten pro kWh.

Investitionen in Sachanlagen

Im Schnitt wurden in den vergangenen 17 Jahren pro Unternehmen jährlich 43'000 CHF/MW in Sachanlagen investiert. Davon überdurchschnittlich profitiert haben Niederdruck-Fluss- sowie Pumpspeicherwerkunternehmen. Liegt der Fokus lediglich auf den vergangen sieben Jahren ab 2010, so dominiert aufgrund Investitionen in Erneuerungs- und Erweiterungsprojekte die Pumpspeichertechnologie. Das Investitionsniveau zwischen den einzelnen Unternehmen ist stark heterogen. In den letzten Jahren ist ein deutlicher Rückgang in den Investitionen erkennbar, hin zu einem Niveau, welches demjenigen zu Beginn des Jahrtausends annähernd entspricht (vgl. Bild Z-8).

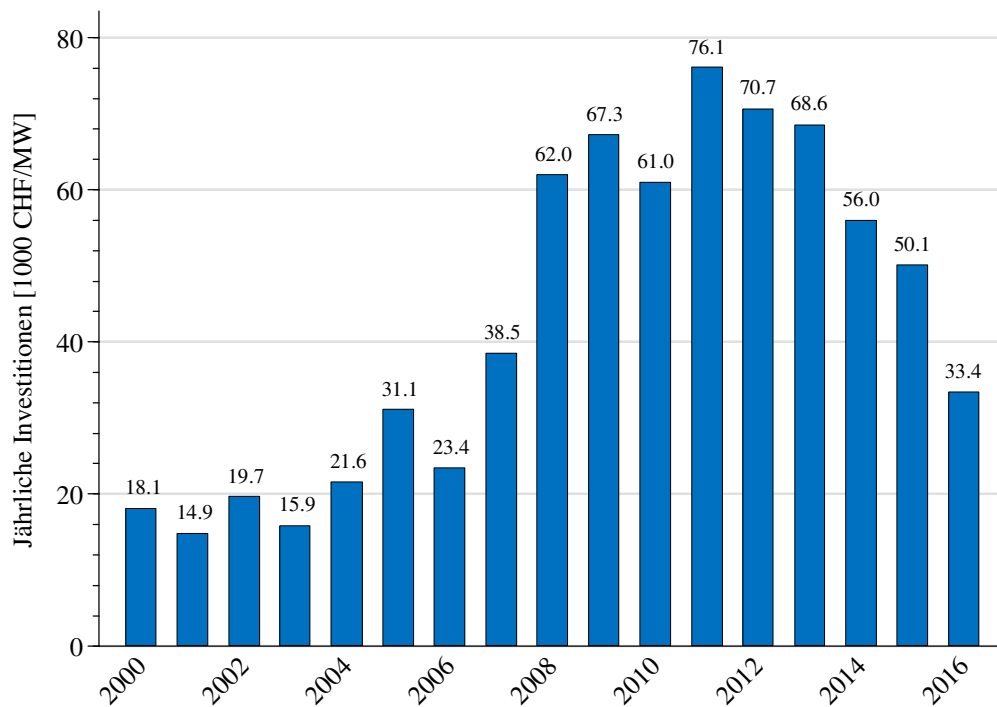


Bild Z-8: Entwicklung der Investitionen pro MW installierter Leistung der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

Der Anlagenwert (Buchwert, d.h. der Wert nach Abschreibungen) der Stichprobe betrug im Jahr 2016 insgesamt 11.26 Milliarden CHF bzw. rund 0.953 Millionen CHF pro MW installierter Leistung.⁹

Kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit

Im Rahmen der Beurteilung der Entwicklung der kurzfristigen Wettbewerbsfähigkeit wird untersucht, inwiefern sich das Marktumfeld bezüglich der erwirtschaftbaren Erträge zwischen den Jahren 2000 und 2016 für die Wasserkraft veränderte. Dazu wird analysiert, inwieweit die in der Stichprobe enthaltenen Wasserkraftunternehmen während dieses Zeitraums in der Lage waren, ihre Kosten zu decken. Aufgrund der Partnerwerkstruktur können dafür jedoch nicht die in den Geschäftsberichten ausgewiesenen Erträge verwendet werden. Der Abgleich beruht stattdessen auf den Elektrizitätspreisen, d.h. die kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit wird anhand eines Abgleichs der auf den Gestehungskosten¹⁰ basierenden jährlichen Merit Order der 60 Unternehmen mit den Jahresdurchschnitten der Marktpreise beurteilt.¹¹

Die von einem Wasserkraftwerk erzeugte Elektrizität wird in der Regel in verschiedene Marktsegmente abgesetzt, wobei diese Marktsegmente unterschiedliche Preise implizieren. Unternehmensspezifische Angaben zu den in einem Jahr jeweils bedienten Marktsegmenten und den damit verbundenen Preisen sind jedoch nicht verfügbar.

⁹ Aufgrund unterschiedlicher Abschreibungsprinzipien entspricht dieser Wert nicht dem volkswirtschaftlichen Anlagenwert.

¹⁰ Alternativ hätte untersucht werden können, inwiefern die Wasserkraftunternehmen mindestens ihre variablen Kosten decken konnten. Gemäss dem Modell der vollständigen Konkurrenz sollte ein Unternehmen dann den Betrieb einstellen, wenn die variablen Kosten nicht mehr gedeckt sind. Bei der von langfristigen und hohen Investitionen geprägten Wasserkraft sind die variablen Kosten jedoch vergleichsweise tief (siehe hierzu beispielsweise Bild 3-1 auf S. 23), was dazu führt, dass diese zumeist gedeckt sind. Auf eine Analyse bezüglich des Deckungsgrads der variablen Kosten wurde deshalb verzichtet.

¹¹ Im Rahmen eines solchen Abgleichs ist zu beachten, dass der Schweizer Wasserkraftsektor von drei Gruppen von Wasserkraftunternehmen charakterisiert wird. Die erste Gruppe besteht aus Wasserkraftunternehmen, welche ihre Elektrizität auf dem freien Markt absetzen, d.h. diese Unternehmen besitzen kein Monopol und deren Rentabilität wird durch den europäischen Marktpreis stark beeinflusst. Die zweite Gruppe von Wasserkraftunternehmen verkauft ihre Elektrizitätsproduktion in einem Monopol an Endkonsumenten. Die dritte Gruppe stellt eine Mischform der ersten und zweiten Gruppe dar.

Vereinfachend basiert der Abgleich mit den Marktpreisen deshalb auf den Spotmarktpreisen—dem SWEF für die Jahre 2000 bis 2006 und dem Swissix ab 2007—sowie einer groben Approximation der Vertragsenergiepreise von ausserbörslich geregelten Elektrizitätslieferungen. Aufgrund der vereinfachenden Annahmen bezüglich der Marktpreise sowie der Gestehungskosten handelt es sich hier um einen ersten explorativen Versuch zur Darstellung der kurzfristigen Wettbewerbsfähigkeit.

Gegeben die Ausführungen von vorhin, wonach die gemäss den pagatorischen Erfolgsrechnungen bestimmten Gestehungskosten Verzerrungen bezüglich der Kapitalverzinsung, und dabei insbesondere bezüglich der Eigenkapitalverzinsung, zur Folge haben, wird ein Abgleich sowohl gegenüber den pagatorischen als auch approximierten kalkulatorischen Gestehungskosten vorgenommen. Im Vergleich zum pagatorischen führt der kalkulatorische Ansatz, welcher auf der Annahme eines nominalen WACC von 3.8 Prozent beruht, zu durchschnittlich geringeren Gestehungskosten.

Die Analyse zeigt, dass sich das aus unseren Annahmen hervorgehende schemenhafte Marktumfeld zu Beginn des Jahrtausends bis ins Jahr 2008 infolge der durchschnittlich tendenziell steigenden Spotmarktpreise kontinuierlich verbesserte, und insbesondere während den Jahren 2005 bis 2008 als ausserordentlich gut bezeichnet werden kann. Dies waren auch jene Zeiten, als einige der sich momentan in der Umsetzung befindenden Grossprojekte in Angriff genommen wurden und die Politik eine Erhöhung der Wasserzinse auf 100 respektive 110 CHF pro kW beschloss, was nun die Gestehungskosten der betreffenden Unternehmen erhöht.

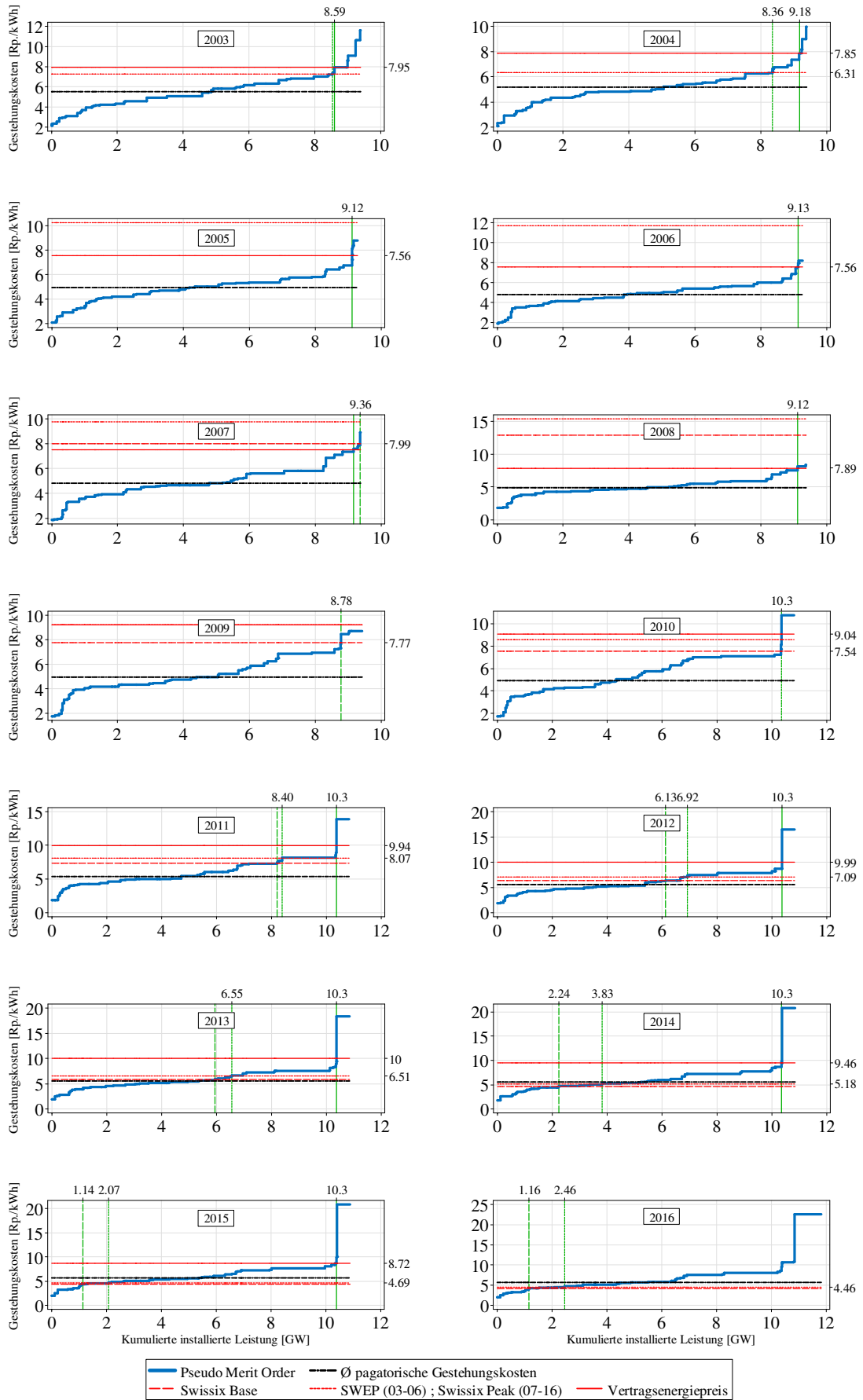


Bild Z-9: Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen (pagatorische Erfolgsrechnung).

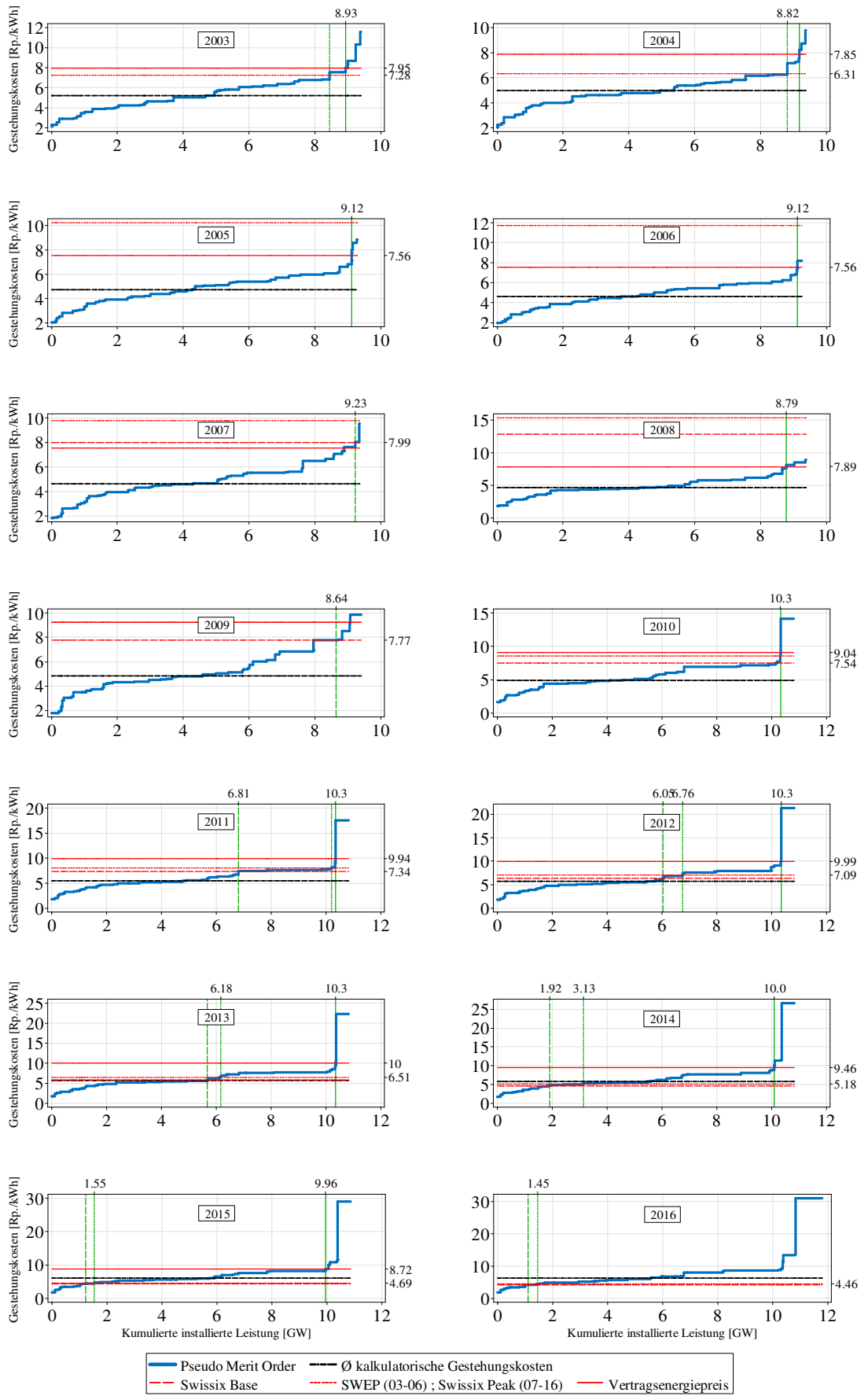


Bild Z-10: Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen (kalkulatorische Kapitalkosten unter einem nominalen WACC von 3.8 Prozent).

Aus den resultierenden Grafiken (vgl. Bild Z-9 und Bild Z-10) lässt sich diejenige Kapazität ablesen, deren Gesteungskosten in einem spezifischen Jahr unter den jeweiligen Preisen zu liegen kamen.¹² Die von der Elektrizitätswirtschaft oftmals angetönte Beobachtung, dass sich in der jüngeren Vergangenheit der ökonomische Vorteil der Wasserkraft geschmälert hat, scheint sich durch den hier vorgenommenen Abgleich teilweise zu bestätigen. Seit dem Beginn der Finanzkrise und den etwa zeitgleich aufkommenden Überkapazitäten sowie der ansteigenden subventionierten Einspeisung neuer erneuerbarer Energien sind die mittleren Spotpreise rückläufig, währenddem die Vertragsenergiepreise relativ konstant geblieben sind. Es lässt sich ausserdem erkennen, dass der „Spread“, d.h. die Preisdifferenz zwischen den Spitzen- und Schwachlastperioden, in den letzten Jahren tendenziell sank und ab dem Jahr 2013 beinahe nicht mehr existierte.

Die Merit Order Struktur der einzelnen Unternehmenstypen zeigt, dass die sich ändernde Marktsituation die vier Typen in unterschiedlichem Masse betrifft. Währenddem es sich beim niederen Teil der Merit Order um Niederdruck-Flusswerkunternehmen handelt, dürften insbesondere die Pumpspeicherwerkunternehmen infolge ihrer vergleichsweise hohen Gesteungskosten und des abnehmenden Spreads zunehmend Mühe bekommen, ihre Elektrizität gewinnbringend abzusetzen. Einzelne Unternehmen, sofern sie ihre Elektrizität hauptsächlich auf dem offenen Markt absetzen, waren in den letzten Jahren wohl vermehrt nicht mehr in der Lage, ihre gesamten Gesteungskosten zu decken.¹³ Generell weisen die Unternehmen auf der rechten Seite der Merit Order eine vergleichsweise tiefe Eigenkapitalrendite auf, sofern sie auf dem offenen Markt tätig sind (entsprechend der Wasserkraftunternehmensgruppe 1, vgl. Fussnote 11).

¹² Am rechten Bildrand (vgl. Bild Z-9 und Bild Z-10) sind jeweils die Gesteungskosten abgetragen, bei welchen die Marktpreise (rote Linien) die Merit Order schneiden. Die senkrechten grünen Linien führen von diesen Schnittpunkten an den oberen Bildrand zu den Kapazitätsangaben. Im Jahr 2016 beispielsweise lagen—unter der Annahme von approximativen kalkulatorischen Kosten—ca. 1.11 GW bzw. 1.45 GW der beobachteten installierten Leistung von 11.8 GW, d.h. rund 9 bzw. 12 Prozent, unter den durchschnittlichen Schwach- bzw. Spitzenlastpreisen.

¹³ Dazu sei angemerkt, dass die bei Muttergesellschaften anfallen Kosten zur Koordinierung und Vermarktung der Elektrizitätserzeugung nicht in den Geschäftsberichten der Partnerwerke mitberücksichtigt sind. Der Anteil der ausschliesslich der Wasserkraft direkt zuschreibbaren Kosten kann wohl aber als vergleichsweise gering eingestuft werden.

Fazit

Die in der Studie erhaltenen Ergebnisse lassen folgende Schlussfolgerungen zu:

- ① Die Gestehungskosten weisen sowohl zwischen den Unternehmenstypen als auch zwischen den einzelnen Unternehmen teilweise erhebliche Unterschiede auf. Niederdruck-Flusswerkunternehmen können ihre Elektrizität zu den tiefsten durchschnittlichen Gestehungskosten erzeugen. Allen Unternehmen gemein ist der beträchtliche Einfluss der Wasserzinsen und Kapitalkosten auf die durchschnittlichen Gestehungskosten.
- ② Aufgrund der hohen Kapitalintensivität der Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft stellen die Kapitalkosten—bestehend aus Abschreibungen, Finanzaufwand und Gewinn vor Steuern, wobei letzterer die Verzinsung des Eigenkapitals approximieren soll—mit einem Gewicht von beinahe 40 Prozent an den pagatorischen Gestehungskosten den grössten Kostenfaktor dar.
- ③ Infolge der starren Struktur des Wasserzinssystems, welche zu einer nicht wertorientierten bzw. marktorientierten Besteuerung des Inputfaktors des Wassers führt, wird die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft gegenüber ihren Konkurrenztechnologien zu einem gewissen Grade geschwächt.
- ④ Während zu Beginn des betrachteten Zeitraums die Unternehmen im Schnitt ihre Gestehungskosten senken konnten, sind diese in den jüngeren Jahren aufgrund gestiegener Wasserzinsabgaben und einem—vor allem bei den Pumpspeicherwerkunternehmen—erhöhten Finanz- und Amortisationsaufwand wieder angestiegen. Hingegen wurde in den letzten drei Jahren die Rendite auf das in den Kraftwerken eingelagerte Eigenkapital verringert.
- ⑤ In den vergangenen 17 Jahren wurden durchschnittlich pro Unternehmen jährlich 43'000 CHF/MW in Sachanlagen investiert. Davon überdurchschnittlich profitiert haben Niederdruck-Fluss- sowie Pumpspeicherwerkunternehmen. Das Investitionsniveau zwischen den einzelnen Unternehmen ist stark heterogen. In den Jahren

ab 2012 ist ein Rückgang in den Investitionen erkennbar, hin zu einem Niveau, welches annähernd demjenigen zu Beginn des Jahrtausends entspricht.

- ⑥ Die approximative Korrektur hin zu einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung, d.h. einem WACC von 3.8 Prozent, ergibt im Schnitt über die Jahre hinweg für alle Technologietypen und insbesondere für die Hochdruck-Fluss- und Speicherwerkunternehmen geringere Gestehungskosten.
- ⑦ Der zur Beurteilung der kurzfristigen Wettbewerbsfähigkeit vorgenommene Abgleich der Gestehungskosten pro kWh mit dem allgemeinen Marktumfeld bezüglich der Elektrizitätspreise zeigt, dass sich in den letzten Jahren die Situation einiger Unternehmen in Hinblick auf eine kostendeckende Elektrizitätserzeugung verschlechtert haben dürfte, falls diese auf dem offenen Markt tätig sind. Im Gegensatz dazu können die Jahre zu Beginn des neuen Jahrtausends bis 2008 als diesbezüglich gut bezeichnet werden. Nicht nur die individuellen Unternehmen selbst, sondern auch die vier Unternehmenstypen sind von der sich ändernden Marktsituation in unterschiedlichem Masse betroffen. Insbesondere die Pumpspeicherwerkunternehmen dürften infolge ihrer vergleichsweise hohen Gestehungskosten und des abnehmenden Spreads zunehmend Mühe bekunden, ihre Elektrizität gewinnbringend abzusetzen. Die Analyse anhand approximierter kalkulatorischer Kosten—basierend auf einem nominalen WACC von 3.8 Prozent—zeigt eine ähnliche Entwicklung, wengleich sich hier die Situation infolge der durchschnittlich verminderten Gestehungskosten etwas entschärft. Generell weisen die Unternehmen auf der rechten Seite der Merit Order eine vergleichsweise tiefe Eigenkapitalrendite auf, sofern sie die erzeugte Elektrizität auf dem freien Markt absetzen. Unternehmen jedoch, welche in einem Gebietsmonopol tätig sind (d.h. ihre Elektrizität an gebundene Kunden abgeben), können unabhängig vom Marktpreis sämtliche Gestehungskosten weiterhin decken.

Die vorliegenden Analysen zeigen, dass sowohl die Kostenstrukturen, als auch die Gestehungskosten pro kWh sowie die kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftunternehmen, relativ heterogen bezüglich der Technologie oder des Produktionsstandortes sind. Als Folge davon können einige Unternehmen, gegeben die momentan herausfordernde Marktsituation, wohl noch immer eine angemessene Eigenkapitalrendite erwirtschaften, währenddem dies für andere Unternehmen schwieriger ist. Falls die gegenwärtige Marktsituation für längere Zeit anhalten wird, dürften Investitionen in Erneuerungen oder Neubauten von Wasserkraftanlagen in einigen Fällen wenig attraktiv sein.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung, Problemstellung und Zielsetzung	1
1.1	Schweizer Wasserkraft und ihre Rolle in der Elektrizitätserzeugung.....	1
1.2	Problemstellung	5
1.3	Zielsetzung	7
2	Verwendete Daten und Datenanpassungen	9
2.1	Typologisierung der Wasserkraftunternehmen	10
2.2	Sonstige Datenanpassungen	12
2.3	Verwendete Daten	14
3	Gestehungskostenanalyse	19
3.1	Kostenbestandteile und Methoden zur Berechnung der Gestehungskosten.....	19
3.2	Ansatz 1—Pagatorische Gestehungskosten	22
3.3	Verzerrungen in der pagatorischen Kapitalverzinsung.....	31
3.3.1	Pagatorische Eigenkapitalrendite und Fremdkapitalverzinsung	31
3.3.2	Implikationen der Partnerwerkstruktur	36
3.4	Ansatz 2—Gestehungskosten basierend auf einer kalkulatorischen Verzinsung des Eigen- und Fremdkapitals	38
3.5	Rolle der Wasserzinse in der Gestehungskostenstruktur	47
3.5.1	Derzeitige Ausgestaltung des Schweizer Wasserzinssystems	47
3.5.2	Implikation der Wasserzinse auf die Gestehungskosten.....	51
3.6	Investitionen in Sachanlagen	56
4	Kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit	59
4.1	Ermittlung der Spot- und Vertragsenergiepreise	61
4.2	Abgleich mit den Marktpreisen.....	64
5	Fazit	70
A	Anhang	76
A.1	Einfluss von gemittelten Produktionsmengen auf die Erzeugungskosten	76
A.2	Gewichtete Auswertungen	80
A.3	Kalkulatorische Kosten ohne Linth-Limmern	84

A.4	Pseudo Merit Order der Unternehmenstypen.....	85
A.5	Kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit 2000 – 2002.....	87
A.6	Spotmarkt- und Vertragsenergiepreise.....	88

Abbildungsverzeichnis

Bild 1-1:	Entwicklung der Wasserkraft in der Schweiz zwischen 1952 und 2016.....	2
Bild 1-2:	Erste und letzte Inbetriebnahme der heute in Betrieb stehenden Wasserkraftzentralen	4
Bild 1-3:	Jährliche Produktionserwartung, installierte Turbinen- und Pumpkapazitäten nach Regionen und Kantonen	5
Bild 2-1:	Erste und letzte Inbetriebnahmen der Zentralen der 60 Wasserkraftunternehmen	15
Bild 2-2:	Vergleich der Anzahl der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen und der WASTA.....	15
Bild 2-3:	Vergleich der installierten Leistung der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen und der WASTA	15
Bild 2-4:	Vergleich der erwarteten jährlichen Erzeugung der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen und der WASTA	16
Bild 2-5:	Aufteilung der 60 Unternehmen und deren Wasserkraftzentralen bezüglich der Standortkantone für das Jahr 2016	17
Bild 2-6:	Aufteilung der 60 Unternehmen bezüglich des Typs und des Standortkantons für das Jahr 2016	17
Bild 2-7:	Anzahl der Zentralentypen pro Wasserkraftunternehmen.....	18
Bild 3-1:	Prozentuale Aufteilung der pagatorischen Kostenbestandteile der vier Unternehmenskategorien, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016	23
Bild 3-2:	Pagatorische Gestehungskosten der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016	24
Bild 3-3:	Entwicklung der durchschnittlichen pagatorischen Gestehungskosten aller Unternehmen zusammengefasst	26

Bild 3-4:	Verlauf und Variation der pagatorischen Gesteungskosten, aufgeteilt in die vier Unternehmenskategorien.....	27
Bild 3-5:	Pseudo Merit Order der durchschnittlichen pagatorischen Gesteungskosten aller 60 Wasserkraftunternehmen zusammengefasst, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016	30
Bild 3-6:	Pseudo Merit Order der durchschnittlichen pagatorischen Gesteungskosten der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016	30
Bild 3-7:	Pagatorische Eigenkapitalrendite vor Steuern für die Jahre 2000 bis 2016	32
Bild 3-8:	Pagatorische Eigenkapitalrendite nach Steuern für die Jahre 2000 bis 2016	33
Bild 3-9:	Verlauf und Variation der jährlichen pagatorischen Eigenkapitalrendite nach Steuern der vier Unternehmenstypen.....	33
Bild 3-10:	Pagatorische Fremdkapitalverzinsung für die Jahre 2000 bis 2016	35
Bild 3-11:	Verlauf und Variation der jährlichen pagatorischen Fremdkapitalverzinsung der vier Unternehmenstypen	35
Bild 3-12:	Veränderung der Gesteungskosten bei einer kalkulatorischen Kapitalverzinsung unter einem nominalen WACC von 3.8, 4.4 oder 5 Prozent für die Jahre 2000 bis 2016.....	43
Bild 3-13:	Durchschnittliche Gesteungskosten der Jahre 2000 bis 2016 bei einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung unter einem nominalen WACC von 3.8, 4.4 oder 5 Prozent	44
Bild 3-14:	Effekt einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung auf den Verlauf der Gesteungskosten	44
Bild 3-15:	Verlauf der korrigierten Gesteungskosten der Niederdruck-Flusswerkunternehmen	45
Bild 3-16:	Verlauf der korrigierten Gesteungskosten der Hochdruck-Flusswerkunternehmen	45
Bild 3-17:	Verlauf der korrigierten Gesteungskosten der Speicherwerkunternehmen	46

Bild 3-18: Verlauf der korrigierten Gesteungskosten der Pumpspeicherwerk- unternehmen	46
Bild 3-19: Entwicklung des Maximalsatzes des Schweizer Wasserzinses	49
Bild 3-20: Nominale Wasserzinszahlungen der 60 Wasserkraftunternehmen wäh- rend den Jahren 2000 bis 2016	50
Bild 3-21: Verlauf und Variation der von den vier Unternehmenstypen geleisteten Wasserzinszahlungen.....	52
Bild 3-22: Verlauf der durchschnittlichen Belastung der Wasserkraftunternehmen innerhalb der einzelnen Unternehmenskategorien infolge der zu ent- richtenden Steuern und Abgaben.....	53
Bild 3-23: Anteil der Wasserzinse, der sonstigen Steuern und Abgaben sowie der Ertragssteuern an den pagatorischen Gesamtkosten innerhalb der ein- zelnen Unternehmenskategorien.....	53
Bild 3-24: Mittlere Belastung durch Steuern und Abgaben der Unternehmen für die Jahre 2000 bis 2016, aufgeteilt nach Kantonen	54
Bild 3-25: Anteil der Wasserzinse sowie der sonstigen Steuern und Abgaben an den pagatorischen Gesamtkosten der Unternehmen in den jeweiligen Kantonen.....	54
Bild 3-26: Entwicklung der Investitionen pro MW installierter Leistung, Mittel- werte der Jahre 2000 bis 2016	57
Bild 3-27: Verlauf und Variation der Investitionen pro MW installierter Leistung, aufgeteilt in die vier Unternehmenskategorien.....	57
Bild 4-1: Abgleich der Gesteungskosten mit den Marktpreisen (pagatorische Erfolgsrechnung)	66
Bild 4-2: Abgleich der Gesteungskosten mit den Marktpreisen (kalkulatorische Kapitalkosten unter einem nominalen WACC von 3.8 Prozent).....	67
Bild A-1: Vergleich der pagatorischen Gesteungskosten aller Unternehmen zu- sammengefasst unter der Verwendung einer gemittelten und nicht ge- mittelten Produktion	77
Bild A-2: Vergleich der pagatorischen Gesteungskosten der Niederdruck-Fluss- werkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion.....	78

Bild A-3: Vergleich der pagatorischen Gesteungskosten der Hochdruck-Flusswerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion.....	78
Bild A-4: Vergleich der pagatorischen Gesteungskosten der Speicherwerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion	79
Bild A-5: Vergleich der pagatorischen Gesteungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion.....	79
Bild A-6: Prozentuale Aufteilung der gewichteten pagatorischen Kostenbestandteile der vier Unternehmenskategorien, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016	80
Bild A-7: Gewichtete pagatorische Gesteungskosten der vier Unternehmestypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016.....	81
Bild A-8: Entwicklung der durchschnittlichen gewichteten pagatorischen Gesteungskosten aller Unternehmen zusammengefasst	81
Bild A-9: Verlauf und Variation der jährlichen gewichteten pagatorischen Eigenkapitalrendite nach Steuern der vier Unternehmestypen	82
Bild A-10: Verlauf und Variation der jährlichen gewichteten pagatorischen Fremdkapitalverzinsung der vier Unternehmestypen	82
Bild A-11: Durchschnittliche gewichtete Gesteungskosten bei einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung unter einem nominalen WACC von 3,8, 4,4 oder 5 Prozent	83
Bild A-12: Verlauf und Variation der von den vier Unternehmestypen geleisteten gewichteten Wasserzinszahlungen	83
Bild A-13: Verlauf der korrigierten Gesteungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen ohne Mitberücksichtigung von Linth-Limmern	84
Bild A-14: Pseudo Merit Order der pagatorischen Gesteungskosten der Niederdruck-Flusswerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016.....	85
Bild A-15: Pseudo Merit Order der pagatorischen Gesteungskosten der Hochdruck-Flusswerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016.....	85

Bild A-16: Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Speicherwerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016.....	86
Bild A-17: Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016	86
Bild A-18: Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen für die Jahre 2000 bis 2002.....	87
Bild A-19: Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen für die Jahre 2000 bis 2002 (kalkulatorische Kapitalkosten unter einem nominalen WACC von 3.8 Prozent).....	87
Bild A-20: Verläufe der Marktpreise	88
Bild A-21: SWEP-, Swissix Base- und Peak-Preise.....	89

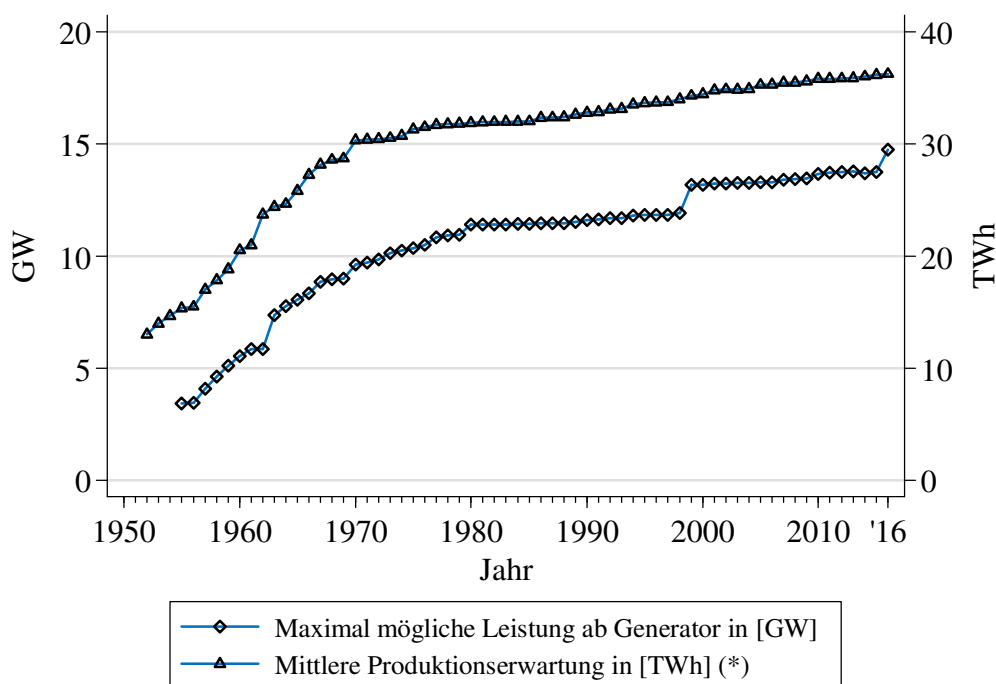
(Diese Seite wurde absichtlich leergelassen)

1 Einleitung, Problemstellung und Zielsetzung¹⁴

1.1 Schweizer Wasserkraft und ihre Rolle in der Elektrizitätserzeugung

In den vergangenen 10 Jahren (2007 bis 2016) betrug der Anteil der Wasserkraftnutzung an der Landeserzeugung rund 59 Prozent. Mit ca. 33 Prozent steuerte die Kernkraft den Grossteil an die verbleibende Menge bei (BFE, 2017a). Die zuverlässige, mit relativ geringen externen Kosten sowohl Band- als auch Spitzenenergie bereitstellende Wasserkraft ist seit den Anfängen der schweizerischen Elektrizitätsversorgung deren bedeutendster Pfeiler. Wie Bild 1-1 zeigt, hat sich der Ausbau der hiesigen Wasserkraft seit den 1970er Jahren stark verlangsamt. Zwischen den Jahren 1955 und 1970 nahm die installierte Leistung ab Generator der Wasserkraftwerke um 6.2 GW zu, was ein jährliches Plus von 4.1 Prozent impliziert. Die mittlere Produktionserwartung stieg gleichzeitig um 15.0 TWh (plus 2.7 Prozent pro Jahr). Seit 1971 bis ins Jahr 2016 hingegen erhöhte sich die installierte Leistung lediglich um 5.0 GW. Dies entspricht einer Wachstumsrate von 0.9 Prozent pro Jahr. Innerhalb desselben Zeitraums steigerte sich die mittlere Produktionserwartung um 5.9 TWh, was einem Wachstum von rund 0.4 Prozent pro Jahr gleichkommt.

¹⁴ Bei diesem Bericht handelt es sich um eine Aktualisierung des Berichts von Filippini und Geissmann (2014). Die Struktur und der Inhalt des ursprünglichen Berichts wurden in einigen Teilen leicht angepasst: Die Grafiken und Tabellen wurden aktualisiert mit Daten bis 2016. Ferner wurde ein Abschnitt über Investitionen eingeführt. Filippini et al. (2018) haben das Modell zur Schätzung der Kosteneffizienz in Filippini und Geissmann (2014) bereits erweitert. Die vorliegende Studie beinhaltet deshalb keine erneute Schätzung der Kosteneffizienz.



(*) Pumpenergie für saisonale Speicherung inklusive; ohne Umwälzbetrieb.

Bild 1-1: Entwicklung der Wasserkraft in der Schweiz zwischen 1952 und 2016.¹⁵
[Quelle der Rohdaten: BFE (2017d)]

Im Vergleich zu den beiden Jahrzehnten zuvor (70er und 80er Jahre) hat gemäss Bild 1-2 in der jüngeren Vergangenheit der Zubau und insbesondere die Nachrüstung schon bestehender Wasserkraftzentralen zugenommen. Ein Faktor dafür ist, dass heute die wirtschaftlich interessanten Wasserkraftpotentiale in der Regel schon genutzt werden oder Auflagen zum Natur und Landschaftsschutz einen Neubau von Wasserkraftwerken an geeigneten, derzeit unbebauten Standorten verbieten. Obendrein sind einige der aus der Blütezeit des Wasserkraftzubaus stammenden Werke in die Jahre gekommen und ein Nachrüsten derer ist deshalb vermehrt technisch notwendig geworden. Spätestens seit Mitte der 1980er Jahre ist ausserdem die Kernenergie als alternative inländische Stromerzeugungstechnologie umstritten und die Gelder zur Erhöhung der inländischen

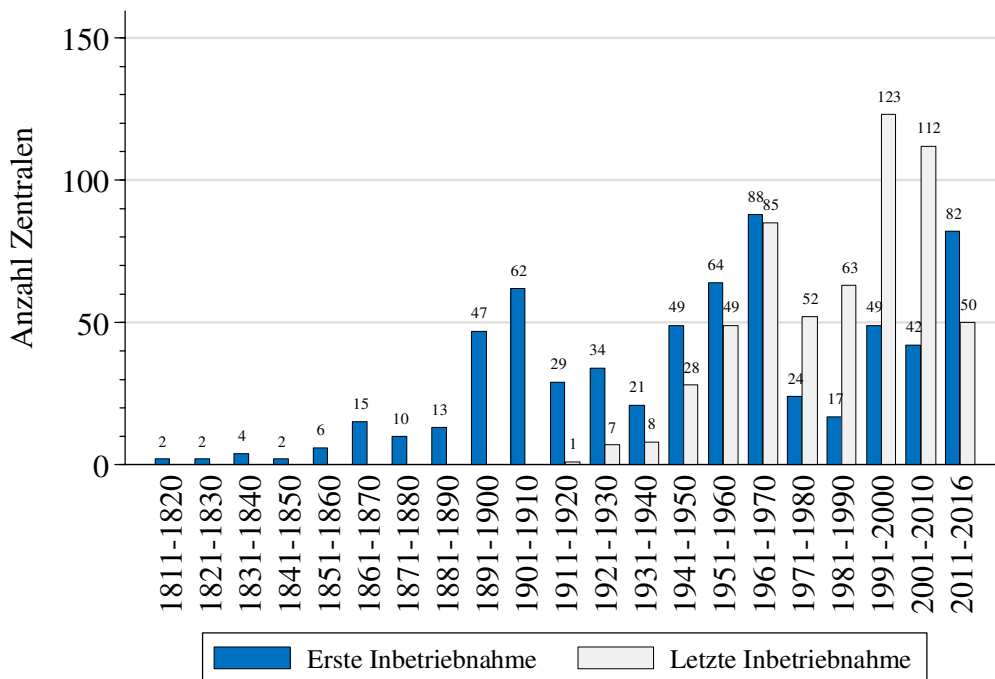
¹⁵ Die Grafik beinhaltet Zentralen mit einer Leistung von mindestens 300 kW. Der starke Anstieg der installierten Leistung im Jahr 2000 ist auf den Bau des Speicherkraftwerks Cleuson-Dixence zurückzuführen, derjenige im Jahr 2016 auf Linth-Limmern. Da ein Speicherkraftwerk einen geringeren Kapazitätsfaktor als beispielsweise ein Flusslaufkraftwerk besitzt (vgl. Geissmann (2014)), ist die Zuwachsrate der erwarteten Erzeugung geringer als die der installierten Leistung.

Stromerzeugung kommen somit wieder verstärkt der Wasserkraft zugute. Des Weiteren konnten mittels der Wasserkraft und insbesondere der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke während den Jahren vor der Finanzkrise und vor dem rasanten Zubau subventionierter neuer erneuerbarer Energien im europäischen Umfeld ansehnliche Gewinne erwirtschaftet werden. Investitionen in die Wasserkraftwerke versprachen deshalb eine gute Rendite.

Aufgrund der hierzulande jeweils vorherrschenden topologischen und hydrologischen Verhältnisse konzentrieren sich die Standortregionen der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke vornehmlich auf die Alpen (vgl. Bild 1-3), währenddem die Laufkraftwerke vorwiegend im Mittelland, und dort insbesondere entlang der grossen Flüsse wie beispielsweise Rhein, Aare oder Rhone anzutreffen sind. Gemäss Bild 1-3 stehen in den drei Kantonen Wallis, Graubünden und Tessin rund 56 Prozent der landesweit in Betrieb stehenden Turbinenleistung (maximal mögliche Leistung ab Generator) von derzeit total 15.5 GW und ca. 26 Prozent der Pumpleistung von 2.5 GW im Einsatz. Entsprechend erbringen diese drei Kantone rund 53 Prozent der durchschnittlichen jährlichen Produktionserwartung von 39.9 TWh.

Die Schweizer Energiepolitik misst der Wasserkraft in den Energieszenarien und -strategien weiterhin auch bis 2050 den höchsten Anteil an der Landeserzeugung zu und teilt ihr somit auch für die Zukunft eine vorrangige Rolle zu (siehe BFE (2007), BFE (2011) und BFE (2013)).¹⁶ Das Wasserkraftpotential zur Erzeugung von Bandenergie sowie die Speicher- und insbesondere Pumpspeicherkapazitäten gelten, auch für die europäischen Nachbarstaaten, als für eine erfolgreiche Neuausrichtung des Elektrizitätsversorgungssystems von grosser Relevanz.

¹⁶ Gemäss der vom Bundesrat im September 2013 veröffentlichten Botschaft zum ersten Massnahmepaket der Energiestrategie 2050 soll die Wasserkraft im Jahr 2035 im langjährigen Schnitt eine Elektrizitätsmenge von 37.4 TWh und bis ins Jahr 2050 gar 38.6 TWh zur Landeserzeugung beisteuern (Bundesrat, 2013). Am 21. Mai 2017 hat das Volk das revidierte Energiegesetz angenommen.



Zentralen mit Status 'im Bau' oder 'ausser Betrieb' sind nicht mitberücksichtigt.

Bild 1-2: Erste und letzte Inbetriebnahme der heute in Betrieb stehenden Wasserkraftzentralen¹⁷ (mit einer Leistung ≥ 300 kW), eingeteilt in Perioden von zehn Jahren (Stand 1. Januar 2017).
[Quelle der Rohdaten: BFE (2017c)]

¹⁷ In der Zentrale eines Wasserkraftwerks befinden sich die Turbinen und Generatoren. Ein Wasserkraftwerk kann aus mehreren Zentralen bestehen. Ist dies der Fall, so werden sämtliche Zentralen eines Wasserkraftwerks separat in der vom Bundesamt für Energie (BFE) publizierten Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) aufgeführt. Falls der feine Unterschied zwischen den beiden Begriffen eine Relevanz bezüglich der korrekten Interpretation einer Aussage aufweist, so wird in dieser Studie anstatt des Begriffs des „Kraftwerks“ auch der Begriff der „Zentrale“ verwendet. Gemäss der WASTA (BFE, 2017c) standen am 1. Januar 2017 in der Schweiz 662 Wasserkraftzentralen mit einer maximal möglichen Leistung von mindestens 300 kW in Betrieb.

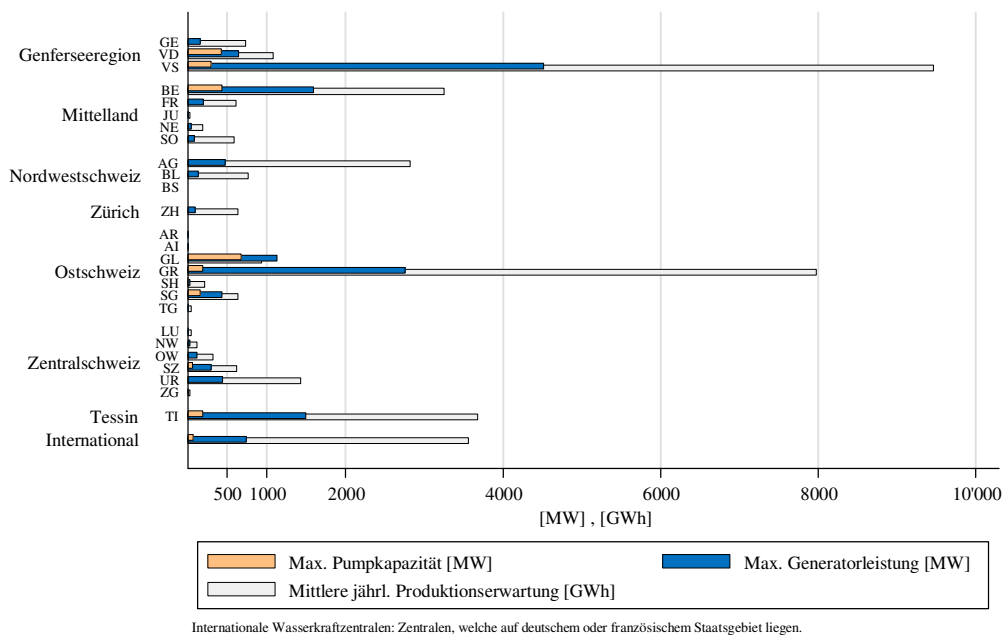


Bild 1-3: Jährliche Produktionserwartung, installierte Turbinen- und Pumpkapazitäten nach Regionen und Kantonen (Stand 1. Januar 2017).
 [Quelle der Rohdaten: BFE (2017c)]

1.2 Problemstellung

Die Schweizer Wasserkraft, und insbesondere die Speicher- und Pumpspeicherwerke, ist seit jeher in den länderübergreifenden Strommarkt eingebunden und damit abhängig von den europäischen Strommarktpreisen. Gleichzeitig erfordert die Wasserkraft kapitalintensive, langfristige Investitionen und ist deshalb angewiesen auf ein Marktumfeld, welches es erlaubt, langfristige Prognosen zu erstellen. Als vergleichsweise saubere Energiequelle mit geringen Treibhausgasemissionen (abgesehen von allfälligen indirekten Emissionen aufgrund des Pumpenergieverbrauchs) hängt die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft ausserdem positiv mit dem Grad der Internalisierung der externen Kosten anderer Elektrizitätserzeugungstechnologien zusammen.

Einhergehend mit gleichgerichteten Bestrebungen auf europäischer Ebene nahm vor rund zehn Jahren die Liberalisierung des Schweizer Strommarkts in Form einer Entflechtung der Elektrizitätsunternehmen in einen regulierten Übertragungsnetzbetreiber „Swissgrid“ und kompetitive Versorgungsunternehmen ihren Anfang. Seit dem 1. Januar

2009 ist der hiesige Strommarkt partiell geöffnet, d.h. Grosskunden ab einem Jahresverbrauch von 100 MWh können ihren Anbieter frei wählen. Ursprünglich sollte dies ab 2018 auch Kleinverbrauchern ermöglicht werden. Im Stromversorgungsgesetz ist vorgesehen, dass die Bestimmungen zur vollen Marktöffnung fünf Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes durch einen dem fakultativen Referendum unterstehen Bundesbeschluss hätten in Kraft gesetzt werden sollen. Die volle Marktöffnung wurde im Jahr 2016 vom Bundesrat jedoch bis auf weiteres verschoben. Die Liberalisierung bewirkt, dass sich die von den Wasserkraftunternehmen eingegangenen Investitionsrisiken vermehrt nicht mehr auf die Endverbraucher überwälzen lassen.

Nach Jahren, in denen die Wasserkraft ansehnliche Gewinne abwarf, gerät deren Wirtschaftlichkeit nun vermehrt unter Druck. Gemäss den Schweizer Elektrizitätsproduzenten hat jedoch nicht primär der mit der Liberalisierung einhergehende wachsende Wettbewerbsdruck die Margen bei der hiesigen Wasserkraft einbrechen lassen, sondern vor allem der Druck auf die Elektrizitätspreise aufgrund von bestehenden Überkapazitäten, tiefen CO₂-, Erdgas- und Kohlepreisen und einer erhöhten Einspeisung grossenteils subventionierter neuer erneuerbaren Energien im europäischen Raum.

Währenddem die derzeitigen Überkapazitäten auf dem europäischen Strommarkt teilweise auf Investitionen in Kapazitätsausbauten basierend auf zu optimistischen Annahmen seitens der Energieunternehmen zurückgeführt werden können, sind die Subventionen der neuen erneuerbaren Energien politischer Natur. Diese Subventionen können durch die darin häufig vorgesehene fixe Einspeisevergütung zu marktverzerrenden Effekten in Form von Strompreisen führen, welche teilweise unter den marginalen Gestehungskosten der einspeisenden Technologien liegen. Aber nicht nur die heutigen Marktpreise für Elektrizität selbst, auch die Preise für diesbezüglich relevante Güter wie beispielsweise CO₂-Zertifikate sind stark von den hierzulande sowie in Drittstaaten jeweils gefällten energiepolitischen Entscheiden abhängig und damit in der momentanen Umbruchphase schwer vorhersehbar. Einhergehend mit diesen Faktoren sind in den letzten Jahren die Abgaben für die hiesige Wasserkraft gestiegen. So wurden die Wasserzinse zu Beginn des Jahres 2011 um 25 Prozent und Anfangs 2015 nochmals um 10 Prozent auf insgesamt 110 Franken pro Kilowattbruttoleistung erhöht. Heute tragen die Wasserzinse bei den in

dieser Studie betrachteten Kraftwerksunternehmen im Schnitt rund 25 Prozent zu den Gesteungskosten bei.

Die Wasserkraft ist, sowohl aufgrund ihrer zuverlässigen Lieferung von emissionsarmer Bandenergie als auch dank ihren Speichermöglichkeiten, in absehbarer Zeit noch unabdingbar für eine erfolgreiche Neuausrichtung des Elektrizitätsversorgungssystems sowie einen möglichst hohen Eigenversorgungsgrad an Elektrizität, welches grundlegende Ziele der Energiestrategie 2050 sind. Zudem stellen die Wasserzinse, insbesondere bei einigen Bergkantonen und -gemeinden, teilweise eine substanzielle Einnahmequelle der öffentlichen Hand dar, wodurch der Wasserkraft ebenfalls eine nicht zu unterschätzende fiskalpolitische Bedeutung zukommt. In diesem Spannungsfeld gilt es nun politische Lösungen zu finden, um den wirtschaftlichen Betrieb und damit die Stellung der Schweizer Wasserkraft auch in Zukunft zu sichern.¹⁸

Die hier vorliegende Studie ist im Kontext der politischen Debatte auf Bundesebene zu verstehen. Sie soll Aufschluss geben über die momentanen Gesteungskosten und deren Entwicklung, die Investitionstätigkeit sowie die kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft.

1.3 Zielsetzung

Diese Aktualisierung der Studie von Filippini und Geissmann (2014) basiert auf einem vom Center for Energy Economics and Policy (CEPE) der ETH Zürich erfassten

¹⁸ Beispiele sind geplante Investitionsbeiträge für Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW und für erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen von bestehenden Anlagen mit einer Leistung von mindestens 300 kW (Energiegesetz EnG Art. 24 Abs. 2). Diese werden über einen Netzzuschlag finanziert. Für Grosswasserkraftanlagen stehen dabei jährlich 0.1 Rp./kWh zur Verfügung, was ca. 60 Mio. CHF pro Jahr entspricht. Zudem können Betreiber von bestehenden Grosswasserkraftanlagen, welche ihre Elektrizität am Markt unter Gesteungskosten verkaufen, in den Jahren 2018 bis 2022 von einer Marktprämie von maximal 1 Rp./kWh profitieren (EnG Art. 30 Abs. 1). Diese Marktprämie wird über einen Netzzuschlag von 0.2 Rp./kWh finanziert, wodurch jährlich rund 100 bis 120 Mio. CHF zur Verfügung stehen. Marktprämienberechtigte mit Kunden in der Grundversorgung haben die Möglichkeit, ihren Wasserkraftstrom zuerst an diese Kunden abzusetzen. Für die Bestimmung der marktprämienberechtigten Menge an Elektrizität wird das gesamte Absatzpotenzial in der Grundversorgung abgezogen (EnG Art. 31).

Datensatz mit detaillierten finanziellen Kennzahlen zum Schweizer Wasserkraftwerkpark. Die Daten umfassen ausschliesslich reine Wasserkraftunternehmen, wobei es sich hierbei häufig um Partnerwerke handelt. Vertikal integrierte Verteilwerke, oder auch Wasserkraftwerke, welche eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) erhalten, werden nicht beachtet. Aufgrund der aktuellen politischen Debatte um die Schweizer Wasserkraft wurde die vorliegende Studie innerhalb kurzer Zeit aktualisiert, weshalb sie den explorativen Vorstudien-Charakter der ursprünglichen Studie von Filippini und Geissmann (2014) beibehält. Mit Hilfe der vorgenommenen Analysen zur Kostenstruktur der Schweizer Grosswasserkraftunternehmen soll unter anderem den folgenden zwei Fragestellungen nachgegangen werden.

- **Gestehungskosten:**

Wie hoch sind die momentanen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftunternehmen und in welchem Masse tragen einzelne Kostenblöcke zu diesen bei? Wie haben sich diese Kosten seit dem Jahr 2000 entwickelt? Existieren strukturelle Unterschiede zwischen den verschiedenen Kraftwerkstechnologien (Speicher, Pumpspeicher, Hoch- und Niederdruck-Laufkraftwerk)? Wie stark wurde in diesen Jahren in die Wasserkraft investiert und bestehen Unterschiede über die Zeit hinweg sowie zwischen den Kraftwerkstypen?

- **Kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit:**

Wie veränderte sich das Marktumfeld bezüglich der erwirtschaftbaren Erträge im Zeitraum der Jahre 2000 bis 2016 für die Wasserkraft? In diesem Rahmen wird in einer explorativen Weise die Frage nach der kurzfristigen Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft behandelt.

Eine Erweiterung des Modells zur Schätzung der Kosteneffizienz in Filippini und Geissmann (2014), welche sowohl die transiente als auch persistente Kostenineffizienz misst, ist in Filippini et al. (2018) zu finden. Die vorliegende Studie beinhaltet deshalb keine Schätzung der Kosteneffizienz. Die Studie kann in zwei Teile gegliedert werden. Der erste Teil befasst sich mit deskriptiven Analysen bezüglich der Kostenstruktur. Der zweite Teil beinhaltet eine qualitative Diskussion der kurzfristigen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft. Auf der methodologischen Ebene werden Elemente der

deskriptiven statistischen Analyse zur Darstellung der Gestehungskosten der Wasserkraftunternehmen verwendet.

2 Verwendete Daten und Datenanpassungen

Innerhalb dieses Berichts wird die finanzielle Lage einer Stichprobe von Schweizer Wasserkraftunternehmen, hauptsächlich bezüglich der ausgewiesenen Kosten, für die Jahre 2000 bis und mit 2016 analysiert. Dazu sind detaillierte finanzielle Angaben zu den Kostenpositionen der Wasserkraftunternehmen vonnöten, für welche jedoch nicht auf systematisch organisierte öffentlich zugängliche Statistiken zurückgegriffen werden kann. Das Center for Energy Economics and Policy (CEPE) der ETH Zürich führt deshalb eine eigene Datenbank, welche auf einem Panel von insgesamt 66 Schweizer Wasserkraftunternehmen (60 Unternehmen im Falle des ausgeglichenen Panels) beruht, deren Geschäftsberichte manuell erfasst wurden. Diese Geschäftsberichte sind nur teilweise öffentlich zugänglich. Bei den Wasserkraftunternehmen handelt es sich zumeist um Partnerwerke, ein Firmenkonstrukt, auf welches in Abschnitt 3.3.2 noch genauer eingegangen wird. Die Datenbank enthält sämtliche in den Geschäftsberichten eines Wasserkraftunternehmens enthaltenen finanziellen Kennzahlen aus der Erfolgsrechnung, Geldflussrechnung und der Bilanz, sowie zahlreiche sonstige Angaben, wie beispielsweise zur jeweils erzeugten Elektrizitätsmenge oder verbrauchten Pumpenergie.

Der Erhalt aussagekräftiger Resultate erfordert eine Zusammenführung der in den Geschäftsberichten enthaltenen Informationen mit sonstigen unternehmensspezifischen technischen Angaben, wie beispielsweise der kumulierten installierten Generatorleistung oder der Produktionserwartung der von einem Unternehmen betriebenen Kraftwerkszentralen. Zu diesem Zweck wurde der Datensatz mit den von den Unternehmen betriebenen Kraftwerkszentralen erweitert. Dies erlaubt, die zentralenspezifischen technischen Angaben, welche durch das Bundesamt für Energie (BFE) in der Statistik der Wasserkraftan-

lagen der Schweiz (WASTA)¹⁹ jährlich veröffentlicht werden, den einzelnen Unternehmen zuzuweisen. Diese zentralenspezifischen technischen Angaben müssen in einem zweiten Schritt auf Unternehmensebene zusammengefasst werden, um sie mit der Aggregationsstufe der Angaben in den Geschäftsberichten in Einklang zu bringen. Eine differenzierte Analyse der Kosten erfordert ausserdem eine Typologisierung der individuellen Unternehmen, basierend auf den zuvor auf Unternehmensebene aggregierten technischen Angaben.

2.1 Typologisierung der Wasserkraftunternehmen

Die unterschiedlichen technischen Eigenschaften zwischen den Kraftwerkstechnologien ermöglichen differenzierte Betriebsweisen der Anlagen, was sich direkt in beispielsweise unterschiedliche Gestehungskostenstrukturen der Unternehmen übersetzt. Deshalb ist zur Berücksichtigung der heterogenen Eigenschaften der Kraftwerkstechnologien—beispielsweise bezüglich der Standortregion oder der saisonalen Verteilung der Jahreserzeugung—eine bautechnische Kategorisierung der Kraftwerkszentralen und eine darauf aufbauende Typologisierung der Wasserkraftunternehmen notwendig.

Verschiedene Faktoren können für die Typologisierung der von einem Unternehmen betriebenen Wasserkraftzentralen in Betracht gezogen werden, was unterschiedliche Möglichkeiten der Typologisierung ergibt. Im Rahmen dieser Studie werden die Unternehmen in vier Kategorien eingeteilt, dabei die bezüglich der Produktionsanteile jeweils vorherrschende Technologieart der vom Unternehmen betriebenen Kraftwerkszentralen widerspiegelnd. Dazu müssen zuerst die von einem Unternehmen betriebenen Wasserkraftzentralen typologisiert werden, wofür auf die WASTA zurückgegriffen wird. Diese differenziert zwischen Fluss-, Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerkszentralen. Wir unterteilen den Typ des Flusswerks zusätzlich nochmals in die beiden Kategorien des Hoch- und Niederdruckflusswerks. Dies deshalb, weil die Flusswerke einen

¹⁹ Die WASTA führt alle Schweizer Wasserkraftzentralen auf, welche eine maximal möglichen Leistung ab Generator von mindestens 300 kW oder eine maximal mögliche Leistungsaufnahme der Pumpenmotoren von 300 kW aufweisen (BFE, 2017c).

bedeutenden Teil des Schweizer Wasserkraftwerkparcs darstellen und sich deren Standorte, im Gegensatz zu den Speicher- und Pumpspeicherzentralen, nicht ausschliesslich auf die Alpenregionen konzentrieren. Diese grossräumliche Verteilung der Flusswerke lässt der Kategorie eine relativ grosse Diversität zukommen, beispielsweise in Bezug auf die Fallhöhe des Wassers im Turbinenzulauf. Eine grössere Fallhöhe und die damit einhergehende Zunahme an nutzbarer Energie verleiht dem turbinierten Wasser eine gesteigerte Wertigkeit. Die Hochdruck-Flusswerke weisen einen etwas geringeren durchschnittlichen Kapazitätsfaktor auf als ihre Niederdruck-Verwandten (vgl. Geissmann (2014)) und sie sind eher in alpinen Regionen der Schweiz angesiedelt (vgl. Bild 2-6).

Aus zwei Gründen wird der in der WASTA spezifizierte Typ der Umwälzzentrale nicht weiter als separate Kategorie berücksichtigt: Erstens ist die Anzahl der Umwälzkraftwerke sowohl in der Schweiz als auch in der Datenbank der Geschäftsberichte, verglichen mit den übrigen Kategorien, sehr gering. Zweitens werden für die Umwälzkraftwerke innerhalb der WASTA keine Angaben zur erwarteten mittleren Elektrizitätserzeugung gemacht, welche allerdings zur Typologisierung der Unternehmen benötigt werden. Die in den folgenden Analysen verwendeten vier Kategorien lauten daher: Niederdruck- und Hochdruck-Flusswerkunternehmen, Speicher- und Pumpspeicherwerkunternehmen. Die Einteilung der Unternehmen in diese vier Kategorien geschieht dabei, in Anlehnung an Filippini et al. (2001), folgendermassen:

- **Niederdruck-Flusswerkunternehmen** (theoretische Fallhöhe $h_f \leq 25$ Meter):
Mindestens 50 Prozent der erwarteten Elektrizitätserzeugung eines Unternehmens wird durch Niederdruck-Flusswerkzentralen erzeugt.
- **Hochdruck-Flusswerkunternehmen** (theoretische Fallhöhe $h_f > 25$ Meter):
Mindestens 50 Prozent der erwarteten Elektrizitätserzeugung eines Unternehmens wird durch Hochdruck-Flusswerkzentralen erzeugt.
- **Speicherwerkunternehmen:**
Mindestens 50 Prozent der erwarteten Elektrizitätserzeugung eines Unternehmens wird durch Speicherwerkzentralen erzeugt, wobei der Anteil der installierten Pumpkapazität ≤ 5 Prozent der maximal möglichen Leistung ab Generator zu sein hat.

- **Pumpspeicherwerkunternehmen:**

Mindestens 50 Prozent der erwarteten Elektrizitätserzeugung eines Unternehmens wird durch Speicherwerkzentralen erzeugt, wobei der Anteil der installierten Pumpkapazität > 5 Prozent der maximal möglichen Leistung ab Generator zu sein hat.

Die Bestimmung der erwarteten Elektrizitätserzeugung basiert auf den innerhalb der WASTA getätigten Angaben zur mittleren Produktionserwartung ab Generator der jeweiligen Wasserkraftzentralen. Zentralen mit Status „im Bau“ oder „ausser Betrieb“ werden bei der Typologisierung der Unternehmen nicht mitberücksichtigt. Die WASTA enthält keine Angaben zur theoretischen Fallhöhe. Diese muss deshalb berechnet werden, wobei die theoretische Fallhöhe h_f in Metern [m] gemäss Filippini et al. (2001) durch Formel (2.1) approximiert²⁰ werden kann.

$$h_f \approx P \cdot 10^3 \cdot (Q_w \cdot 8)^{-1} \quad (2.1)$$

Dabei steht P für die abgegebene elektrische Leistung einer Wasserkraftzentrale in MW und Q_w für den Wasserdurchfluss in m^3/s .

2.2 Sonstige Datenanpassungen

Anhand des vom Bundesamt für Statistik publizierten Produzentenpreisindex (BFS, 2017) werden die finanziellen Angaben der Jahre 2000 bis 2016 bezüglich des Referenzjahres (Dezember 2015) in reale Werte umgerechnet. Im Rahmen der folgenden Analysen der Gestehungskosten werden häufig die Kosten in Relation zur jeweils erzeugten Elektrizitätsmenge gesetzt werden. Bei diesen Mengen handelt es sich in der Regel um die Brutto-Erzeugung. Für die Zeitperiode von einem Jahr kann ein beträchtlicher Teil der Kosten eines Wasserkraftwerks, in Bezug auf deren Beeinflussbarkeit, als fix betrachtet werden. Bei der Berechnung der jährlichen Kosten pro kWh werden die Kosten deshalb

²⁰ In Geissmann (2014) werden die mittels Formel (2.1) berechneten Fallhöhen für eine Auswahl an kleineren, mittleren und grossen Kraftwerkszentralen mit den tatsächlichen Fallhöhen verglichen. Die Abweichung zwischen den Schätz- und den tatsächlichen Werten liegt dabei meist im einstelligen Prozentbereich.

nicht durch die in einem jeweiligen Geschäftsbericht ausgewiesene Energieabgabe dividiert, sondern durch die mittlere Erzeugung der 17 Jahre (2000 bis 2016). Dies soll den Einfluss der teilweise beträchtlichen jährlichen Produktionsschwankungen auf die mehrheitlich fixen Gestehungskosten reduzieren.

Um in einem sich liberalisierenden Markt wettbewerbsfähig zu bleiben, wurden von den Wasserkraftunternehmen Ende der 1990er Jahre in einigen Fällen Sonderabschreibungen auf nicht amortisierbare Investitionen getätigt. Bei den 60 Unternehmen des ausgeglichenen Panels lassen sich insbesondere im Jahr 2000 vergleichsweise hohe Amortisationskosten beobachten, welche die Kosten der Folgejahre im Schnitt um 89 Prozent übersteigen.²¹ Schon ab dem Jahr 2001 normalisiert sich die Höhe der mittleren Abschreibungen wieder und fällt, im Vergleich zum Vorjahr, um rund 43 Prozent. Diese Sonderabschreibungen verzerren die Kostenstatistiken. Da die folgenden Analysen der Kostenstruktur nicht buchhalterische Sondermassnahmen widerspiegeln sollen, muss den, insbesondere im Jahr 2000 existierenden, Sonderabschreibungen Rechnung getragen werden. Bei denjenigen Unternehmen, welche Sonderabschreibungen tätigten, wird deshalb die Amortisationsrate im betreffenden Jahr auf die durchschnittliche unternehmensspezifische Amortisationsrate der übrigen Jahre angepasst. Die Amortisationsrate ergibt sich aus den getätigten Abschreibungen sowie dem zu Beginn eines Berichtsjahres ausgewiesenen Buchwert²² (exklusive Anlagen im Bau) des Anlagevermögens und den während des Berichtsjahres realisierten Investitionen. Von dieser Korrektur waren 8 Unternehmen in insgesamt 14 Berichtsjahren betroffen, d.h. rund 1.4 Prozent der Beobachtungen. Drei Kraftwerksunternehmen bilanzieren in Euro. Die Umrechnung in Schweizer Franken

²¹ Diese Sonderabschreibungen können die in den übrigen Jahren beobachteten Abschreibungen teilweise um das bis zu 104 fache übersteigen. Auch in einer Studie von Banfi et al. (2004), wo die Kosten von 54 Schweizer Wasserkraftunternehmen näher untersucht wurden, konnten gegen Ende des Jahrtausends stark erhöhte Abschreibungswerte beobachtet werden. Im Jahr 1997 wies ein durchschnittliches Unternehmen im Mittel doppelt so hohe Abschreibungen aus als im Jahr 1995. Von 1997 bis 1999 konnte ein weiterer Zuwachs von 14 Prozent ausgemacht werden, währenddem im Jahr 2000 die mittleren Abschreibungen im Vergleich zum Vorjahr wieder um 16 Prozent fielen.

²² Die Korrektur erfolgt anhand des Buchwertes des Anlagevermögens, da nicht für alle der betroffenen Beobachtungen Angaben zum Anschaffungswert des Anlagevermögens verfügbar sind. Dies impliziert jedoch einen nicht-linearen Abschreibungsmodus, währenddem in der Wasserkraftindustrie in der Regel linear abgeschrieben wird.

erfolgte anhand eines mittleren²³ Wechselkurses für die Jahre 2000 bis 2016 von 1.41 CHF/EUR.

2.3 Verwendete Daten

Um sicherzustellen, dass allfällige, über die Jahre hinweg beobachtete Veränderungen in den Daten nicht von einer veränderten Stichprobenstruktur hervorrühren, werden für die deskriptiven Analysen lediglich diejenigen 60 Wasserkraftunternehmen berücksichtigt, für welche ein über die Jahre hinweg durchgehender Datensatz existiert. Diese über die gesamte Zeitperiode von 17 Jahren zur Verfügung stehenden Unternehmen weisen die folgende, gemäss Abschnitt 2.1 ermittelte, Typologisierung auf:

- Niederdruck-Flusswerkunternehmen (16 Unternehmen)
- Hochdruck-Flusswerkunternehmen (19 Unternehmen)
- Speicherwerkunternehmen (12 Unternehmen)
- Pumpspeicherwerkunternehmen (13 Unternehmen)

Sämtliche in dieser Studie aufgeführten kraftwerkspezifischen technischen Angaben, wie beispielsweise die installierte Leistung, die erwartete jährliche Erzeugung, das Jahr der letzten Inbetriebnahme etc., stammen aus den WASTAs der Jahre 2000 bis 2017 (vgl. BFE (2017b)). Ein Grossteil der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen ist gemäss Bild 2-1 jünger als 50 Jahre, d.h. sie gingen erst nach 1960 in Betrieb oder sie wurden seit diesem Jahr mindestens einmal einem Umbau unterzogen.

²³ Das Verwenden eines Mittelwertes anstatt jährlicher Angaben erlaubt, den Einfluss von Wechselkurschwankungen auf die Ergebnisse zu minimieren.

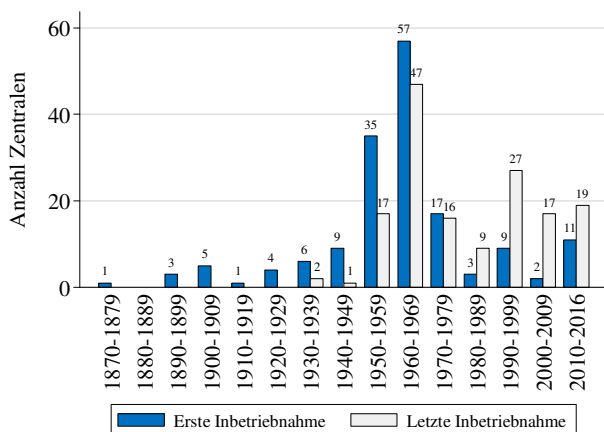


Bild 2-1: Erste und letzte Inbetriebnahmen der Zentralen der 60 Wasserkraftunternehmen.

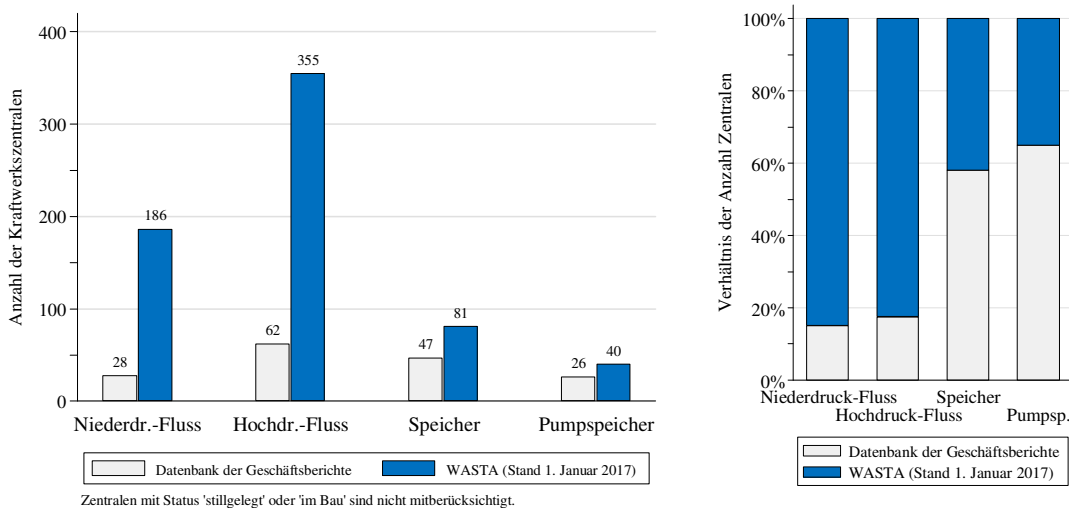


Bild 2-2: Vergleich der Anzahl der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen und der WASTA. (Angaben erfolgen für das Jahr 2016.)

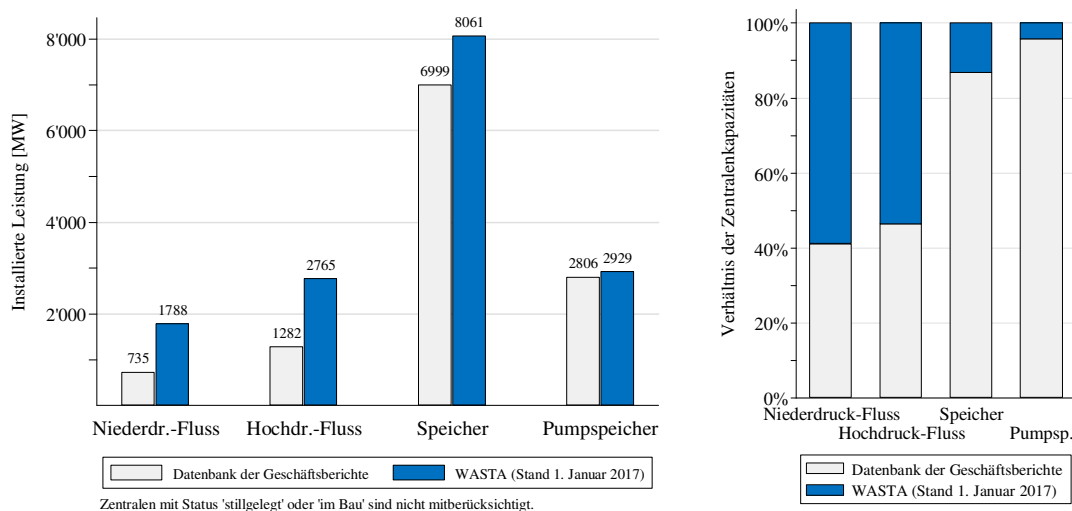


Bild 2-3: Vergleich der installierten Leistung (maximal mögliche Leistung ab Generator) der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen und der WASTA. (Angaben erfolgen für das Jahr 2016.)

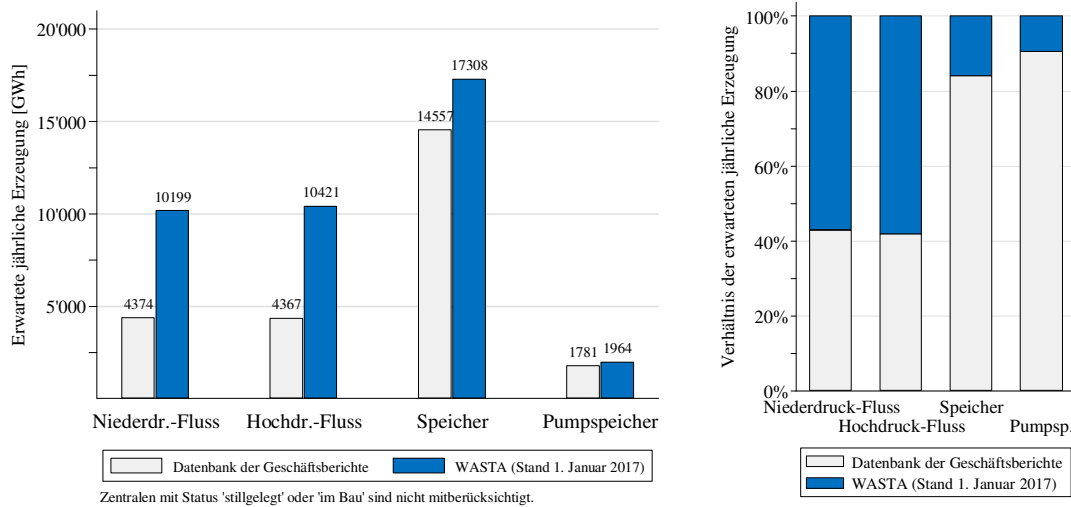


Bild 2-4: Vergleich der erwarteten jährlichen Erzeugung der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen und der WASTA. (Angaben erfolgen für das Jahr 2016.)

Die Zentralen der 60 Unternehmen bilden den Schweizer Wasserkraftwerkpark bezüglich deren Anzahl (Bild 2-2) sowie der installierten Leistung (Bild 2-3) relativ gut ab, dies vor allem bei den Speicher- und Pumpspeicherwerkzentralen. Niederdruck-Flusswerkzentralen sind etwas weniger zahlreich vertreten. Der Fokus dieser Studie liegt auf der Grosswasserkraft. Ein Vergleich von Bild 2-2 mit Bild 2-3 zeigt denn auch, dass im Jahr 2016 bezüglich der Anzahl Zentralen zwar lediglich rund 15 Prozent der in der WASTA aufgeführten Flusswerkzentralen den beobachteten 60 Unternehmen zugehörig sind. Diese repräsentieren jedoch ca. 41 Prozent der in der Schweiz gesamthaft installierten Leistung und 43 Prozent der erwarteten Jahresproduktion dieses Kraftwerktyps (vgl. Bild 2-4).

Die Höhe der Leistung eines Flusswerks, und in geringerem Masse die eines Speicher- und Pumpspeicherwerks, ist heterogen, wobei die Datenbank der Geschäftsberichte eher die grösseren Zentralen abdeckt, was es bei der Interpretation der in dieser Studie geäusserten Schlussfolgerungen zu berücksichtigen gilt. Aus Bild 2-4 kann ebenfalls abgeleitet werden, dass die kumulierte landesweit installierte Leistung bei den Speicherwerken am höchsten ist, dass es aber die Flusswerke sind, welche am meisten Elektrizität erzeugen. Dies kann auf den durchschnittlich deutlich höheren Kapazitätsfaktor der Flusswerke zurückgeführt werden (vgl. Geissmann (2014)). Die jährliche Produktionser-

wartung der 60 Unternehmen repräsentierte im Jahr 2016 rund 63 Prozent der für dieses Jahr in der WASTA aufgeführten Produktionserwartung sämtlicher Schweizer Wasserkraftzentralen.

Ein Grossteil der den Unternehmen zugehörigen Wasserkraftzentralen befindet sich in alpinen Kantonen, was der generell beobachtbaren geographischen Verteilung der Wasserkraftwerke in der Schweiz entspricht. Mit 16 Unternehmen befinden sich rund 30 Prozent der Gesamtzahl von 60 Wasserkraftunternehmen im Kanton Wallis; im Kanton Graubünden sind es mit 13 Unternehmen rund 20 Prozent (vgl. Bild 2-5).²⁴ Die relativ hohen Anteile der Kantone Wallis und Graubünden sind insofern nicht überraschend, als dass in den beiden Kantonen schweizweit die höchste Wasserkraftkapazität installiert ist und die erwartete Elektrizitätserzeugung aus Walliser und Bündner Wasserkraft rund 44 Prozent zur landesweiten Produktionserwartung beiträgt (vgl. Bild 1-3). Aus topographischen Gründen sind die in den Kantonen Wallis und Graubünden lokalisierten Unternehmen hauptsächlich vom Typ Hochdruck-Flusswerk, Speicher- und Pumpspeicherwerk (vgl. Bild 2-6). Die Unternehmen vom Typ Niederdruck-Flusswerk sind hingegen vorwiegend im Schweizer Mittelland angesiedelt.

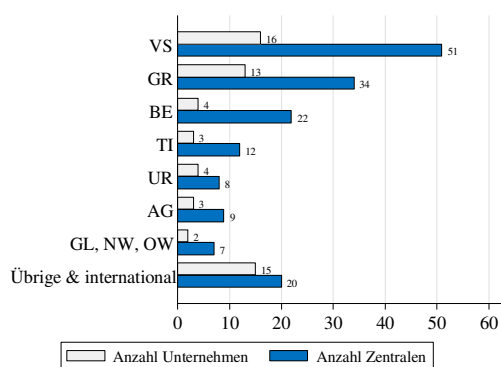


Bild 2-5: Aufteilung der 60 Unternehmen und deren Wasserkraftzentralen bezüglich der Standortkantone für das Jahr 2016.

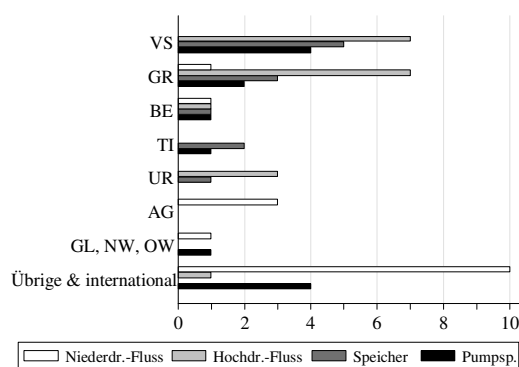


Bild 2-6: Aufteilung der 60 Unternehmen bezüglich des Typs und des Standortkantons für das Jahr 2016.

²⁴ Die Zuordnung eines Wasserkraftunternehmens zu einem Kanton erfolgt anhand der Lokalität der zu einem Unternehmen zugehörigen Zentralen.

3 Gestehungskostenanalyse

3.1 Kostenbestandteile und Methoden zur Berechnung der Gestehungskosten

Generell kann die Berechnung der Gestehungskosten der Wasserkraftunternehmen aus einer volkswirtschaftlichen oder betriebswirtschaftlichen Sichtweise erfolgen. Beiden Ansätzen ist gemein, dass diese auf den Angaben einer kalkulatorischen Erfolgsrechnung basieren sollten, d.h. es sollten die Opportunitätskosten der gesamten von einem Unternehmen zur Elektrizitätserzeugung eingesetzten Produktionsfaktoren und speziell die des Kapitals (Fremd- und Eigenkapital) mitberücksichtigt werden. Im Gegensatz zur betriebswirtschaftlichen beinhaltet die volkswirtschaftliche Betrachtungsweise ebenfalls allfällige, aus der Elektrizitätserzeugung resultierende, externe Kosten.

Die Schätzung solcher externen Kosten ist nicht trivial und bezüglich der Grundaussagen dieser Studie nicht zielführend. Folglich basiert die Analyse der Gestehungskosten auf der betriebswirtschaftlichen Sichtweise. Allerdings sind die von den Wasserkraftunternehmen in den jeweiligen Geschäftsberichten publizierten Erfolgsrechnungen pagatorischer Natur, was impliziert, dass einige Kosten nicht vollständig mitberücksichtigt werden. Wie in Abschnitt 3.3.2 ausserdem noch genauer dargelegt wird, verstärkt die vorherrschende Partnerwerkstruktur der erfassten Wasserkraftunternehmen die aus den pagatorischen Erfolgsrechnungen herrührende Problematik verzerrter Preise einiger Produktionsfaktoren, und dabei insbesondere die Problematik verfälschter Eigenkapitalverzinsungen.

Dieser Faktor nicht kalkulatorischer Kosten ist von Relevanz, denn die beobachteten Kapitalkosten—d.h. die Abschreibungen sowie Fremd- und Eigenkapitalverzinsungen—entsprechen dadurch nicht den kalkulatorischen Raten, d.h. den tatsächlichen Opportunitätskosten des eingesetzten Kapitals. Um diesem Aspekt teilweise Rechnung zu tragen wird, nach einer erste Gestehungskostenanalyse anhand der Informationen der pagatorischen Erfolgsrechnungen (Ansatz 1, vgl. Abschnitt 3.2), in einem zweiten Schritt

(Ansatz 2, vgl. Abschnitt 3.4) explorativ versucht, zumindest die Verzinsung des Fremd- und Eigenkapitals auf eine kalkulatorische Basis zu stellen.

Im Rahmen des ersten Ansatzes wird vereinfachend angenommen, dass der in den pagatorischen Erfolgsrechnungen ausgewiesene Gewinn vor Steuern—d.h. der Jahresgewinn vor Ertragssteuern—die Eigenkapitalverzinsung vor Ertragssteuern widerspiegelt. Innerhalb des zweiten Ansatzes hingegen werden exogene Werte der Fremd- und Eigenkapitalverzinsung definiert und anschliessend die daraus resultierenden Gesteungskosten berechnet. Ausserdem wird die Pumpenergie bepreist, falls diese einem Partnerwerk von der Muttergesellschaft gratis geliefert wird, und im Rahmen der kalkulatorischen Kostenrechnung den Energie- und Netznutzungskosten hinzuaddiert.²⁵ Gemäss diesen beiden Ansätzen ergeben sich die Gesteungskosten aus der Addition mehrerer Kostenblöcke.

Ansatz 1 (pagatorisch)	Ansatz 2 (kalkulatorisch)
• Wasserzinse	• Wasserzinse
• Amortisation	• Amortisation
• Finanzaufwand	• Kalkulatorische Verzinsung des Eigen- und Fremdkapitals gemäss gegebenem WACC
• Gewinn vor Steuern	
• Material & Fremdleistungen	• Material & Fremdleistungen
• Personalkosten	• Personalkosten
• Energie- & Netznutzung	• Energie- & Netznutzung (inkl. Bewertung der Pumpenergie zu Marktpreisen)
• Sonstige Steuern	• Sonstige Steuern
• Sonstige Kosten	• Sonstige Kosten

Die Kapitalkosten gehen aus den drei Kostenblöcken der Abschreibungen, der Fremdkapitalverzinsung (Finanzaufwand oder exogen definierte kalkulatorische Verzinsung) sowie der Eigenkapitalverzinsung (Gewinn vor Steuern oder exogen definierte

²⁵ Eine Minderheit an Muttergesellschaften verrechnen ihren Partnerwerken administrierte Pumpenergiepreise, welche sich von den Marktpreisen unterscheiden und momentan in der Regel wohl höher liegen. Wir sind uns bewusst, dass im Rahmen einer kalkulatorischen Sichtweise für diesen Fall ebenfalls korrigiert werden müsste. Allerdings erlauben die uns zur Verfügung stehenden Daten nicht, eine solche Korrektur vorzunehmen. Wir schätzen den Effekt des Fehlens einer solchen Korrektur aufgrund der kleinen Zahl der betroffenen Unternehmen in der Stichprobe (2 Stück) als gering ein.

kalkulatorische Verzinsung) hervor. Die beiden Ansätze unterscheiden sich folglich bezüglich der Behandlung der Eigen- und Fremdkapitalverzinsung sowie einer Bepreisung von allfälligen Gratislieferungen an Pumpenergie. Aufgrund der lediglich teilweisen und vereinfachenden Approximation der kalkulatorischen Kosten nehmen die daraus abgeleiteten Ergebnisse für sich nicht in Anspruch, die exakten Gestehungskosten zu widerspiegeln. Dies auch in Hinblick darauf, dass die bei Muttergesellschaften anfallenden Kosten zur Koordinierung und Vermarktung der erzeugten Elektrizität nicht in den Geschäftsberichten eines Partnerwerks mitberücksichtigt sind. Die folgend aufgeführten Resultate sollen deshalb als Orientierungshilfe verstanden werden.

Der Mehrheit der oben aufgeführten Kostenblöcke sind selbsterklärend in Bezug auf die in ihnen jeweils berücksichtigten Kostenarten. Der Gewinn vor Steuern entspricht dem Jahresgewinn vor Ertragssteuern. Die „sonstigen Steuern und Abgaben“ beinhalten:

- Übrige Konzessionsabgaben
- Konzessionsauflagen
- Regulatorisch verfügte Abgaben (Systemdienstleistungen)
- Aufwand für Gratis- und Vorzugsenergie
- Sonstige Steuern

Die „sonstigen Kosten“ beinhalten:

- Übriger Betriebsaufwand
- Betriebsfremder Aufwand
- Rückstellungen²⁶
- Unterliegerbeitrag
- Netto-ausserordentliche Kosten

Die Verwendung von netto-ausserordentlichen Kosten, d.h. eines allfälligen negativen Ergebnisses der Aufsummierung der ausserordentlichen Erträge und ausserordentlichen Kosten, lässt sich wie folgt begründen: Die ausserordentlichen Kosten können vereinzelt sehr hohe Werte annehmen und werden in diesen Fällen häufig durch gleichzeitig

²⁶ Diese Rückstellungen entsprechen den in der Erfolgsrechnung vorgenommenen Rückstellungen und nicht den aus dem Bilanzgewinn getätigten Rückstellungen mit Eigenkapitalcharakter.

verbuchte, und ähnlich hohe, ausserordentliche Erträge neutralisiert. Eine einseitige Mitberücksichtigung der ausserordentlichen Kosten im Rahmen der deskriptiven Analyse der Kosten kann deshalb in einem verzerrten Bild zur effektiven Kostenlage eines Unternehmens resultieren. Dem wird durch die Mitberücksichtigung der netto-ausserordentlichen Kosten vorgebeugt.

3.2 Ansatz 1—Pagatorische Gesteungskosten

Die Strukturen der Kostenblöcke der vier Unternehmenstypen können untereinander sowohl ähnlich als auch stark heterogen sein (vgl. Bild 3-1). Aufgrund der für den Betrieb der Pumpen notwendigen Pumpenergie sind bei den Pumpspeicherwerkunternehmen die Energie- und Netznutzungskosten am höchsten. Die Wasserzinse stellen bei den Fluss- und Speicherwerkunternehmen rund 20 Prozent der gesamten Gesteungskosten dar; bei den Pumpspeicherwerkunternehmen ist dieser prozentuale Anteil etwas geringer, da hier beispielsweise die Energiekosten das Gewicht der Wasserzinse an den Gesamtkosten reduzieren. Die beiden grössten einzelnen Kostenblöcke stellen bei einem durchschnittlichen Wasserkraftunternehmen die Wasserzinse und die Amortisationskosten dar, wobei der kumulierte Anteil dieser beiden Kostenblöcke an den Gesamtkosten rund 40 Prozent beträgt. Mit einem Gewicht von beinahe 40 Prozent an den Gesteungskosten stellen die Kapitalkosten—diese ergeben sich aus einer Summation der Amortisationskosten, des Finanzaufwandes sowie des Gewinns vor Steuern, wobei letzterer die Eigenkapitalverzinsung approximieren soll—die grösste Kostenkategorie dar.

In Bild 3-2 werden nun die Kosten in absoluten Grössen angegeben. Die durchschnittlichen Gesteungskosten aller Unternehmen zusammengefasst betragen während den Jahren 2000 bis 2016 rund 5.3 Rp./kWh, wobei der zu entrichtende Wasserzins an diesen Kosten einen Anteil von rund 1 Rp./kWh hatte. Einen hohen Anteil an den Gesteungskosten von ebenfalls rund 1 Rp./kWh hatten die Amortisationskosten. Eine Gewichtung der Gesteungskosten anhand der erzeugten Elektrizitätsmenge ergibt ähnliche Werte, abgesehen von durchschnittlich um 0.9 Rp./kWh tiefer liegenden Kosten für die Niederdruck-Flusswerkunternehmen (vgl. Bild A-7 auf S. 81). Dies indiziert, dass die grossen Niederdruck-Flusswerkunternehmen vergleichsweise stark tiefere Kosten

aufweisen als die kleineren Unternehmen dieses Technologietyps. Sämtliche der folgenden Resultate sind in ungewichteter Form aufgeführt, dabei eine Gleichbehandlung der Unternehmen unabhängig ihrer Grösse implizierend. Gewichtete Resultate sind in Anhang A.2 ab S. 80 aufgeführt. Die gewichteten Resultate sind den ungewichteten in der Regel sehr ähnlich.

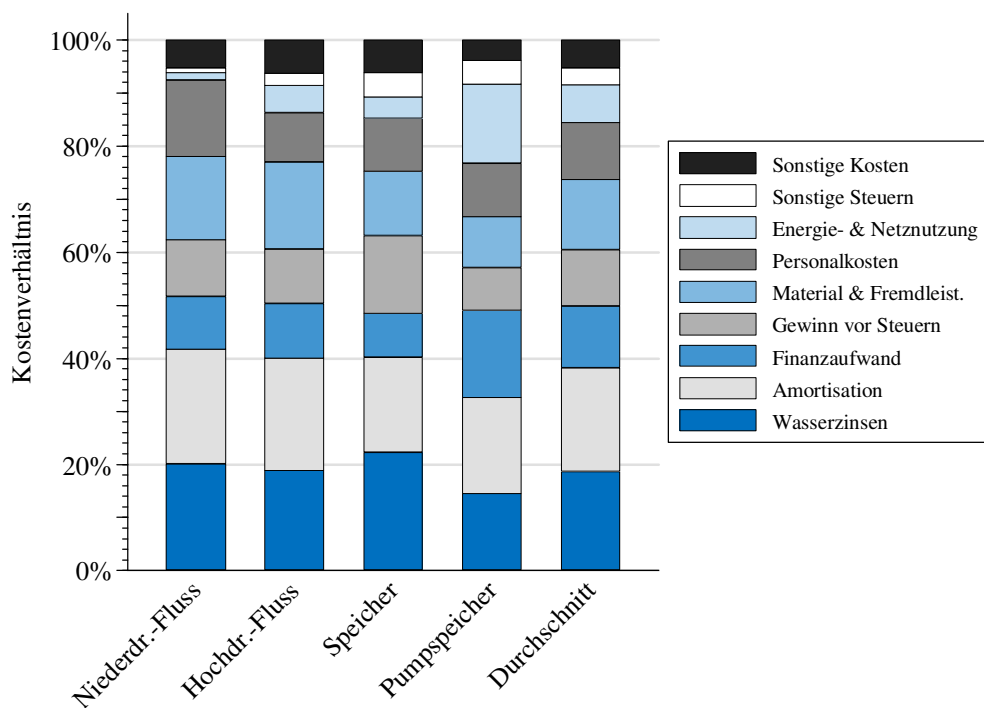


Bild 3-1: Prozentuale Aufteilung der pagatorischen Kostenbestandteile der vier Unternehmenskategorien, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015). Die fünfte Kategorie „Durchschnitt“ entspricht dem Mittelwert aller Unternehmenskategorien zusammengefasst.

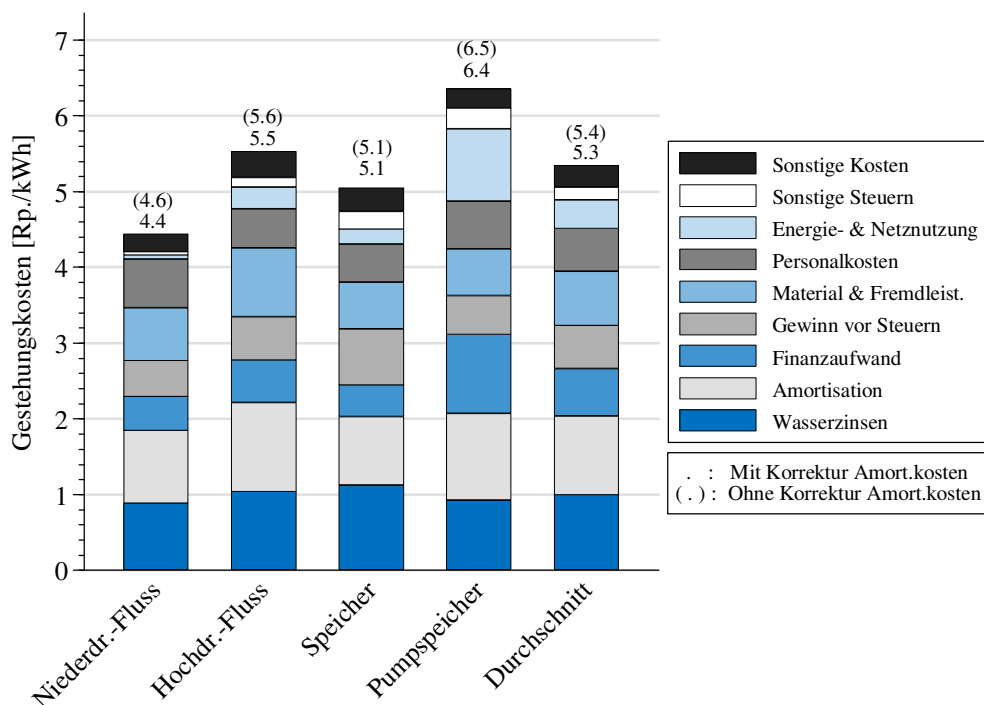


Bild 3-2: Pagatorische Gesteungskosten der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015. Die Werte in Klammern entsprechen den Gesteungskosten, falls keine Korrektur der Amortisationskosten gemäss Abschnitt 2.2 vorgenommen wird.)

Generell kann gesagt werden, dass die Niederdruck-Flusswerkunternehmen die tiefsten Gesteungskosten aufweisen, gefolgt von den Speicher- und Hochdruck-Flusswerkunternehmen. Bei den Pumpspeicherwerkunternehmen, hauptsächlich infolge hoher Energiekosten für die Pumpen und des Amortisationsaufwandes, sind die Gesteungskosten mit rund 6.4 Rp./kWh am höchsten. Aufgrund von in der jüngeren Vergangenheit in Angriff genommener Bauprojekte ist ausserdem bei diesem Unternehmenstyp der Finanzaufwand in den letzten Jahren stark angestiegen (vgl. Bild A-5, S. 79), währenddem dieser Kostenblock bei den übrigen drei Unternehmenstypen tendenziell gesunken ist. Aufgrund der jeweils vorherrschenden topographischen Verhältnisse sind die in den alpinen Regionen gebauten Wasserkraftwerke hauptsächlich vom Typ Hochdruck-Flusswerk, Speicherwerk und Pumpspeicherwerk (vgl. Bild 2-6). Die Unternehmen vom Typ Niederdruck-Flusswerk befinden sich hingegen vorwiegend im Schweizer Mittelland. Da die Gesteungskosten zwischen den vier Unternehmenstypen variieren, werden die

Gestehungskosten der in den einzelnen Kantonen beheimateten Wasserkraftunternehmen im Schnitt unterschiedlich hoch sein.

Es wird nun genauer auf den zeitlichen Verlauf der Gestehungskosten eingegangen. Dabei werden vorerst die gemittelten Angaben der Elektrizitätserzeugung verwendet. Im Anhang A.1 ab S. 76 wird aufgezeigt, welcher Verlauf ohne eine Verwendung der gemittelten Erzeugung resultiert hätte. Es werden dort ebenfalls die unternehmenstypspezifischen Verläufe der Gestehungskosten aufgeführt. Die Verläufe der „Kostenkurven“ (Bild 3-3 sowie Bild A-2 bis Bild A-5 ab S. 78) zeigen, dass sich die Gestehungskosten zwischen dem Jahr 2000 und 2005 verringerten und diese anschliessend wieder leicht anstiegen. Die Kostenblöcke des Finanz- und Amortisationsaufwandes sowie der Wasserzinse tragen einen wesentlichen Anteil zu diesem bogenförmigen Verlauf der Gestehungskosten bei. Der Finanzaufwand scheint sich im Gleichschritt mit dem konjunkturellen Aufschwung bis ins Jahr 2008 stark vermindert zu haben und ist seitdem wieder etwas angestiegen—auch aufgrund einiger kürzlich getätigter Grossinvestitionen bei den Pumpspeicherwerkunternehmen. Diese Investitionen haben ebenfalls die Amortisationskosten dieses Unternehmenstyps in die Höhe getrieben (vgl. Bild A-5). Auffallend ist ebenfalls, dass sich ab dem Jahr 2014 der Gewinn vor Steuern (welcher eine wichtige Komponente für die Berechnung der Eigenkapitalrendite darstellt) sich im Schnitt reduziert hat, sowohl im Allgemeinen als auch technologiespezifisch (vgl. Bild A-2 bis Bild A-5).²⁷

Zwischen den Jahren 2001 und 2006 ist eine Reduktion der Wasserzinsabgaben zu beobachten. Die Ursache hierfür liegt wohl zu einem Teil in der Änderung des Systems zur Wasserzinserhebung im Kanton Graubünden. Das dort im Steuerjahr 2001 eingeführte Wasserzinsmodell basierte auf einer wertorientierten Festsetzung der von den Kraftwerksunternehmen jeweils zu entrichtenden Wasserzinse, indem der Betrag ermittelt wurde, welcher beim Verkauf der erzeugten Elektrizität auf dem Strommarkt in etwa hätte erzielt werden können. Gemäss SKG (2005) erachtete die Bündner Kantonalregierung die durch das Modell ermittelten Erträge jedoch als unbefriedigend tief, weshalb man sich auf das Steuerjahr 2007 hin wieder dem alten System zuwendete. Wie in Bild

²⁷ Es wird indessen keine Veränderung der Rückstellungen in den letzten Jahren beobachtet im Sinne einer Verschiebung der Pflichtdividende hin zu Rückstellungen.

3-24 auf S. 54 noch gezeigt wird, wiedergeben auch unsere Daten während dieser Zeitperiode einen starken Rückgang in den seitens der Unternehmen entrichteten Wasserzinsen im Kanton Graubünden. Der allgemeine Anstieg der Wasserzinszahlungen im Jahr 2011 und 2015 wiederum entspringt der damaligen landesweiten Erhöhung des in der Regel abgeschöpften Wasserzinsmaximalsatzes. Zu Beginn des Jahres 2011 wurde dieser um 25 Prozent von 80 auf 100 CHF/kW erhöht, und zu Beginn des Jahres 2015 nochmalig um 10 Prozent auf 110 CHF/kW (vgl. Bild 3-19). Ein weiterer Grund für die zu Beginn fallenden Gesteungskosten könnte auch darin liegen, dass seitens der Unternehmen unter Erwartung der Liberalisierung des Strommarkts und einem damit einhergehenden verschärften Wettbewerb Massnahmen zur Effizienzsteigerung ergriffen wurden. Diese These wird in Filippini und Geissmann (2014) und Filippini et al. (2018) genauer untersucht.

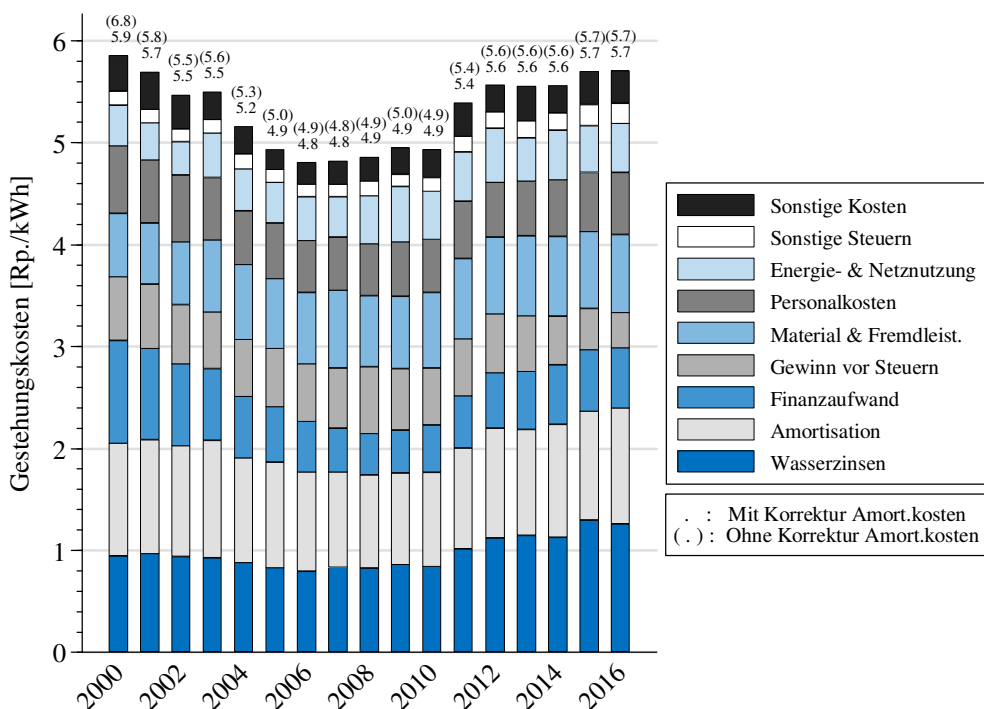


Bild 3-3: Entwicklung der durchschnittlichen pagatorischen Gesteungskosten aller Unternehmen zusammengefasst (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

Bild 3-4 stellt nun den Verlauf der Gesteungskosten der vier Unternehmenstypen getrennt dar. Ein Blick auf die Standardabweichungen führt vor Augen, dass zwischen

den einzelnen Unternehmen teilweise beachtliche Kostenunterschiede bestehen. Während die Gestehungskosten der Hochdruck-Fluss- und Speicherwerkunternehmen über alle Jahre hinweg im Schnitt etwa den mittleren Gestehungskosten aller Unternehmen entsprechen, befinden sich die Gestehungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen relativ deutlich darüber. Dagegen liegen die Gestehungskosten der Niederdruck-Flusswerkunternehmen über die Zeit hinweg klar unter dem Durchschnitt aller Unternehmen. Die Standardabweichung ist bei diesem letzteren Unternehmenstyp sowie—ab dem Jahr 2011—bei den Pumpspeicherwerkunternehmen vergleichsweise hoch, was auf größere Unterschiede in der Wirtschaftlichkeit zwischen den einzelnen Unternehmen hindeutet.

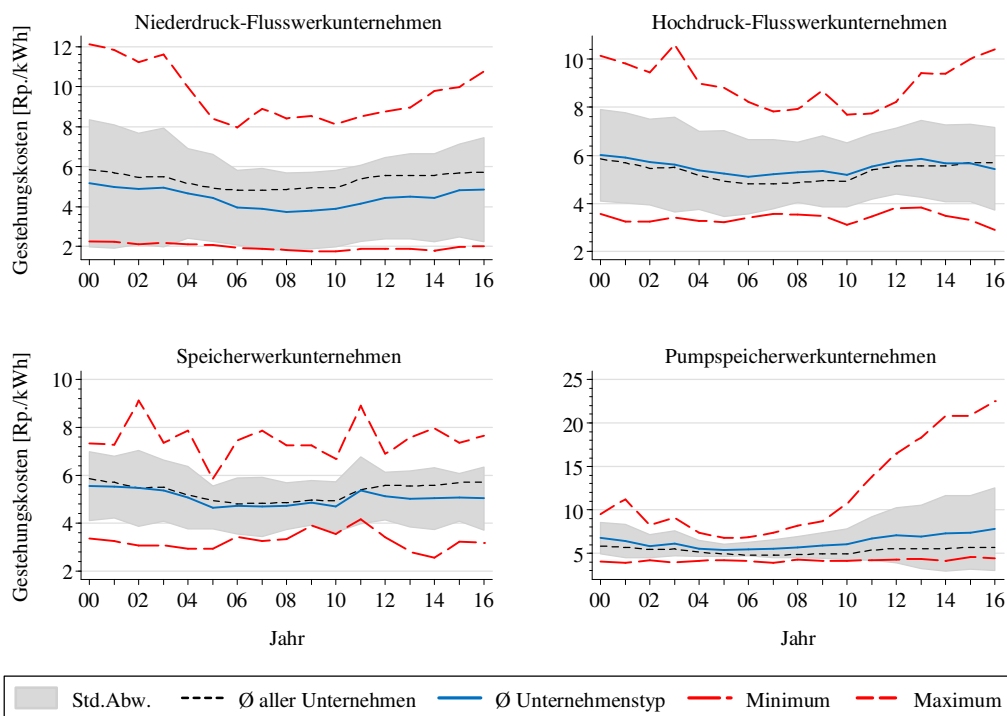


Bild 3-4: Verlauf und Variation der pagatorischen Gestehungskosten, aufgeteilt in die vier Unternehmenskategorien (inflationbereinigt auf Basis 2015. Zum Vergleich sind die mittleren Gestehungskosten pro kWh aller Unternehmen zusammengefasst ebenfalls eingetragen.)

Der starke Zuwachs in der Variation der Gestehungskosten bei den Pumpspeicherwerkunternehmen ist zu einem Grossteil auf die gestiegene Bautätigkeit in dieser Kategorie zurückzuführen. Dabei handelt es sich häufig um Bauprojekte, welche vor dem

Ausbruch der Finanzkrise und dem starken Anstieg der subventionierten Einspeisung neuer erneuerbarer Energien aufgegleist wurden und nun die Gesteungskosten in die Höhe treiben. Dagegen bleibt bei den übrigen Technologien die Standardabweichung über die Zeit hinweg in etwa konstant. Die teilweise grossen Differenzen in den Gesteungskosten zwischen den einzelnen Unternehmen können zu einem Teil wohl auf Effizienzunterschiede zurückgeführt werden. Ein nicht unerheblicher Anteil wird aber die Implikation von unterschiedlichen Standortqualitäten und Produktionsbedingungen sein.

Mit Hilfe einer Pseudo Merit Order²⁸ lassen sich nun die geordneten durchschnittlichen Gesteungskosten der 60 Wasserkraftunternehmen in Form einer stufenförmigen Angebotskurve des Gesamtsystems in Abhängigkeit der kumulierten installierten Leistung²⁹ sowie der mittleren, in den pagatorischen Geschäftsberichten ausgewiesenen, Brutto-Erzeugung visualisieren.³⁰ Gemäss Bild 3-5 bewegen sich die durchschnittlichen Gesteungskosten von 50 Prozent der gesamthaft installierten Leistung zwischen rund 4.7 und 6.58 Rp./kWh. Ähnlich verhält es sich bei der Darstellung der mittleren Gesteungskosten in Abhängigkeit der jährlichen Erzeugung: Hier können rund 13.41 TWh zu Kosten zwischen 4.36 bis 6.17 Rp./kWh erzeugt werden. 25 Prozent der installierten Leistung, d.h. 2.51 GW, kann ihre Elektrizität zu Gesteungskosten von unter 4.7 Rp./kWh erzeugen. Es lässt sich ausserdem erkennen, dass ein leicht höherer prozentualer Anteil der Elektrizität zu relativ tiefen Kosten erzeugt werden kann, als dies bei der installierten Leistung der Fall ist. Der Grund dafür sind die Flusswerke, welche einen relativ hohen Kapazitätsfaktor und gleichzeitig relativ tiefe Gesteungskosten aufweisen.

Bild 3-6 verdeutlicht ebenfalls die Unterschiede in den Gesteungskosten zwischen den vier Unternehmenstypen. Die Kosten der Hochdruck-Flusswerk- und Speicherwerk-

²⁸ Eine Merit Order wiedergibt in der Regel die marginalen Gesteungskosten in Form einer Grenzkostenkurve. Aufgrund des Aggregationsniveaus der verfügbaren Daten, und da es sich im Falle der Wasserkraft bei einem Grossteil der Gesteungskosten um Fixkosten handelt, werden hier nicht die marginalen Kosten, sondern die Gesamtkosten dargestellt. Diese beinhalten sowohl die variablen als auch die Fixkosten, weshalb hier der Begriff der Pseudo Merit Order verwendet wird.

²⁹ Die installierte Leistung entspricht der in der WASTA aufgeführten maximal möglichen Leistung ab Generator.

³⁰ Für die individuellen Pseudo Merit Order der vier Unternehmenstypen sei auf Anhang A.4 ab S. 85 verwiesen.

unternehmen entsprechen ziemlich genau den mittleren Gestehungskosten aller Unternehmen. Die Speicherwerkunternehmen können sowohl die grösste kumulierte installierte Leistung als auch die höchste mittlere Erzeugung vorweisen (siehe ebenfalls Bild 2-3), wobei andererseits die Flusswerkunternehmen, aufgrund ihres höheren Kapazitätsfaktors, relativ zur installierten Leistung am meisten Elektrizität erzeugen.

Fazit:

Die Gestehungskosten der Grosswasserkraft weisen sowohl zwischen den Unternehmenstypen als auch zwischen den einzelnen Unternehmen teilweise erhebliche Unterschiede auf. Niederdruck-Flusswerkunternehmen können ihre Elektrizität zu den tiefsten durchschnittlichen Gestehungskosten erzeugen. Allen Unternehmen gemein ist der beträchtliche Einfluss der Wasserzinse und Amortisationskosten auf die durchschnittlichen Gestehungskosten, wobei der kumulierte Anteil dieser beiden Kostenblöcke an den Gesamtkosten rund 40 Prozent beträgt. Aufgrund der hohen Kapitalintensivität der Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft stellen nicht überraschend die Kapitalkosten—bestehend aus Abschreibungen, Finanzaufwand und Gewinn vor Steuern, wobei letzterer die Verzinsung des Eigenkapitals approximiert—mit einem Gewicht von beinahe 40 Prozent an den Gestehungskosten den grössten Kostenfaktor dar. Gestiegene Wasserzinsabgaben und ein vor allem bei den Pumpspeicherwerkunternehmen erhöhter Finanz- und Amortisationsaufwand liessen die Gestehungskosten nach einem anfänglichen Rückgang in den letzten Jahren wieder ansteigen. Dieser Anstieg konnte in begrenztem Masse durch eine Reduktion des Gewinns vor Steuern wieder wettgemacht werden.

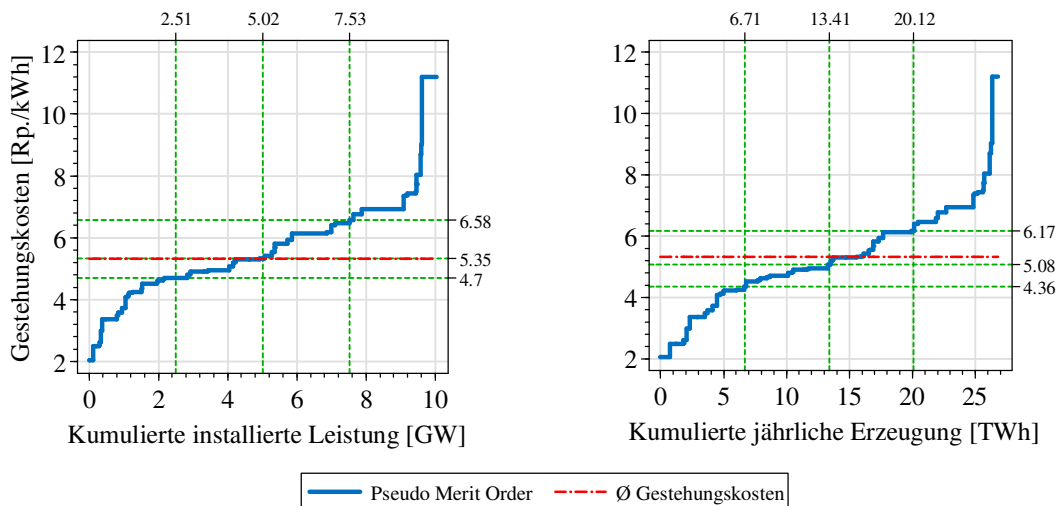


Bild 3-5: Pseudo Merit Order der durchschnittlichen pagatorischen Gestehungskosten aller 60 Wasserkraftunternehmen zusammengefasst, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015). Die vertikalen grün gestrichelten Linien repräsentieren das 25, 50 und 75 Prozent Perzentil, und die grün gestrichelten horizontalen Linien den Schnittpunkt des jeweiligen Perzentils mit der Pseudo Merit Order.

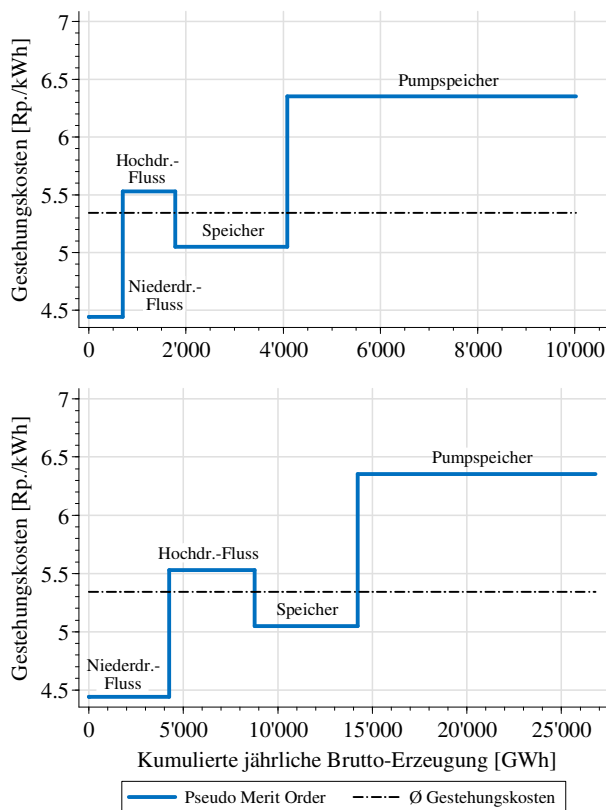


Bild 3-6: Pseudo Merit Order der durchschnittlichen pagatorischen Gestehungskosten der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

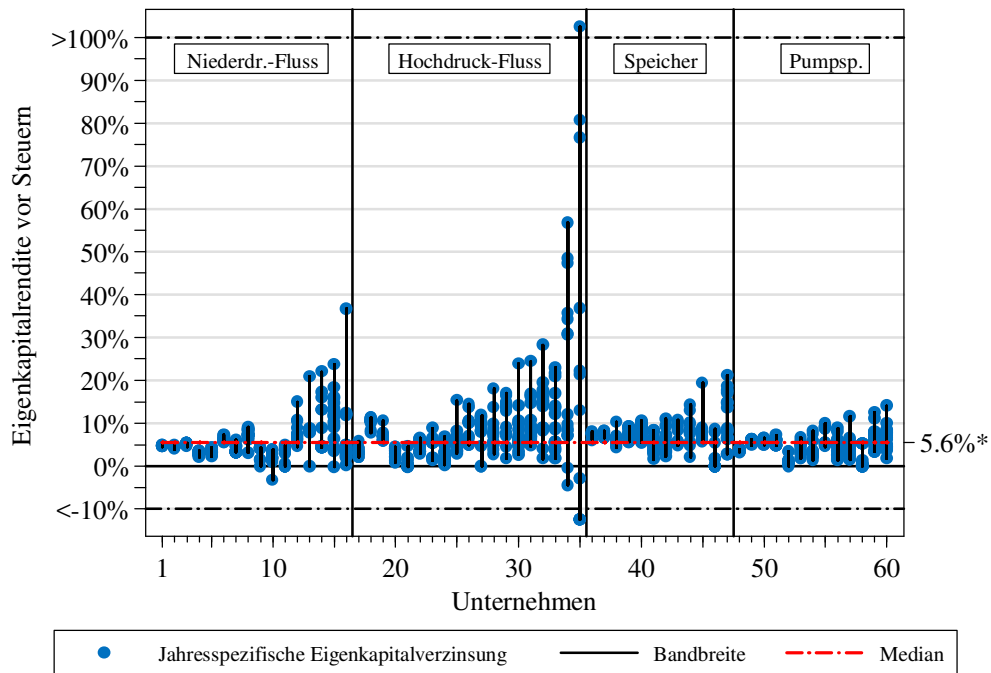
3.3 Verzerrungen in der pagatorischen Kapitalverzinsung

3.3.1 Pagatorische Eigenkapitalrendite und Fremdkapitalverzinsung

Bei den Kapitalkosten eines Wasserkraftunternehmens kann grundsätzlich zwischen Abschreibungen, Eigen- und Fremdkapitalkosten unterschieden werden. Die Abschreibungen werden anhand der in den jeweiligen Geschäftsberichten aufgeführten Amortisationskosten bestimmt, d.h. auf eine Approximation der kalkulatorischen Abschreibungen wird verzichtet.³¹ Die implizit in den Geschäftsberichten der Unternehmen enthaltene und in Bild 3-7 dargestellte pagatorische Eigenkapitalrendite ergibt sich aus der Division des Jahresgewinnes, d.h. des Gewinnes vor Ertragssteuern, durch das zu Beginn eines Berichtsjahres zur Verfügung stehende Eigenkapital (vgl. Abschnitt 3.1). Als Ergänzung illustriert Bild 3-8 ausserdem die von den Wasserkraftunternehmen in den pagatorischen Erfolgsrechnungen ausgewiesene prozentuale Eigenkapitalrendite nach Steuern. Es ist zu beachten, dass es sich hierbei um Werte auf Partnerwerksstufe handelt.

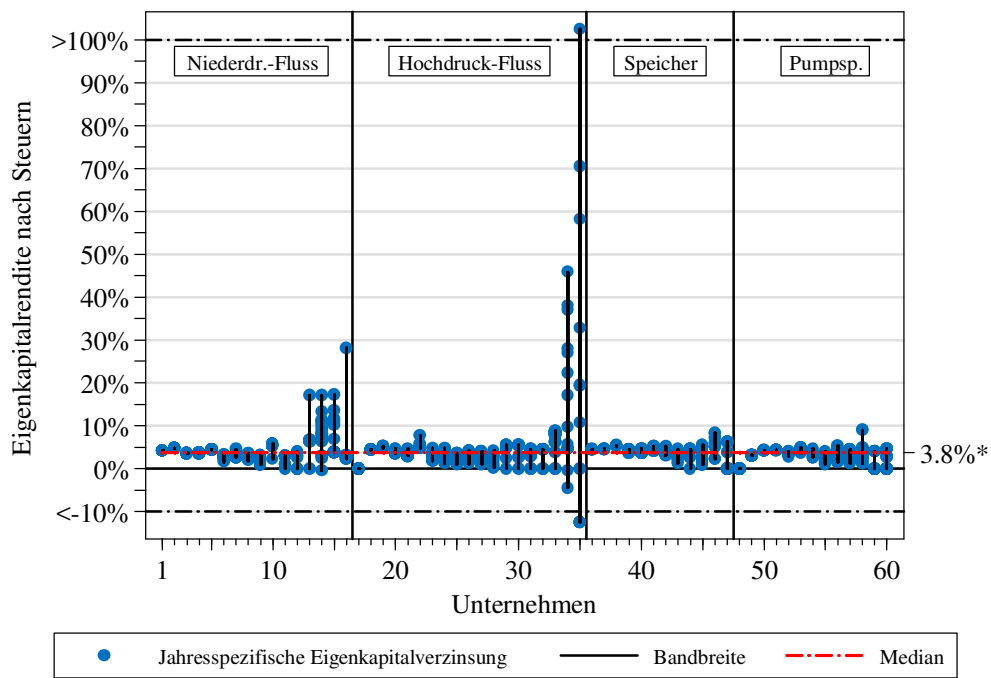
Über alle Jahre hinweg betrug die reale Eigenkapitalrendite aller Unternehmen im Median rund 5.6 Prozent vor Steuern und 3.8 Prozent nach Steuern (vgl. Bild 3-7 und Bild 3-8). Die für die Unternehmen relevante Rendite liegt somit infolge der Ertragssteuer etwas tiefer als die Vorsteuerrendite. Einige wenige Unternehmen können jedoch eine deutlich höhere Rendite auf das im Wasserkraftwerk jeweils gebundene Eigenkapital aufweisen. Bei diesen Unternehmen handelt es sich um Flusswerkunternehmen. Die Pumpspeicherwerkunternehmen haben im Schnitt die tiefste Eigenkapitalrendite vorzuweisen (vgl. ebenfalls Bild 3-9). Ein Ausreisser stellt Unternehmen Nr. 35 dar, welches aufgrund einer Darlehensschuld infolge der Übernahme von Kraftwerksanlagen in 10 der beobachteten 17 Jahren einen negativen Eigenkapitalbetrag ausweist. Für die folgenden Analysen zur Eigenkapitalrendite wird Unternehmen Nr. 35 nicht mehr mitberücksichtigt.

³¹ Für eine Schätzung der kalkulatorischen Abschreibungen wären Angaben bezüglich der Anschaffungswerte des Anlagevermögens für alle Beobachtungen notwendig. Diese Informationen werden jedoch nicht von allen Unternehmen ausgewiesen.



* Ohne Unternehmen Nr. 35

Bild 3-7: Pagatorische Eigenkapitalrendite vor Steuern für die Jahre 2000 bis 2016, geordnet in erster Priorität nach Unternehmenstyp, in zweiter Priorität nach der Standardabweichung und in dritter Priorität nach dem jeweils höchsten beobachteten Wert.



* Ohne Unternehmen Nr. 35

Bild 3-8: Pagatorische Eigenkapitalrendite nach Steuern für die Jahre 2000 bis 2016, geordnet in selber Art und Weise wie in Bild 3-7.

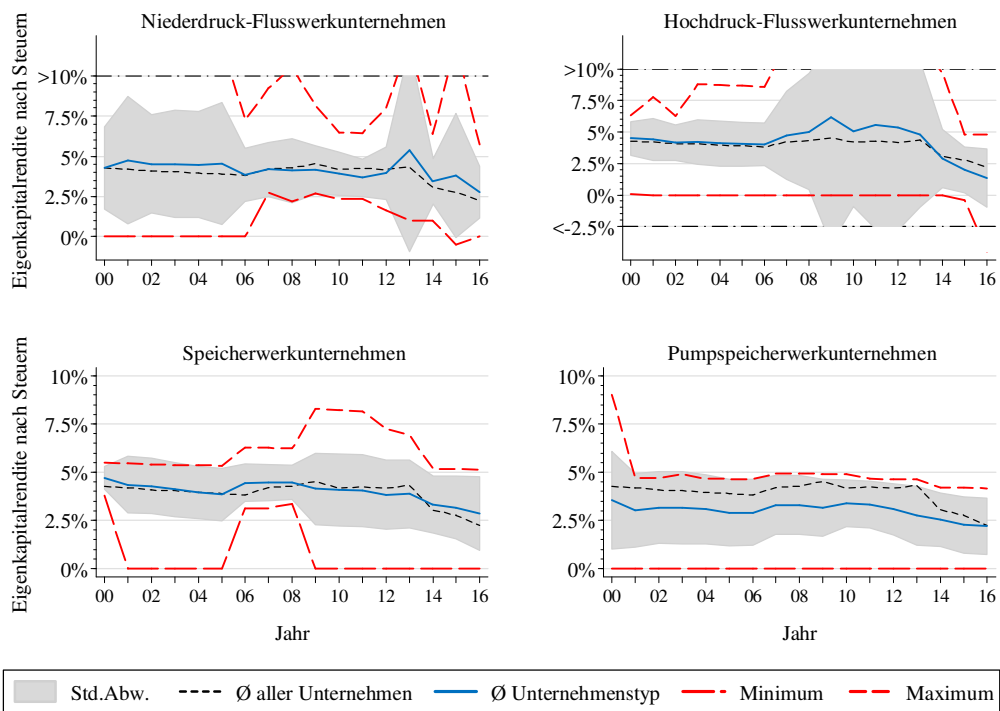


Bild 3-9: Verlauf und Variation der jährlichen pagatorischen Eigenkapitalrendite nach Steuern der vier Unternehmenstypen.

Währenddem die teilweise grossen Unterschiede in den Eigenkapitalrenditen zwischen den individuellen Unternehmen auffällig sind, hat sich das in Abschnitt 1.2 angesprochene sich ändernde Marktumfeld zu einem gewissen Grade auf den Schnitt der impliziten Eigenkapitalrenditen ausgewirkt. Wie Bild 3-8 und Bild 3-9 zeigen, ist die für die Unternehmen relevante Eigenkapitalverzinsung nach Steuern im Schnitt über die Jahre hinweg bis ins Jahr 2013 relativ konstant. Seit den letzten drei Jahren hingegen ist diese gesunken, ohne einem gleichzeitigen Anstieg in den Rückstellungen. Die Konstanz über viele Jahre hinweg ist insofern überraschend, als dass sich in diesen Jahren beispielsweise das Investitionsrisiko für die Kraftwerksinhaber infolge der Marktliberalisierung und -verzerrungen erhöht hat (vgl. Abschnitt 1.2). Wie im folgenden Abschnitt genauer erläutert wird, dürfte die prävalente Partnerwerkstruktur jedoch ein wesentlicher Grund für diese relative Konstanz der Eigenkapitalrenditen sein. Aufgrund dieser rechtlichen Form kann die Festlegung der Eigenkapitalrendite, und damit der Eigenkapitalkosten, anhand der in den pagatorischen Geschäftsberichten ausgewiesenen Informationen zusätzlich hinterfragt werden.

Die Fremdkapitalverzinsung ergibt sich aus dem Total des Fremdkapitals zu Beginn einer Berichtsperiode und des während der jeweiligen Periode anfallenden Finanzaufwandes. Der Finanzaufwand beinhaltet den Zinsaufwand, welcher seitens eines Unternehmens an die Gläubiger entrichtet werden muss. Gemäss Bild 3-10 betrug die Fremdkapitalverzinsung über die Jahre hinweg im Median rund 2.6 Prozent, wobei wiederum erhebliche Unterschiede sowohl zwischen als auch innerhalb der individuellen Unternehmen ausgemacht werden können. Ebenfalls wird eine Beobachtung, welche schon im Rahmen der Analyse der Gesteungskosten gemacht wurde (vgl. Bild A-2 bis Bild A-5), durch Bild 3-11 bestätigt: Der Zins auf das Fremdkapital hat sich seit der Jahrtausendwende—einhergehend mit dem seit längerem anhaltenden Niedrigzinsumfeld—bei allen vier Unternehmenstypen beinahe kontinuierlich verringert. Zwischen den einzelnen Unternehmenstypen sind ausserdem keine erheblichen Unterschiede bezüglich der Verzinsungshöhe auszumachen; einzig die Pumpspeicherwerkunternehmen weisen einen klar über dem allgemeinen Durchschnitt liegenden Wert auf.

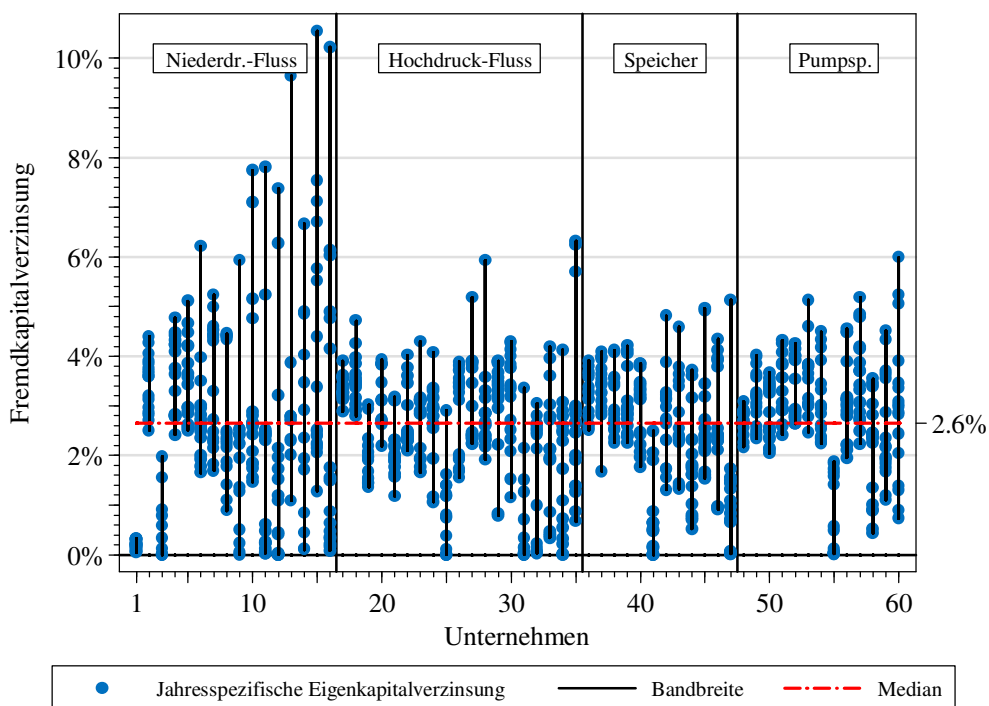


Bild 3-10: Pagatorische Fremdkapitalverzinsung für die Jahre 2000 bis 2016, geordnet in selber Art und Weise wie in Bild 3-7.

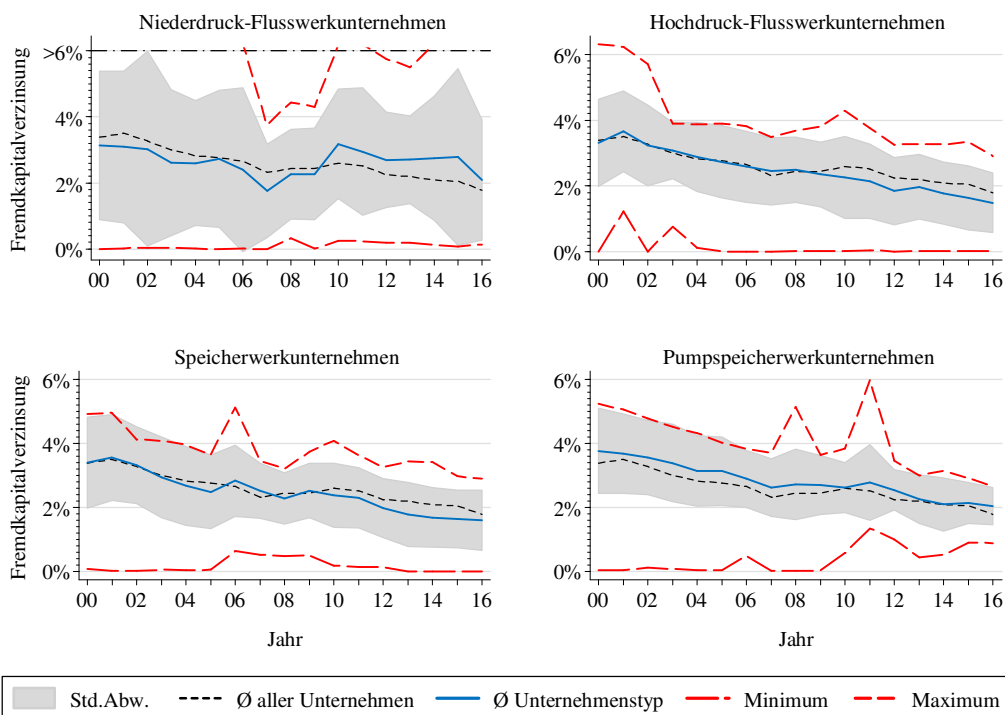


Bild 3-11: Verlauf und Variation der jährlichen pagatorischen Fremdkapitalverzinsung der vier Unternehmenstypen.

3.3.2 Implikationen der Partnerwerkstruktur

Das Aktienkapital eines Grossteils der Schweizer Wasserkraftunternehmen ist—direkt oder indirekt—im Besitz der öffentlichen Hand und ein erheblicher Anteil dieser Unternehmen wiederum sind sogenannte Partnerwerke.³² An einem Partnerwerk ist grundsätzlich mindestens eine Muttergesellschaft³³ beteiligt. Jede Muttergesellschaft hat dabei das Recht, vom Partnerwerk eine gewisse Elektrizitätsmenge zu beziehen. Diese Menge hängt im Allgemeinen vom jeweils zugehörigen Anteil der Muttergesellschaft am Aktienkapital des Partnerwerks oder von anderweitig definierten Bezugsrechten ab. Das Konzept des Partnerwerks, gemäss Friedli (2010) im Jahre 1925 bei den Kraftwerken Oberhasli das erste Mal angewendet, wurde aus verschiedenen Gründen eingeführt. Die Partnerwerkstruktur ermöglicht einerseits eine Risikoverteilung zwischen mehreren Muttergesellschaften, beispielsweise bezüglich des Finanzierungsrisikos eines kapitalintensiven Kraftwerkprojektes oder Produktionsausfällen, nicht zuletzt aufgrund der Möglichkeit zur geographischen Diversifikation. Weiter erlaubt sie auf einfache Art und Weise, Konzessionsgemeinden (in der Regel als Minderheit) an einem Kraftwerk zu beteiligen. Dieses Konstrukt bietet sich ebenfalls an, wenn mehrere Konzessionsnehmer entlang eines Gewässers dessen energietechnisches Potential mit lediglich einem Kraftwerk nutzen möchten. Nicht zuletzt lässt die Partnerwerkstruktur eine einfachere Abwicklung eines allfälligen Heimfalls an die Verfügungsberechtigten zu, als wenn das Kraftwerk vollständig in einer Muttergesellschaft integriert wäre.

Das Recht einer Muttergesellschaft zur Beanspruchung eines Teils der Elektrizitätserzeugung eines Partnerwerks bedingt jedoch, dass erstere gleichzeitig den ihr zugehörigen Anteil der beim Partnerwerk während eines Berichtsjahres jeweils anfallenden Kosten, inklusive einer allfälligen a priori fixierten Pflichtdividende, begleicht. Aufgrund dieses vertraglich festgesetzten Beziehungsmusters gibt ein Partnerwerk in der Regel den erzeugten Strom anstatt zu strommarktüblichen Preisen zu Verrechnungspreisen an ihre

³² Gemäss Banfi und Filippini (2010), Luchsinger (2006) und Wild (2001) beträgt die landesweite Anzahl dieser Partnerwerke rund 80 Stück.

³³ Die Muttergesellschaft ist dabei häufig eine der grossen Elektrizitätsgesellschaften (Überlandwerke), wozu beispielsweise die Axpo, Alpiq, BKW oder die EWZ zu zählen sind. Diese Gesellschaften wiederum sind grösstenteils im Besitz der Kantone.

Muttergesellschaften weiter, d.h. der in einem Geschäftsbericht jeweils ausgewiesene Ertrag leitet sich direkt aus den Gestehungskosten ab.³⁴ Infolge des hohen Fixkostenanteils in der Kostenstruktur der Wasserkraft fallen diese Erträge über die Jahre hinweg denn auch zumeist relativ konstant aus.

Die Partnerwerkstruktur führt deshalb erstens dazu, dass die bei Muttergesellschaften anfallenden Kosten zur Koordinierung und Vermarktung der erzeugten Elektrizität nicht in den Geschäftsberichten der Partnerwerke mitberücksichtigt sind. Zweitens können einige Partnerwerkunternehmen Pumpenergie gratis von ihren Muttergesellschaften beziehen. Drittens entspricht die von einer Muttergesellschaft erzielte wahre Rendite auf das in einem Partnerwerk gebundene Eigenkapital nicht dem Wert, welcher sich aus der seitens des Wasserkraftunternehmens publizierten pagatorischen Erfolgsrechnung ergibt (vgl. Bild 3-7 und Bild 3-8). Aufgrund einer Ertragsverschiebung³⁵ von den Partnerkraftwerken hin zu den Muttergesellschaften gehen letztere wohl von einer höheren oder—abhängend von den Marktpreisen—tieferen impliziten nominalen Eigenkapitalrendite aus als die rund 3.8 Prozent³⁶ nach Steuern, welche im Median über die Jahre 2000 bis 2016 beobachtet wurden (vgl. Bild 3-8). Eine höhere Eigenkapitalverzinsung beispielsweise

³⁴ Diese in Form einer Pflichtdividende vordefinierte Rendite ist häufig an das Aktienkapital gekoppelt. Der Sinn der Pflichtdividende besteht darin, einen Teil des Gewinns aus dem Verkauf der durch ein Partnerwerk erzeugten Elektrizität bei ebendiesem anfallen zu lassen und damit an dessen Standort der Steuerpflicht zuzuführen. Für die Muttergesellschaften bestünde ansonsten die Möglichkeit, zwecks Steueroptimierung den Partnerwerken keinen Gewinn zuzugestehen. Neben dem Konzept des Wasserzinses kann dieser Aspekt der Pflichtdividende deshalb als Zugeständnis an die Verfügungsberechtigten der Ressource Wasser gesehen werden, um diese an dem mit Hilfe des Wassers erwirtschafteten Gewinn teilhaben zu lassen. Ausserdem sichert die Pflichtdividende Minderheitsaktionären wie beispielsweise Konzessionsgemeinden, welche den von einem Partnerwerk erzeugten Strom nicht selbst vermarkten und nicht oder nur beschränkt von Gratis- und Vorzugsenergielieferungen Gebrauch machen, eine gewisse Eigenkapitalrendite zu.

³⁵ Die zumeist im Mittelland angesiedelten Muttergesellschaften sind häufig nicht in denselben Kantonen (und damit Gemeinden) lokalisiert, wie die sich eher in alpinen Regionen befindenden Partnerwerke. Ohne das Wasserzinssystem würde deshalb der allfällig mit Hilfe der Wasserkraft erzielte Gewinn einzig am Steuersitz der Muttergesellschaften anfallen, und nicht an dem Ort, wo das Wasser turbiniert wurde und welcher das Verfügungsrecht über dieses Wasser besitzt.

³⁶ Pfister und Christensen (2009) beispielsweise führen auf S. 19 ein Satz von 6 Prozent als faire Dividende auf für das von öffentlich-rechtlichen Anstalten in der Schweizer Elektrizitätswirtschaft eingesetzte Aktienkapital resp. Einlagekapital. Auch in Balmer et al. (2006) wird im Rahmen einer modellgestützten Bewertung des Schweizer Wasserkraftwerkparcs ein Kalkulationszinssatz von 6 Prozent pro Jahr verwendet.

impliziert jedoch einen höheren Jahresgewinn. Es kann deshalb argumentiert werden, dass die aus den Geschäftsberichten abgeleiteten Gesteungskosten zumindest teilweise nicht deren wahre Höhe widerspiegeln, da die Eigenkapitalverzinsung nicht den Opportunitätskosten des investierten Eigenkapitals entspricht. Um die Attraktivität zukünftiger Investitionen zu analysieren, werden deshalb im folgenden Abschnitt die kalkulatorischen Gesteungskosten berechnet.

3.4 Ansatz 2—Gesteungskosten basierend auf einer kalkulatorischen Verzinsung des Eigen- und Fremdkapitals

Wie vorhin diskutiert wurde, sind die in den Geschäftsberichten enthaltenen Kosten kalkulatorischer Natur, was dazu führt, dass nicht alle Kosten, wie beispielsweise bei den Kapitalkosten der Fall, vollständig mitberücksichtigt werden. Die daraus hervorgehende Notwendigkeit der Spezifikation einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung beispielsweise bedingt jedoch eine Schätzung der Rendite, welche am Markt mit einem Geschäft von ähnlichem Risiko wie dem des Betriebens eines Wasserkraftwerks erzielt werden könnte. Die Quantifizierung einer solchen Rendite allerdings ist nicht trivial. Einerseits setzen Wasserkraftwerke sehr langfristige Investitionen von bis zu 80 Jahren voraus und es gibt vergleichsweise nur wenige alternative Investitionsobjekte, welche sich ebenfalls über solch lange Zeiträume erstrecken. Des Weiteren haben bis anhin langfristig nur schwer prognostizierbare politische Entscheide grossen Einfluss auf das allgemeine Marktumfeld der Wasserkraft gehabt, wie beispielsweise die Förderung der neuen erneuerbaren Energien gezeigt hat. Dementsprechend schwierig zu beschaffen sind repräsentative Marktangaben zu den Renditen von solch alternativen Projekten, insbesondere von Projekten mit ähnlichem Risiko. Bei der Elektrizitätserzeugung durch Wasserkraft handelt es sich ausserdem nicht um eine homogene, sondern um eine relativ heterogene Technologie. Zwischen dem Bau und Betrieb von Flusslaufkraftwerken und Speicherkraftwerken beispielsweise bestehen grosse Unterschiede. In diesem Sinne müsste die Festlegung einer angemessenen Rendite auf das eingesetzte Eigenkapital kraftwerksspezifisch erfolgen.

Wir versuchen die Verzerrungen der aus den pagatorischen Erfolgsrechnungen inhärent resultierenden Kapitalverzinsungen deshalb in approximativer Weise zu einem gewissen Grade zu korrigieren, indem wir die Veränderung in den Gestehungskosten eruieren, welche aus der Anwendung eines unternehmensübergreifenden nominalen „Weighted Average Cost of Capital“ (WACC) von 3.8, 4.4 oder 5 Prozent resultieren würde.³⁷ Anstatt nur die Eigenkapitalverzinsung zu ändern, haben wir uns somit entschieden, ebenfalls die Fremdkapitalkosten zu „normalisieren“. Im Rahmen dieser Kostenberechnung wird davon ausgegangen, dass die Unternehmen in einer Berichtsperiode implizit mit einem ähnlichen WACC rechnen.³⁸ Die beiden WACC von 4.4 bzw. 5 können als eher zukunftsorientiert angesehen werden, wobei der WACC von 5 Prozent als eher hoch anzusehen ist. Für diejenigen Partnerwerke, welche von Stromlieferungen seitens der Muttergesellschaften profitieren konnten, ohne dass ihnen die dafür anfallenden Kosten in Form von Energie- und Netznutzungskosten buchhalterisch belastet wurden, wird der Marktwert dieser Stromlieferung abgeschätzt und den Kosten hinzuaddiert.³⁹ Der

³⁷ Die Bemessung des nominalen WACC in der hier vorliegenden Studie basiert auf dem nominalen WACC Wert, welcher vom Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) für die in einem Monopol operierenden Schweizer Verteilwerke jährlich festgelegt wird (für eine detaillierte Präsentation siehe UVEK (2017) und IFBC (2015)). Momentan wird von einem nominalen WACC von 3.8 Prozent ausgegangen. Die dabei angenommene Kapitalstruktur beruht beispielsweise auf 60 Prozent Fremdkapital und 40 Prozent Eigenkapital, was recht genau dem in der Stichprobe beobachteten Verhältnis entspricht. Der Eigenkapitalkostensatz beträgt 6.96 Prozent und der Fremdkapitalkostensatz 1.75 Prozent. Der WACC von 3.8 Prozent ist relevant für diejenigen Unternehmen, welche Elektrizität an gebundene Kunden (und damit aus einer quasi-monopolistischen Stellung) liefern. Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass auf dem Schweizer Markt auch Kraftwerksunternehmen tätig sind, welche auf dem freien Markt Elektrizität einkaufen und verkaufen, werden ebenfalls noch die kalkulatorischen Kosten für nominale WACC von 4.4 und 5 Prozent angegeben. Die WACC von 4.4 und 5 Prozent implizieren eine Risikoprämie von 0.5 bzw. 1 Prozent im Vergleich zum WACC von 3.8 Prozent. Wir sind uns bewusst, dass dies einer vereinfachenden Annahme entspricht. Um präzisere Werte des WACC für Wasserkraftunternehmen im Wettbewerb zu eruieren, sollte eine eigene Studie durchgeführt werden.

³⁸ Grundsätzlich müsste für jedes individuelle Jahr und Unternehmen ein spezifischer WACC bestimmt werden. Dies würde jedoch genug Inhalt für eine eigenständige Studie liefern. Zur Vereinfachung der Analyse—für die Jahre vor 2008 beispielsweise sind keine offizielle WACC-Angaben von Bundesbehörden vorhanden—nehmen wir jedoch einen uniformen WACC für die gesamte Periode 2000 bis 2016 an. In Anbetracht der hier verfolgten Zielsetzung der groben Berechnung des Unterschieds zwischen den pagatorischen und kalkulatorischen Gestehungskosten sowie des Aufzeigens der Sensitivität der kalkulatorischen Gestehungskosten bezüglich einer Variation des WACC kann diese Vereinfachung als gerechtfertigt angesehen werden.

³⁹ Eine Minderheit an Muttergesellschaften verrechnen ihren Partnerwerken administrierte Pumpenergiepreise, welche sich von den Marktpreisen unterscheiden und momentan in der Regel wohl höher liegen.

Marktwert bildet sich aus der Multiplikation des Pumpenergiepreises mit der verbrauchten Pumpenergie. Der Preis entspricht dabei dem Durchschnitt der beobachteten Preise der übrigen Pumpspeicherwerkunternehmen. Er liegt in den Jahren 2000 bis 2016 zwischen 3.0 Rp./kWh und 4.8 Rp./kWh.⁴⁰ Es gilt zu beachten, dass diese Kostenkorrektur hin zu kalkulatorischen Kosten einen ersten explorativen Versuch zur Schätzung der kalkulatorischen Gesteungskosten darstellt. Die Resultate dienen deshalb lediglich als Orientierungszahlen. Bei der Interpretation und Benützung sollte dies in Erinnerung behalten werden.

Die drei Diagramme in Bild 3-12 zeigen, dass sich die Gesteungskosten bei den in der Stichprobe enthaltenen Unternehmen über die Jahre 2000 bis 2016 hinweg im Schnitt um rund 2.6 Prozent verringert hätten, falls das Eigen- und Fremdkapital zu einem nominalen WACC von 3.8 Prozent verzinst worden wäre. Würden höhere Raten als 3.8 Prozent gewählt, so hätte dies dementsprechend eine geringere Verminderung der Gesteungskosten zur Folge. Bei den Unternehmen, welche in ihren Geschäftsberichten eine teilweise äusserst hohe Eigenkapitalrendite aufweisen, bewirkt die Annahme eines WACC zwischen 3.8 und 5 Prozent dementsprechend tiefere Gesteungskosten.

In Bild 3-13 werden die korrigierten Gesteungskosten der vier Unternehmenstypen gezeigt, welche sich im Schnitt über alle Jahre hinweg infolge der Annahme eines nominalen WACC von 3.8 Prozent ergeben hätten; in Klammern sind die Gesteungskosten unter einem allfälligen WACC von 4.4 resp. 5 Prozent aufgeführt. Gegenüber Bild 3-2 ändern sich die Kostenblöcke des Gewinns vor Steuern und des Finanzaufwandes, welche in den Kostenblöcken der Eigenkapitalverzinsung (EK-Verzinsung) und Fremdkapitalverzinsung (FK-Verzinsung) zusammengefasst sind. Falls die pagatorischen Erfolgsrechnungen eines Unternehmenstyps einen WACC von über 3.8 Prozent implizieren, können die durchschnittlichen Gesteungskosten infolge solch einer Korrektur geringer ausfallen. Ein Vergleich von Bild 3-13 mit Bild 3-2 zeigt, dass sich infolge einer

Wir sind uns bewusst, dass im Rahmen einer kalkulatorischen Sichtweise für diesen Fall ebenfalls korrigiert werden müsste. Allerdings erlauben die uns zur Verfügung stehenden Daten nicht, eine solche Korrektur vorzunehmen. Wir schätzen den Effekt des Fehlens einer solchen Korrektur aufgrund der kleinen Zahl der betroffenen Unternehmen in der Stichprobe (2 Stück) als gering ein.

⁴⁰ Von dieser Korrektur betroffen sind 5 Unternehmen in total 43 Berichtsperioden.

eher kalkulatorischen Fremd- und Eigenkapitalverzinsung insbesondere die Gestehungskosten von Hochdruck-Fluss- und Speicherwerkunternehmen verringern, währenddem sich die der Pumpspeicherwerkunternehmen erhöhen. Der zuvor schon hohe Einfluss der Kapitalkosten—bestehend aus der Amortisation, der Fremd- sowie Eigenkapitalverzinsung—auf die Gestehungskosten bleibt jedoch bestehen. Der Einfluss der Bepreisung einer allfälligen Gratislieferung an Pumpenergie auf die Energie- und Netznutzungskosten ist hingegen vernachlässigbar.

Bild 3-14 stellt die aus einem WACC von 3.8, 4.4 bzw. 5 Prozent resultierenden Gestehungskosten denjenigen der pagatorischen Erfolgsrechnung gegenüber. Es wird ersichtlich, dass sich eine Korrektur etwa ab dem Jahr 2008 positiv beginnt auf die Gestehungskosten der Niederdruck-Fluss- und insbesondere der Pumpspeicherwerkunternehmen auszuwirken (in Abhängigkeit des WACC-Niveaus). Ungefähr ab dem Jahr 2012 ist ein solch positiver Einfluss ebenfalls auf die der Hochdruck-Fluss- und Speicherwerkunternehmen beobachtbar, wobei sich dieser Einfluss in den jüngeren Jahren tendenziell verstärkt hat.

Die Verläufe der unternehmenstypspezifischen kalkulatorischen Gestehungskosten in Bild 3-15 bis Bild 3-18 zeigen, dass bei den Pumpspeicherwerkunternehmen aufgrund kürzlich getätigter Grossinvestitionen der Amortisations- und insbesondere Finanzaufwand stark angestiegen ist. Der Vergleich zwischen Bild 3-18 und Bild A-5 auf S. 79 zeigt ausserdem, dass bei den Pumpspeicherwerkunternehmen die Korrektur der Eigen- und Fremdkapitalverzinsung insbesondere in den jüngeren Jahren zu höheren Gestehungskosten führt. Dies impliziert, dass die Pumpspeicherwerkunternehmen auf die kürzlich getätigten Grossinvestitionen momentan keinen nominalen WACC von mindestens 3.8 Prozent erwirtschaften können. Ab dem Jahr 2008 hat jedoch das Neubauprojekt Linth-Limmern infolge seiner Grösse und Kosten einen erheblichen Einfluss auf diese Mittelwerte der Pumpspeichertechnologie. In Bild A-13 werden deshalb die mittleren kalkulatorischen Gestehungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen zusätzlich ohne das Unternehmen Linth-Limmern ausgewiesen. Die Reduktion der Kosten ab 2008 ist erheblich.

Fazit:

Die in diesem Abschnitt vorgenommene Korrektur der Gesteungskosten hin zu einer eher kalkulatorischen Erfolgsrechnung kann als eine fundamentale Aussage dieser Studie verstanden werden, denn die Verwendung einer pagatorischen Erfolgsrechnung zur Ermittlung der Gesteungskosten kann von zwei Richtungen her kritisiert werden. Einerseits entspricht sie nicht dem ökonomischen Konzept, wonach die Kapitalkosten den Opportunitätskosten des eingesetzten Kapitals zu entsprechen haben. Zusätzlich lässt sich aufgrund der rechtlichen Form der Partnerwerkstruktur, nach welcher die Mehrheit der beobachteten Unternehmen organisiert ist, die Festlegung der Eigenkapitalverzinsung anhand der in den Geschäftsberichten ausgewiesenen pagatorischen Informationen hinterfragen. Eine approximative Korrektur hin zu einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung entsprechend einem WACC von 3.8 Prozent ergibt im Schnitt aller Jahre für die Hochdruck-Fluss- und Speicherwerkunternehmen geringere Gesteungskosten, währenddem sich die der Pumpspeicherwerkunternehmen erhöhen.

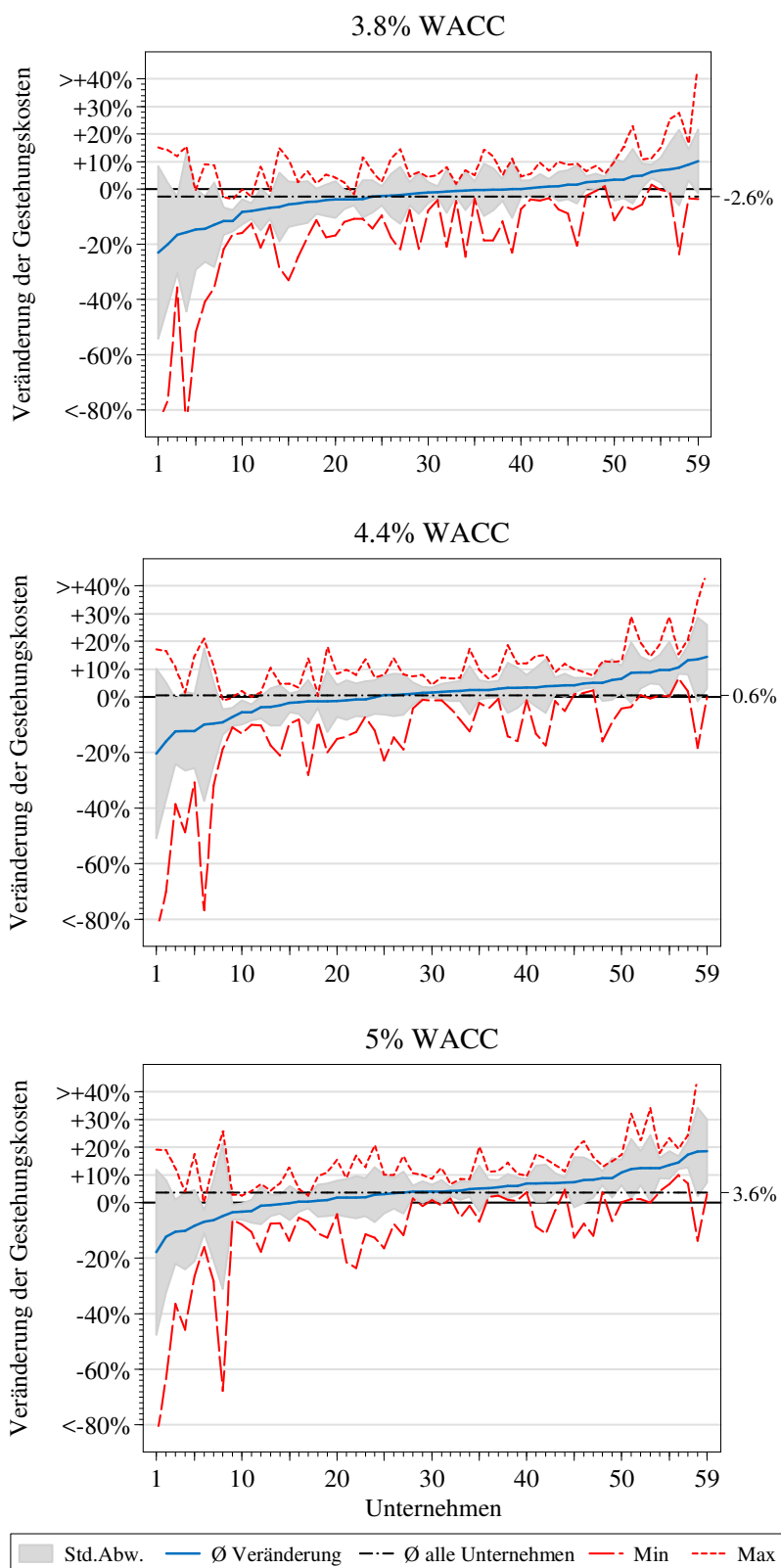


Bild 3-12: Veränderung der Gestehungskosten bei einer kalkulatorischen Kapitalverzinsung unter einem nominalen WACC von 3.8, 4.4 oder 5 Prozent für die Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

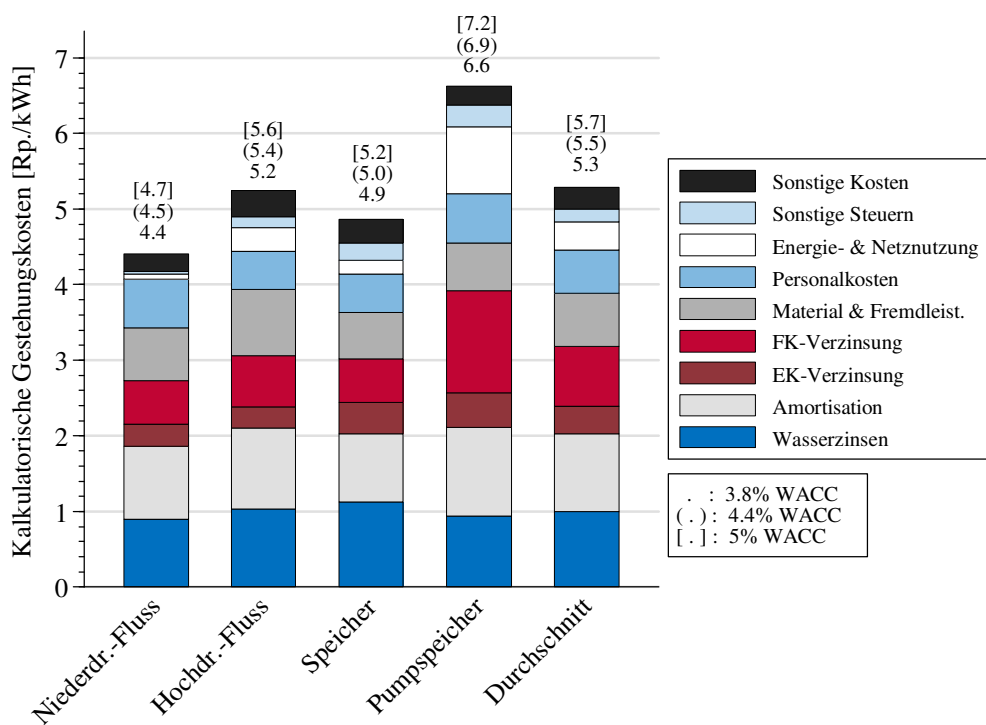


Bild 3-13: Durchschnittliche Gesteungskosten der Jahre 2000 bis 2016 bei einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung unter einem nominalen WACC von 3.8, 4.4 oder 5 Prozent (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

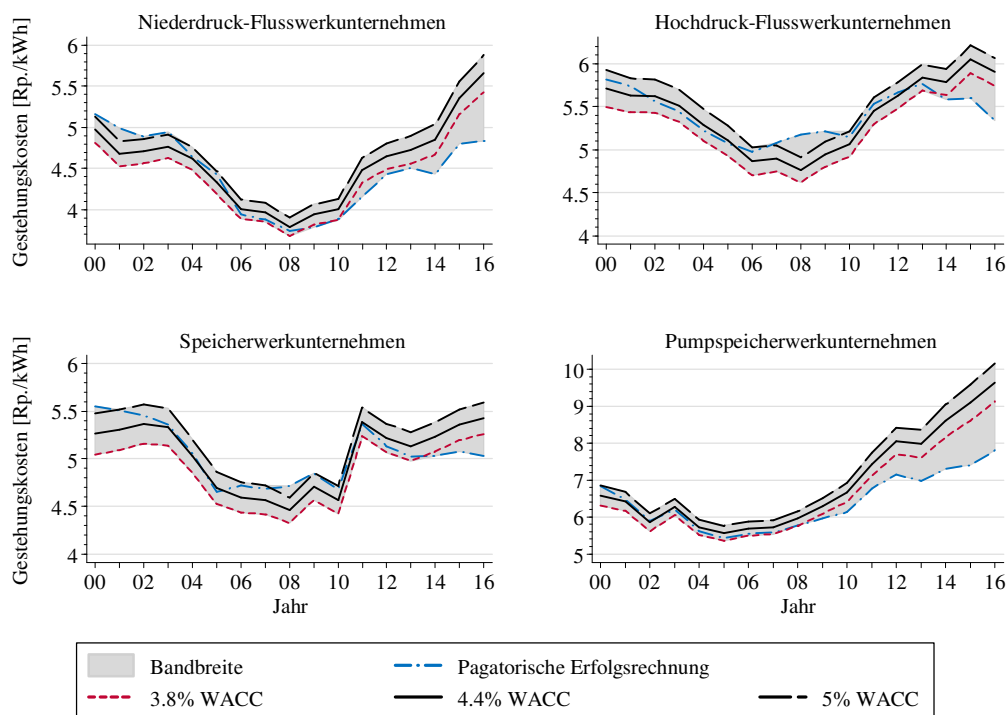


Bild 3-14: Effekt einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung auf den Verlauf der Gesteungskosten (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

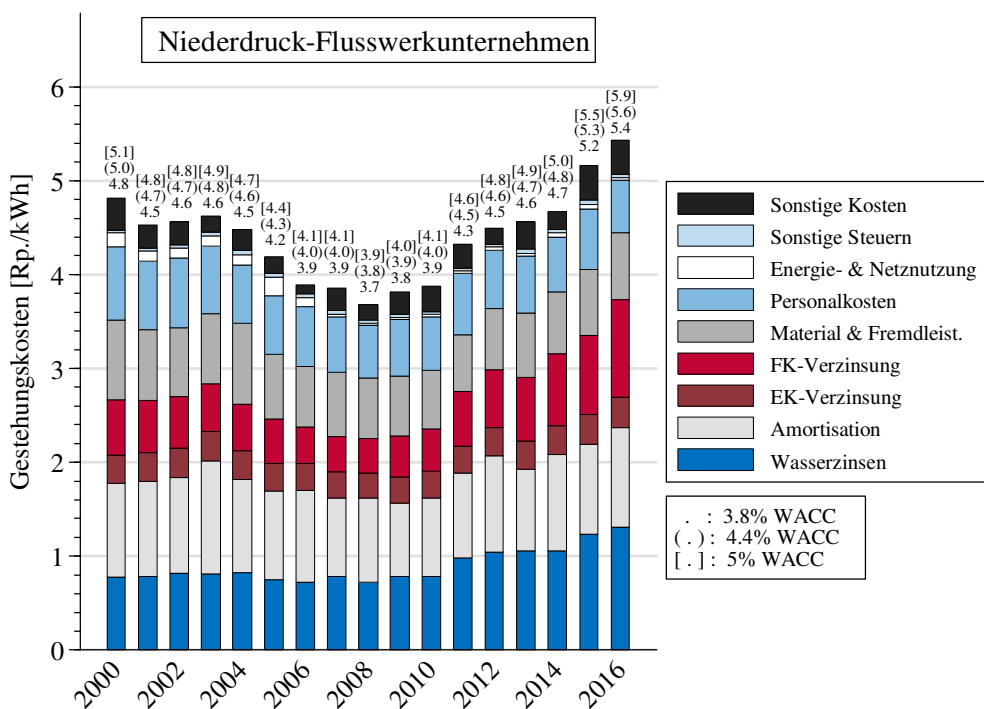


Bild 3-15: Verlauf der korrigierten Gestehungskosten der Niederdruck-Flusswerkunternehmen (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

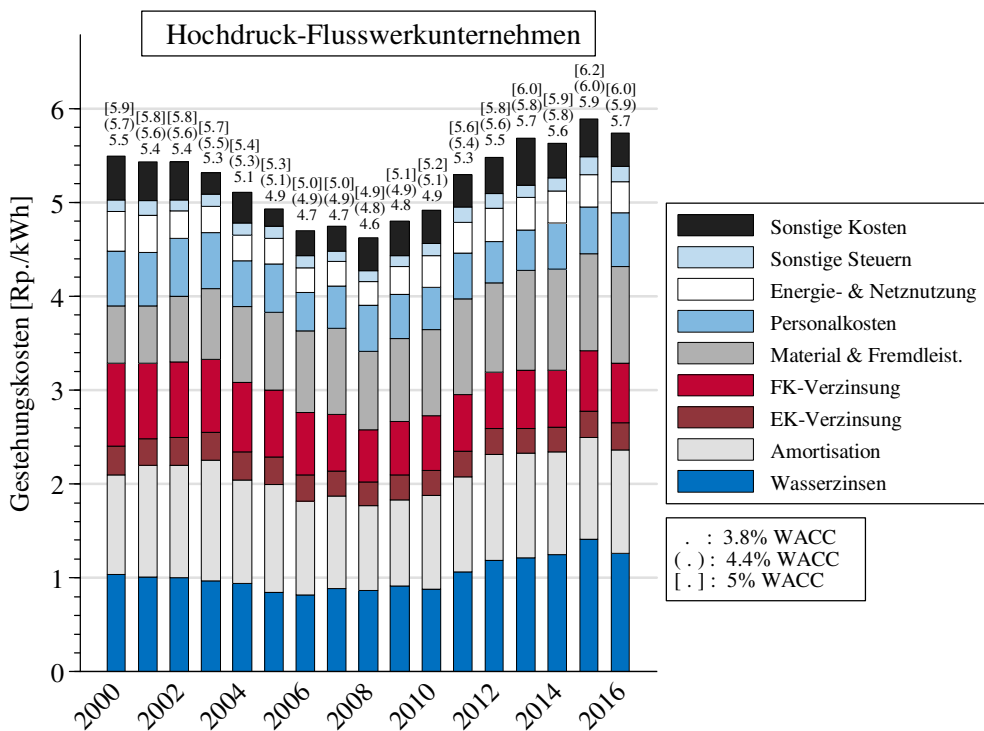


Bild 3-16: Verlauf der korrigierten Gestehungskosten der Hochdruck-Flusswerkunternehmen (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

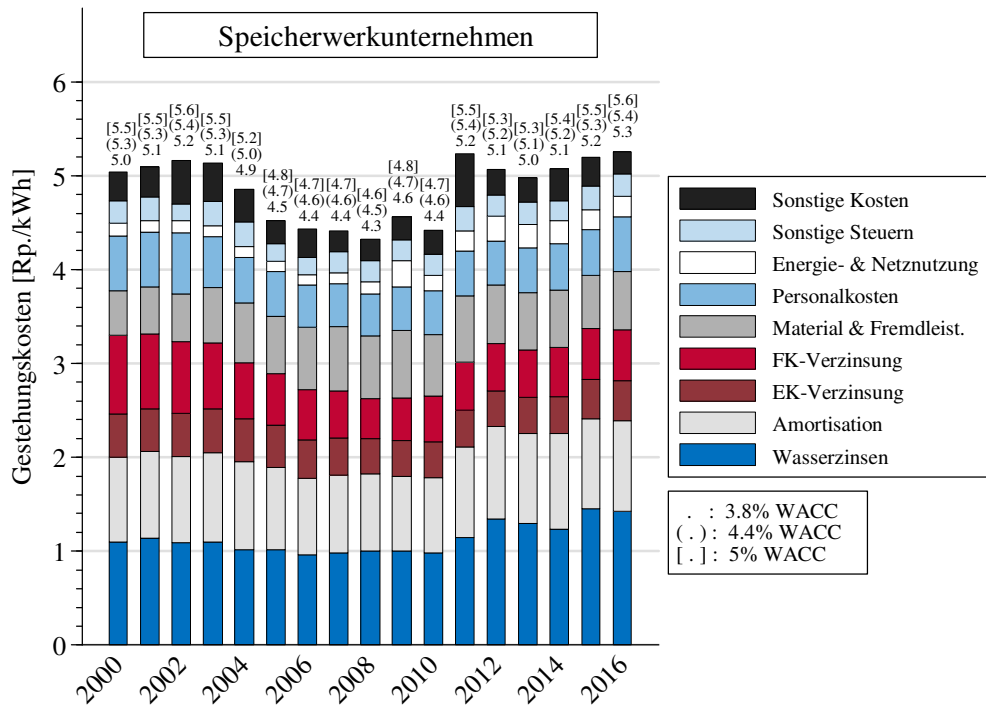


Bild 3-17: Verlauf der korrigierten Gesteungskosten der Speicherwerkunternehmen (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

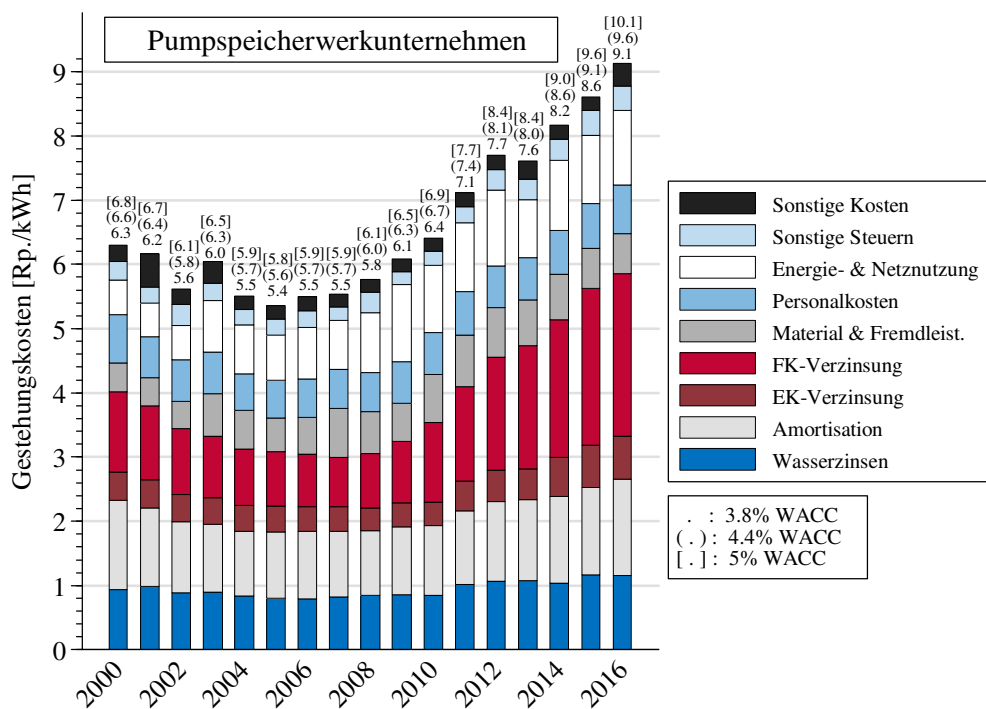


Bild 3-18: Verlauf der korrigierten Gesteungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

3.5 Rolle der Wasserzinse in der Gestehungskostenstruktur

Die Wasserzinse spielen in den Gestehungskosten der Wasserkraftwerke eine bedeutende Rolle und haben damit einen gewichtigen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in einem liberalisierten Strommarkt. Im Rahmen dieses Abschnitts soll deshalb genauer auf das heutige Wasserzinssystem und dessen Implikationen eingegangen werden.

3.5.1 Derzeitige Ausgestaltung des Schweizer Wasserzinssystems

Gemäss Banfi et al. (2004) sind zur Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft verschiedene Produktionsfaktoren notwendig, wobei hier grundsätzlich zwischen den drei Faktoren der menschlichen Arbeit, der Energie und des Kapitals zu unterscheiden ist. Das Wasser lässt sich dabei, aufgrund des mit ihm einhergehenden Potentials zur Elektrizitätserzeugung, dem Faktor der Energie zuschreiben. Die Ökonomie besagt, dass für ein an Drittparteien zur Verfügung gestellter knapper Produktionsfaktor eine Entschädigung geltend gemacht werden kann. Der Besitzer eines Wasserkraftpotentials hat deshalb eine angemessene Entschädigung zugute, sofern er dieses einer Drittpartei zur Elektrizitätserzeugung überlässt.⁴¹ Wie in Sigg und Röthlisberger (2002) beschrieben wird, geht das Wasserzinssystem aus dem Prinzip hervor, wonach das natürlich vorhandene Wasser gemäss Schweizer Recht grundsätzlich als Gut mit allgemeinem Charakter einzustufen ist. Bei den Verfügungsberechtigten, welche dieses natürlich vorhandene Wasser besitzen, handelt es sich somit in der Regel um die öffentliche Hand. Im Rahmen einer Konzession gestehen diese dem jeweiligen Konzessionsnehmer das Recht zur Nutzung des mit einem Gewässer einhergehenden Potentials zur Elektrizitätserzeugung zu, wofür der Konzessionsnehmer im Gegenzug einen Wasserzins zu zahlen hat (Sigg und Röthlisberger, 2002).

⁴¹ Hierzulande nehmen die Verfügungsberechtigten (d.h. in der Regel die Kantone oder Gemeinden) ihr Recht zur Nutzung eines Wasserkraftpotentials in der Regel nicht selbst wahr, sondern verleihen dieses weiter an privatrechtlich organisierte Unternehmen (Sigg und Röthlisberger, 2002).

Der bundesrechtliche Wasserzinsmaximalsatz ist seit seiner Einführung vor bald 100 Jahren sechs Mal erhöht worden; von zu Beginn 6 Franken pro Brutto-Pferdekraft (Sigg und Röthlisberger, 2002) auf heute 110 Franken pro Kilowatt Brutto-Leistung (WRG⁴² Art. 49 Abs. 1). Dieser Maximalsatz wird gemäss Banfi et al. (2005) von den Verfügungsberechtigten in der Regel zu einem grossen Teil oder gar vollständig abgeschöpft. Abgesehen von der Periode, als zwischen drei Qualitätsstufen⁴³ differenziert wurde, ist den Ausführungen in Sigg und Röthlisberger (2002) zufolge die Berechnungsmethode, welche der Bestimmung des von einem Konzessionsnehmer maximal zu entrichtenden Wasserzinses zugrunde liegt, im Laufe der Zeit in den massgebenden Punkten nie geändert worden. Es wurde jeweils lediglich die Höhe des Wasserzinsmaximalsatzes angepasst. Wie Bild 3-19 zeigt, enthüllt der Verlauf dieses Maximalsatzes jedoch so gut wie keine Regelmässigkeiten. Bis in die 1980er Jahre scheint zwar zumindest ansatzweise der Ausgleich an die Teuerung einen Einfluss gehabt zu haben. Von einer Indexierung, d.h. einer automatischen und kontinuierlichen Inflationsanpassung, wurde seit jeher jedoch abgesehen.

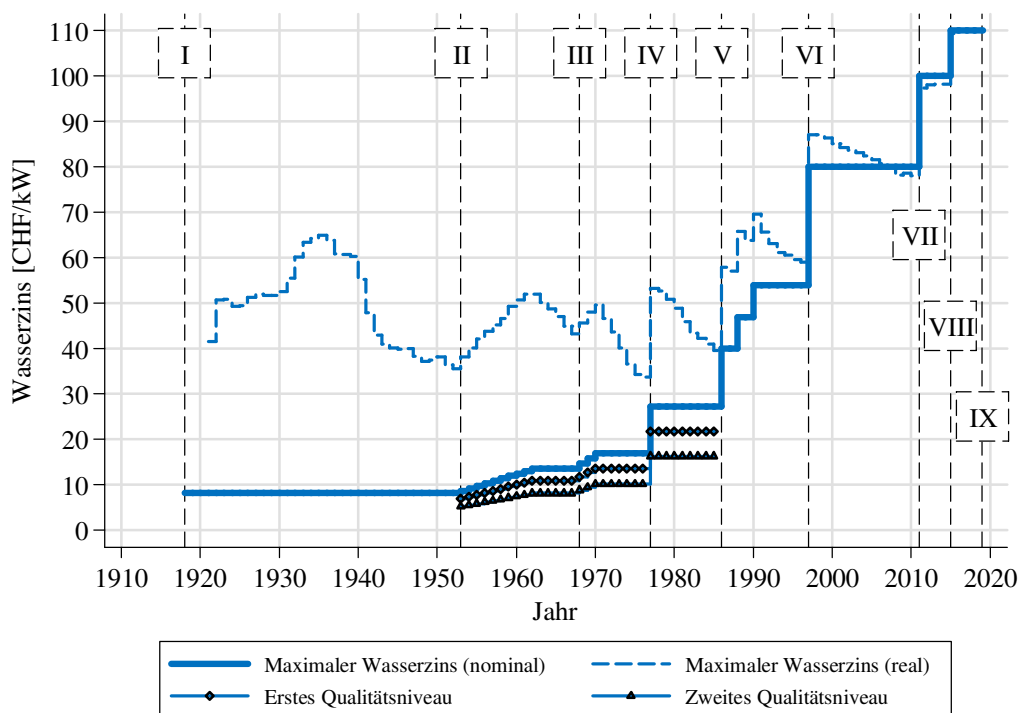
Wie in Sigg und Röthlisberger (2002) ausführlich dargelegt wird, liegt das Recht zur Gesetzgebung und damit zur Bestimmung des Wasserzinsmaximalsatzes beim Bund. Die Gesetzgebung besagt momentan, dass die Berechnung des höchstzulässigen Wasserzinses auf dem Jahresmittel der Brutto-Leistung in Kilowatt zu basieren hat (WZV⁴⁴ Art. 1 Abs. 1). Diese mittlere Brutto-Leistung berechnet sich aus den nutzbaren Gefällen und Wassermengen (WRG Art. 51 Abs. 1) und beruht somit auf hauptsächlich naturgegebenen Faktoren, welche ein Unternehmen während des Betriebs nicht beeinflussen kann. Wie schon in Banfi und Filippini (2010), Banfi et al. (2004) und Luchsinger (2006) kritisiert wird, ist der Produktionsfaktor des Wassers unter der heutigen starren Wasserzinsstruktur nicht wertorientiert besteuert. Allfällige Standortvorteile und Unterschiede in der Qualität des genutzten Wassers, wie beispielsweise saisonale Schwankungen in der

⁴² Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG), SR 721.80.

⁴³ Das System der Qualitätsstufen wird beispielsweise in BAW (1979) und Banfi et al. (2004) näher beschrieben.

⁴⁴ Verordnung über die Berechnung des Wasserzinses (Wasserzinsverordnung, WZV), SR 721.831.

nutzbaren Wassermenge, Speichermöglichkeiten usw., werden nicht adäquat mitberücksichtigt.



I	1.1.1918:	8.16 CHF/kW (6 CHF/PS)	VI	1.5.1997:	80 CHF/kW
II	1.1.1953:	13.6/10.88/8.16 CHF/kW (10/8/6 CHF/PS)	VII	1.1.2011:	100 CHF/kW
III	1.7.1968:	17/13.6/10.2 CHF/kW (12.5/10/7.5 CHF/PS)	VIII	1.1.2015:	110 CHF/kW
IV	1.1.1977:	27.2 CHF/kW (20 CHF/PS)	IX	31.12.2019:	Ende der 110 CHF/kW Periode
V	1.1.1986:	54 CHF/kW			

Bild 3-19: Entwicklung des Maximalsatzes des Schweizer Wasserzinses (nominal und real mit Referenzjahr 2015).

[Quellen der Rohdaten: BAW (1979), Sigg und Röthlisberger (2002), SNB (2017), WRG Art. 49 Abs. 1]

Die Wasserzins-Abschöpfungsmechanismen können zwischen den verschiedenen Kantonen variieren, wodurch kantonale Unterschiede in der Höhe der abgeschöpften Wasserzinse bestehen.⁴⁵ Falls, beispielsweise infolge eines Ausbleibens von

⁴⁵ Für einen Beschrieb solcher individuellen Regelungen sei beispielsweise auf Sigg und Röthlisberger (2002) S. 15 verwiesen. Eine neuere Studie diesbezüglich ist den Autoren nicht bekannt.

Erweiterungsbautätigkeiten, keine Änderungen an der Brutto-Leistung vorgenommen werden, ist der von einem Konzessionsnehmer entrichtete Wasserzins—aufgrund der Berechnungsmethode des zumeist abgeschöpften bundesrechtlichen Maximalsatzes—meist über die Jahre hinweg relativ konstant. Dies wird durch Bild 3-20 verdeutlicht.

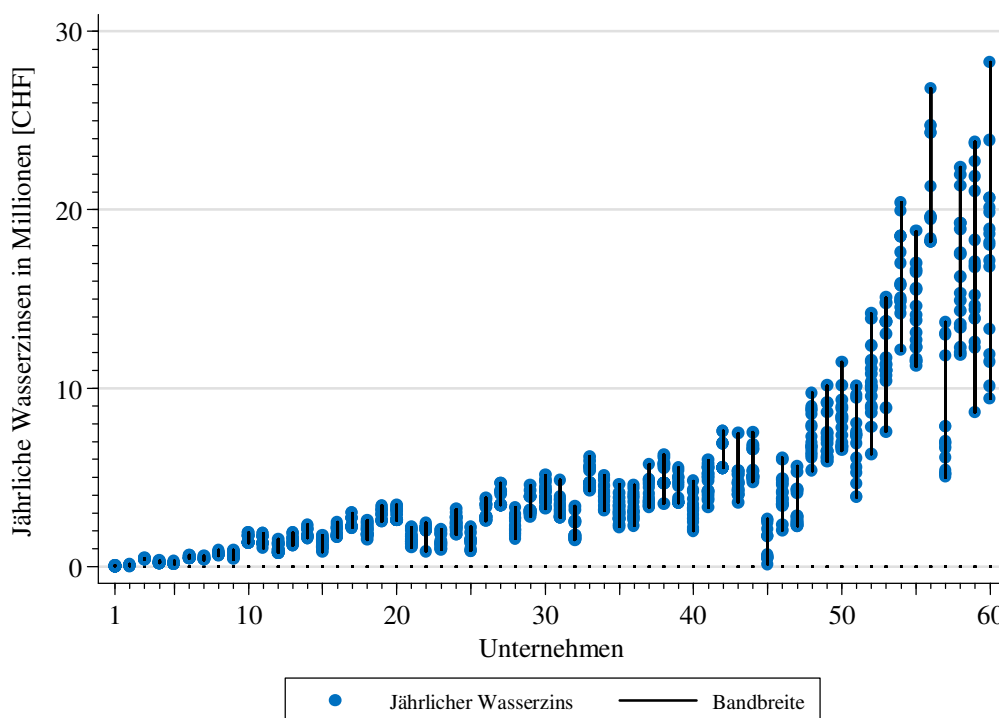


Bild 3-20: Nominale Wasserzinszahlungen der 60 Wasserkraftunternehmen während den Jahren 2000 bis 2016.
(Sortierung der Unternehmen entlang der horizontalen Achse erfolgt in erster Priorität nach der Standardabweichung der unternehmensspezifischen Wasserzinszahlungen und in zweiter Priorität nach dem jeweils höchsten beobachteten Wert des Wasserzinses.)

Ein Grossteil der Unternehmen weist keine oder lediglich eine sehr geringe Bandbreite in der Höhe der zu entrichtenden nominalen Wasserzinse aus. Diejenigen Kraftwerksunternehmen mit einer grossen absoluten Schwankung stammen aus den Kantonen Graubünden und Wallis, wo gemäss Sigg und Röthlisberger (2002) zusätzlich zum Wasserzins kantonale Sondersteuern⁴⁶ auf die Wasserkraft erhoben werden. Im Kanton

⁴⁶ Gemäss WRG Art. 49 Abs. 2 hat die Summe des Wasserzinses und der Sondersteuern jedoch kleiner gleich dem Wasserzinsmaximalsatz von momentan 110 CHF/kW zu sein.

Graubünden war ausserdem innerhalb der Jahre 2001 bis 2006 ein Wasserzinssystem im Einsatz, welches zum Ziel hatte, den Wasserzins auf dem effektiven Wert der Ressource Wasser zu basieren und deshalb zu variierenden Wasserzinszahlungen seitens der Unternehmen führte.

3.5.2 Implikation der Wasserzinse auf die Gestehungskosten

Bild 3-21 zeigt, dass die durch die Wasserzinse induzierten Kosten und deren Standardabweichungen über die Jahre hinweg relativ konstant geblieben sind. Allerdings resultieren für die Wasserkraftunternehmen aus der oftmals fixen Abschöpfungshöhe der Wasserzinse Schwankungen in den Gestehungskosten pro kWh. In einem kompetitiven Marktumfeld sind diese Kostenschwankungen von Relevanz, da sie von den Unternehmen nicht beeinflusst werden können. Zusammen mit den sonstigen Steuern und Abgaben, worin auch Leistungen wie beispielsweise die Lieferung von Elektrizität zu speziellen Bedingungen enthalten sind, sowie den Ertragssteuern bewegen sich die Abgaben der vier Unternehmenstypen an die öffentliche Hand momentan in der Grössenordnung zwischen 1.5 und 2 Rp./kWh (vgl. Bild 3-22). Der Wasserzinsanteil an den Gesamtabgaben an die öffentliche Hand beträgt über die Jahre hinweg rund 80 Prozent. Dieser Wert kann jedoch, wie alle übrigen Kostenblöcke der Gestehungskosten, zwischen den einzelnen Unternehmen erheblich variieren. Wie in Bild 3-22 gezeigt wird, haben die Hochdruck-Flusswerk- sowie die Speicherwerkunternehmen die höchste Wasserzinsbelastung pro kWh erzeugter Elektrizität zu tragen.

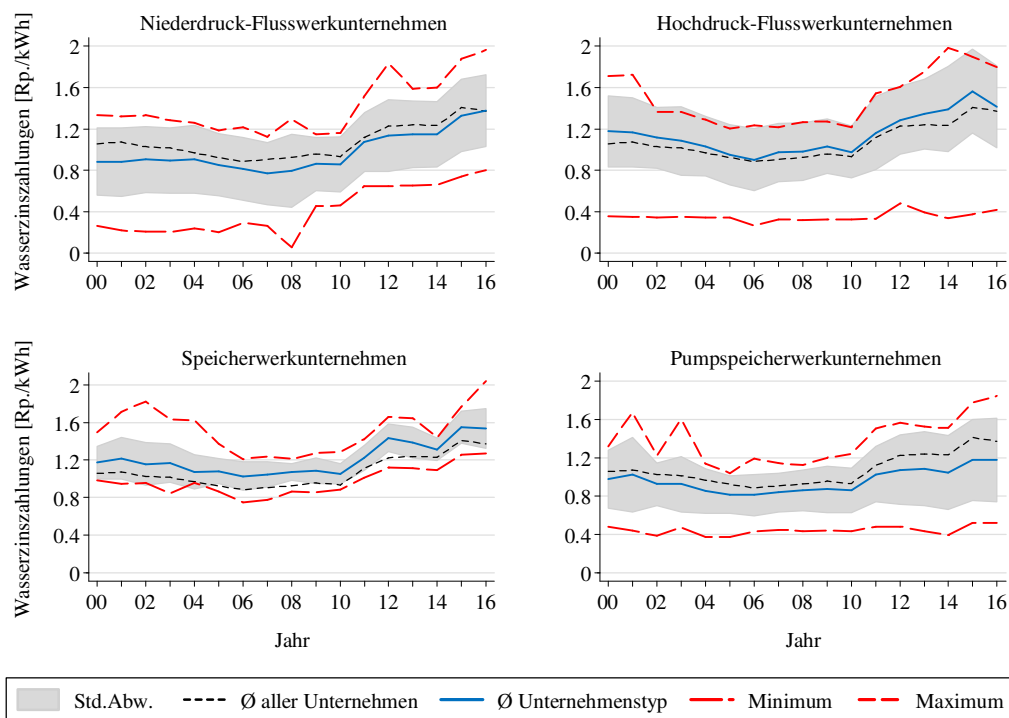


Bild 3-21: Verlauf und Variation der von den vier Unternehmenstypen geleisteten Wasserzinszahlungen (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

Derzeit beträgt der Anteil der Wasserzinse an den Gesamtkosten gemäss Bild 3-23 im Schnitt ungefähr 25 Prozent. Dieser Anteil ist über die Jahre hinweg relativ konstant, in den Jahren 2011 und 2015 infolge der Erhöhung des Wasserzinsmaximalsatzes um 20 Prozent respektive 10 Prozent jedoch etwas angestiegen. Die Summe der Wasserzinse, sonstigen Steuern und Ertragssteuern, d.h. die gesamten von einem Unternehmen an die öffentliche Hand zu entrichtenden Steuern und Abgaben, pendelt heute bei den vier Unternehmenstypen im Schnitt zwischen 20 und 40 Prozent der Gesteungskosten. Die Belastung der Pumpspeicherwerkunternehmen infolge der Wasserzinse und sonstigen Steuern ist vergleichsweise tief, sowohl im absoluten als auch im relativen Sinne.

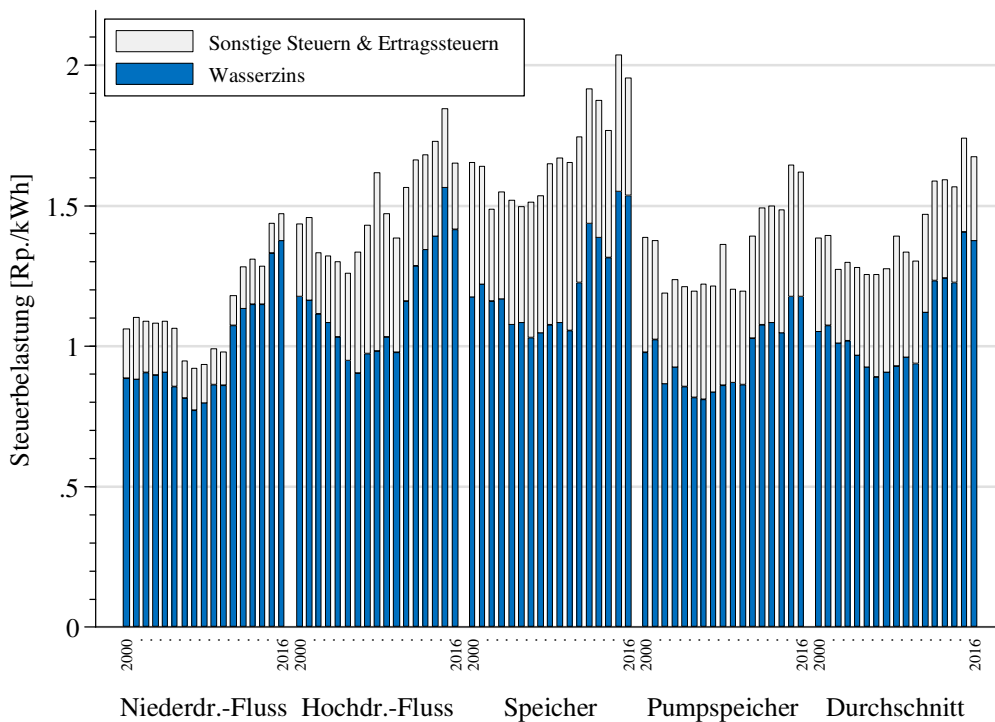


Bild 3-22: Verlauf der durchschnittlichen Belastung der Wasserkraftunternehmen innerhalb der einzelnen Unternehmenskategorien infolge der zu entrichtenden Steuern und Abgaben (Jahre 2000 bis 2016, inflationsbereinigt auf Basis 2015).

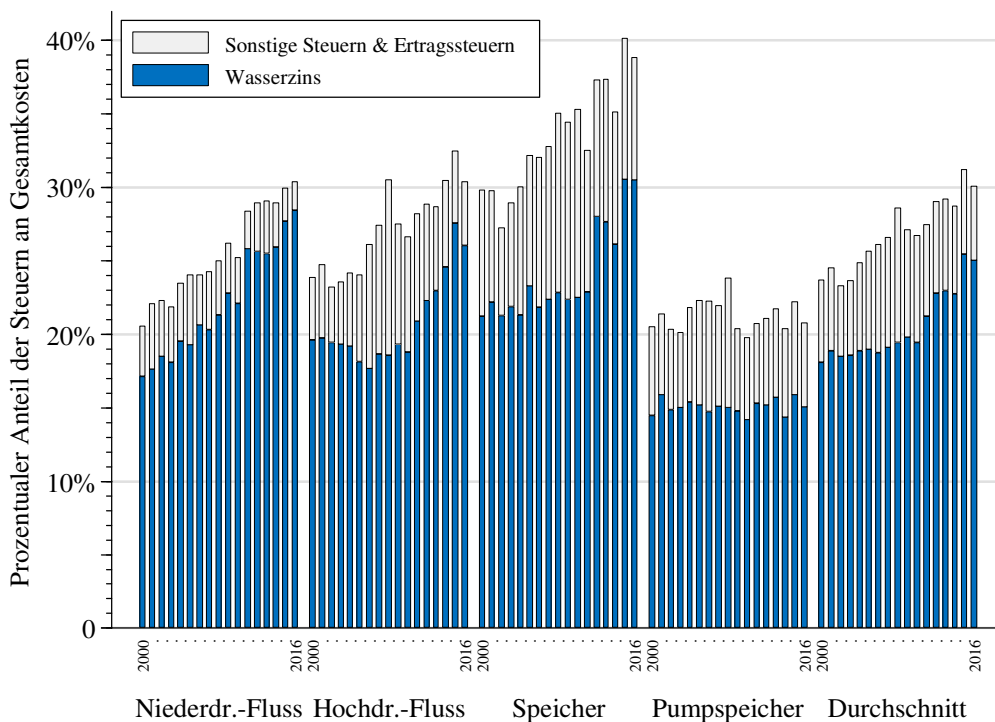


Bild 3-23: Anteil der Wasserzins, der sonstigen Steuern und Abgaben sowie der Ertragssteuern an den pagatorischen Gesamtkosten innerhalb der einzelnen Unternehmenskategorien (Jahre 2000 bis 2016, inflationsbereinigt auf Basis 2015).

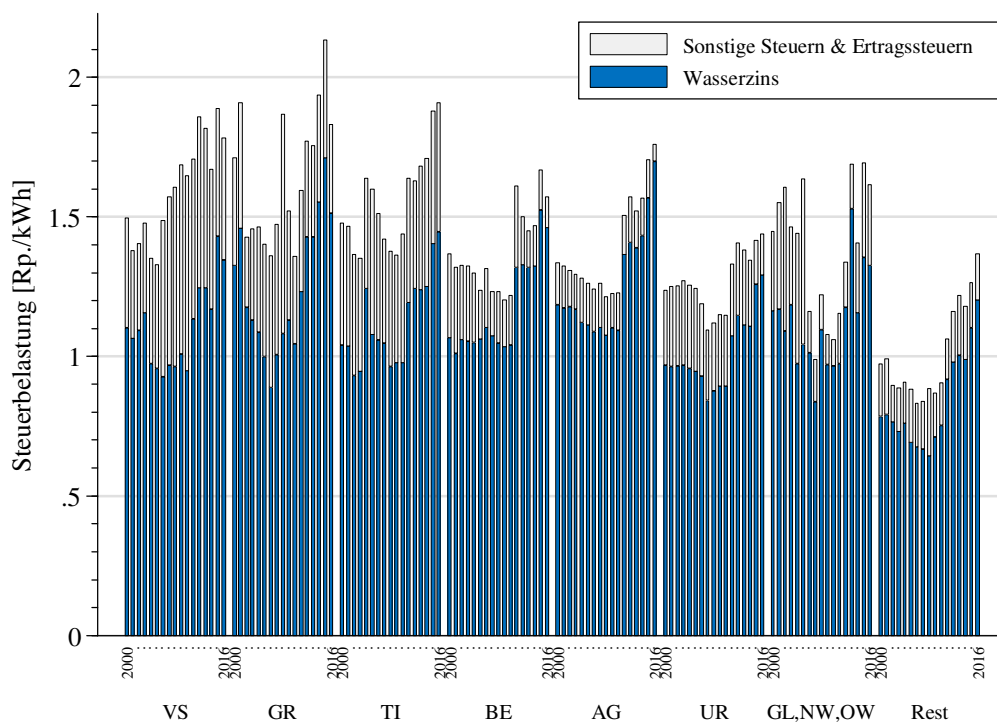


Bild 3-24: Mittlere Belastung durch Steuern und Abgaben der Unternehmen für die Jahre 2000 bis 2016, aufgeteilt nach Kantonen (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

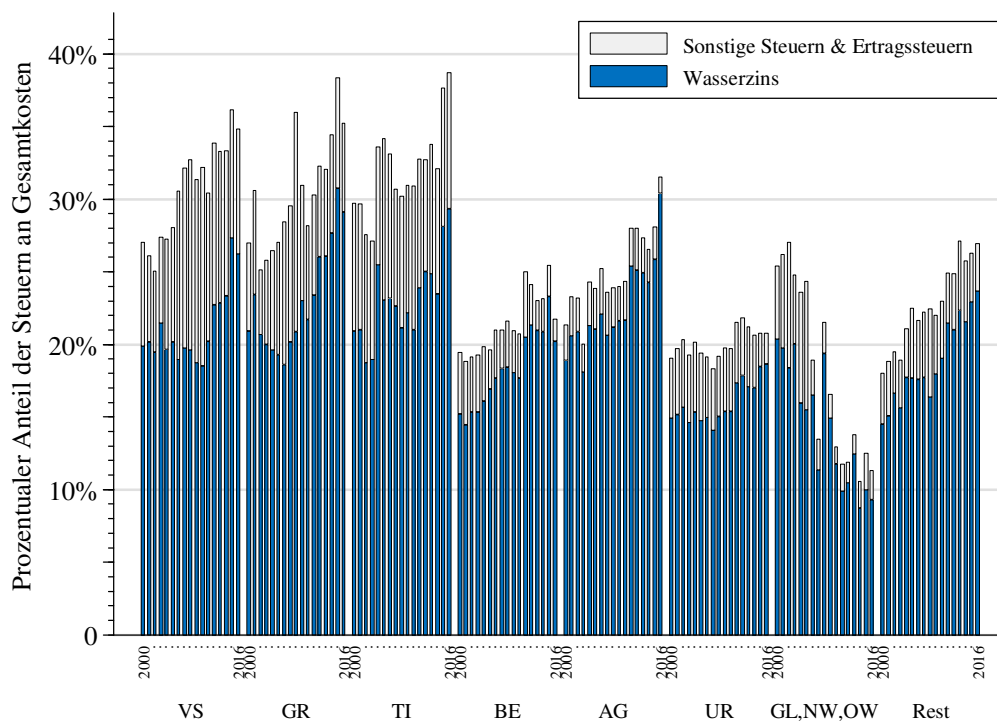


Bild 3-25: Anteil der Wasserzinse sowie der sonstigen Steuern und Abgaben an den pagatorischen Gesamtkosten der Unternehmen in den jeweiligen Kantonen (Jahre 2000 bis 2016, inflationsbereinigt auf Basis 2015).

Eine Visualisierung der Wasserzinszahlungen, sonstigen Steuern und Ertragssteuern in Abhängigkeit des Standortes des jeweiligen Wasserkraftunternehmens zeigt in den wichtigsten Wasserkraftkantonen (vgl. Bild 3-24 und Bild 3-25) eine nicht identische mittlere Belastung eines Unternehmens. Die Niederdruck-Flusswerkunternehmen, welche vorwiegend im Mittelland angesiedelt sind (vgl. Bild 2-6), haben pro kWh im Schnitt tiefere Kosten infolge von Steuern und Abgaben zu tragen, als dies für die Unternehmen der Bergkantone der Fall ist. Gleichzeitig zeichnen sich erstere durch vergleichsweise tiefe Gestehungskosten aus, weshalb der Anteil der Steuern und Abgaben an den Gestehungskosten nicht geringer ausfällt als bei den Hochdruck-Flusswerk- und Speicherwerkunternehmen (vgl. Bild 3-23).

Interessant bei der Betrachtung der kantonal abgeschöpften Wasserzinse ist insbesondere der Verlauf der Abschöpfung im Kanton Graubünden. Dort war zwischen den Jahren 2001 und 2006 ein geändertes Wasserzinssystem in Gebrauch, welches im Gegensatz zum vorhergehenden und nachfolgenden fixen System stärker auf einer ökonomischen Grundlage beruhte. Damals wurde versucht, den zu entrichtenden Wasserzins an den Marktwert des von einem Unternehmen turbinieren Wassers zu koppeln. Im Jahr 2006 wurde von der Bündner Kantonalregierung jedoch beschlossen, zur alten, auf der installierten Leistung beruhenden fixen Besteuerungsform zurückzukehren, weil die aus dem neuen Modell resultierenden, seitens der Unternehmen zu entrichtenden Wasserzinszahlungen nach Auffassung der Regierung unbefriedigend tief waren (SKG, 2005).

Diese von der Bündner Regierung damals am neuen System geübte Kritik wird hier durch die in der Stichprobe enthaltenen Unternehmen bestätigt: Bild 3-24 zeigt, dass während der Geschäftsjahre 2002 bis 2006 im Kanton Graubünden die durch die Verfügungsberechtigten abgeschöpften Wasserzinse tatsächlich relativ stark rückläufig waren, und ab dem Steuerjahr 2007, als zum alten System zurückgekehrt wurde, wieder anstiegen. Auch die Betrachtung des Verlaufs des kantonspezifischen prozentualen Anteils der Wasserzinse an den ausgewiesenen Gesamtkosten zeigt (vgl. Bild 3-25), dass im Kanton Graubünden während den Geschäftsjahren 2002 bis 2006 die Einnahmen aus dem Wasserzins rückläufig waren, wenn auch weniger stark als bei den in Bild 3-24 aufgeführten absoluten Werten.

Fazit:

Die Summe der gesamten von einem Unternehmen an die öffentliche Hand zu entrichtenden Steuern und Abgaben beträgt momentan etwas mehr als 25 Prozent der Gesteungskosten. Den grössten Anteil daran hat mit rund 80 Prozent der Wasserzins. Dieser stellt zugleich einen der bedeutendsten Kostenblöcke bei der Elektrizitätserzeugung mittels Wasserkraft dar und dürfte damit sowohl die kurz- als auch langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft spürbar mitbestimmen. Infolge der starren Struktur des Wasserzinssystems, welche zu einer nicht wertorientierten bzw. marktorientierten Besteuerung des Inputfaktors des Wassers führt, wird die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft gegenüber ihren Konkurrenztechnologien zu einem gewissen Grade geschwächt.

3.6 Investitionen in Sachanlagen

Die Energiestrategie 2050 betrachtet die Wasserkraft als von strategischer Bedeutung für die Schweizer Energieversorgung der nächsten Jahrzehnte. Damit geht der Grundsatz einher, dass auch weiterhin Erneuerungsinvestitionen in diese Technologie zum Zeitpunkt einer Konzessionserneuerung vorgenommen werden. In diesem Abschnitt soll deshalb das Verhalten bezüglich Investitionen⁴⁷ in Sachanlagen ab der Jahrtausendwende analysiert werden.⁴⁸ Die Angaben zu den Investitionen werden dem Sachanlagespiegel der Geschäftsberichte entnommen. Es werden Investitionswerte aus der Geldflussrechnung verwendet, falls ein Geschäftsbericht kein Anlagespiegel enthält.⁴⁹

⁴⁷ Die Investitionswerte beinhalten sowohl Investitionen in Neuanlagen als auch in Instandhaltungen bestehender Anlagen. Die Datengrundlage erlaubt nicht für eine Separation dieser beiden Investitionstypen.

⁴⁸ Der Aspekt von allfälligen Investitionen in Neukonzessionierungen wird in dieser Studie nicht vertieft behandelt.

⁴⁹ Ein solches Vorgehen lässt sich durch die sehr hohe Korrelation von 0.987 zwischen den Investitionswerten aus dem Sachanlagespiegel und denen der Geldflussrechnung rechtfertigen.

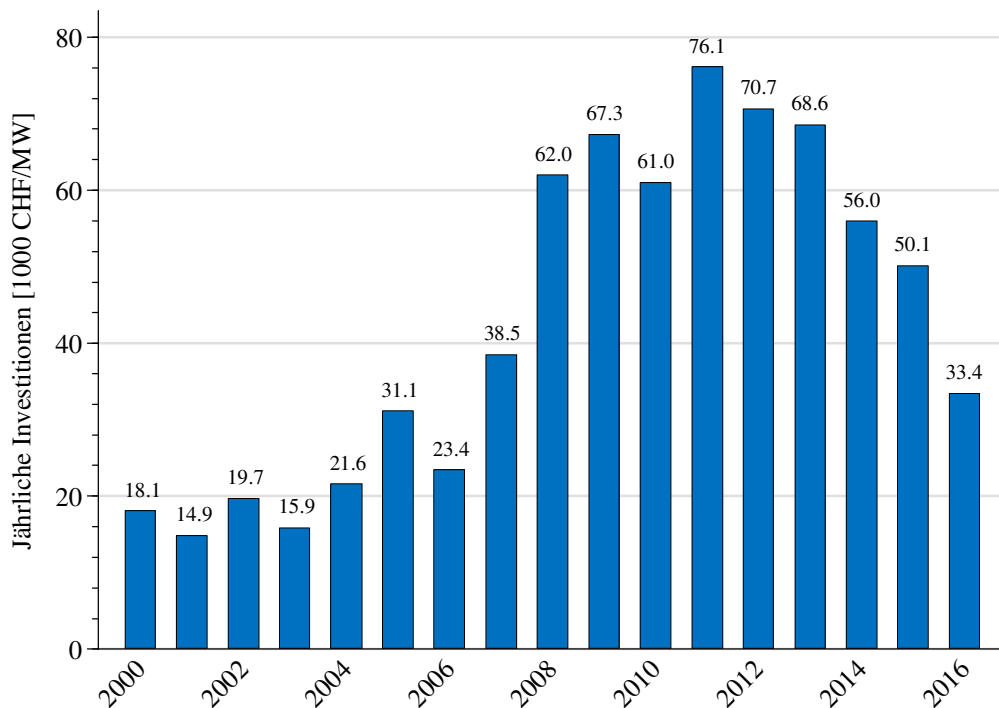


Bild 3-26: Entwicklung der Investitionen pro MW installierter Leistung, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

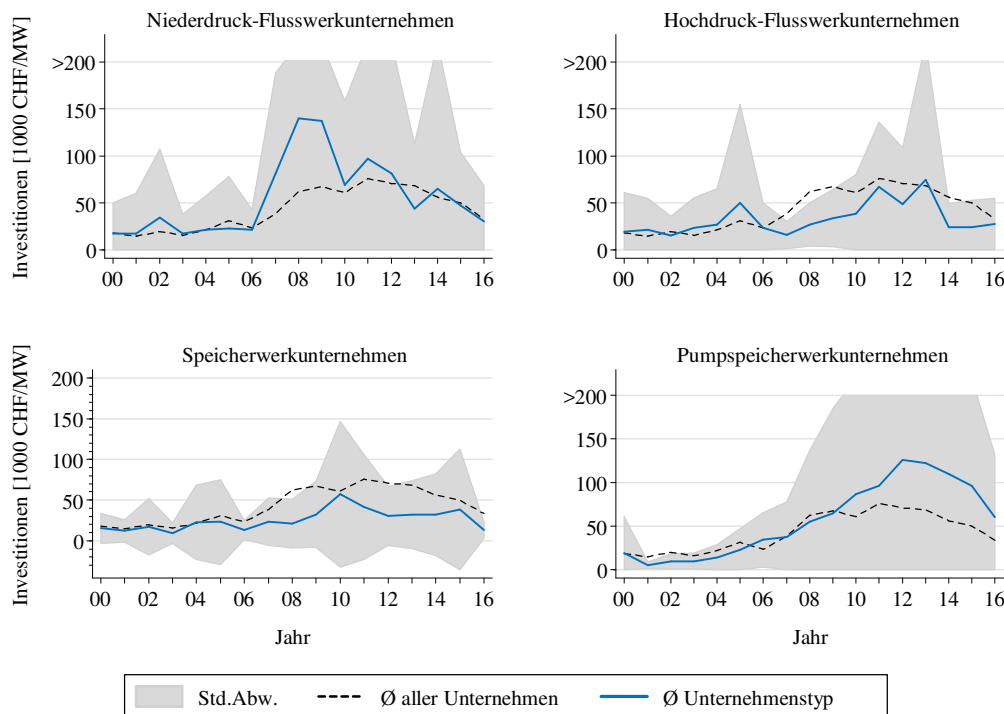


Bild 3-27: Verlauf und Variation der Investitionen pro MW installierter Leistung, aufgeteilt in die vier Unternehmenskategorien (inflationsbereinigt auf Basis 2015. Zum Vergleich sind die mittleren Investitionskosten pro MW aller Unternehmen zusammengefasst ebenfalls eingetragen).

Im Schnitt der vergangenen 17 Jahre wurden pro Unternehmen jährlich 43'000 CHF/MW in Sachanlagen investiert. Von Investitionen überdurchschnittlich profitiert haben Niederdruck-Fluss- sowie Pumpspeicherwerkunternehmen (vgl. Bild 3-27). Der Investitionsverlauf zeigt deutlich (vgl. Bild 3-26), wie in den wirtschaftlich ertragsreichen Jahren bis 2008 viele Investitionsvorhaben gestartet wurden. Die durchschnittlichen Investitionen fanden ihren Höhepunkt um das Jahr 2012 und sind seither wieder sinkend (vgl. Bild 3-26).⁵⁰ Insbesondere Niederdruck-Fluss- und Pumpspeicherwerkunternehmen zeigen einen starken Anstieg an Investitionen ab dem Jahr 2008. Beiden Technologien ist in den letzten Jahren ebenfalls ein fallender Trend gemein hin zu Investitionsniveaus, wie sie vor 2008 beobachtbar waren. Gemäss den Standardabweichungen ist das Investitionsniveau zwischen den einzelnen Unternehmen jedoch vergleichsweise heterogen (vgl. Bild 3-27). Der Anlagenwert (Buchwert, d.h. der Wert nach Abschreibungen) der Stichprobe betrug im Jahr 2016 insgesamt 11.26 Milliarden CHF bzw. rund 0.953 Millionen CHF pro MW installierter Leistung.⁵¹

Fazit:

In den vergangenen 17 Jahren wurden durchschnittlich pro Unternehmen und Jahr 43'000 CHF/MW in Sachanlagen investiert. Davon überdurchschnittlich profitiert haben Niederdruck-Fluss- sowie Pumpspeicherwerkunternehmen. Liegt der Fokus lediglich auf den vergangenen sieben Jahren ab 2010, so dominieren aufgrund Neubauprojekte Investitionen in die Pumpspeichertechnologie. Das Investitionsniveau zwischen den einzelnen Unternehmen ist stark heterogen. In den Jahren ab 2012 ist ein deutlicher Rückgang in den Investitionen erkennbar, hin zu einem Niveau, welches demjenigen zu Beginn des Jahrtausends annähernd entspricht.

⁵⁰ Ein auf Kraftwerksunternehmensebene wichtiger Treiber für den langfristigen Investitionsverlauf ist ebenfalls die Dauer bis zu einem Konzessionsende. In den Jahren vor Konzessionsablauf werden grössere Investitionen in der Regel wenn möglich vermieden.

⁵¹ Aufgrund unterschiedlicher Abschreibungsprinzipien entspricht dieser Wert nicht dem volkswirtschaftlichen Anlagenwert.

4 Kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit

Generell kann zwischen einer kurz- und langfristigen Wettbewerbsfähigkeit unterschieden werden. Die Analyse der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit trifft eine Aussage über die Fähigkeit der Unternehmen, langfristig Investitionen in Wasserkraftwerke zu tätigen. Die Studie von Filippini et al. (2001) beispielsweise identifizierte Strommarktpreise und Kapitalkosten als bestimmende Faktoren bezüglich der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft. Eine aktuelle Beurteilung der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit—d.h. die Beantwortung der Frage, wie viele Unternehmen der Stichprobe bereit wären, in ihre Anlagen Erneuerungs- oder Erhaltungsinvestitionen zu tätigen—bedingt deshalb Prognosen bezüglich möglicher zukünftiger Erträge sowie Betriebs- und Kapitalkosten. Eine solche Analyse wäre jedoch von erheblichem Umfang. Aufgrund des engen Zeitrahmens, in dem die hier vorliegende Studie verfasst wurde, musste darauf verzichtet werden.⁵²

Folgend wird deshalb ausschliesslich auf die kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit eingegangen, d.h. es wird in einer explorativen Art und Weise die Frage beantwortet, inwiefern die in der Stichprobe enthaltenen Wasserkraftunternehmen in der Lage sind, momentane Gestehungskosten zu decken.⁵³ Gegeben die erschwerten Marktbedingungen, denen sich die Grosswasserkraft gegenwärtig ausgesetzt fühlt (vgl. Kapitel 1.2), wird ebenfalls die Entwicklung der kurzfristigen Wettbewerbsfähigkeit untersucht, d.h. es wird analysiert, inwiefern sich das Marktumfeld bezüglich der erwirtschaftbaren Erträge im Zeitraum der Jahre 2000 bis 2016 veränderte. Aufgrund der Partnerwerkstruktur können

⁵² Angesichts der langfristigen Natur der Investitionen in die Wasserkraft wäre eine solche Analyse jedoch von erheblicher Relevanz. Für eine, wenn auch schon ältere, Studie bezüglich der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft siehe Filippini et al. (2001).

⁵³ Im Rahmen eines solchen Abgleichs ist zu beachten, dass der Schweizer Wasserkraftsektor von drei Gruppen von Wasserkraftunternehmen charakterisiert wird. Die erste Gruppe besteht aus Wasserkraftunternehmen, welche ihre Elektrizität auf dem freien Markt absetzen, d.h. diese Unternehmen besitzen kein Monopol und deren Rentabilität wird durch den europäischen Marktpreis stark beeinflusst. Die zweite Gruppe von Wasserkraftunternehmen verkauft ihre Elektrizitätsproduktion in einem Monopol an Endkonsumenten. Die dritte Gruppe stellt eine Mischform der ersten und zweiten Gruppe dar.

dazu jedoch nicht die in den Geschäftsberichten enthaltenen Erträge verwendet werden. Denn wie in Abschnitt 3.3.2 erläutert wurde, leiten sich diese in der Regel direkt aus den Gestehungskosten ab.

Die kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit wird deshalb anhand eines Abgleichs der totalen⁵⁴ Gestehungskosten mit den Elektrizitätspreisen ermittelt. Zur Bestimmung des, für ein individuelles Unternehmen relevanten, wertgewichteten Elektrizitätspreises wären idealerweise detaillierte Informationen betreffend den zeitspezifischen Elektrizitätsmengen, welche vom Unternehmen in die verschiedenen Marktsegmente (beispielsweise Vertragsenergie, Regelungsenergie oder Spotmarkt) abgesetzt wurden, sowie den unterschiedlichen in diesen Marktsegmenten jeweils erzielbaren Preisen vorhanden. Solche Angaben sind jedoch nicht öffentlich verfügbar. Die Struktur der für die Wasserkraftunternehmen relevanten Elektrizitätspreise muss deshalb approximiert werden. Folgend basiert der auf einer jährlichen Basis stattfindende Abgleich mit den Elektrizitätspreisen deshalb auf den Spotmarktpreisen sowie einer Schätzung der ausserbörslichen Vertragsenergiepreise.⁵⁵ Aufgrund dieser relativ einfachen Approximation der Marktpreisstruktur und der, insbesondere bei den Partnerwerken, fehlenden Mitberücksichtigung der Kosten zur Koordinierung und Vermarktung der erzeugten Elektrizität soll an dieser Stelle betont werden, dass die folgend hergeleiteten Resultate zur kurzfristigen Wettbewerbsfähigkeit

⁵⁴ Alternativ hätte untersucht werden können, inwiefern die Wasserkraftunternehmen mindestens ihre variablen Kosten decken konnten. (Gemäss dem Modell der vollständigen Konkurrenz sollte ein Unternehmen dann den Betrieb einstellen, wenn die variablen Kosten nicht mehr gedeckt sind.) Bei der von langfristigen und hohen Investitionen geprägten Wasserkraft sind die variablen Kosten jedoch vergleichsweise tief (siehe hierzu beispielsweise Bild 3-1), was dazu führt, dass diese zumeist gedeckt sind. Auf eine solche Analyse wurde deshalb verzichtet.

⁵⁵ Der Abgleich findet deshalb, neben den Spotmarktpreisen, ebenfalls gegenüber den Vertragsenergiepreisen statt, weil innerhalb des Zeitraums der Jahre 2000 bis 2016 die landesweite Elektrizitätsversorgung zu einem erheblichen Teil auf ausserbörslichen Verträgen zwischen den Produzenten und Verteilern basierte. Diese Verträge sind jedoch nicht öffentlich einsehbar, weshalb die Vertragsenergiepreise approximiert werden müssen. Die Rolle des Spotmarkts (sowie des Terminmarkts) hat mit der fortschreitenden Strommarktliberalisierung zwar deutlich an Gewicht gewonnen, dennoch stellen die darin gehandelten Elektrizitätsvolumina noch immer die Minderheit am inländischen Stromabsatz dar (momentan rund 30 Prozent unter Berücksichtigung des an der EPEX gehandelten Swissix). Eine einseitige Betrachtung der Spotmarktpreise wäre deshalb nicht repräsentativ. Dies auch in Hinblick darauf, dass seitens der Produzenten gemäss VSE (2010) bei der Absetzung von Elektrizität auf dem Spotmarkt, im Gegensatz zur langjährig vertraglich geregelten Elektrizitätserzeugung, eher Grenzkostenbetrachtungen und weniger Vollkostenüberlegungen eine Rolle spielen.

bei ihrer Interpretation und Benützung lediglich als Orientierungszahlen anzusehen sind.⁵⁶

4.1 Ermittlung der Spot- und Vertragsenergiepreise

Die Quantifizierung des Spotenergiepreises basiert auf dem Swiss Electricity Price Index (SWEP) für die Jahre 2000 bis 2006 sowie auf dem Swiss Electricity Index (Swissix) für die Jahre 2007 bis 2016. Im Gegensatz zu den für den jeweiligen Folgetag gehandelten Swissix-Spotpreisangaben der European Power Exchange (EPEX) mit Sitz in Paris, welche spezifisch für die Schweiz erst seit Ende 2006 veröffentlicht werden, sind die Angaben zum SWEP für den Zeitraum der Jahre 2000 bis 2009 vorhanden. Gemäss BFE (2010) repräsentiert der durch den SWEP abgebildete Spotmarktpreis den Grosshandelspreis für kurzfristig gehandelte Elektrizität beim 220/380 kV Hochspannungsknotenpunkt in Laufenburg. Da die Liquidität der im SWEP erfassten Transaktionen jedoch vergleichsweise gering war, wurde der SWEP lediglich für die repräsentative Stunde von 11 bis 12 Uhr des nächsten Werktages berechnet (BFE, 2010).

Die durch den SWEP abgebildeten Preise entsprechen somit Spitzenlastpreisen, d.h. anders als beim Swissix wird bei den Preisangaben des SWEP nicht zwischen Spitzen- (peak load) und Schwachlastperioden (base load) unterschieden. Ab dem Jahr 2007 wird deshalb der Swissix als Spotpreisreferenz verwendet, da hier zwischen Spitzen- und Schwachlastpreisen differenziert wird. In Anhang A.6 wird gezeigt, dass die Korrelation zwischen dem SWEP und dem Swissix-Spitzenlastpreis innerhalb der Jahre 2007 bis

⁵⁶ Der hier vorgenommene Abgleich vernachlässigt beispielsweise ebenfalls, dass einige wenige der in der Stichprobe enthaltenen Wasserkraftunternehmen vorwiegend Elektrizität zum Antrieb von Eisenbahnen erzeugen, und nicht für den allgemeinen Strommarkt. Ausserdem fällt es den Speicher- und Pumpspeicherwerkunternehmen, im Gegensatz zu den Flusswerkunternehmen, einfacher, ihre Produktion hin zu Zeiten erhöhter Strompreise zu verlagern. Im Rahmen eines Abgleichs der Gestehungskosten mit den für ein individuelles Unternehmen relevanten Marktpreisen müsste deshalb den unternehmensspezifischen technologischen Heterogenitäten und deren Implikationen bezüglich der preisrelevanten Qualität der Elektrizitätserzeugung Rechnung getragen werden, idealerweise auf Zentralenebene mit einer anschliessenden Aggregation auf Unternehmensebene. Für die hier vorliegende Studie wäre eine solche Vorgehensweise jedoch zu aufwändig.

2009 relativ hoch war und der SWEP somit eine gewisse Repräsentativität besitzt, was die Verwendung des SWEP als Spotpreisindikator für die Jahre 2000 bis 2006 rechtfertigt.

VSE (2010) empfiehlt zur Abbildung der Marktpreise von längerfristigen Energiebezugsverträgen die in ihrer unterliegenden Struktur den Beschaffungsgeschäften ähnelnden Future-Produkte zu wählen, welche am European Energy Exchange (EEX) Terminmarkt gehandelt werden. Diese Lösung ist für den von uns betrachteten Zeitrahmen jedoch nicht zweckdienlich, da für ein Grossteil der Jahre 2000 bis 2016 diese Future-Preise entweder noch nicht existierten oder der Future-Markt noch zu wenig liquide war. Schweizerische Strom-Futures werden an der EEX ausserdem erst seit Anfang 2014 abgewickelt. Die Spezifikation des Vertragsenergiepreises beruht deshalb auf dem in der schweizerischen Elektrizitätsstatistik vom BFE alljährlich publizierten durchschnittlichen Endverbraucherpreis. Da innerhalb der Jahre 2000 bis 2016 ein Grossteil des Endverbrauchs über die Vertragsenergie bedient wurde, kann davon ausgegangen werden, dass diese Angabe die Preisstrukturen der Vertragsenergie implizit beinhaltet.

Der durchschnittliche Endverbraucherpreis wird jeweils aus den, durch die Stromlieferungen an die Endverbraucher erwirtschafteten, jährlichen Erträgen von über die Jahre hinweg rund 200 Elektrizitätsunternehmen errechnet. Kleinere, eventuell noch in die Gemeinden integrierte Werke sind in dieser Statistik etwas untervertreten. Die Endverbraucher setzen sich dabei zusammen aus den sechs Kategorien der Haushalte, Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr. Bei der Berechnung des durchschnittlichen Endverbraucherpreises, welcher im Jahr 2016 beispielsweise im Schnitt 17.43 Rp./kWh betrug, wird jedoch keine Gewichtung bezüglich der Anteile dieser sechs Kategorien am Total des jährlichen Elektrizitätsverbrauchs vorgenommen.

Dieser jährlich ausgewiesene, von den Endverbrauchern im Schnitt bezahlte Elektrizitätspreis widerspiegelt jedoch nicht den für die Wasserkraftunternehmen relevanten Energiepreis, denn er beinhaltet ebenfalls die von den Endverbrauchern jeweils bezahlten

Netznutzungskosten⁵⁷. Dazu kommen sonstige Abgaben wie beispielsweise seit dem Jahr 2009 eine Abgabe zur Finanzierung der kostendeckenden Einspeisevergütung⁵⁸, worin seit 2012 ebenfalls 0.1 Rp./kWh zur Finanzierung von Gewässerschutzmassnahmen enthalten sind. Zur Bestimmung des für die Wasserkraftunternehmen relevanten Vertragsenergiepreises müssen deshalb von den in den Elektrizitätsstatistiken publizierten durchschnittlichen Endverbraucherpreisen die mit den verschiedenen Netzebenen⁵⁹ einhergehenden Netznutzungskosten sowie die sonstigen Abgaben separiert werden.

Bis zur teilweisen Öffnung des Strommarktes im Jahr 2009 mussten die Netznutzungskosten und sonstigen Abgaben noch nicht explizit in den Elektrizitätstarifen ausgewiesen werden, was deren Quantifizierbarkeit für die Jahre 2000 bis 2009 beeinträchtigt. Seit dem 1. Januar 2009 ist der schweizerische Strommarkt jedoch partiell geöffnet. Im Rahmen dieser fortschreitenden Liberalisierung muss heute, im Gegensatz zu früher, der Gesamtpreis für die Elektrizität in die drei Einzelkomponenten Energie (Preis der gelieferten elektrischen Energie), Netznutzung sowie Steuern und Abgaben aufgegliedert werden (StromVG⁶⁰ Art. 6 Abs. 3). Seit 2009 werden von der Eidgenössischen Elektrizitätskommission die Tarif-Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber publiziert (für das Jahr 2016 liegen noch keine Angaben vor). Diese enthalten Angaben bezüglich der Netzkosten, des Energiepreises sowie sonstiger Abgaben, welche von den Verteilwerken den Endverbrauchern in den jeweiligen Jahren verrechnet wurden. Die Endverbraucher werden dabei in 15 Kategorien unterteilt, welche die Spanne von einem kleinen Haushalt (Jahresverbrauch 1.6 MWh) bis hin zu einem industriellen Grossverbraucher (Jahresverbrauch 7.5 GWh) abdecken.

⁵⁷ Die Netznutzungskosten entsprechen den Kosten eines Netzbetreibers zur Sicherstellung des Energie-transportes durch sein Netz und beinhalten Transportleistungen, Systemdienstleistungen und Kosten vorgelagerter Netze (VSE, 2009a).

⁵⁸ Im Jahr 2009 betrug diese Abgabe 0.45 Rp./kWh, im Jahr 2014 0.6 Rp./kWh, im Jahr 2015 1.1 Rp./kWh und im Jahr 2016 1.3 Rp./kWh.

⁵⁹ Das Schweizer Elektrizitätsnetz kann in sieben Ebenen—vier für die Übertragung und drei für die Transformierung—unterteilt werden (VSE, 2009b). Auf diesen Ebenen fallen jeweils spezifische Netzkosten, beispielsweise für die technische Instandhaltung, an. Sämtliche angefallenen Netzkosten werden, sofern sie nicht einzelnen Verbrauchern direkt zugewiesen werden können, auf die nächst tiefere Netzebene überwältzt. Die daraus resultierende Summe ist von den Endverbrauchern zu begleichen (VSE, 2009a).

⁶⁰ Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG), SR 734.7.

Der Vertragsenergiepreis ergibt sich nun aus einer Separation der gewichteten Netzkosten und sonstigen Abgaben dieser 15 Kategorien vom durchschnittlichen Endverbraucherpreis. Die Gewichtung für die Jahre 2009 bis 2015 geschieht dabei folgendermassen: In der schweizerischen Elektrizitätsstatistik wird jeweils der Stromverbrauch nach Kundenkategorien aufgeführt. Anhand dieser Angabe werden die Anteile der beiden Gruppen der Haushalte sowie der Industrie und Dienstleistungen am Total des jährlichen Stromverbrauchs für die einzelnen Jahre geschätzt (unter Vernachlässigung der Kategorien des Transportwesens und der Landwirtschaft). Diese Anteile sind über die Jahre hinweg relativ konstant, wobei der Industrie- und Dienstleistungsbereich jeweils rund doppelt so viel Elektrizität verbraucht als die Haushalte. Die Gewichtung der 8 Verbraucherkategorien (1.6 MWh/Jahr bis 7.5 MWh/Jahr) der Gruppe der Haushalte basiert auf dem Verhältnis, gemäss welchem diese Kategorien in den Konsumentenpreisindex (KPI) einfließen.⁶¹ Analog werden für die Gewichtung der 7 Verbraucherkategorien (8 MWh/Jahr bis 7.5 GWh/Jahr) der Gruppe der Industrie und Dienstleistungen die innerhalb des Produzentenpreisindex (PPI) verwendeten Gewichte genutzt.⁶² Für die Jahre vor 2009, wo keine Angaben zu den Netzkosten vorliegen, wird angenommen, dass die Netzkosten den gewichteten Netzkosten des Jahres 2009 entsprechen, wobei für die Inflation korrigiert wird. Die derart gewichteten Netzkosten betragen zwischen 2009 und 2016 im Schnitt rund 7.5 Rp./kWh, d.h. sie entsprechen jeweils in etwa der Hälfte des durchschnittlichen Endverbraucherpreises.

4.2 Abgleich mit den Marktpreisen

Basierend auf den Spotmarkt- und angenäherten Vertragsenergiepreisen lässt sich nun ein Abgleich mit den Gestehungskosten vornehmen. Gegeben die Ausführungen in Abschnitt 3.1 und 3.3.2, wonach die gemäss den pagatorischen Erfolgsrechnungen bestimmten

⁶¹ Der Warenkorb des KPI, welcher jährlich durch das Bundesamt für Statistik publiziert wird, beinhaltet die Ausgaben für Elektrizität eines durchschnittlichen Haushalts. Zur Berechnung dieser Ausgabenposition werden die einzelnen Haushaltskategorien gewichtet, wobei die Gewichte von Jahr zu Jahr leicht variieren können.

⁶² Der PPI wird vom Bundesamt für Statistik jährlich publiziert.

Gestehungskosten Verzerrungen bezüglich der Kapitalverzinsung—und dabei insbesondere bezüglich der Eigenkapitalverzinsung—zur Folge haben, wird der Abgleich sowohl gegenüber den pagatorischen (Bild 4-1) als auch (approximativen) kalkulatorischen (Bild 4-2) Gestehungskosten vorgenommen. Die kalkulatorischen Gestehungskosten basieren auf der Annahme eines nominalen WACC von 3.8 Prozent. Für den Abgleich wird die jährliche Merit Order der 60 Unternehmen mit den Jahresdurchschnitten der verschiedenen Preiskategorien kombiniert.⁶³ Aus den resultierenden Grafiken (Bild 4-1 und Bild 4-2 für die Jahre 2003 bis 2016, bzw. Bild A-18 und Bild A-19 in Anhang A.5 für die Jahre 2000 bis 2002) lässt sich diejenige Kapazität ablesen, deren Gestehungskosten in einem spezifischen Jahr unter den jeweiligen Preisen zu liegen kamen.⁶⁴ Im Jahr 2016 lagen somit beispielsweise—unter der Annahme von approximativen kalkulatorischen Kosten—die Gestehungskosten von ca. 1.11 GW bzw. 1.45 GW der beobachteten installierten Leistung von 11.8 GW, d.h. rund 9 bzw. 12 Prozent, unter den durchschnittlichen Schwach- bzw. Spitzenlastpreisen.

⁶³ Die Geschäftsjahre eines Grossteils der in der Stichprobe enthaltenen Wasserkraftunternehmen beinhalten jeweils die Zeitperiode vom 1. Januar bis 31. Dezember, weshalb sich der Abgleich mit den Gestehungskosten ebenfalls auf diesen Zeitrahmen beschränkt. Einige wenige Unternehmen führen ihre Geschäftsberichte jedoch noch immer nach anderen Zeitabschnitten wie beispielsweise dem hydrologischen Jahr, welches den 1. Oktober bis 30. September des Folgejahres umfasst. Die sich auf das Kalenderjahr beziehenden durchschnittlichen Spotmarkt- und Vertragsenergiepreise sind für diese Unternehmen von einem zeitlichen Aspekt her nicht vollständig kompatibel.

⁶⁴ Am rechten Bildrand sind jeweils die Gestehungskosten abgetragen, bei welchen die Marktpreise (rote Linien) die Merit Order schneiden. Die senkrechten grünen Linien führen von diesen Schnittpunkten an den oberen Bildrand zu den Kapazitätsangaben.

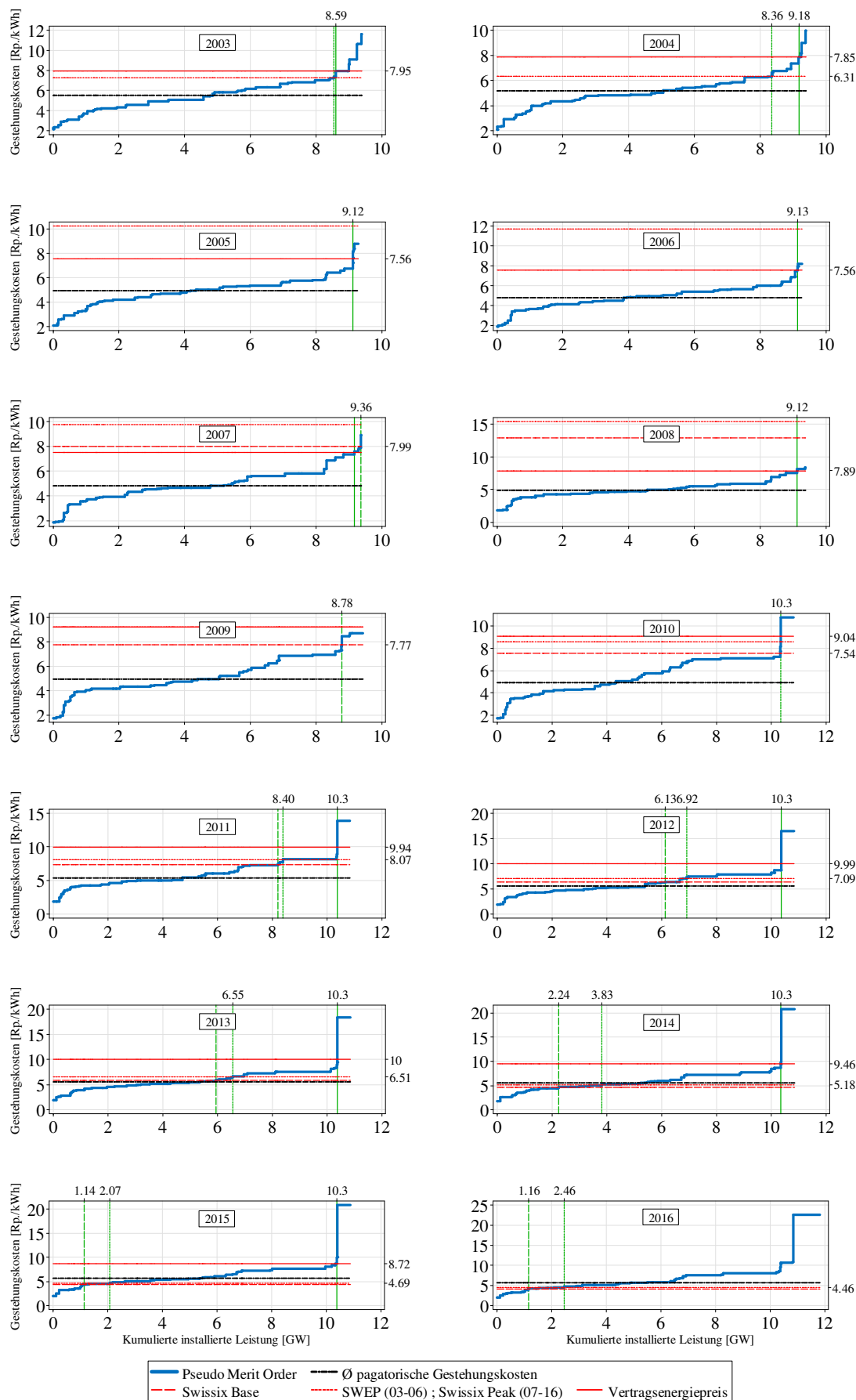


Bild 4-1: Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen (pagatorische Erfolgsrechnung).

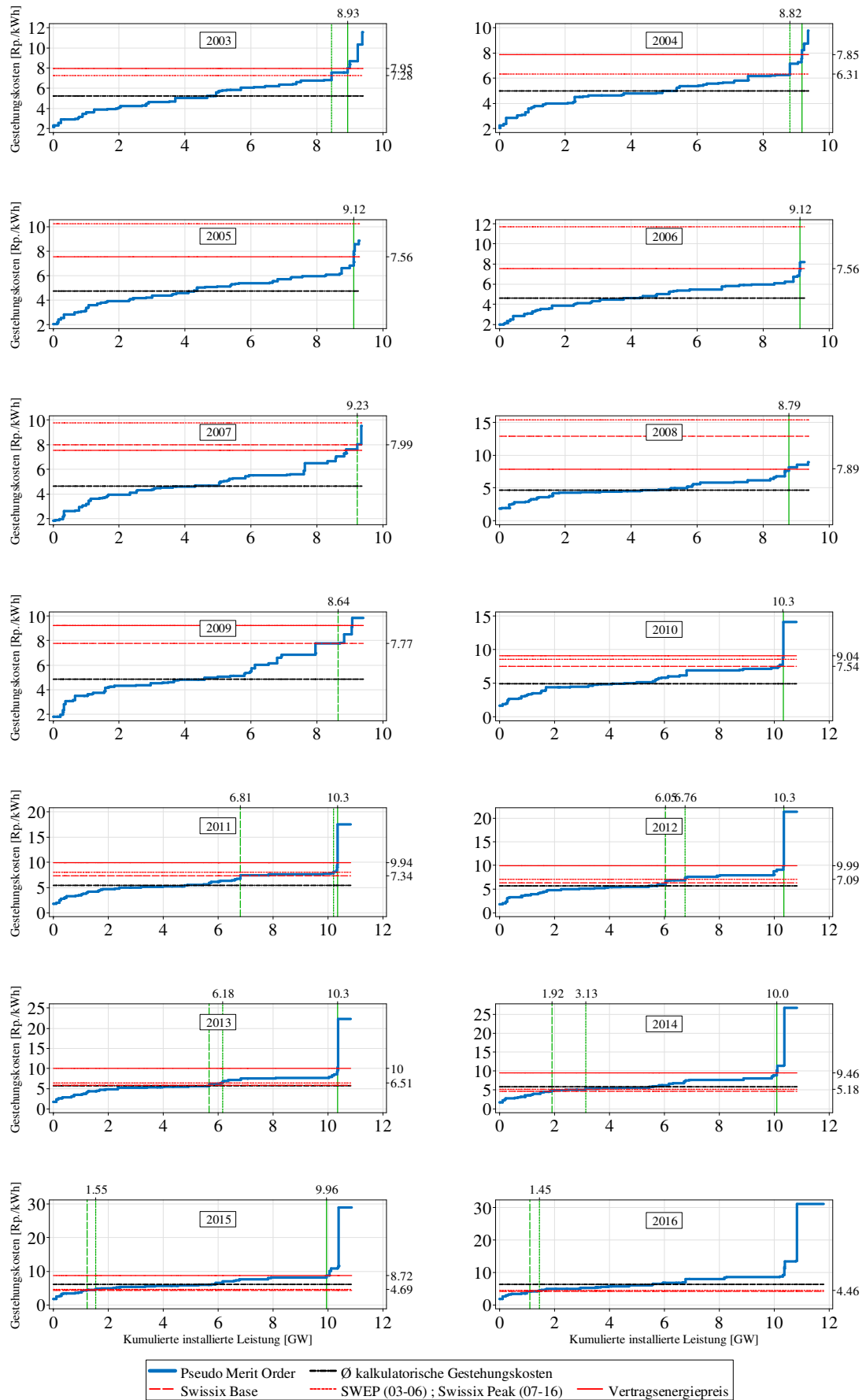


Bild 4-2: Abgleich der Gesteuerungskosten mit den Marktpreisen (kalkulatorische Kapitalkosten unter einem nominalen WACC von 3.8 Prozent).

Beide Abbildungen zeigen, dass sich das aus unseren Annahmen hervorgehende schemenhafte Marktumfeld zu Beginn des Jahrtausends bis ins Jahr 2008 infolge der durchschnittlich tendenziell steigenden Spotmarktpreise kontinuierlich verbesserte, und insbesondere während den Jahren 2005 bis 2008 als ausserordentlich gut bezeichnet werden kann. Dies waren auch jene Zeiten, als einige der sich momentan in der Umsetzung befindenden Grossprojekte in Angriff genommen wurden und die Politik eine Erhöhung der Wasserzinse auf 100 respektive 110 CHF pro kW beschloss, was nun die Gesteungskosten der betreffenden Unternehmen erhöht. Die von der Elektrizitätsindustrie oft ange-tönte Beobachtung, dass sich in der jüngsten Vergangenheit der ökonomische Vorteil der Wasserkraft geschmälert hat, scheint sich durch den hier vorgenommenen Abgleich teilweise zu bestätigen. Seit dem Beginn der Finanzkrise und den etwa zeitgleich aufkommenden Überkapazitäten sowie der ansteigenden subventionierten Einspeisung neuer erneuerbarer Energien sind die mittleren Spotpreise rückläufig, währenddem die Vertragsenergiepreise jedoch relativ konstant⁶⁵ geblieben sind. Einhergehend mit der Beobachtung (vgl. Abschnitt 3.4), wonach der kalkulatorische Ansatz in den jüngeren Jahren zu— insbesondere bei den Pumpspeicherwerkunternehmen—durchschnittlich höheren Gesteungskosten führt, stellt sich in Bild 4-2 die Situation in den letzten Jahren in etwas verstärkter Form dar.

Es lässt sich ausserdem erkennen, dass der „Spread“, d.h. die Preisdifferenz zwischen den Spitzen- und Schwachlastperioden, in den letzten Jahren tendenziell sank und ab dem Jahr 2013 beinahe nicht mehr existierte. Dies stellt vor allem die Pumpspeicherwerke vor Probleme, da deren Wirtschaftlichkeit in erheblichem Masse vom Spread abhängt.⁶⁶ Die Merit Order Struktur der einzelnen Unternehmenstypen zeigt ausserdem,

⁶⁵ Die über die Zeit hinweg relativ konstanten Vertragsenergiepreise sind stark von den in der Grundversorgung „gefangenen“ Endverbrauchern geprägt. Wie schon in Abschnitt 1.2 erwähnt wurde, können Grossverbraucher erst seit Beginn des Jahres 2009 und Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von unter 100 MWh voraussichtlich erst ab einem unbestimmten Datum (ursprünglich geplant ab dem Jahr 2018) ihren Anbieter frei wählen. Die Produzenten können den gefangenen Kunden, d.h. den Kunden welchen keine freie Wahl des Anbieters möglich ist, die erzeugte Elektrizität eher den jeweiligen Gesteungskosten entsprechend verrechnen. Damit einhergehend kommt hier der Marktmechanismus von Angebot und Nachfrage, gemäss welchem beispielsweise die Preisfindung auf dem Spotmarkt geschieht, nicht vollständig zum Tragen.

⁶⁶ Das Pumpen von Wasser ist mit einem Gesamtenergieverlust von ca. 30 Prozent verbunden. Grob gesagt lohnt sich ein Betrieb der Pumpen folglich nur, wenn der Preis-Spread mindestens 30 Prozent beträgt.

dass die sich ändernde Marktsituation die vier Typen in unterschiedlichem Masse betrifft. Währenddem es sich beim niederen Teil der Merit Order um Niederdruck-Flusswerkunternehmen handelt (vgl. Bild A-14 bis Bild A-17 in Anhang A.4), dürften insbesondere die Pumpspeicherwerkunternehmen infolge ihrer vergleichsweise hohen Gestehungskosten und des abnehmenden Spreads zunehmend Mühe bekunden, ihre Elektrizität gewinnbringend abzusetzen. Es wäre nun zu überprüfen, ob bei denjenigen Unternehmen, welche ihre Gestehungskosten im Schnitt nicht decken konnten, Möglichkeiten zur Kostensenkung bestehen.

Fazit:

Der hier vorgenommene schemenhafte Abgleich der Gestehungskosten mit dem allgemeinen Marktumfeld bezüglich der Elektrizitätspreise zeigt, dass sich in den letzten Jahren die Situation einiger Unternehmen bezüglich einer kostendeckenden Elektrizitätserzeugung verschlechtert haben dürfte. Einzelne Unternehmen, sofern sie auf einem offenen Markt operieren, waren wohl vermehrt nicht mehr in der Lage, ihre Gesamtkosten zur decken. Im Gegensatz dazu können die Jahre zu Beginn des neuen Jahrtausends bis 2008 als diesbezüglich gut bezeichnet werden. Die Merit Order Struktur der einzelnen Unternehmenstypen zeigt ausserdem, dass die sich ändernde Marktsituation die vier Typen in unterschiedlichem Masse betrifft. Insbesondere die Pumpspeicherwerkunternehmen dürften infolge ihrer vergleichsweise hohen Gestehungskosten und des abnehmenden Spreads zunehmend Mühe bekunden, ihre Elektrizität gewinnbringend abzusetzen. Die Analyse anhand der korrigierten, auf einem nominalen WACC von 3.8 Prozent basierenden Gestehungskosten zeigt eine ähnliche Entwicklung, wengleich sich hier die Situation infolge der durchschnittlich erhöhten Gestehungskosten etwas verschärft. Generell weisen die Unternehmen auf der rechten Seite der Merit Order eine vergleichsweise tiefe Eigenkapitalrendite auf, sofern sie die erzeugte Elektrizität auf dem freien Markt absetzen. Unternehmen jedoch, welche in einem Gebietsmonopol tätig sind (d.h. ihre Elektrizität an gebundene Kunden abgeben), können unabhängig vom Marktpreis sämtliche Gestehungskosten weiterhin decken.

5 Fazit

Die in der Studie erhaltenen Ergebnisse lassen folgende Schlussfolgerungen zu:

- ① Die Gestehungskosten weisen sowohl zwischen den Unternehmenstypen als auch zwischen den einzelnen Unternehmen teilweise erhebliche Unterschiede auf. Niederdruck-Flusswerkunternehmen können ihre Elektrizität zu den tiefsten durchschnittlichen Gestehungskosten erzeugen. Allen Unternehmen gemein ist der beträchtliche Einfluss der Wasserzinsen und Kapitalkosten auf die durchschnittlichen Gestehungskosten.
- ② Aufgrund der hohen Kapitalintensivität der Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft stellen die Kapitalkosten—bestehend aus Abschreibungen, Finanzaufwand und Gewinn vor Steuern, wobei letzterer die Verzinsung des Eigenkapitals approximieren soll—mit einem Gewicht von beinahe 40 Prozent an den pagatorischen Gestehungskosten den grössten Kostenfaktor dar.
- ③ Infolge der starren Struktur des Wasserzinssystems, welche zu einer nicht wertorientierten bzw. marktorientierten Besteuerung des Inputfaktors des Wassers führt, wird die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft gegenüber ihren Konkurrenztechnologien zu einem gewissen Grade geschwächt.
- ④ Während zu Beginn des betrachteten Zeitraums die Unternehmen im Schnitt ihre Gestehungskosten senken konnten, sind diese in den jüngeren Jahren aufgrund gestiegener Wasserzinsabgaben und einem—vor allem bei den Pumpspeicherwerkunternehmen—erhöhten Finanz- und Amortisationsaufwand wieder angestiegen. Hingegen wurde in den letzten drei Jahren die Rendite auf das in den Kraftwerken eingelagerte Eigenkapital verringert.
- ⑤ In den vergangenen 17 Jahren wurden durchschnittlich pro Unternehmen jährlich 43'000 CHF/MW in Sachanlagen investiert. Davon überdurchschnittlich profitiert haben Niederdruck-Fluss- sowie Pumpspeicherwerkunternehmen. Das

Investitionsniveau zwischen den einzelnen Unternehmen ist stark heterogen. In den Jahren ab 2012 ist ein Rückgang in den Investitionen erkennbar, hin zu einem Niveau, welches annähernd demjenigen zu Beginn des Jahrtausends entspricht.

- ⑥ Die approximative Korrektur hin zu einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung, d.h. einem WACC von 3.8 Prozent, ergibt im Schnitt über die Jahre hinweg für alle Technologietypen und insbesondere für die Hochdruck-Fluss- und Speicherwerkunternehmen geringere Gestehungskosten.
- ⑦ Der zur Beurteilung der kurzfristigen Wettbewerbsfähigkeit vorgenommene Abgleich der Gestehungskosten pro kWh mit dem allgemeinen Marktumfeld bezüglich der Elektrizitätspreise zeigt, dass sich in den letzten Jahren die Situation einiger Unternehmen in Hinblick auf eine kostendeckende Elektrizitätserzeugung verschlechtert haben dürfte, falls diese auf dem offenen Markt tätig sind. Im Gegensatz dazu können die Jahre zu Beginn des neuen Jahrtausends bis 2008 als diesbezüglich gut bezeichnet werden. Nicht nur die individuellen Unternehmen selbst, sondern auch die vier Unternehmenstypen sind von der sich ändernden Marktsituation in unterschiedlichem Masse betroffen. Insbesondere die Pumpspeicherwerkunternehmen dürften infolge ihrer vergleichsweise hohen Gestehungskosten und des abnehmenden Spreads zunehmend Mühe bekunden, ihre Elektrizität gewinnbringend abzusetzen. Die Analyse anhand approximierter kalkulatorischer Kosten—basierend auf einem nominalen WACC von 3.8 Prozent—zeigt eine ähnliche Entwicklung, wenngleich sich hier die Situation infolge der durchschnittlich verminderten Gestehungskosten etwas entschärft. Generell weisen die Unternehmen auf der rechten Seite der Merit Order eine vergleichsweise tiefe Eigenkapitalrendite auf, sofern sie die erzeugte Elektrizität auf dem freien Markt absetzen. Unternehmen jedoch, welche in einem Gebietsmonopol tätig sind (d.h. ihre Elektrizität an gebundene Kunden abgeben), können unabhängig vom Marktpreis sämtliche Gestehungskosten weiterhin decken.

Die vorliegenden Analysen zeigen, dass sowohl die Kostenstrukturen, als auch die Gestehungskosten pro kWh sowie die kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftunternehmen, relativ heterogen bezüglich der Technologie oder des Produktionsstandortes sind. Als Folge davon können einige Unternehmen, gegeben die momentan herausfordernde Marktsituation, wohl noch immer eine angemessene Eigenkapitalrendite erwirtschaften, währenddem dies für andere Unternehmen schwieriger ist. Falls die gegenwärtige Marktsituation für längere Zeit anhalten wird, dürften Investitionen in Erneuerungen oder Neubauten von Wasserkraftanlagen in einigen Fällen wenig attraktiv sein.

Literaturverzeichnis

- Balmer, Markus; Dominik Möst und Daniel Spreng. 2006.** *Schweizer Wasserkraftwerke im Wettbewerb: Eine Analyse im Rahmen des europäischen Elektrizitätsversorgungssystem.* Zürich, Schweiz: vdf Hochschulverlag an der ETH Zürich.
- Banfi, Silvia und Massimo Filippini. 2010.** Resource rent taxation and benchmarking - A new perspective for the Swiss hydropower sector. *Energy Policy*, 38(5), 2302-08.
- Banfi, Silvia; Massimo Filippini; Cornelia Luchsinger und Adrian Müller. 2004.** *Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung.* Zürich, Schweiz: vdf Hochschulverlag an der ETH Zürich.
- Banfi, Silvia; Massimo Filippini und Adrian Mueller. 2005.** An estimation of the Swiss hydropower rent. *Energy Policy*, 33(7), 927-37.
- BAW. 1979.** Bericht der kleinen Arbeitsgruppe "Vereinfachung Wasserzinserhebung". Bern, Schweiz: Bundesamt für Wasserwirtschaft (BAW).
- BFE. 2007.** Die Energieperspektiven 2035 - Band 2 Szenarien I bis IV. Ittigen, Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2010.** Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2009. Ittigen, Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2011.** Faktenblatt - Energieperspektiven 2050 Analyse der Stromangebotsvarianten des Bundesrates. Ittigen, Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2013.** Energieperspektiven 2050 - Zusammenfassung. Ittigen, Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2017a.** Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016. Ittigen, Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2017b.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2000-2017. Ittigen, Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2017c.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2017. Ittigen, Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE).

- _____. **2017d.** Wasserkraftanlagen in der Schweiz - Entwicklung der Leistung und der mittleren Produktionserwartung. Ittigen, Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE).
- BFS. 2017.** Produzenten- und Importpreisindex. Neuchâtel, Schweiz: Bundesamt für Statistik (BFS). Abgerufen von: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/preise/produzentenpreise-importpreise/produzentenpreise.assetdetail.3562482.html>. Zugriffsdatum: 6.10.2017.
- Bundesrat. 2013.** Botschaft zum ersten Massnahmepaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative "Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)". Bern, Schweiz.
- Filippini, Massimo; Silvia Banfi; Cornelia Luchsinger und Jörg Wild. 2001.** Perspektiven für die Wasserkraft in der Schweiz - Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale. *Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bundesamtes für Wasser und Geologie und der Interessensgruppe Wasserkraft*. Ittigen, Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE).
- Filippini, Massimo und Thomas Geissmann. 2014.** Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. *Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie*. Ittigen, Schweiz: Bundesamt für Energie (BFE).
- Filippini, Massimo; Thomas Geissmann und William H. Greene. 2018.** Persistent and transient cost efficiency—An application to the Swiss hydro power sector. *Journal of Productivity Analysis*, 49(1), 65-77.
- Friedli, Thomas. 2010.** *Managementguide für Schweizer Energieversorgungsunternehmen (EVU) Herausforderungen des Strommarktwandels richtig begegnen*. Bern, Stuttgart, Wien: Haupt, 17-33.
- Geissmann, Thomas. 2014.** Die Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2000 – 2009: Gestehungskosten und Kosteneffizienz. *CEPE Report Nr. 11*. Zürich, Schweiz: Center for Energy Policy and Economics (CEPE), ETH Zürich.
- IFBC. 2015.** Risikogerechte Entschädigung für Schweizer Stromnetzbetreiber. Zürich, Schweiz: IFBC.
- Luchsinger, Cornelia. 2006.** *Abschöpfung der Ressourcenrente in der Schweizer Wasserkraftproduktion - Eine empirische Untersuchung über die Wasserzinse*. Doktorsdissertation, ETH Zürich. Diss. ETH Nr. 16409.
- Pfister, Claudio und Karin Christensen. 2009.** Finanzielle Belastung 2007 der Schweizer Elektrizität durch öffentliche Gemeinwesen. *Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) und des Verbandes Schweizerische Elektrizitätsunternehmen (VSE)*. Aarau, Schweiz: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE).

- Sigg, Ruedi und Werner Röthlisberger. 2002.** Der Wasserzins - die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz. Berichte des BWG, Serie Wasser, Nr. 3. Bern, Schweiz: Bundesamt für Wasser und Geologie.
- SKG. 2005.** Kraftwerkbesteuerung gekündet. Standeskanzlei des Kantons Graubünden (SKG). Abgerufen von: http://www.gr.ch/DE/Medien/Mitteilungen/MMStaka/2005/Seiten/DE_16544_i.aspx. Zugriffsdatum: 15.07.2014.
- SNB. 2017.** Konsumentenpreise. Zürich, Schweiz: Schweizerische Nationalbank (SNB). Abgerufen von: <https://data.snb.ch/de/topics/uvo#!/cube/plkopr>. Zugriffsdatum: 29.9.2017.
- UVEK. 2017.** WACC – Kalkulatorischer Zinssatz gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b der Stromversorgungsverordnung (StromVV). Abgerufen von: <http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/05803/index.html?lang=de>. Zugriffsdatum: 20.10.2017.
- VSE. 2009a.** Leitfaden zu Preisstrukturen im geöffneten Strommarkt. *Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz*. Aarau, Schweiz: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE).
- _____. **2009b.** Marktmodell für die elektrische Energie - Schweiz. *Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz*. Aarau, Schweiz: Verband Schweizerische Elektrizitätsunternehmen (VSE).
- _____. **2010.** Ermittlung des Marktpreises gem. Art. 4 StromVV. *Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz*. Aarau, Schweiz: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE).
- Wenzel, Bernd. 2007.** Ermittlung des Stromhandelspreises im Schweizer Strommarkt, Untersuchung im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE). Teltow, Deutschland: Ingenieurbüro für neue Energien.
- Wild, Jörg. 2001.** *Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung : eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz*. Zürich, Schweiz: vdf Hochschulverlag an der ETH Zürich.

A Anhang

A.1 Einfluss von gemittelten Produktionsmengen auf die Erzeugungskosten

Die deskriptiven Analysen der Kosten der Kraftwerksunternehmen in Kapitel 3 beruhen auf einer Division der Gestehungskosten durch die unternehmensspezifische durchschnittliche Elektrizitätserzeugung der Jahre 2000 bis 2016. Die Verwendung der durchschnittlichen Elektrizitätserzeugung anstelle der jährlichen Erzeugungswerte soll den Einfluss von hydrologischen Produktionsschwankungen auf die mehrheitlich fixen Gestehungskosten pro kWh reduzieren, was eine aussagekräftigere Analyse des längerfristigen Verlaufs der Gestehungskosten erlaubt. Die Kostenverläufe in Bild 3-3 sowie Bild 3-14 bis Bild 3-18 wurden auf dieser Annahme basierend berechnet. Eine allfällige Analyse der kurzfristigen Rentabilität im Jahresvergleich wird aufgrund dieser Normalisierung bezüglich hydrologischer Schwankungen hingegen erschwert.

Folgend wird deshalb gezeigt, inwiefern sich die Kostenverläufe pro kWh ändern würden, falls die Kosten nicht durch die unternehmensspezifische mittlere Produktion der Jahre 2000 bis 2016, sondern durch die jährliche Stromerzeugung eines individuellen Unternehmens dividiert werden. Die Auswirkungen der Verwendung von nicht gemittelten Erzeugungswerten auf den Verlauf der Durchschnittskosten aller 60 Wasserkraftunternehmen für die Jahre 2000 bis 2016 visualisiert Bild A-1. Die Verwendung von nicht gemittelten Erzeugungswerten resultiert in einem Verlauf gezeichnet von einer erhöhten Fluktuation, wobei ein Kostentrend schwieriger auszumachen ist. Dieses Erkenntnis bestätigt sich, wenn die einzelnen Unternehmenstypen separat untersucht werden (vgl. Bild A-2 bis Bild A-5).

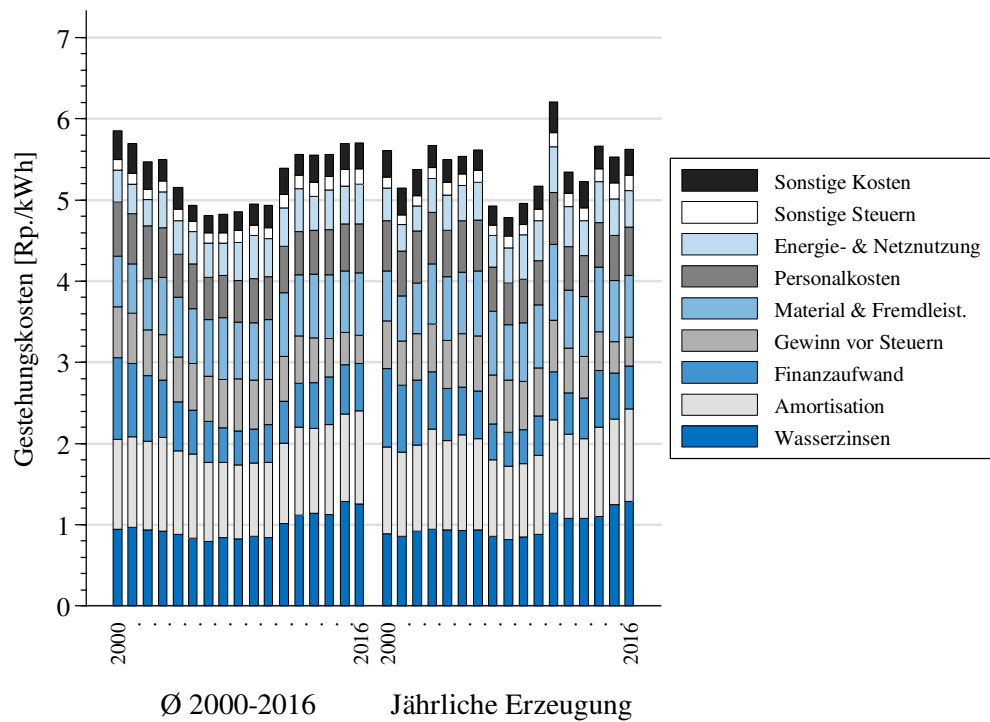


Bild A-1: Vergleich der pagatorischen Gestehungskosten aller Unternehmen zusammengefasst unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

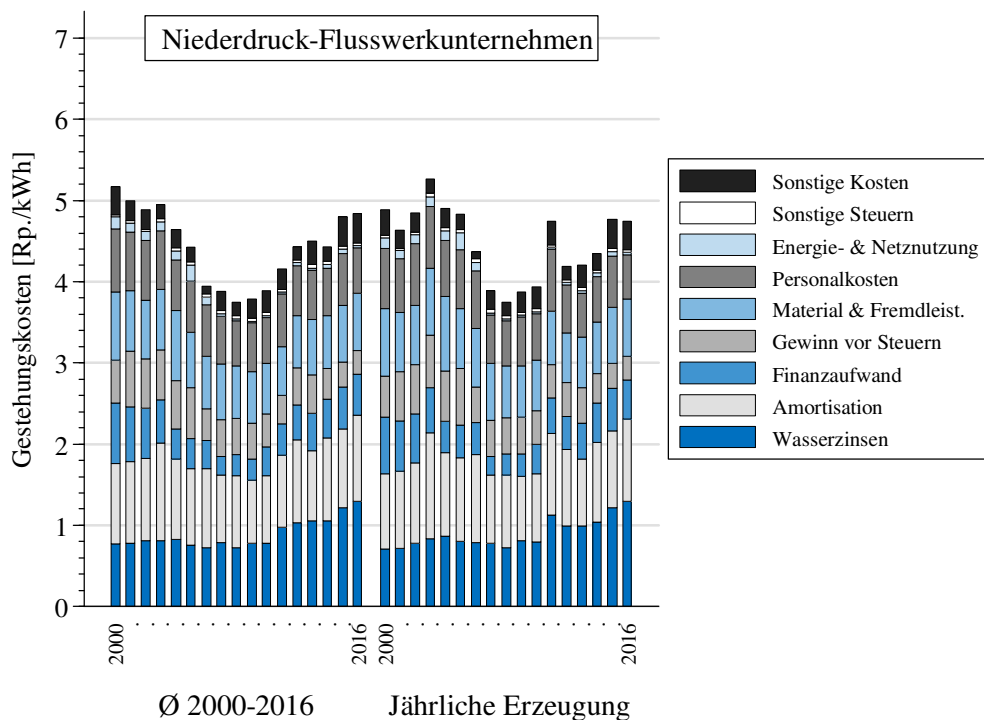


Bild A-2: Vergleich der pagatorischen Gesteungskosten der Niederdruck-Flusswerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

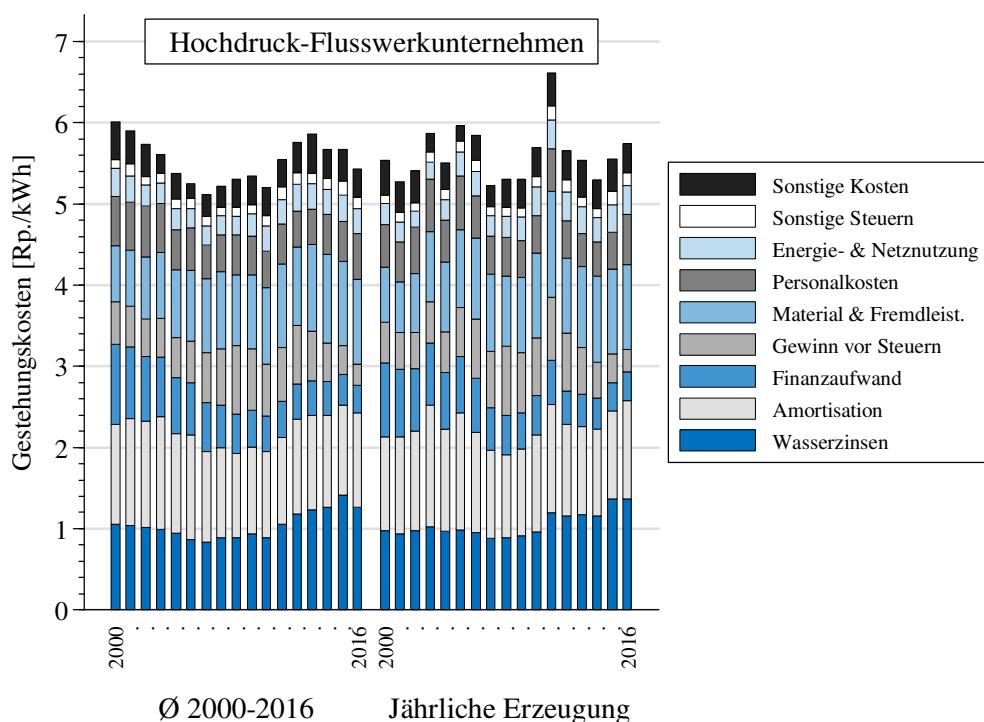


Bild A-3: Vergleich der pagatorischen Gesteungskosten der Hochdruck-Flusswerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

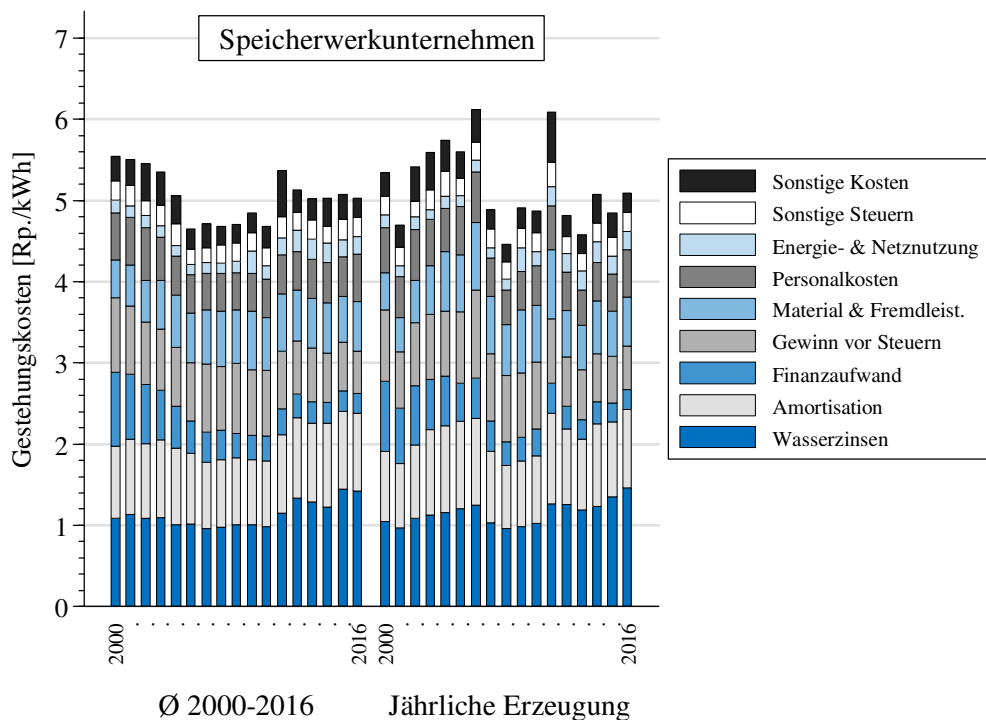


Bild A-4: Vergleich der pagatorischen Gesteungskosten der Speicherwerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

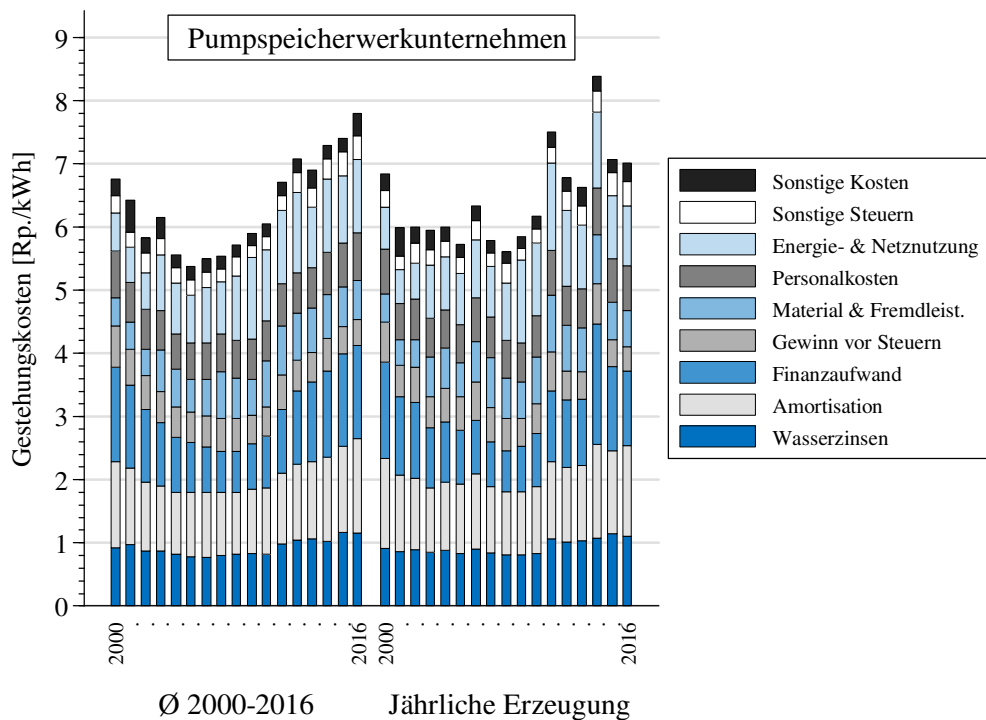


Bild A-5: Vergleich der pagatorischen Gesteungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

A.2 Gewichtete Auswertungen

Die folgenden Grafiken basieren auf einer Gewichtung der Kostenelemente anhand der beobachteten Elektrizitätserzeugung eines Unternehmens. Infolge einer solchen Gewichtung gewinnen Kraftwerke mit einer höheren Elektrizitätserzeugung einen höheren Stellenwert, d.h. die Gewichtung hat eine normative Implikation. Wie die folgenden Grafiken zeigen, sind die gewichteten Resultate in der Regel sehr ähnlich zu den jeweils ungewichteten.

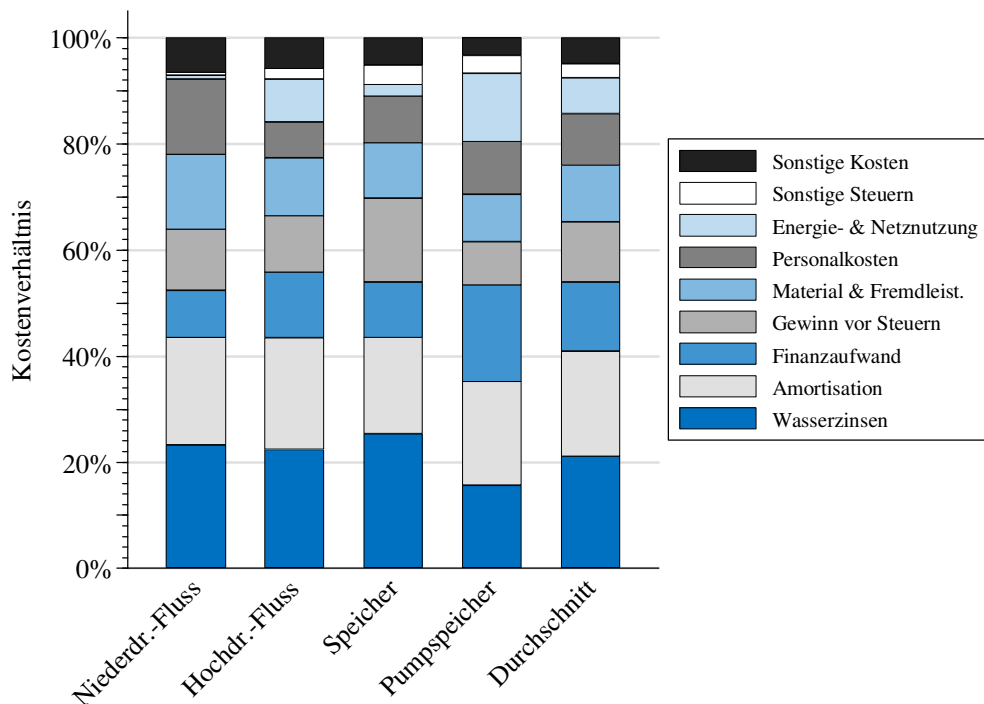


Bild A-6: Prozentuale Aufteilung der gewichteten pagatorischen Kostenbestandteile der vier Unternehmenskategorien, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015, gewichtet anhand der Elektrizitätserzeugung pro Technologie). Die fünfte Kategorie „Durchschnitt“ entspricht dem Mittelwert aller Unternehmenskategorien zusammengefasst.

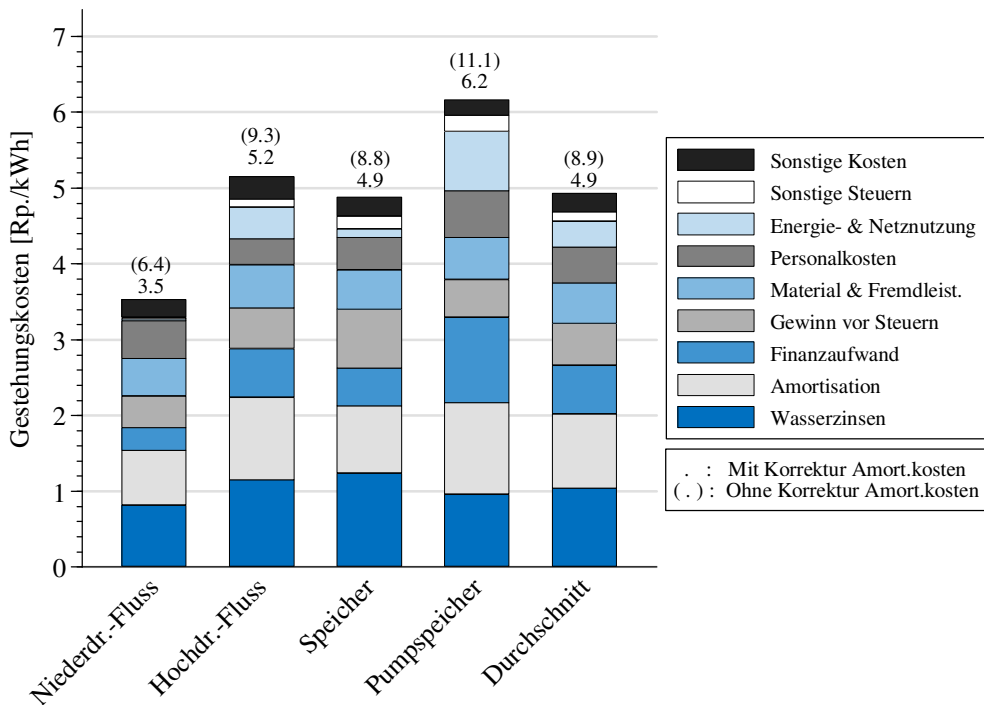


Bild A-7: Gewichtete pagatorische Gesteungskosten der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015, gewichtet anhand der Elektrizitätserzeugung pro Technologie. Die Werte in Klammern entsprechen den Gesteungskosten, falls keine Korrektur der Amortisationskosten gemäss Abschnitt 2.2 vorgenommen wird.)

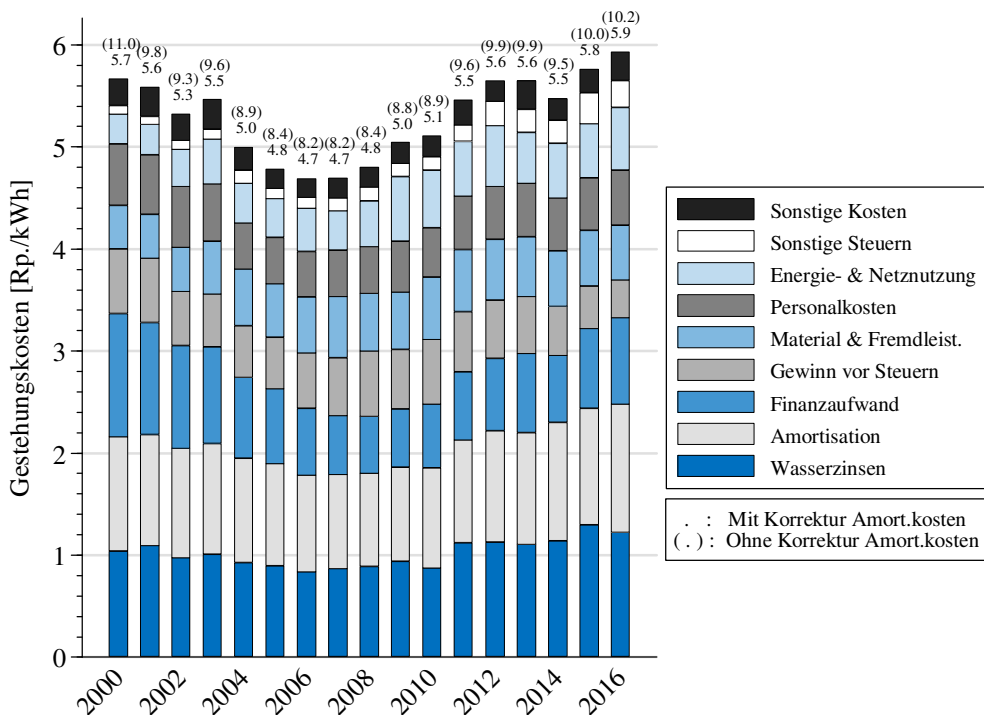


Bild A-8: Entwicklung der durchschnittlichen gewichteten pagatorischen Gesteungskosten aller Unternehmen zusammengefasst (inflationsbereinigt auf Basis 2015, gewichtet anhand der Elektrizitätserzeugung pro Jahr).

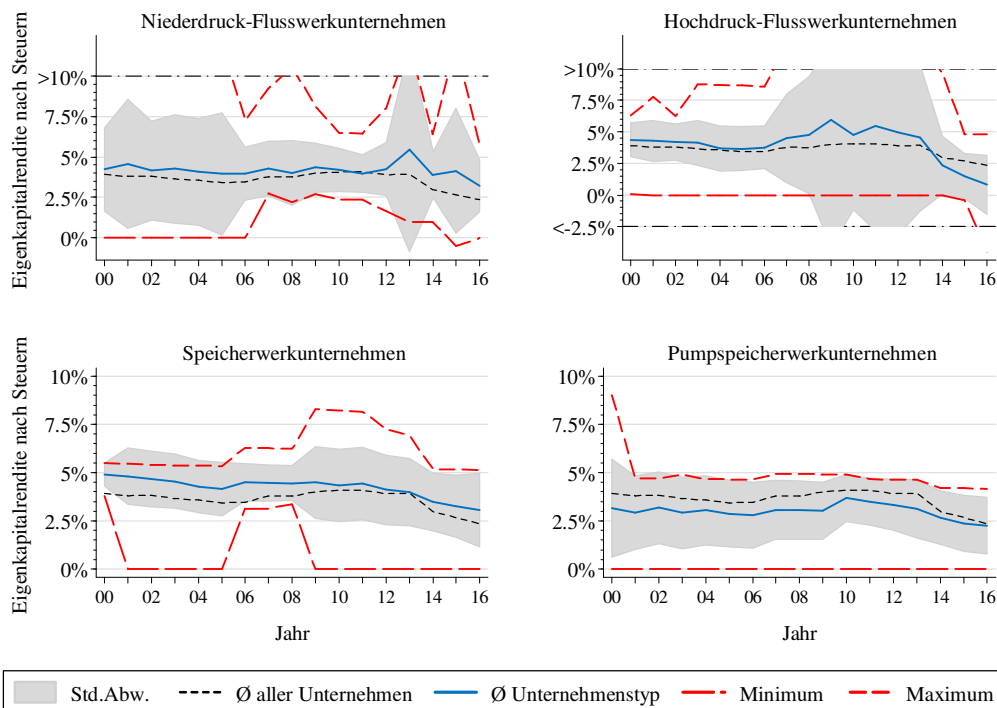


Bild A-9: Verlauf und Variation der jährlichen gewichteten pagatorischen Eigenkapitalrendite nach Steuern der vier Unternehmenstypen, gewichtet anhand der Elektrizitätserzeugung pro Technologie.

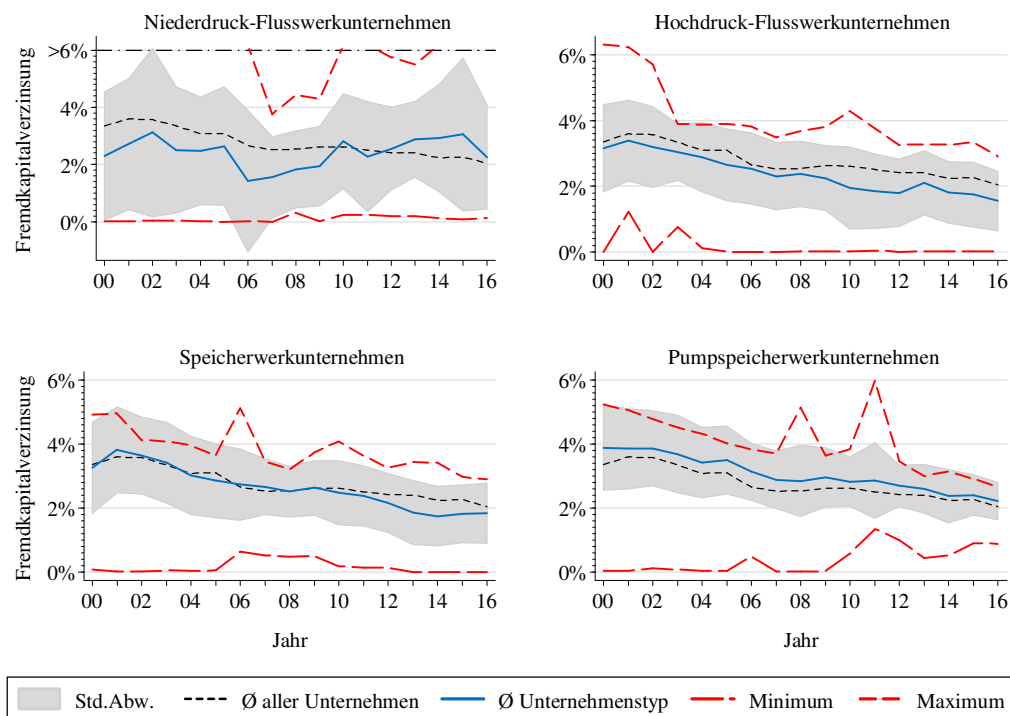


Bild A-10: Verlauf und Variation der jährlichen gewichteten pagatorischen Fremdkapitalverzinsung der vier Unternehmenstypen, gewichtet anhand der Elektrizitätserzeugung.

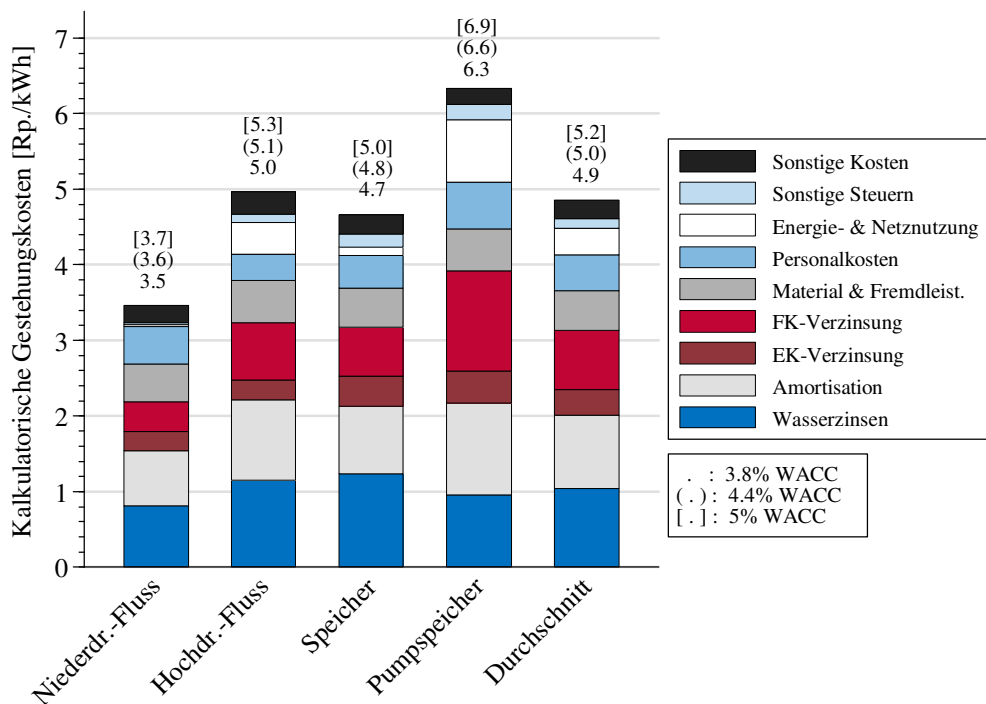


Bild A-11: Durchschnittliche gewichtete Gesteungskosten bei einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung unter einem nominalen WACC von 3.8, 4.4 oder 5 Prozent (inflationsbereinigt auf Basis 2015, gewichtet anhand der Elektrizitätserzeugung pro Technologie).

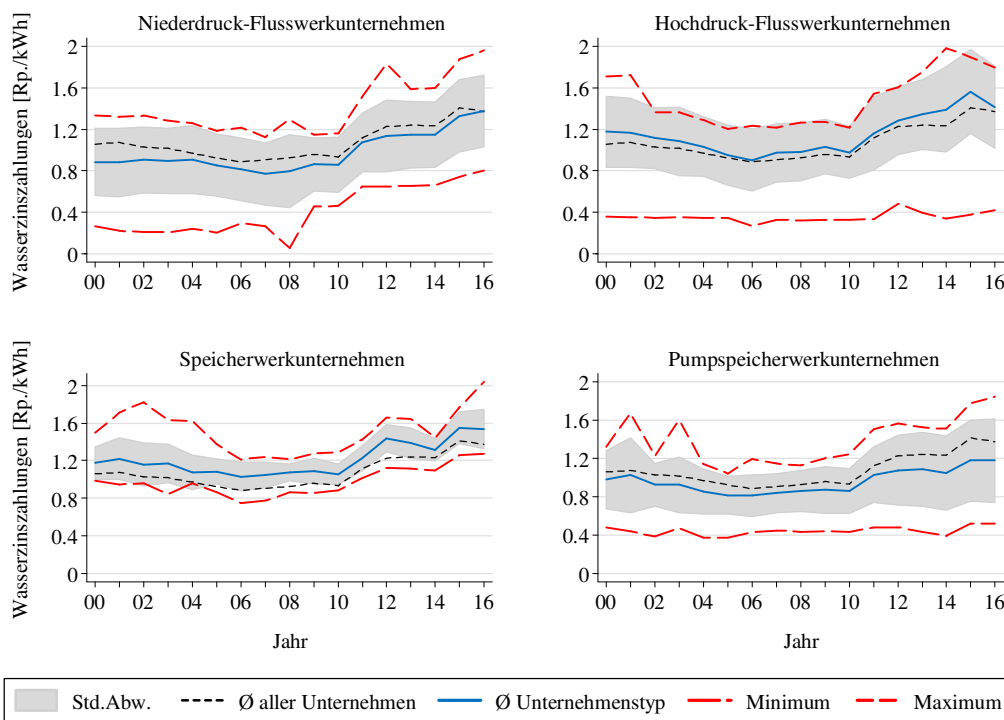


Bild A-12: Verlauf und Variation der von den vier Unternehmenstypen geleisteten gewichteten Wasserzinszahlungen (inflationsbereinigt auf Basis 2015, gewichtet anhand der Elektrizitätserzeugung).

A.3 Kalkulatorische Kosten ohne Linth-Limmern

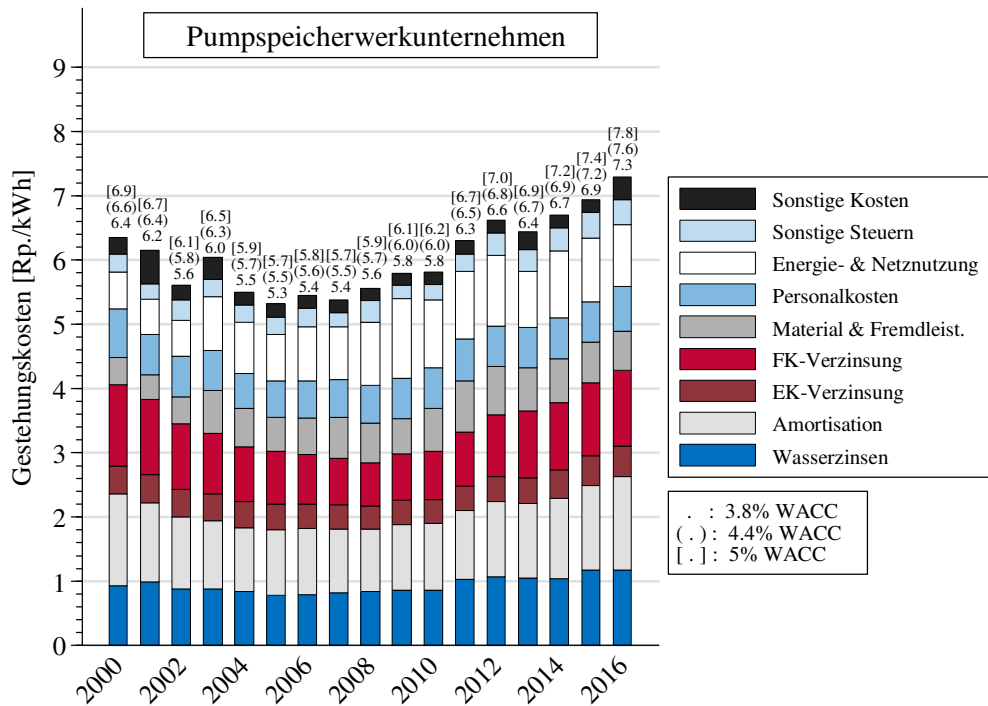


Bild A-13: Verlauf der korrigierten Gestehungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen ohne Mitberücksichtigung von Linth-Limmern (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

A.4 Pseudo Merit Order der Unternehmenstypen

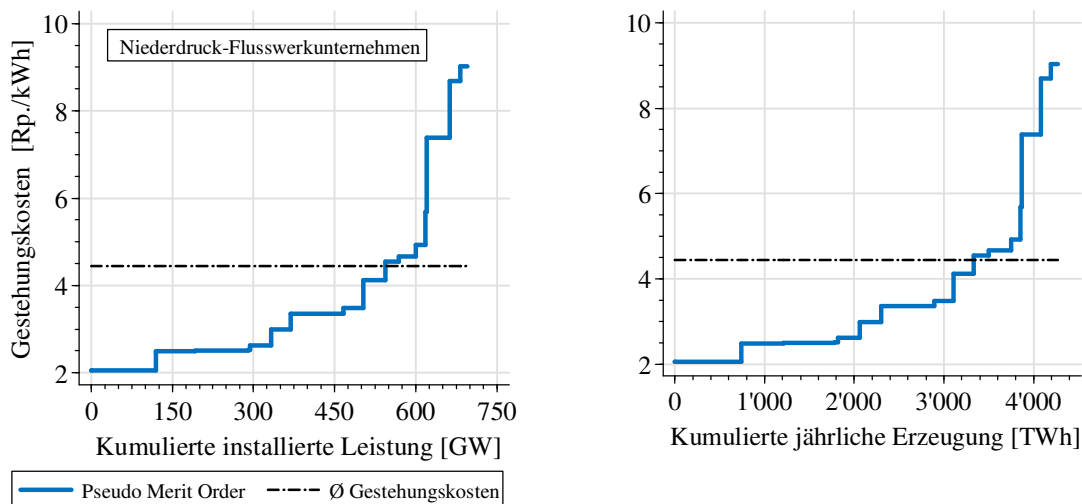


Bild A-14: Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Niederdruck-Flusswerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

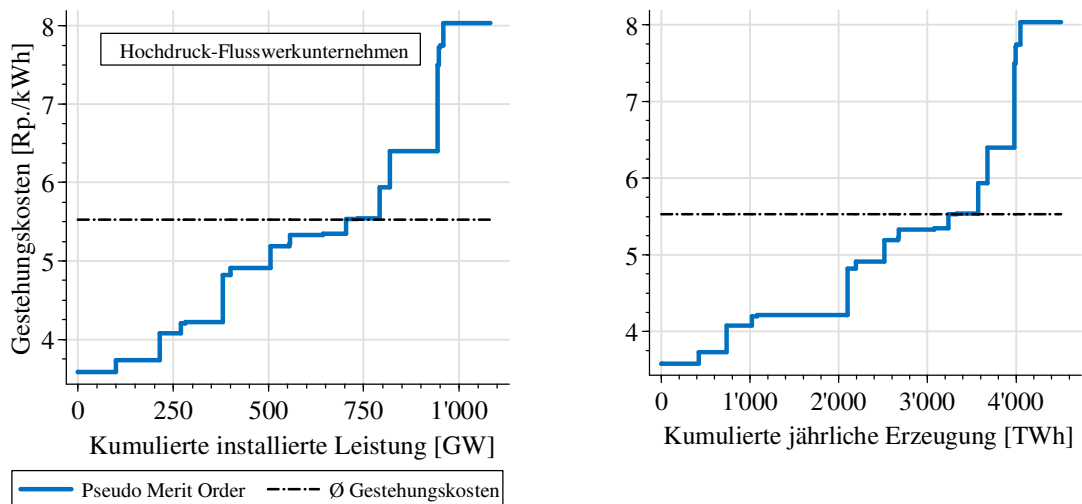


Bild A-15: Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Hochdruck-Flusswerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

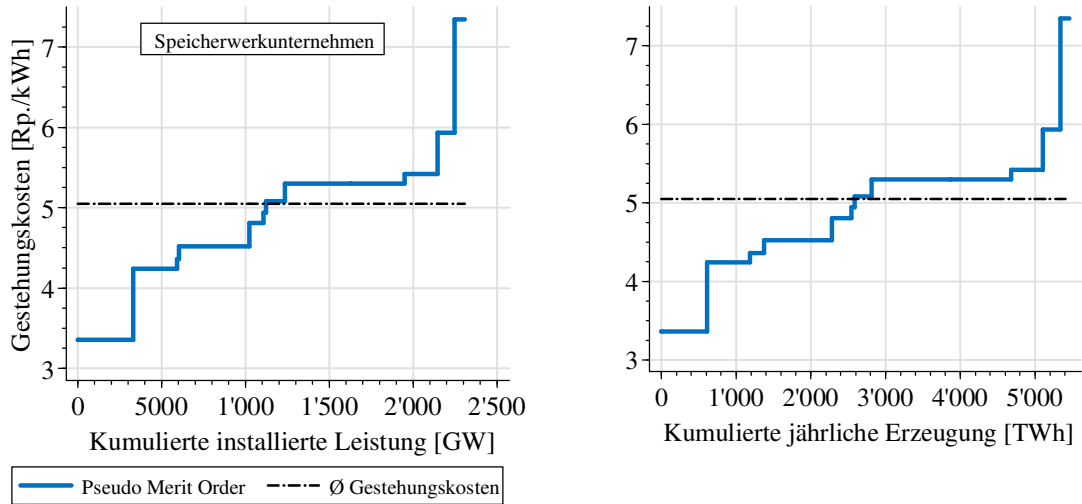


Bild A-16: Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Speicherwerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

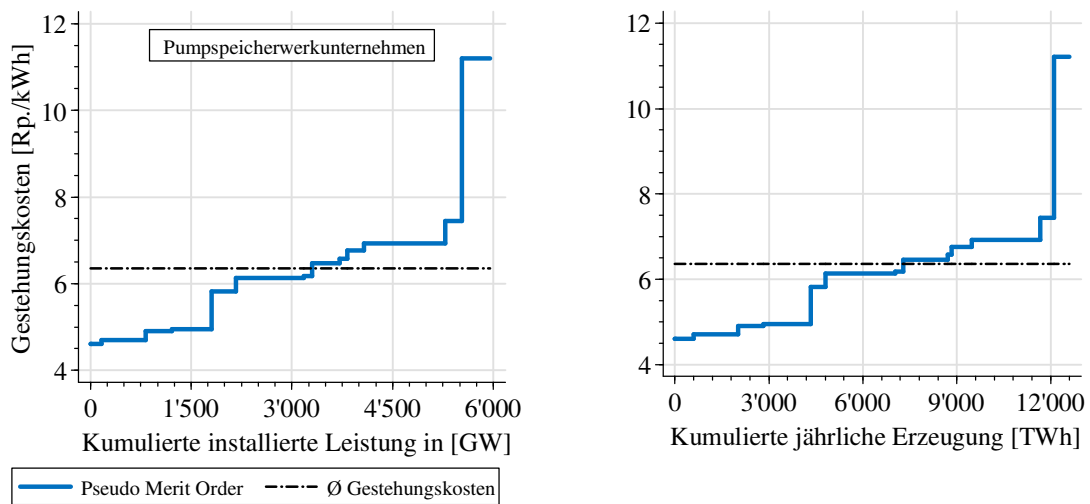


Bild A-17: Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2016 (inflationsbereinigt auf Basis 2015).

A.5 Kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit 2000 – 2002

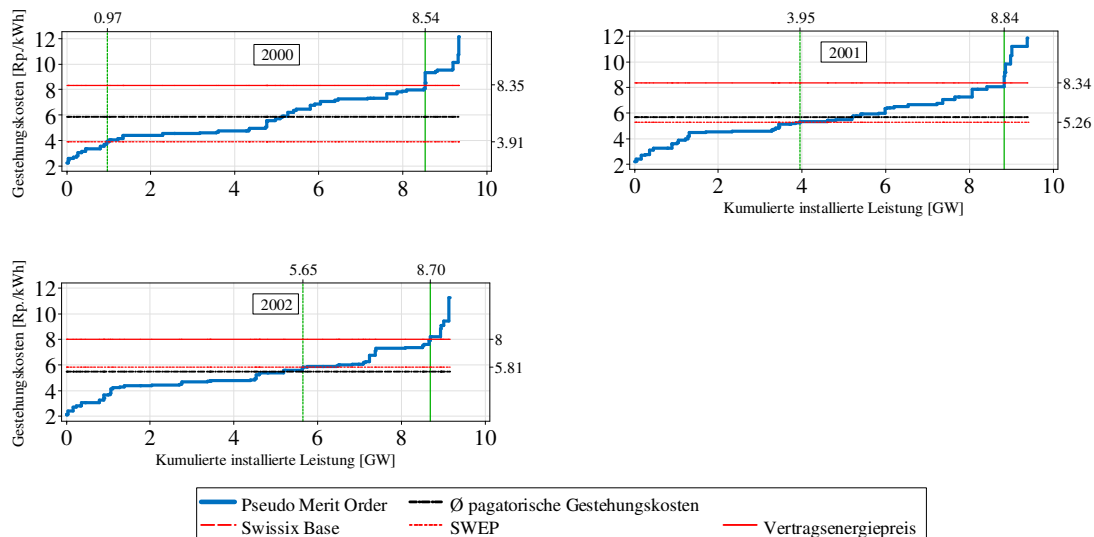


Bild A-18: Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen für die Jahre 2000 bis 2002 (pagatorische Erfolgsrechnung).

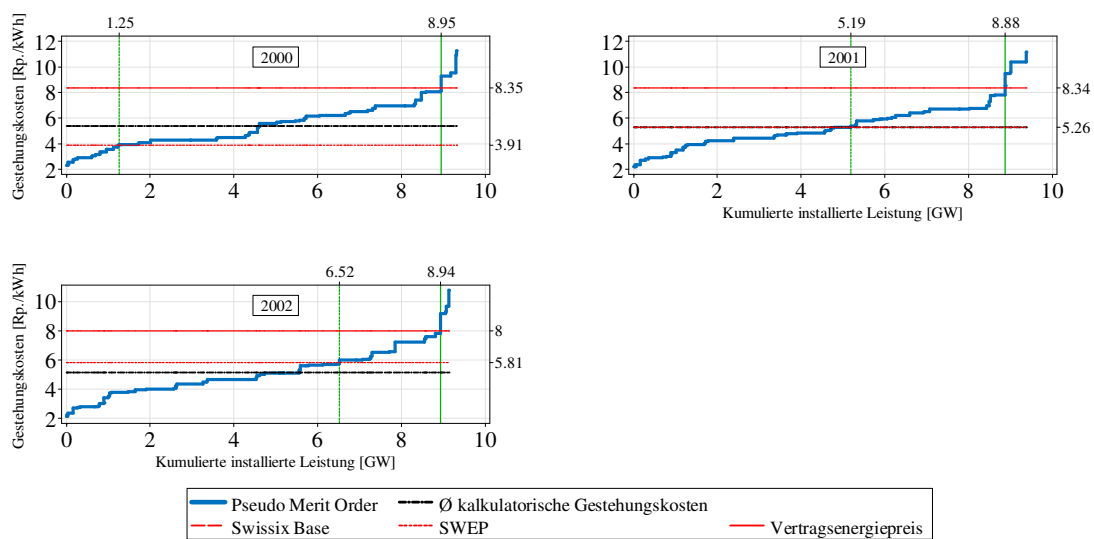


Bild A-19: Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen für die Jahre 2000 bis 2002 (kalkulatorische Kapitalkosten unter einem nominalen WACC von 3.8 Prozent).

A.6 Spotmarkt- und Vertragsenergiepreise

Folgend werden die Verläufe der Elektrizitätspreise visualisiert, welche in Abschnitt 4.2 zum Abgleich mit den Gesteungskosten hinzugezogen wurden.

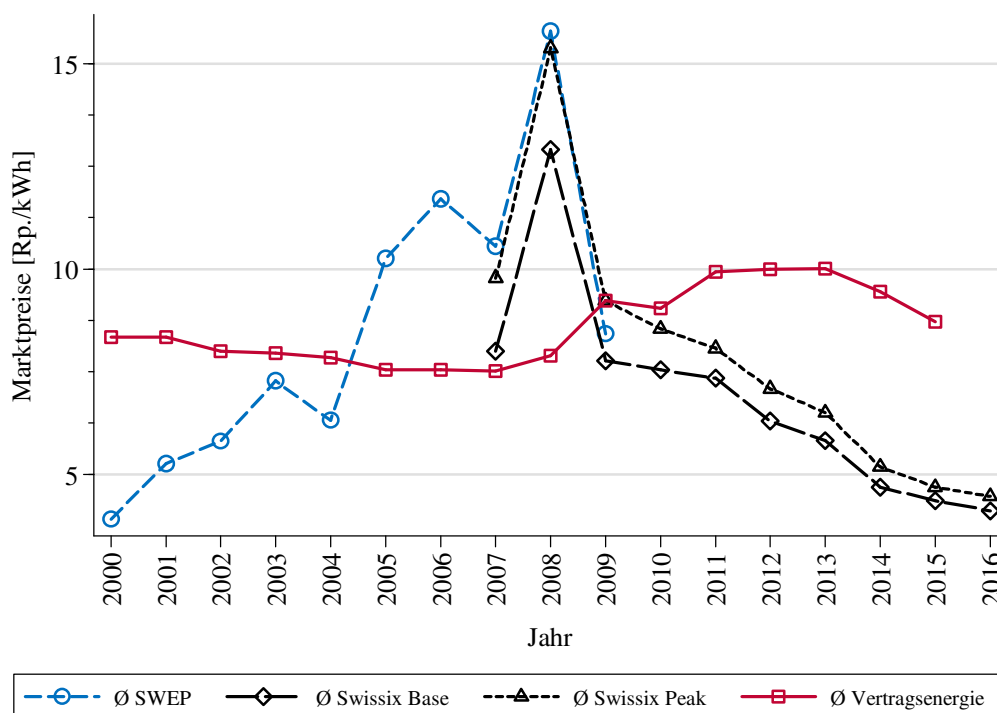


Bild A-20: Verläufe der Marktpreise, reale Werte bezüglich des Referenzjahres 2015.

Für die Jahre vor 2007 wird der SWEP anstelle des Swissix als Spotmarktpreis verwendet. Wie Bild A-21 zeigt, ist die Kongruenz zwischen dem SWEP und Swissix während den Jahren, wo für beide Indizes Angaben vorliegen, relativ gross. Diese Übereinstimmung ist nicht überraschend, denn gemäss Wenzel (2007) ist anzunehmen, dass dieselben Schweizer sowie deutschen Unternehmen, welche am SWEP teilnahmen, ebenfalls an der EPEX Handel betreiben.

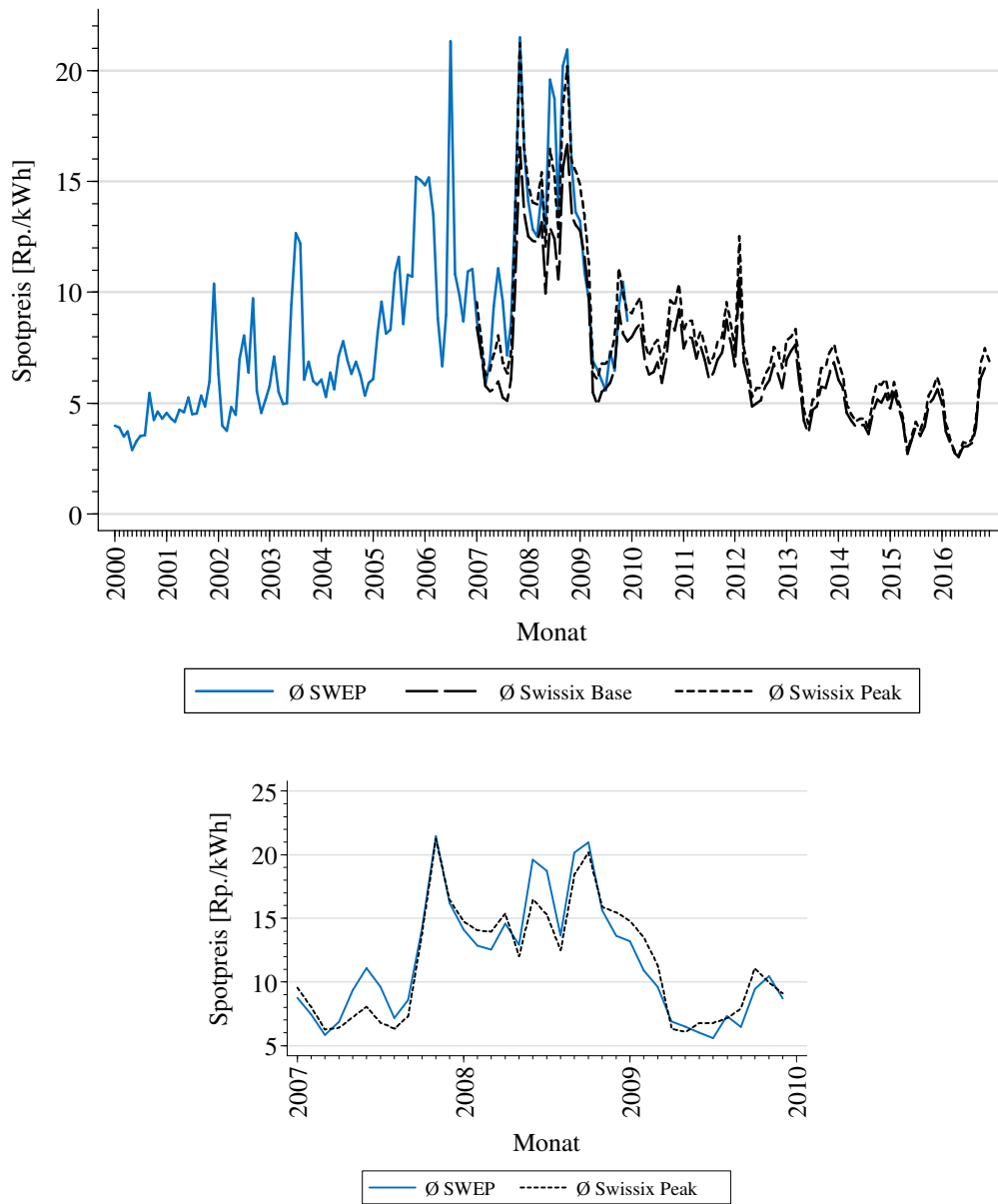


Bild A-21: SWEP-, Swissix Base- und Peak-Preise, nominale monatliche Werte für die Jahre 2000 bis 2016.