



1. Dezember 2014

Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft

Schlussbericht

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmer:

Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETH Zürich, Zürichbergstrasse 18, 8032 Zürich

Autoren:

Prof. Dr. Massimo Filippini, CEPE ETH Zürich
Thomas Geissmann, CEPE ETH Zürich

Begleitung seitens des Auftraggebers:

Klaus Riva, BFE
Markus Bareit, BFE
Christian Bühlmann, BFE
Aurelio Fetz, BFE
Gabriela Weiss Di Spirito, BFE

Für den Inhalt ist der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung, Problemstellung und Zielsetzung	1
1.1	Schweizer Wasserkraft und ihre Rolle in der Elektrizitätserzeugung	1
1.2	Problemstellung	4
1.3	Zielsetzung	5
2	Verwendete Daten und Datenanpassungen	7
2.1	Typologisierung der Wasserkraftunternehmen.....	8
2.2	Sonstige Datenanpassungen	9
2.3	Verwendete Daten	11
3	Gestehungskostenanalyse	16
3.1	Kostenbestandteile und Methoden zur Berechnung der Gestehungskosten	16
3.2	Ansatz 1 – Pagatorische Gestehungskosten.....	18
3.3	Verzerrungen in der pagatorischen Kapitalverzinsung.....	25
3.3.1	Pagatorische Eigenkapitalrendite und Fremdkapitalverzinsung	25
3.3.2	Implikationen der Partnerwerkstruktur	29
3.4	Ansatz 2 – Gestehungskosten basierend auf einer kalkulatorischen Verzinsung des Eigen- und Fremdkapitals	31
3.5	Rolle der Wasserzinse in der Gestehungskostenstruktur	38
3.5.1	Derzeitige Ausgestaltung des Schweizer Wasserzinssystems.....	38
3.5.2	Implikation der Wasserzinse auf die Gestehungskosten	41
4	Kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit	47
4.1	Ermittlung der Spot- und Vertragsenergiepreise	49
4.2	Abgleich mit den Marktpreisen	51
5	Kosteneffizienzschätzung	57
5.1	Das Konzept der Kosteneffizienz	57
5.2	Ökonometrische Modellierung der Kosteneffizienz.....	58
5.2.1	SFA gemäss Pitt und Lee (Modell 1)	60
5.2.2	SFA gemäss True Random Effects Spezifikation (Modell 2)	61
5.3	Schätzung der Kosteneffizienz	62
5.3.1	Kostenmodell	63
5.3.2	Verwendete Daten	65
5.3.3	Resultate	67

6	Fazit	71
	Literaturverzeichnis	73
A	Anhang	77
A.1	Einfluss von gemittelten Produktionsmengen auf die Erzeugungskosten	77
A.2	Pseudo Merit Order der Unternehmenstypen.....	81
A.3	Spotmarkt- und Vertragsenergiepreise	83

Abbildungsverzeichnis

Bild 1-1:	Entwicklung der Wasserkraft in der Schweiz zwischen 1952 und 2013	1
Bild 1-2:	Erste und letzte Inbetriebnahme der heute in Betrieb stehenden Wasserkraftzentralen, eingeteilt in Perioden von zehn Jahren	2
Bild 1-3:	Jährliche Produktionserwartung, installierte Turbinen- und Pumpkapazitäten nach Regionen und Kantonen	3
Bild 2-1:	Erste und letzte Inbetriebnahmen der Zentralen der 60 Wasserkraftunternehmen.12	
Bild 2-2:	Vergleich der Anzahl der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen und der WASTA.....	13
Bild 2-3:	Vergleich der installierten Leistung der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen und der WASTA.....	13
Bild 2-4:	Vergleich der erwarteten jährlichen Erzeugung der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen und der WASTA	14
Bild 2-5:	Aufteilung der 60 Unternehmen und deren Wasserkraftzentralen bezüglich der Standortkantone.....	14
Bild 2-6:	Aufteilung der 60 Unternehmen bezüglich des Typs und des Standortkantons	14
Bild 2-7:	Anzahl der verschiedenen Zentralentypen pro Wasserkraftunternehmen	15
Bild 3-1:	Prozentuale Aufteilung der pagatorischen Kostenbestandteile der vier Unternehmenskategorien, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013	19
Bild 3-2:	Pagatorische Gestehungskosten der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013	20
Bild 3-3:	Entwicklung der durchschnittlichen pagatorischen Gestehungskosten aller Unternehmen zusammengefasst	21
Bild 3-4:	Verlauf und Variation der pagatorischen Gestehungskosten, aufgeteilt in die vier Unternehmenskategorien.....	22
Bild 3-5:	Pseudo Merit Order der durchschnittlichen pagatorischen Gestehungskosten aller 60 Wasserkraftunternehmen zusammengefasst, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013	23
Bild 3-6:	Pseudo Merit Order der durchschnittlichen pagatorischen Gestehungskosten der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013	24
Bild 3-7:	Pagatorische Eigenkapitalrendite vor Steuern für die Jahre 2000 bis 2013	26
Bild 3-8:	Pagatorische Eigenkapitalrendite nach Steuern für die Jahre 2000 bis 2013	26

Bild 3-9:	Verlauf und Variation der jährlichen pagatorischen Eigenkapitalrendite nach Steuern der vier Unternehmenstypen.....	27
Bild 3-10:	Pagatorische Fremdkapitalverzinsung für die Jahre 2000 bis 2013.....	28
Bild 3-11:	Verlauf und Variation der jährlichen pagatorischen Fremdkapitalverzinsung der vier Unternehmenstypen.....	29
Bild 3-12:	Veränderung der Gestehungskosten bei einer kalkulatorischen Kapitalverzinsung unter einem nominalen WACC von 4.5, 5 und 5.5 Prozent für die Jahre 2000 bis 2013.....	33
Bild 3-13:	Durchschnittliche Gestehungskosten bei einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung unter einem nominalen WACC von 4.5 Prozent.....	35
Bild 3-14:	Effekt einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung auf den Verlauf der Gestehungskosten.....	35
Bild 3-15:	Verlauf der korrigierten Gestehungskosten der Niederdruck-Flusswerkunternehmen.....	36
Bild 3-16:	Verlauf der korrigierten Gestehungskosten der Hochdruck-Flusswerkunternehmen.....	36
Bild 3-17:	Verlauf der korrigierten Gestehungskosten der Speicherwerkunternehmen.....	37
Bild 3-18:	Verlauf der korrigierten Gestehungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen.....	37
Bild 3-19:	Entwicklung des Maximalsatzes des Schweizer Wasserzinses.....	39
Bild 3-20:	Nominale Wasserzinszahlungen der 60 Wasserkraftunternehmen während den Jahren 2000 bis 2013.....	40
Bild 3-21:	Verlauf und Variation der von den vier Unternehmenstypen geleisteten Wasserzinszahlungen.....	41
Bild 3-22:	Verlauf der durchschnittlichen Belastung der Wasserkraftunternehmen innerhalb der einzelnen Unternehmenskategorien infolge der zu entrichtenden Steuern und Abgaben.....	42
Bild 3-23:	Anteil der Wasserzinse, der sonstigen Steuern und Abgaben sowie der Ertragssteuern an den pagatorischen Gesamtkosten innerhalb der einzelnen Unternehmenskategorien.....	43
Bild 3-24:	Mittlere Belastung durch Steuern und Abgaben der Unternehmen für die Jahre 2000 bis 2013, aufgeteilt nach Kantonen.....	44
Bild 3-25:	Anteil der Wasserzinse sowie der sonstigen Steuern und Abgaben an den pagatorischen Gesamtkosten der Unternehmen in den jeweiligen Kantonen.....	44
Bild 4-1:	Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen (pagatorische Erfolgsrechnung).....	54
Bild 4-2:	Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen (kalkulatorische Kapitalkosten unter einem nominalen WACC von 4.5 Prozent).....	55
Bild 5-1:	Konzept der Kosteneffizienz.....	58
Bild 5-2:	Dichtefunktion der Resultate der Kosteneffizienzschatzungen.....	68
Bild 5-3:	Gegenüberstellung der geschätzten Kosteneffizienzwerte.....	69
Bild A-1:	Vergleich der pagatorischen Gestehungskosten aller Unternehmen zusammengefasst unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion..	78

Bild A-2:	Vergleich der pagatorischen Gestehungskosten der Niederdruck-Flusswerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion	79
Bild A-3:	Vergleich der pagatorischen Gestehungskosten der Hochdruck-Flusswerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion..	79
Bild A-4:	Vergleich der pagatorischen Gestehungskosten der Speicherwerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion.....	80
Bild A-5:	Vergleich der pagatorischen Gestehungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion.....	80
Bild A-6:	Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Niederdruck-Flusswerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013.....	81
Bild A-7:	Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Hochdruck-Flusswerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013.....	81
Bild A-8:	Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Speicherwerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013.....	82
Bild A-9:	Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013.....	82
Bild A-10:	Verläufe der Marktpreise, reale Werte bezüglich des Referenzjahres 2013.....	83
Bild A-11:	SWEP-, Swissix Base- und Peak-Preise, nominale monatliche Werte für die Jahre 2000 bis 20014	84

Tabellenverzeichnis

Tabelle 5-1: Anzahl der Unternehmen, in Abhängigkeit des Jahres und des Unternehmenstyps	66
Tabelle 5-2: Technische Charakteristiken des unausgeglichenen Panels	66
Tabelle 5-3: Resultate der ökonometrischen Schätzungen	67
Tabelle 5-4: Kosteneffizienzwerte der zwei Modelle	68
Tabelle 5-5: Verlauf der Kosteneffizienzwerte über die Jahre hinweg.....	70

Zusammenfassung

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, 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.

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

Die Margen der Wasserkraft sind in den letzten Jahren jedoch nicht vorwiegend infolge einer fortschreitenden inländischen Liberalisierung eingebrochen, sondern eher aufgrund eines Drucks auf die Grosshandelspreise seitens entstandener Überkapazitäten, einer geringen Internalisierung externer Kosten anderer Energiequellen, tiefen CO₂-, Erdgas- und Kohlepreisen sowie einer erhöhten Einspeisung subventionierter neuer erneuerbaren Energien im europäischen Raum.

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 auch in Zukunft zu sichern. Die vorliegende Studie wurde im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) verfasst und floss in die ökonomischen Grundlagen bezüglich der Wirkung und Kosten eines neuen Gesamtfördersystems für die Wasserkraft mit ein.

Im Rahmen dieser 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 2013?
- Wie hoch ist das Niveau der Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraftunternehmen und konnte die Kosteneffizienz in den vergangenen Jahren, einhergehend mit einem erhöhten Margendruck, gesteigert werden?

Auf der methodologischen Ebene werden Elemente der deskriptiven statistischen Analyse zur Darstellung der Gestehungskosten sowie ökonometrische Verfahren zur Abschätzung der Kosteneffizienz verwendet. Die deskriptiven Analysen basieren auf einer Stichprobe von 60 Schweizer Wasserkraftunternehmen, welche für die Jahre 2000 bis 2013 ein ausgeglichenes Panel definieren, d.h. die Unternehmen werden über sämtliche Jahre hinweg beobachtet. Die Kosteneffizienzschatzung wird anhand eines grösseren, unausgeglichenen Panels von insgesamt 66 Unternehmen vorgenommen. Aufgrund der aktuellen politischen Debatte um die Schweizer Wasserkraft wurde die vorliegende Studie innerhalb kurzer Zeit verfasst, welche deshalb einen explorativen Vorstudien-Charakter aufweist.

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 sind jedoch pagatorischer und nicht kalkulatorischer Natur, 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. Zur Berechnung der effektiven Gestehungskosten wären deshalb Informationen bezüglich der kalkulatorischen Kosten notwendig. Solche Angaben sind jedoch nicht öffentlich verfügbar, weshalb die beiden folgenden Ansätze zur Approximation der Gestehungskosten verwenden 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. Gemäss diesen beiden Ansätzen ergeben sich die Gestehungskosten aus der Addition der folgenden Kostenblöcke:

Ansatz 1

- *Wasserzinsen*
- *Amortisation*
- *Finanzaufwand*
- *Gewinn vor Steuern*
- *Material & Fremdleistungen*
- *Personalkosten*
- *Energie- & Netznutzung*
- *Sonstige Steuern*
- *Sonstige Kosten*

Ansatz 2

- *Wasserzinsen*
- *Amortisation*
- *Kalkulatorische Verzinsung des Eigen- und Fremdkapitals gemäss gegebenem WACC*
- *Material & Fremdleistungen*
- *Personalkosten*
- *Energie- & Netznutzung*
- *Sonstige Steuern*
- *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 Fi-

nanzaufwand 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. Die daraus abgeleiteten Ergebnisse nehmen für sich nicht in Anspruch, die exakten Gestehungskosten zu widerspiegeln. Dies auch in Hinblick darauf, dass die bei den 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 zwischen den einzelnen Unternehmenstypen als auch zwischen den Unternehmen selbst teilweise erhebliche Unterschiede auf. Über die Jahre 2000 bis 2013 konnten die Niederdruck-Flusswerkunternehmen ihre Elektrizität zu den tiefsten durchschnittlichen Gestehungskosten erzeugen.

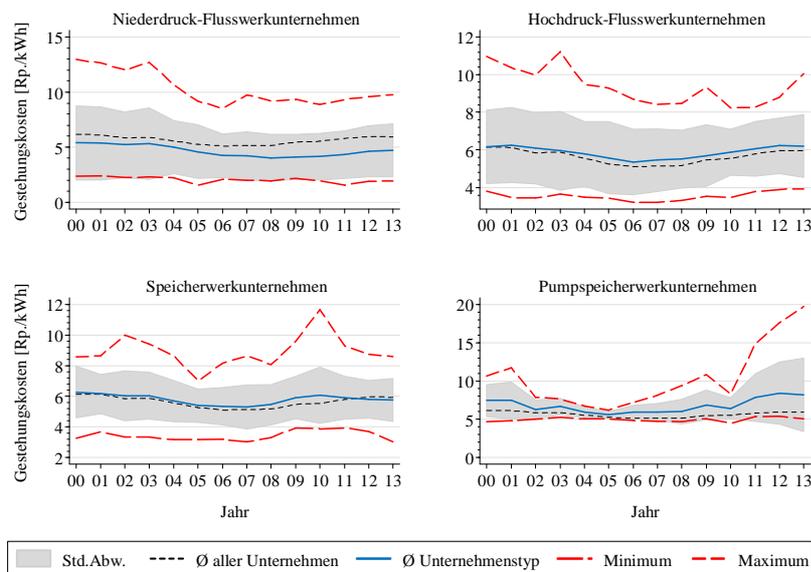


Bild Z-1: Verlauf und Variation der pagatorischen Gestehungskosten, aufgeteilt in die vier Unternehmenskategorien (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

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. 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.

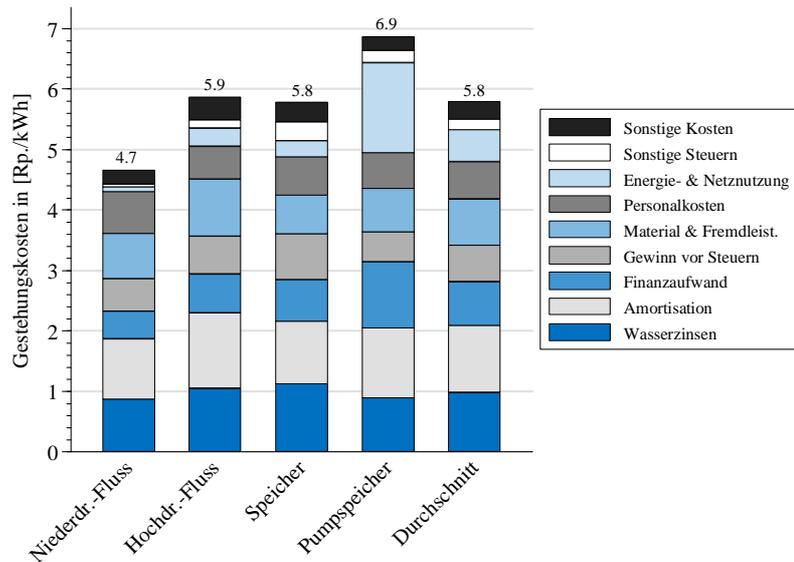


Bild Z-2: Durchschnittliche pagatorische Gesteuerungskosten der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013 (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

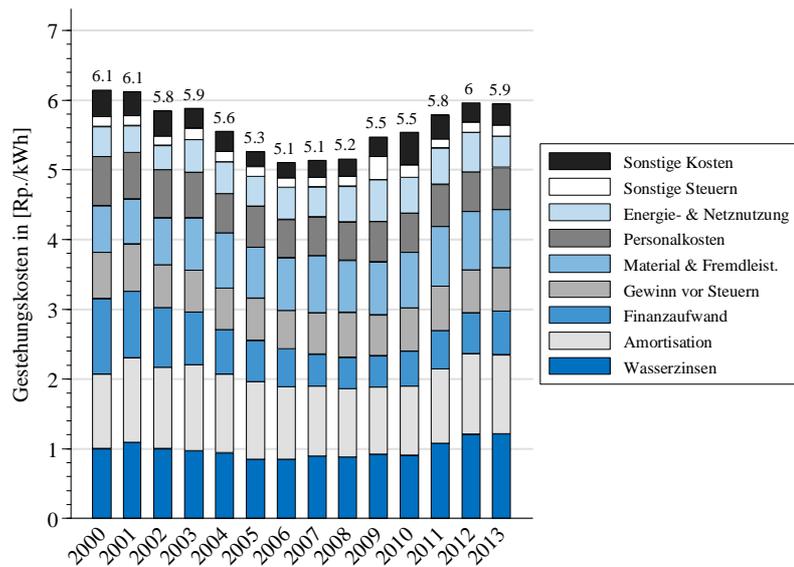


Bild Z-3: Entwicklung der durchschnittlichen pagatorischen Gesteuerungskosten aller Unternehmen zusammengefasst (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

Die Gesteuerungskosten pro kWh verringerten sich zwischen den Jahren 2000 und 2005 und sind anschliessend wieder leicht angestiegen. 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 Wasserzinshebung 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 20 prozentige landesweite Erhöhung des in der Regel abgeschöpften bundesrechtlichen Wasserzinsmaximalsatzes von 80 auf 100 CHF/kW zurückzuführen.

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 Eigenkapitalrendite aller Unternehmen im Median rund 5.9 Prozent vor Ertragssteuern und 4 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 Gestehungskosten kann aus zwei Gründen kritisiert werden. Erstens entspricht sie 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 Gestehungskosten ab. Infolge des hohen Fixkostenanteils in der Kostenstruktur der Wasserkraft fallen diese Erträge über die Jahre hinweg denn auch zumeist relativ konstant aus. Dadurch 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. Aufgrund einer Ertragsverschiebung von den Partnerkraftwerken hin zu den Muttergesellschaften gehen letztere wohl von einer höheren oder – abhängig von den Marktpreisen – tieferen impliziten Eigenkapitalrendite aus als die rund 4 Prozent nach Steuern, welche im Median über die Jahre 2000 bis 2013 beobachtet wurden.

Die Verzerrungen der aus den pagatorischen Erfolgsrechnungen inhärent resultierenden Eigenkapitalverzinsungen sollen bis zu einem gewissen Grad korrigiert werden, indem die Veränderung in den Gestehungskosten eruiert wird, welche aus der Anwendung eines unternehmensübergreifenden „Weighted Average Cost of Capital“ (WACC) von 4.5, 5 oder 5.5 Prozent resultieren würde. Anstatt ausschliesslich die Eigenkapitalverzinsung zu ändern, werden somit ebenfalls die Fremdkapitalkosten „normalisiert“. Im Rahmen dieser Kostenadjustierung wird davon ausgegan-

gen, dass die Unternehmen in einer jeweiligen Geschäftsberichtsperiode implizit mit einem ähnlichen WACC rechnen. Infolge einer solchen Korrektur erhöhen sich die Gestehungskosten bei den in der Stichprobe enthaltenen Unternehmen über die Jahre 2000 bis 2013 hinweg im Schnitt um rund 0,7, 3,3 bzw. 5,7 Prozent. Es sollte jedoch in Erinnerung behalten werden, dass diese Vorgehensweise einen ersten explorativen Versuch darstellt, die kalkulatorischen Gestehungskosten zu schätzen. Entsprechend handelt es sich bei den ermittelten kalkulatorischen Gestehungskosten in ihrer Grössenordnung lediglich um Orientierungszahlen.

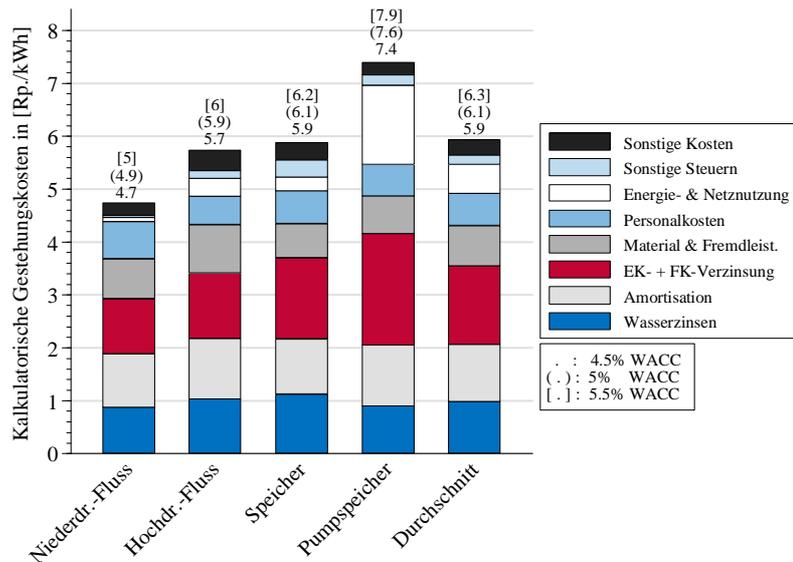


Bild Z-4: Effekt einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung auf die durchschnittlichen Gestehungskosten unter Anwendung eines WACC von 4,5 Prozent, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013 (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

Infolge einer durch den WACC implizierten eher kalkulatorischen Fremd- und Eigenkapitalverzinsung erhöhen sich im Schnitt aller Jahre insbesondere die Gestehungskosten von Pumpspeicherwerkunternehmen und in geringerem Masse ebenfalls die der Speicher- sowie Niederdruck-Flusswerkunternehmen (vgl. Bild Z-2 und Bild Z-4). Falls in einem Jahr schon die pagatorischen Erfolgsrechnungen eines Unternehmenstyps relativ hohe Eigenkapitalverzinsungen implizieren, sind dort die Effekte einer Korrektur auf die Gestehungskosten geringfügiger oder gar negativ. Des Weiteren bewirkt die Korrektur, dass der zuvor schon hohe Einfluss der Kapitalkosten – bestehend aus dem Amortisationsaufwand, der Fremd- sowie Eigenkapitalverzinsung – auf die Gestehungskosten nochmals anwächst.

Die Rolle der Wasserzinse

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 1,5 Rp./kWh, oder etwas mehr als 25 Prozent der Gestehungskosten.

Dieser Wert kann jedoch, wie auch alle übrigen Kostenblöcke, zwischen den einzelnen Unternehmen erheblich variieren.

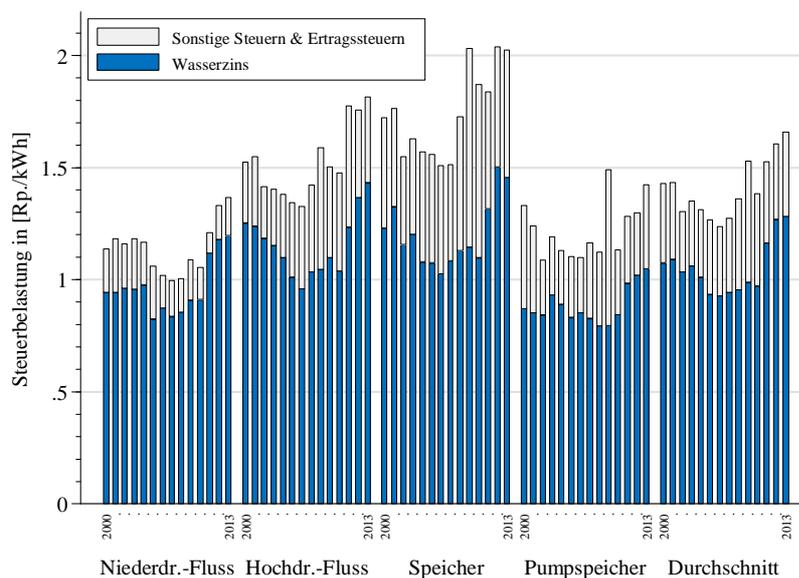


Bild Z-5: Verlauf der durchschnittlichen Belastung der Wasserkraftunternehmen innerhalb der einzelnen Unternehmenskategorien infolge der zu entrichtenden Steuern und Abgaben (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

Der Anteil des Wasserzinses an den Gesamtabgaben an die öffentliche Hand betrug über die Jahre hinweg rund 75 Prozent. Die Niederdruck-Flusswerkunternehmen, welche vorwiegend im Mittelland angesiedelt sind, zahlen pro kWh im Schnitt tiefere Kosten infolge von Steuern und Abgaben, 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 übrigen drei Unternehmenstypen.

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.

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 2013 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 Gestehungskosten¹ basierenden jährlichen Merit Order der 60 Unternehmen mit den Jahresdurchschnitten der Marktpreise beurteilt.

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. Vereinfachend basiert der Abgleich mit den Marktpreisen deshalb auf den Spotmarktpreisen – dem SWEP 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 WACC von 4.5 Prozent beruht, zu durchschnittlich erhöhten 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.

Aus den resultierenden Grafiken (vgl. Bild Z-6 und Bild Z-7) lässt sich diejenige Kapazität ablesen, deren Gestehungskosten in einem spezifischen Jahr unter den jeweiligen Preisen zu liegen

¹ 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. 19), was dazu führt, dass diese zumeist gedeckt sind. Auf eine Analyse bezüglich des Deckungsgrads der variablen Kosten wurde deshalb verzichtet.

kamen.² 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 stark ansteigenden subventionierten Einspeisung neuer erneuerbarer Energien sind die mittleren Spotpreise rückläufig, währenddem die Vertragsenergiepreise jedoch 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 im 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 Gestehungskosten und des abnehmenden Spreads zunehmend Mühe bekunden, ihre Elektrizität gewinnbringend abzusetzen. Einzelne Unternehmen waren in den letzten Jahren wohl vermehrt nicht mehr in der Lage, ihre gesamten Gestehungskosten zur decken.³ Generell weisen die Unternehmen auf der rechten Seite der Merit Order eine vergleichsweise tiefe Eigenkapitalrendite auf.

² Am rechten Bildrand (vgl. Bild Z-6 und Bild Z-7) 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. Im Jahr 2013 beispielsweise lagen – unter der Annahme von approximativen kalkulatorischen Kosten – ca. 5760 GW bzw. 2380 GW der beobachteten installierten Leistung von 9570 GW, d.h. rund 60 bzw. 23 Prozent, unter den durchschnittlichen Spitzen- bzw. Schwachlastpreisen.

³ Dazu sei angemerkt, dass die bei den Muttergesellschaften anfallen Kosten zur Koordinierung und Vermarktung der Elektrizitätserzeugung nicht in den Geschäftsberichten der Partnerwerke mitberücksichtigt sind. Diese Kosten können aber als vergleichsweise gering eingestuft werden.

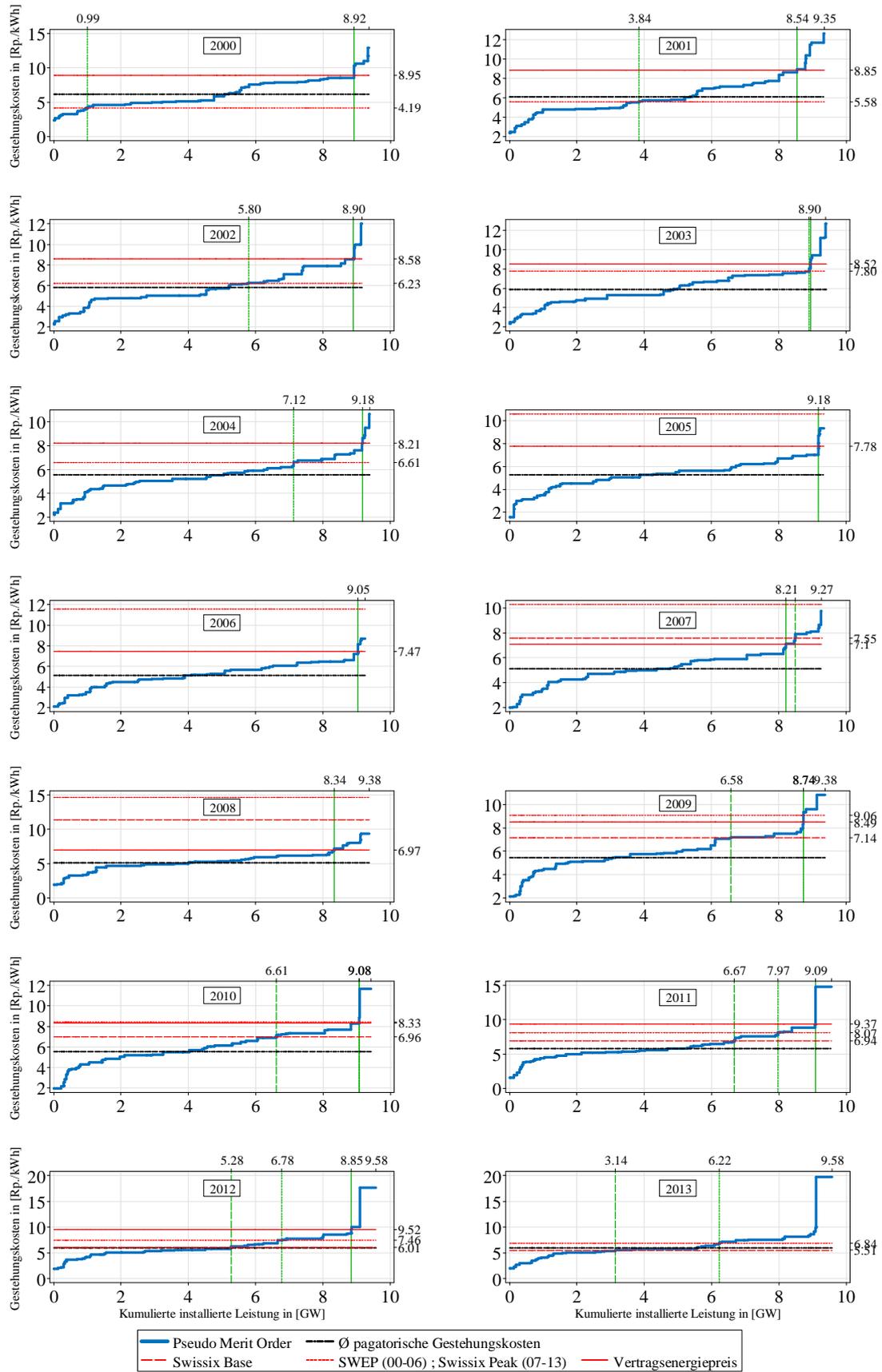


Bild Z-6: Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen (pagatorische Erfolgsrechnung).

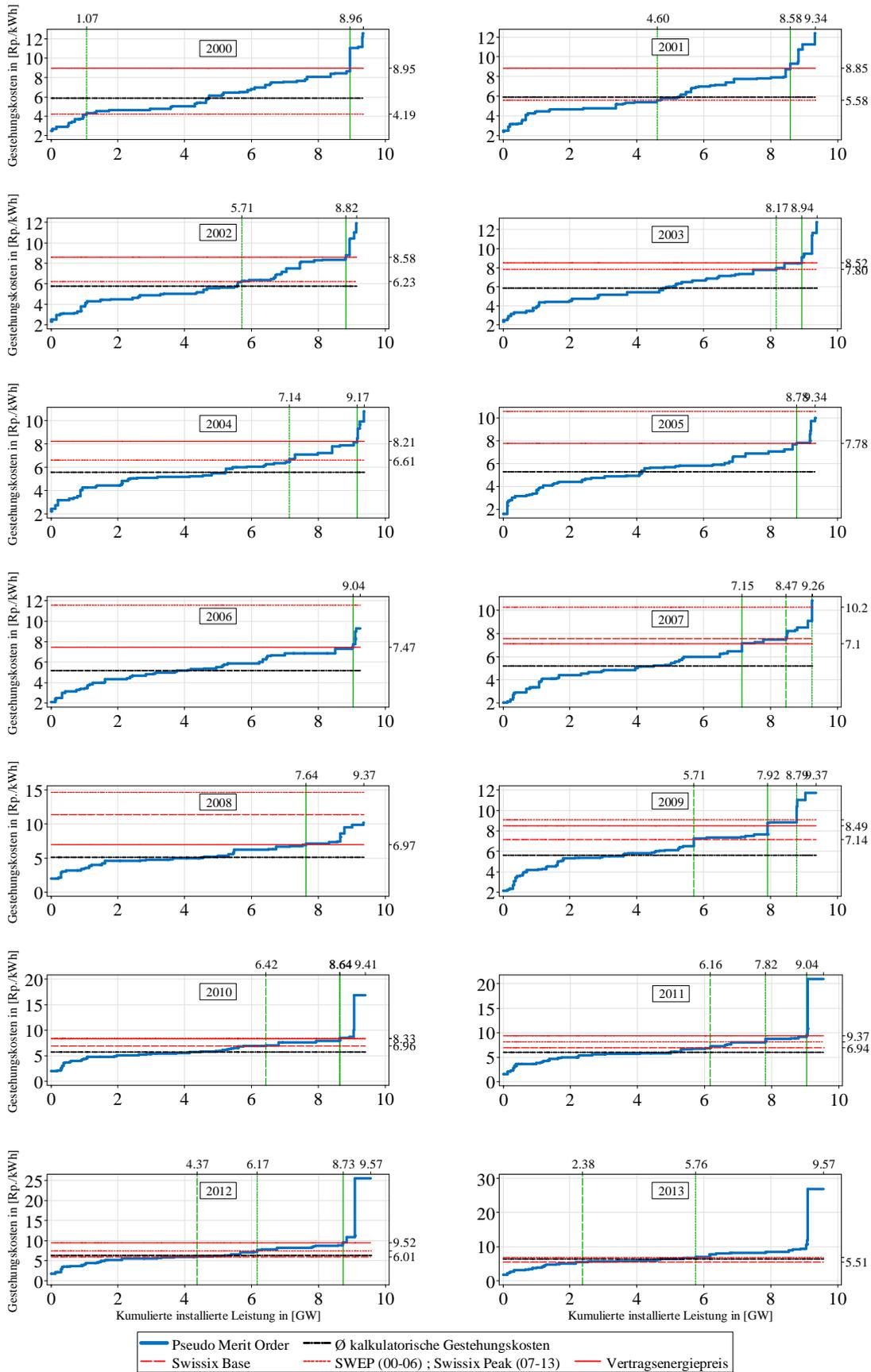


Bild Z-7: Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen (kalkulatorische Kapitalkosten).

Schätzung der Kosteneffizienz

Anhand von mathematischen und statistischen (d.h. ökonometrischen) Verfahren wird die Kosteneffizienz der beobachteten Wasserkraftunternehmen bezüglich der Nutzung der Inputfaktoren zur Elektrizitätserzeugung – Arbeit, Kapital, Material und Energie – berechnet. Eine vollständige Effizienz ist erreicht, wenn es unmöglich ist, den Elektrizitätserzeugungsprozess bei gleich bleibendem Produktionsniveau hin zu niedrigeren Kosten zu verändern. Es werden zwei unterschiedliche Modellspezifikationen geschätzt. Das erste Modell (Pitt & Lee Modell) geht von einer zeitinvarianten unternehmensspezifischen Kosteneffizienz aus und misst daher die zeitinvariante, d.h. persistente Komponente der Kosteneffizienz. Im Kontrast dazu misst das zweite Modell (TRE Modell) die zeitvariante Komponente, d.h. die transiente Kosteneffizienz.

Die Kosteneffizienz wird bezüglich des Totals der pagatorischen Gestehungskosten geschätzt. Dabei wird angenommen, dass die Totalkosten von den exogen gegebenen Inputpreisen, der Menge an erzeugter Elektrizität sowie weiteren exogenen unternehmensspezifischen sowie allgemeinen Faktoren, wie beispielsweise dem Unternehmenstyp oder einem nicht linearen neutralen technologischen Fortschritt, abhängen. Es wird ein unausgeglichenes Panel, d.h. nicht alle Unternehmen werden für sämtliche Jahre beobachtet, von insgesamt 66 Unternehmen für die Zeitperiode der Jahre 2000 bis 2013 betrachtet. Aufgrund dieser Modelle erhält man für jedes Unternehmen ein Effizienzwert, welcher zwischen 0 und 1 liegt, wobei 1 einer Kosteneffizienz von 100 Prozent entspricht.

Tabelle Z-1: Kosteneffizienzwerte der zwei Modelle, gemittelt über die Jahre 2000 bis 2013.

	Pitt & Lee + Mundlak	TRE + Mundlak
Mittelwert	0.8218	0.9010
Min	0.5019	0.5057
Max	0.9784	0.9850
Std.Abw.	0.1292	0.0573
25% Pc.	0.7470	0.8764
Median	0.8328	0.9177
75% Pc.	0.9323	0.9399

Die Ergebnisse der Kosteneffizienzschtzung zeigen, dass ein, im Vergleich zur persistenten Kosteneffizienz von im Median 83.3 Prozent, höheres Mass an transientser Kosteneffizienz von im Median 91.8 Prozent vorliegt. Die Median-Kosteneffizienz, bestehend aus persistenter und transientser Effizienz, beträgt rund 75 Prozent, d.h. beim Median-Unternehmen liessen sich bei gleich bleibender Menge an erzeugter Elektrizität die Kosten um ca. 25 Prozent reduzieren. Ein Teil davon ist möglicherweise auf die unbeobachtete zeitinvariante Heterogenität, welche von den Mundlak-Termen nicht abgefangen werden konnte, zurückzuführen. Dies impliziert, dass die effektive Kostenineffizienz womöglich tiefer liegt. Ein wesentlicher Teil der Ineffizienz aber kann wohl der Langfristigkeit der Investitionen und dem gleichzeitig hohen Fixkostenanteil an den

Gestehungskosten zugeschrieben werden, denn diese beiden Faktoren erschweren den Unternehmen, flexibel und schnell auf sich ändernde Marktbedingungen zu reagieren. Die innerhalb der Stichprobe beobachteten – sowohl transienten als auch persistenten – Kosteneffizienzwerte ändern sich über die Zeit hinweg kaum. Es lässt sich ebenfalls kein Nachholeffekt bei den in den tiefen Perzentilen gelegenen Unternehmen hin zu einer höheren Kosteneffizienz beobachten. Gegeben die Stichprobe sowie die Natur der angewendeten Modelle zur Effizienzschätzung scheint sich somit unter dem – wenn im Vergleich zur Lebensdauer eines Wasserkraftwerks auch sehr kurzfristig gestiegenen – Margendruck vorerst kein klarer Trend hin zu höheren Kosteneffizienzen abzuzeichnen.

Fazit

Die in der Studie erhaltenen Ergebnisse lassen folgende Schlussfolgerungen zu:

1. Die Gestehungskosten weisen zwischen den einzelnen Unternehmenstypen als auch zwischen den Unternehmen selbst 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.
5. Die approximative Korrektur hin zu einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung ergibt im Schnitt über alle Jahre hinweg für die Hochdruck-Fluss- und Speicherwerkunternehmen und insbesondere für die Pumpspeicherwerkunternehmen höhere Gestehungskosten.
6. 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. Im Gegensatz dazu können die Jahre zu Beginn des neuen Jahrtausends bis 2008 als diesbezüglich gut bezeichnet

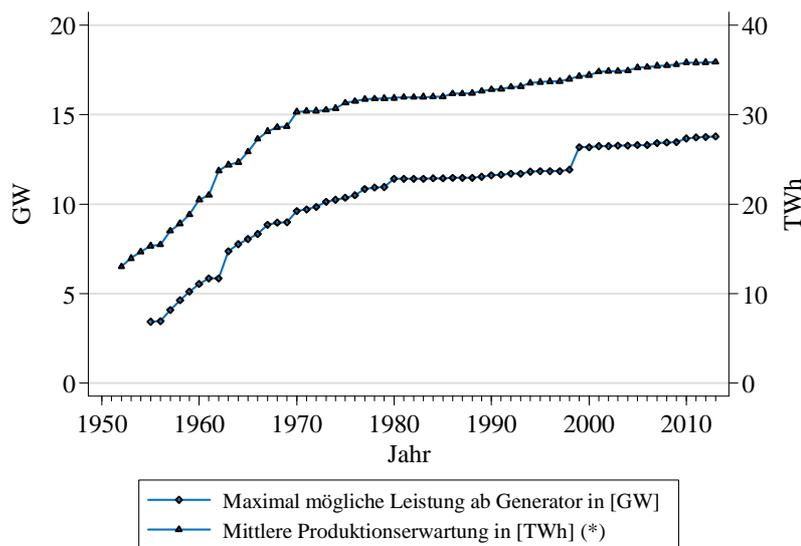
werden. Nicht nur die individuellen Unternehmen selbst, sondern auch die vier Unternehmertypen sind von der sich ändernden Marktsituation in unterschiedlichem Masse betroffen. Insbesondere die Pumpspeicherwerkunternehmen dürften infolge ihrer vergleichsweise hohen Gestehungskosten und des abnehmenden Spreads zunehmend Mühe bekunden, ihre Elektrizität gewinnbringend abzusetzen. Die Analyse anhand approximierter kalkulatorischer Kosten – basierend auf einem WACC von 4.5 Prozent – zeigt eine ähnliche Entwicklung, wenngleich 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.

7. Die Ergebnisse der Kosteneffizienzschatzung zeigen, dass ein im Vergleich zur transienten Kostenineffizienz höheres Mass an persistenter Ineffizienz vorliegt. Ein, wenn auch mässiges, Kosteneinsparungspotential ist gegeben, aufgrund der Langfristigkeit der Investitionen und des gleichzeitig hohen Fixkostenanteils an den Gestehungskosten aber nicht einfach zu realisieren.

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. In Anbetracht dessen, dass einerseits eine vollständige Internalisierung der externen Kosten (z.B. derzeitige tiefe Kosten für CO₂-Zertifikate) auf dem europäischen Elektrizitätsmarkt noch nicht gegeben ist und andererseits dieser Markt aufgrund staatlicher Subventionsmechanismen einige Verzerrungen aufweist, kann eine staatliche Intervention zugunsten der Wasserkraft gerechtfertigt sein.

1 Einleitung, Problemstellung und Zielsetzung

1.1 Schweizer Wasserkraft und ihre Rolle in der Elektrizitätserzeugung



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

Bild 1-1: Entwicklung der Wasserkraft in der Schweiz zwischen 1952 und 2013.⁴
[Quelle der Rohdaten: BFE (2014c)]

In den vergangenen 10 Jahren (2004 bis 2013) betrug der Anteil der Wasserkraftnutzung an der Landeserzeugung rund 56 Prozent. Mit ca. 39 Prozent steuerte die Kernkraft den Grossteil an die verbleibende Menge bei (BFE, 2014b). Die zuverlässige, mit relativ geringen externen Kosten

⁴ 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. 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.

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 bedeutet. Die mittlere Produktionserwartung stieg gleichzeitig um 15.0 TWh (plus 2.7 Prozent pro Jahr). Seit 1971 bis ins Jahr 2013 hingegen erhöhte sich die installierte Leistung lediglich um 4.1 GW. Dies entspricht einer Wachstumsrate von 0.8 Prozent pro Jahr. Innerhalb desselben Zeitraums steigerte sich die mittlere Produktionserwartung um 5.5 TWh, was einem Wachstum von rund 0.4 Prozent pro Jahr gleichkommt.

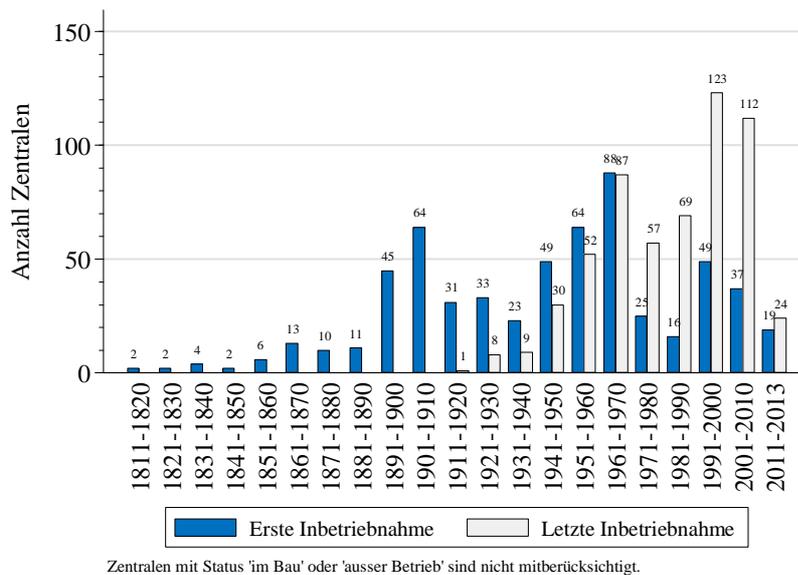
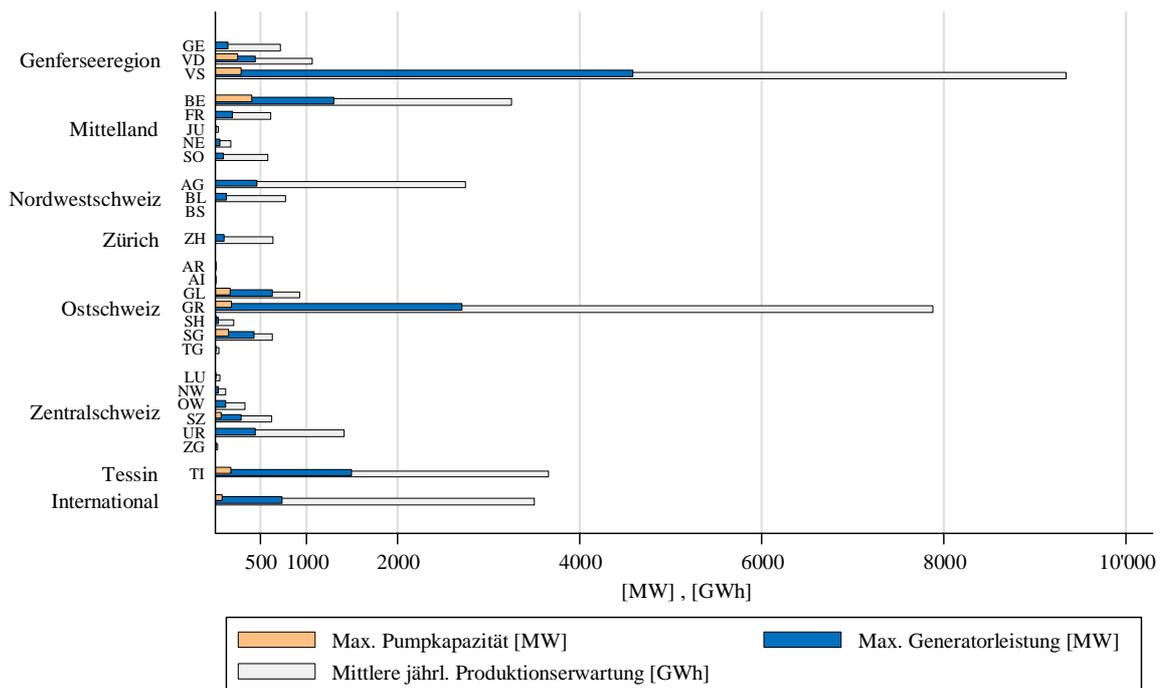


Bild 1-2: Erste und letzte Inbetriebnahme der heute in Betrieb stehenden Wasserkraftzentralen⁵ (mit einer Leistung ≥ 300 kW), eingeteilt in Perioden von zehn Jahren (Stand 1. Januar 2013). [Quelle der Rohdaten: BFE (2013b)]

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 von schon bestehenden 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

⁵ 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, 2013b) standen am 1. Januar 2013 in der Schweiz 589 Wasserkraftzentralen mit einer maximal möglichen Leistung von mindestens 300 kW in Betrieb.

geworden. Spätestens seit Mitte der 1980er Jahre ist ausserdem die Kernenergie als alternative inländische Stromerzeugungstechnologie umstritten und die Gelder zur Erhöhung der inländischen 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.



Internationale Wasserkraftzentralen: Zentralen, welche auf deutschem oder französischem Staatsgebiet liegen.

Bild 1-3: Jährliche Produktionserwartung, installierte Turbinen- und Pumpkapazitäten nach Regionen und Kantonen (Stand 1. Januar 2013).
[Quelle der Rohdaten: BFE (2013b)]

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 62 Prozent der landesweit in Betrieb stehenden Turbinenleistung (maximal mögliche Leistung ab Generator) von derzeit total 14.2 GW und ca. 43 Prozent der Pumpleistung von 1.6 GW im Einsatz. Entsprechend erbringen diese drei Kantone rund 53 Prozent der durchschnittlichen jährlichen Produktionserwartung von 35.9 TWh.

Die Schweizer Energiepolitik teilt der Wasserkraft in den Energieszenarien und -strategien auch bis 2050 weiterhin den höchsten Anteil an der Landeserzeugung und damit auch für die Zukunft

eine vorrangige Rolle zu (siehe BFE (2007a), BFE (2011a) und BFE (2013a)).⁶ 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.

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 Pumpenenergieverbrauchs) 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. Ab 2018 soll dies auch Kleinverbrauchern ermöglicht werden. 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

⁶ Gemäss der vom Bundesrat im September 2013 veröffentlichten Botschaft zum ersten Massnahmepaket der Energiestrategie 2050 soll die Wasserkraft im Jahr 2035 eine Elektrizitätsmenge von 37.4 TWh und bis ins Jahr 2050 gar 38.6 TWh zur Landeserzeugung beisteuern (Bundesrat, 2013).

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 Entscheidungen 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 20 Prozent erhöht und sollen Anfangs 2015 nochmals um 10 Prozent erhöht werden. Heute tragen die Wasserzinse bei den in dieser Studie betrachteten Kraftwerksunternehmen im Schnitt über 20 Prozent zu den Gestehungskosten bei.

Die Wasserkraft ist, sowohl aufgrund ihrer zuverlässigen Lieferung von emissionsarmer Bandenergie als auch dank ihren Speichermöglichkeiten, 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 substantielle 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.

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

1.3 Zielsetzung

Die Studie basiert auf einem vom Center for Energy Economics and Policy (CEPE) der ETH Zürich erfassten 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 werden nicht beachtet. Aufgrund der unmittelbar geführten politischen Debatte um die Schweizer Wasserkraft wurde die Studie innerhalb kurzer Zeit verfasst; sie weist deshalb einen Vorstudien-Charakter auf. Mit Hilfe der vorgenommenen Analysen zur Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Grosswasserkraftunternehmen soll unter anderem den folgenden 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)?
- *Kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit:* Wie veränderte sich das Marktumfeld bezüglich der erwirtschaftbaren Erträge im Zeitraum der Jahre 2000 bis 2013 für die Wasserkraft? In

diesem Rahmen wird in einer explorativen Weise die Frage nach der kurzfristigen Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft behandelt.

- *Kosteneffizienz:* Wie hoch ist das Niveau der Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraftunternehmen und konnte dieses in den vergangenen Jahren, einhergehend mit einem erhöhten Margendruck, gesteigert werden?

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 und untersucht die Kosteneffizienz anhand der quantitativen Methode der Frontierschätzung. Einige Abschnitte dieser Studie (insbesondere Kapitel 2 und Abschnitt 3.5) basieren auf dem Bericht von Geissmann (2014). Auf der methodologischen Ebene werden Elemente der deskriptiven statistischen Analyse zur Darstellung der Gesteungskosten sowie ökonometrische Verfahren zur Abschätzung der Kosteneffizienz der Wasserkraftunternehmen verwendet.

2 Verwendete Daten und Datenanpassungen

Dieses Kapitel beruht auf Abschnitt 3.1 in Geissmann (2014), verwendet jedoch einen erweiterten Datensatz und teilweise verbesserte 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 2013 analysiert. Dazu sind detaillierte finanzielle Angaben zu den Kostenpositionen der Wasserkraftunternehmen vonnöten, für welche jedoch nicht auf 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. Bei den Wasserkraftunternehmen handelt es sich zu meist um Partnerwerke, ein Firmenkonstrukt, auf welches in Abschnitt 3.3.2 noch genauer eingegangen werden wird. Die Datenbank enthält sämtliche in den Geschäftsberichten eines Wasserkraftunternehmens enthaltenen finanziellen Kennzahlen aus der Erfolgsrechnung 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 Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA)⁷ jährlich veröffentlicht werden, den einzelnen Unternehmen zuzuweisen. Diese zentralenspezifischen technischen Angaben müssen in einem zweiten Schritt auf Unternehmensebene zusammengefasst werden, um sie mit

⁷ Die WASTA führt alle Schweizer Wasserkraftzentralen auf, welche mindestens eine maximal möglichen Leistung ab Generator von 300 kW oder eine maximal mögliche Leistungsaufnahme der Pumpenmotoren von 300 kW aufweisen (BFE, 2013b).

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 bedeutenden Teil des Schweizer Wasserkraftwerksparks 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 ≤ 20 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 > 20 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) wie folgt approximiert⁸ werden kann:

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

P steht 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 Produzentenpreisindexes werden die finanziellen Angaben der Jahre 2000 bis 2013 bezüglich des Referenzjahres 2013 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. Diese Brutto-Erzeugung musste jedoch bei einigen wenigen

⁸ 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.

der in der Stichprobe erfassten Partnerwerkunternehmen⁹, welche Pumpspeicherwerkzentralen in ihrem Kraftwerksportfolio führen, um die jeweils verbrauchte Pumpenergie verringert werden. Dies, weil die Partnerwerke von Stromlieferungen seitens der Muttergesellschaften profitieren konnten, ohne dass ihnen die dafür anfallenden Kosten in Form von Energie- und Netznutzungskosten buchhalterisch belastet wurden.¹⁰

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 nicht durch die in einem jeweiligen Geschäftsbericht ausgewiesene Energieabgabe dividiert, sondern durch die mittlere Erzeugung der 14 Jahre (2000 bis 2013). Dies soll den Einfluss der teilweise beträchtlichen jährlichen Produktionsschwankungen auf die mehrheitlich fixen Gestehungskosten reduzieren. Wo als notwendig empfunden, werden Angaben aber auch bezüglich einer nicht gemittelten jährlichen Erzeugung gemacht.

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 86 Prozent übersteigen.¹¹ 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

⁹ Für eine vertiefte Behandlung der Partnerwerksstruktur sei auf Abschnitt 3.3.2 verwiesen.

¹⁰ Diese Form der Korrektur zur Berücksichtigung eines auf Seiten eines Partnerwerkunternehmens in der Erfolgsrechnung nicht verbuchten Pumpenergieverbrauchs setzt implizit die Qualität der verbrauchten Pumpenergie mit der Qualität der erzeugten Elektrizität gleich. Damit wird der Umstand vernachlässigt, wonach während den Jahren 2000 bis 2013 die Pumpspeicherwerkunternehmen ihre Pumpen hauptsächlich während den durch tiefe Elektrizitätspreise gekennzeichneten Schwachlastzeiten betrieben und ihre Elektrizitätserzeugung andererseits auf die mit höheren Preisen einhergehenden Spitzenlastzeiten beschränkten.

¹¹ 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.

Abschreibungen sowie dem zu Beginn eines Berichtsjahres ausgewiesenen Buchwert¹² (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 1.7 Prozent der Beobachtungen.

2.3 Verwendete Daten

Um sicherzustellen, dass allfällige, über die Jahre hinweg beobachtete Veränderungen in den Daten nicht aus einer veränderten Stichprobenstruktur hervorgehen, 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 14 Jahren zur Verfügung stehenden Unternehmen weisen die folgende, gemäss Abschnitt 2.1 ermittelte Typologisierung auf:

- Niederdruck-Flusswerkunternehmen: $N_1 = 16$
- Hochdruck-Flusswerkunternehmen: $N_2 = 19$
- Speicherwerkunternehmen: $N_3 = 18$
- Pumpspeicherwerkunternehmen: $N_4 = 7$

Aufgrund des Umbaus oder des Zubaus von Zentralen ändert sich diese Zuordnung im Laufe der Jahre zweimal: Während 2002 bis 2006 erhöht sich N_3 auf 19 und N_4 geht zurück auf 6, und von 2011 bis 2013 reduziert sich N_3 auf 17 und N_4 steigt auf 8.

Sämtliche in dieser Studie aufgeführten kraftwerkspezifischen technischen Angaben wie beispielsweise die installierte Leistung, die erwartete jährliche Erzeugung, das Jahr der letzten Inbetriebnahme usw. stammen aus den WASTAs der Jahre 2000 bis 2013 (vgl. BFE (2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007b, 2008, 2009, 2010b, 2011b, 2012, 2013b)). 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.

¹² 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.

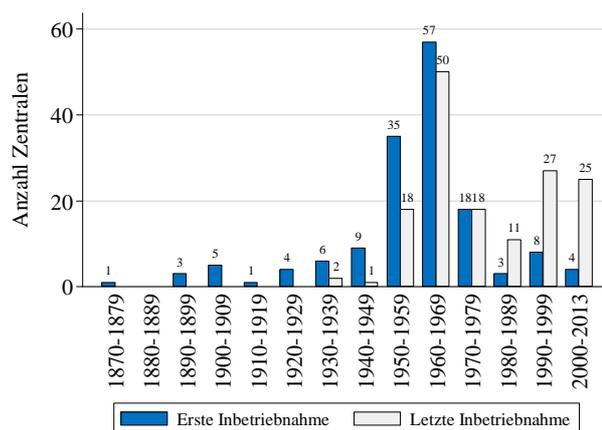


Bild 2-1: Erste und letzte Inbetriebnahmen der Zentralen der 60 Wasserkraftunternehmen.

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. Obwohl die Nieder- und Hochdruck-Flusswerkzentralen etwas weniger zahlreich vertreten sind, ist deren Repräsentativität nicht beeinträchtigt. Ein Vergleich von Bild 2-2 mit Bild 2-3 zeigt, dass im Jahr 2013 bezüglich der Anzahl Zentralen zwar lediglich rund 17 Prozent der in der WASTA aufgeführten Flusswerkzentralen den beobachteten 60 Unternehmen zugehörig sind. Diese stellen jedoch ca. 45 Prozent der in der Schweiz gesamthaft installierten Leistung und 43 der erwarteten Jahresproduktion dieses Kraftwerktyps dar (vgl. Bild 2-4). Dieser Vergleich impliziert, dass die Höhe der Leistung eines Flusswerks, und in geringerem Masse die eines Speicher- und Pumpspeicherwerks, heterogen ist und 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)).

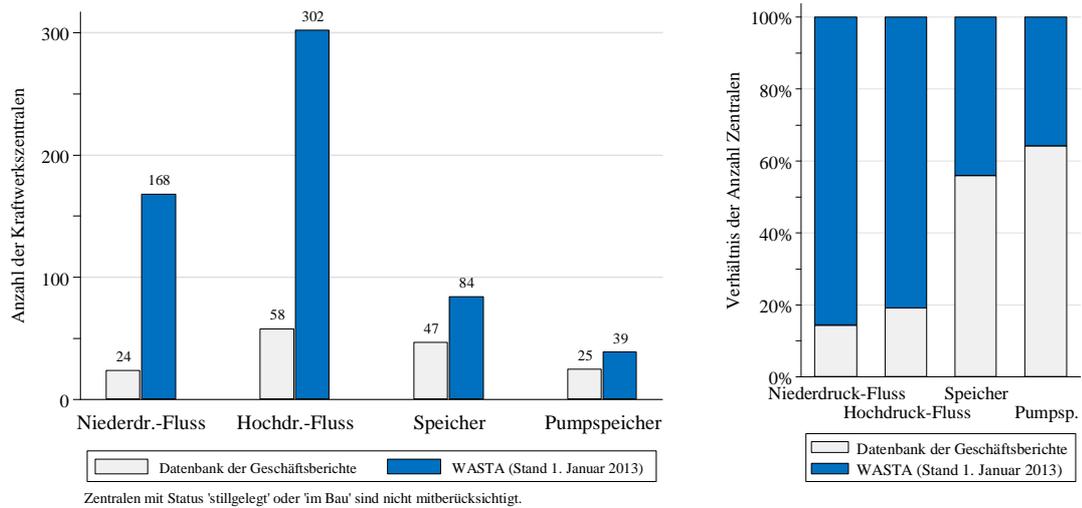


Bild 2-2: Vergleich der Anzahl der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen und der WASTA. (Angaben erfolgen für das Jahr 2013.)

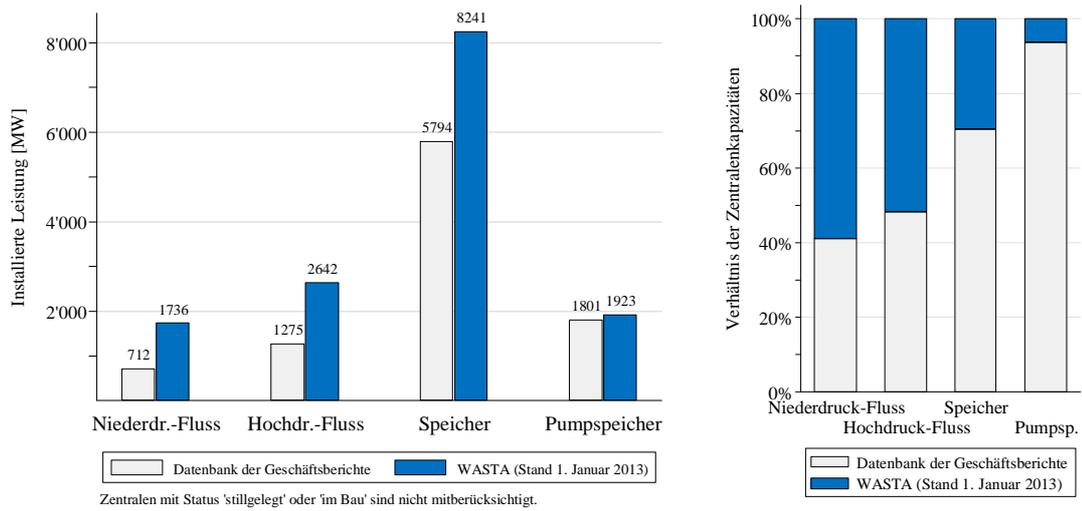


Bild 2-3: Vergleich der installierten Leistung (maximal mögliche Leistung ab Generator) der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen und der WASTA. (Angaben erfolgen für das Jahr 2013.)

Die jährliche Produktionserwartung der 60 Unternehmen repräsentierte im Jahr 2013 rund 60 Prozent der für dieses Jahr in der WASTA aufgeführten Produktionserwartung sämtlicher Schweizer Wasserkraftzentralen.

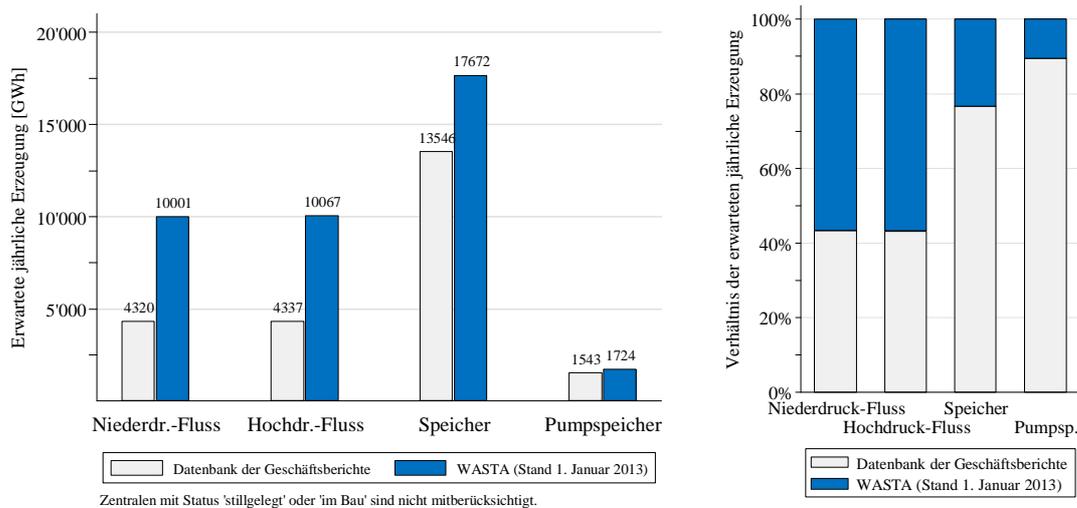


Bild 2-4: Vergleich der erwarteten jährlichen Erzeugung der Kraftwerkszentralen der 60 Unternehmen und der WASTA. (Angaben erfolgen für das Jahr 2013.)

Ein Grossteil der den Unternehmen zugehörigen Wasserkraftzentralen befindet sich in alpinen Kantonen, was der generell beobachtbaren geographischen Verteilung der Wasserkraftwerke in der Schweiz entspricht.

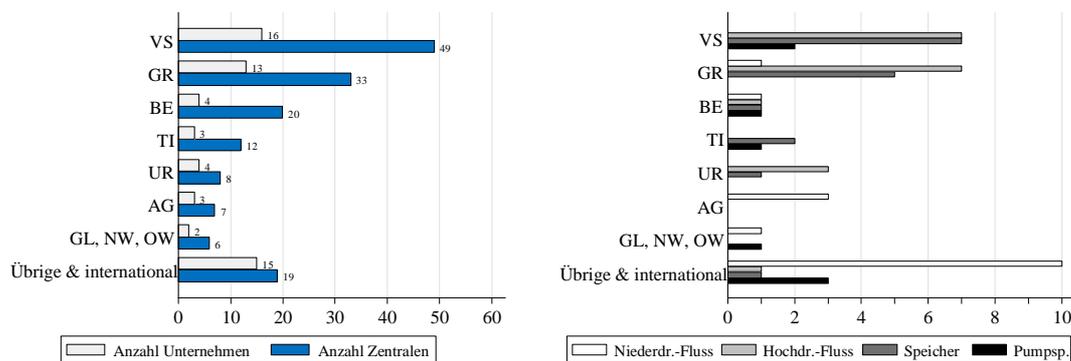


Bild 2-5: Aufteilung der 60 Unternehmen und deren Wasserkraftzentralen bezüglich der Standortkantone für das Jahr 2013.

Bild 2-6: Aufteilung der 60 Unternehmen bezüglich des Typs und des Standortkantons für das Jahr 2013.

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).¹³ Diese relativ hohen Anteile sind insofern nicht überraschend, als dass in den beiden Kantonen schweizweit die höchste Wasserkraftkapazität installiert ist und die erwartete Elektri-

¹³ Die Zuordnung eines Wasserkraftunternehmens zu einem Kanton erfolgt anhand der Lokalität der zu einem Unternehmen zugehörigen Zentralen.

3 Gesteungskostenanalyse

3.1 Kostenbestandteile und Methoden zur Berechnung der Gesteungskosten

Generell kann die Berechnung der Gesteungskosten der Wasserkraftunternehmen aus einer volkswirtschaftlichen oder betriebswirtschaftlichen Sichtweise erfolgen. Beiden Ansätzen gemein ist, 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 Gesteungskosten 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, aggraviert die prävalente 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, nachdem eine erste Gesteungskostenanalyse anhand der Informationen der pagatorischen Erfolgsrechnungen erfolgt (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 Gestehungskosten berechnet. Gemäss diesen beiden Ansätzen ergeben sich die Gestehungskosten aus einer Addition der folgenden Kostenblöcke:

Ansatz 1

- *Wasserzinsen*
- *Amortisation*
- *Finanzaufwand*
- *Gewinn vor Steuern*
- *Material & Fremdleistungen*
- *Personalkosten*
- *Energie- & Netznutzung*
- *Sonstige Steuern*
- *Sonstige Kosten*

Ansatz 2

- *Wasserzinsen*
- *Amortisation*
- *Kalkulatorische Verzinsung des Eigen- und Fremdkapitals gemäss gegebenem WACC*
- *Material & Fremdleistungen*
- *Personalkosten*
- *Energie- & Netznutzung*
- *Sonstige Steuern*
- *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 kalkulatorische Verzinsung) hervor. Die beiden Ansätze unterscheiden sich folglich bezüglich der Behandlung der Eigen- und Fremdkapitalverzinsung. 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 den 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*

- *Rückstellungen*¹⁴
- *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 verbuchte, 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 Gestehungskosten

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 Gestehungskosten 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 Gestehungskosten 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.

¹⁴ Diese Rückstellungen entsprechen den in der Erfolgsrechnung vorgenommenen Rückstellungen und nicht den aus dem Bilanzgewinn getätigten Rückstellungen mit Eigenkapitalcharakter.

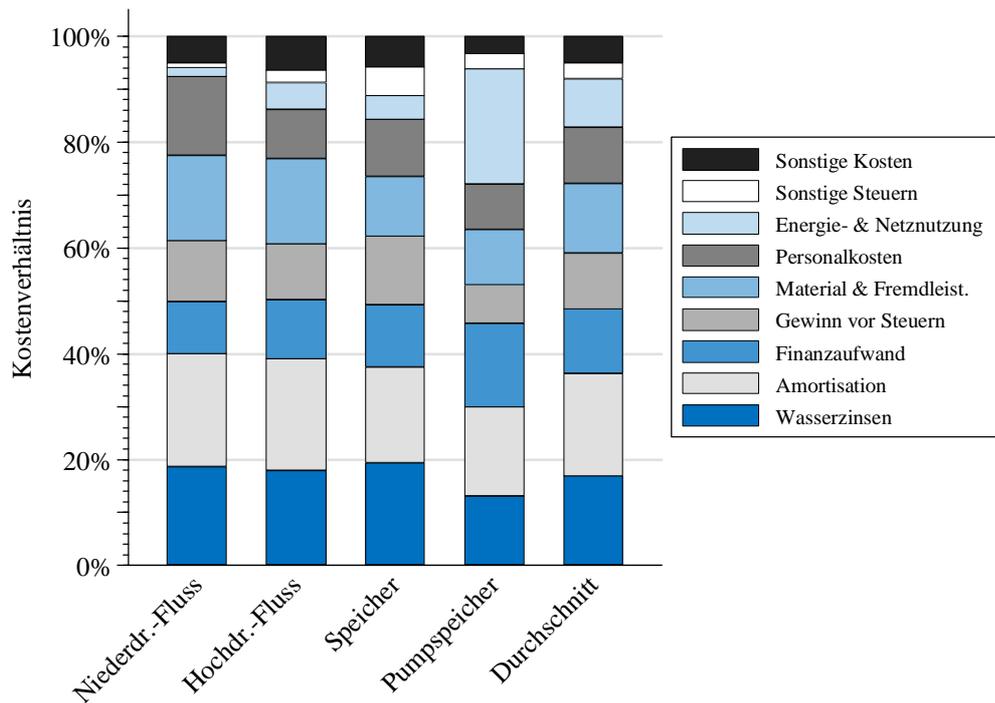


Bild 3-1: Prozentuale Aufteilung der pagatorischen Kostenbestandteile der vier Unternehmenskategorien, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013 (inflationsbereinigt auf Basis 2013). Die fünfte Kategorie „Durchschnitt“ entspricht dem Mittelwert aller Unternehmenskategorien zusammengefasst.

In Bild 3-2 werden nun die Kosten in absoluten Grössen angegeben. Die durchschnittlichen Gesteungskosten aller Unternehmen zusammengefasst betragen während den Jahren 2000 bis 2013 rund 5.8 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. Generell kann gesagt werden, dass die Niederdruck-Flusswerkunternehmen die tiefsten Gesteungskosten aufweisen, gefolgt von den Speicher- und Hochdruck-Flusswerkunternehmen. Bei den Pumpspeicherwerkunternehmen, hauptsächlich aufgrund der hohen Energiekosten für die Pumpen, sind die Gesteungskosten mit rund 6.9 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. 80), währenddem dieser Kostenblock bei den übrigen drei Unternehmenstypen tendenziell gesunken ist (vgl. Bild A-2 bis Bild A-4).

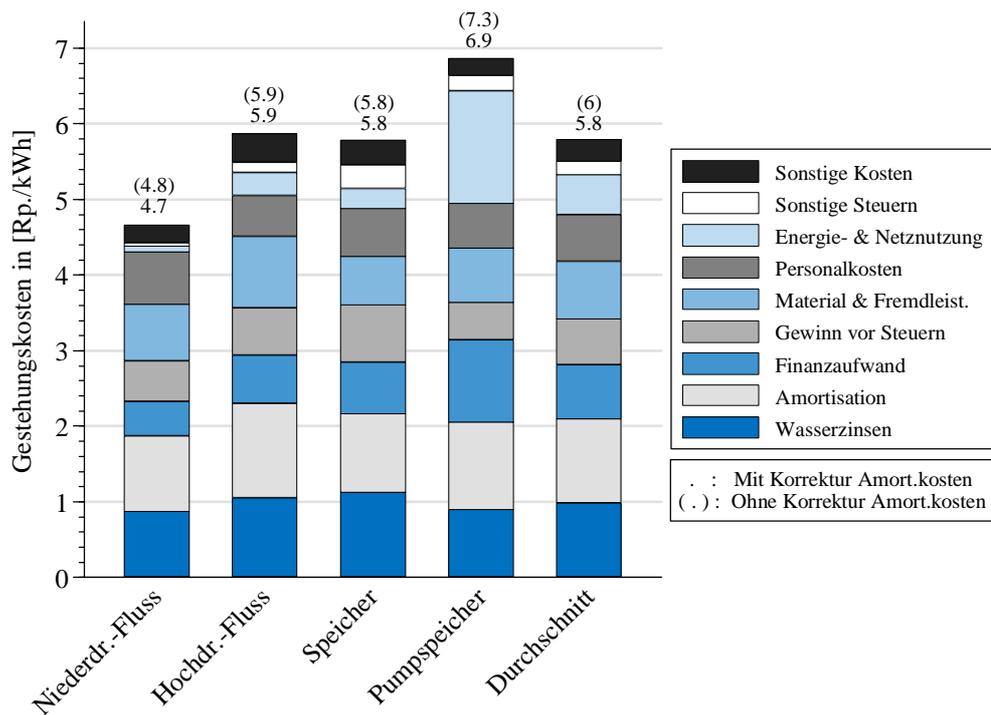


Bild 3-2: Pagatorische Gestehungskosten der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013 (inflationsbereinigt auf Basis 2013). (Die Werte in Klammern entsprechen den Gestehungskosten, falls keine Korrektur der Amortisationskosten gemäss Abschnitt 2.2 vorgenommen wird.)

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 Gestehungskosten 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. 77 wird aufgezeigt, welcher Verlauf ohne eine Verwendung der gemittelten Erzeugung resultiert hätte. Es werden dort ebenfalls die unternehmenstypspezifischen Verläufe der Gestehungskosten aufgeführt.

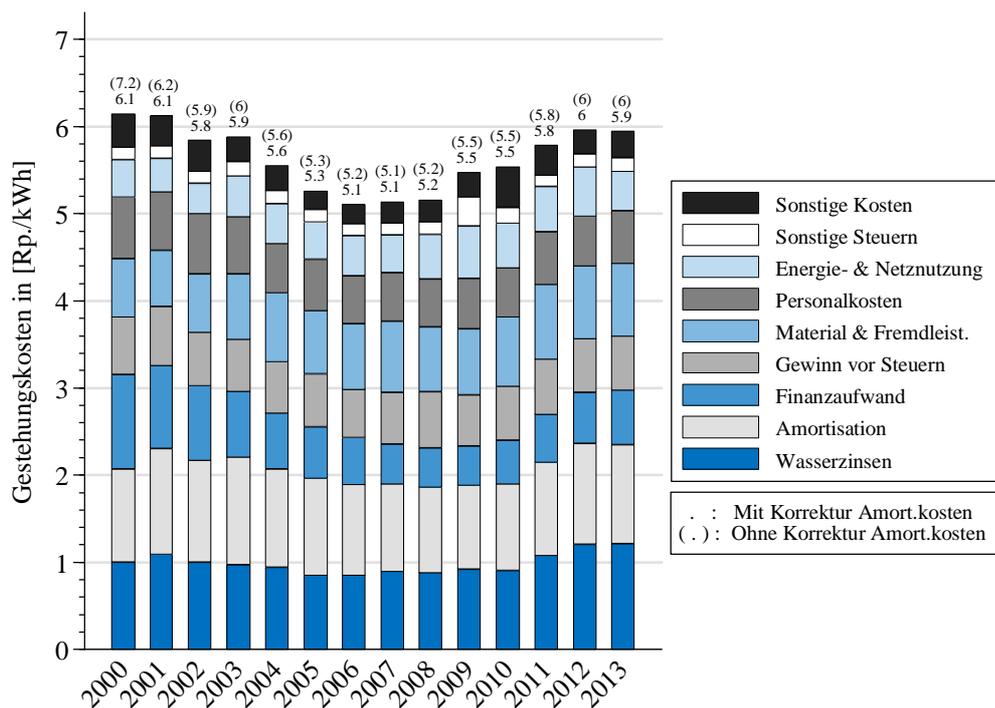


Bild 3-3: Entwicklung der durchschnittlichen pagatorischen Gesteungskosten aller Unternehmen zusammengesamt (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

Die Verläufe der „Kostenkurven“ (Bild 3-3 sowie Bild A-2 bis Bild A-5 ab S. 79) zeigen, dass sich die Gesteungskosten 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 Gesteungskosten 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). Ausserdem reduzierten sich zwischen den Jahren 2001 und 2006 die Wasserzinsabgaben etwas. Die Ursache dafür 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 3-24 auf S. 44 noch gezeigt wird, wiedergeben auch unsere Daten während dieser Zeitperiode einen starken Rückgang in den seitens der Unternehmen entrichteten Wasserzinse im Kanton Graubünden. Der allgemeine Anstieg der Wasserzinszahlungen im Jahr 2011 wiederum entspringt der landesweiten Erhöhung des in der Regel

abgeschöpften Wasserzinsmaximalsatzes um 20 Prozent von 80 auf 100 CHF/kW zu Beginn desselben Jahres (vgl. Bild 3-19). Ein weiterer Grund für die zu Beginn fallenden Gestehungskosten 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 Kapitel 5 genauer untersucht.

Bild 3-4 stellt nun den Verlauf der Gestehungskosten der vier Unternehmenstypen getrennt dar. Ein Blick auf die Standardabweichungen führt vor Augen, dass zwischen den einzelnen Unternehmen teilweise beachtliche Kostenunterschiede bestehen.

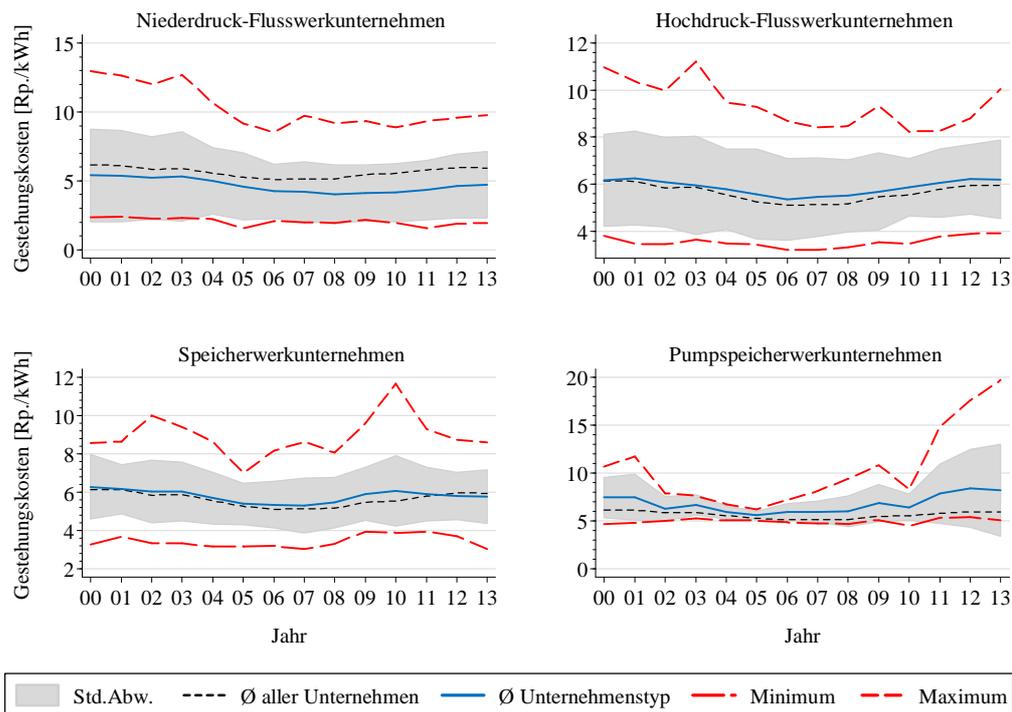


Bild 3-4: Verlauf und Variation der pagatorischen Gestehungskosten, aufgeteilt in die vier Unternehmenskategorien (inflationsbereinigt auf Basis 2013). (Zum Vergleich sind die mittleren Gestehungskosten pro kWh aller Unternehmen zusammengefasst ebenfalls eingetragen.)

Währenddem 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. Der starke Zuwachs in der Variation der Gestehungskosten bei den Pumpspeicherwerkunternehmen ist zu einem Grossteil auf die gestiegene Bautätigkeit in dieser Kategorie zurückzuführen; Projekte, welche vor dem Ausbruch der Finanzkrise und dem starken Anstieg der subventionierten Einspeisung neuer erneuerbarer Energien aufgelegt wurden

und nun die Gestehungskosten in die Höhe treiben. Dagegen konvergiert bei den Nieder- und Hochdruck-Flusswerkunternehmen die Standardabweichung leicht über die Zeit. Die teilweise grossen Differenzen in den Gestehungskosten 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.

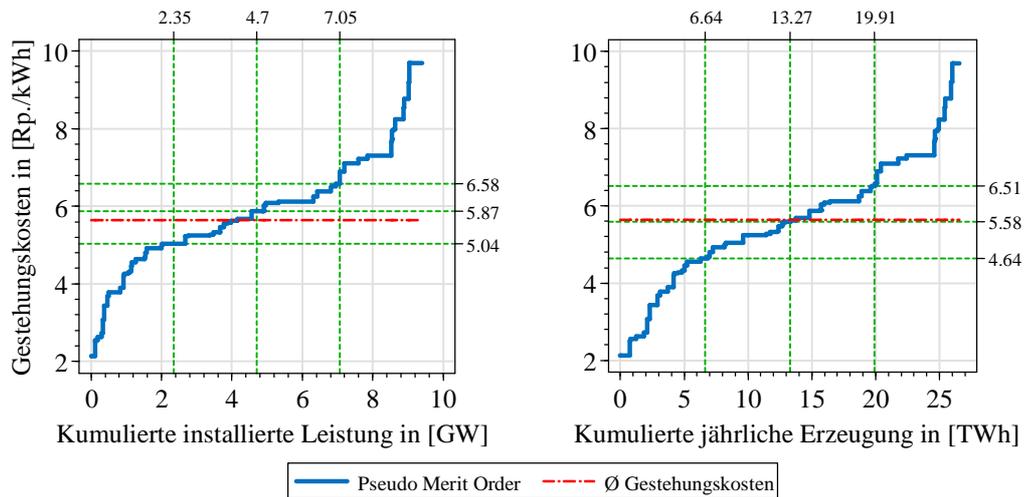


Bild 3-5: Pseudo Merit Order der durchschnittlichen pagatorischen Gestehungskosten aller 60 Wasserkraftunternehmen zusammengefasst, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013 (inflationsbereinigt auf Basis 2013). Die vertikalen grünen gestrichelten Linien repräsentieren das 25, 50 und 75 Prozent Perzentil und die grünen gestrichelten horizontalen Linien den Schnittpunkt des jeweiligen Perzentils mit der Pseudo Merit Order.

Mit Hilfe einer Pseudo Merit Order¹⁵ lassen sich nun die geordneten durchschnittlichen Gestehungskosten der 60 Wasserkraftunternehmen in Form einer stufenförmigen Angebotskurve des Gesamtsystems in Abhängigkeit der kumulierten installierten Leistung¹⁶ sowie der mittleren, in den pagatorischen Geschäftsberichten ausgewiesenen Brutto-Erzeugung visualisieren. Gemäss Bild 3-5 bewegen sich die durchschnittlichen Gestehungskosten von 50 Prozent der gesamthaft installierten Leistung zwischen rund 5 und 7 Rp./kWh. Ähnlich verhält es sich bei der Darstellung der mittleren Gestehungskosten in Abhängigkeit der jährlichen Erzeugung: Hier können rund 13.3 TWh zu Kosten zwischen 4.6 bis 6.5 Rp./kWh erzeugt werden. 25 Prozent, d.h. 2.35 GW der installierten Leistung können ihre Elektrizität zu Gestehungskosten von unter 5.04 Rp./kWh er-

¹⁵ Eine Merit Order wiedergibt in der Regel die marginalen Gestehungskosten in Form einer Grenzkostenkurve. Aufgrund des Aggregationsniveaus der verfügbaren Daten, und da es sich im Falle der Wasserkraft bei einem Grossteil der Gestehungskosten 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.

¹⁶ Die installierte Leistung entspricht der in der WASTA aufgeführten maximal möglichen Leistung ab Generator.

zeugen. 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 Gestehungskosten aufweisen.

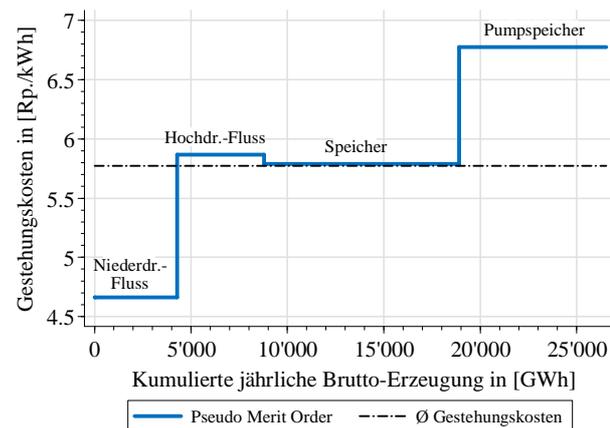
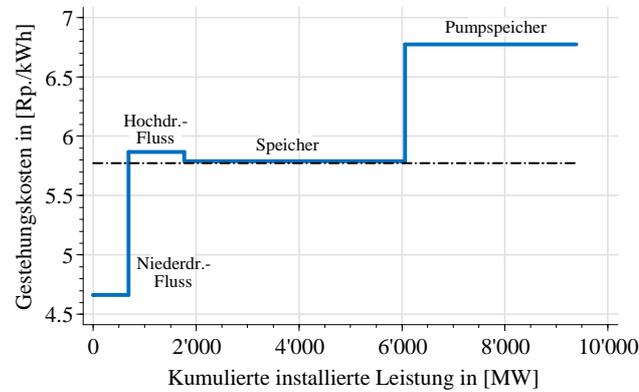


Bild 3-6: Pseudo Merit Order der durchschnittlichen pagatorischen Gestehungskosten der vier Unternehmenstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013 (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

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

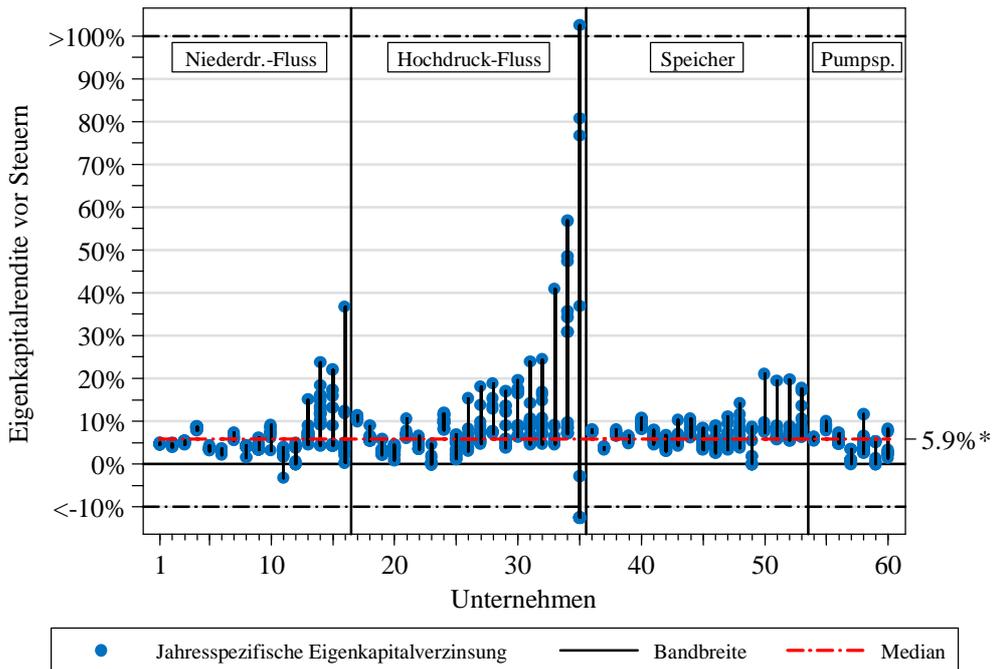
Die Gestehungskosten weisen zwischen den einzelnen Unternehmenstypen als auch zwischen den Unternehmen selbst teilweise erhebliche Unterschiede auf. Niederdruck-Flusswerkunternehmen können ihre Elektrizität zu den tiefsten durchschnittlichen Gestehungskosten erzeugen. Allen Unternehmen gemein ist der beträchtliche Einfluss der Wasserzinsen und 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.

3.3 Verzerrungen in der pagatorischen Kapitalverzinsung

3.3.1 Pagatorische Eigenkapitalrendite und Fremdkapitalverzinsung

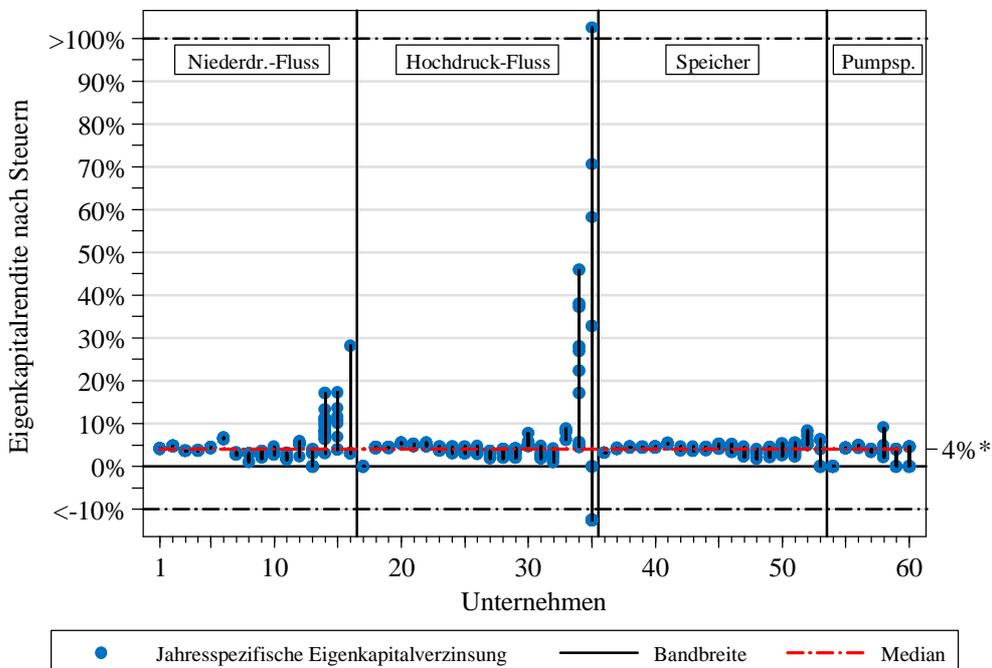
Bei den Kapitalkosten eines Wasserkraftunternehmens kann grundsätzlich zwischen Abschreibungen, Eigen- und Fremdkapitalkosten unterschieden werden. Die Abschreibungen werden anhand der in den jeweiligen Geschäftsberichten aufgeführten Amortisationskosten bestimmt, d.h. auf eine Approximation der kalkulatorischen Abschreibungen wird verzichtet.¹⁷ 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.

¹⁷ 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 2013, 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 2013, geordnet in selber Art und Weise wie in Bild 3-7.

Über alle Jahre hinweg betrug die Eigenkapitalrendite aller Unternehmen im Median rund 5,9 Prozent vor Steuern und 4 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 14 Jahren einen negativen Eigenkapitalbetrag ausweist. Für die folgenden Analysen zur Eigenkapitalrendite wird Unternehmen Nr. 35 nicht mehr mitberücksichtigt.

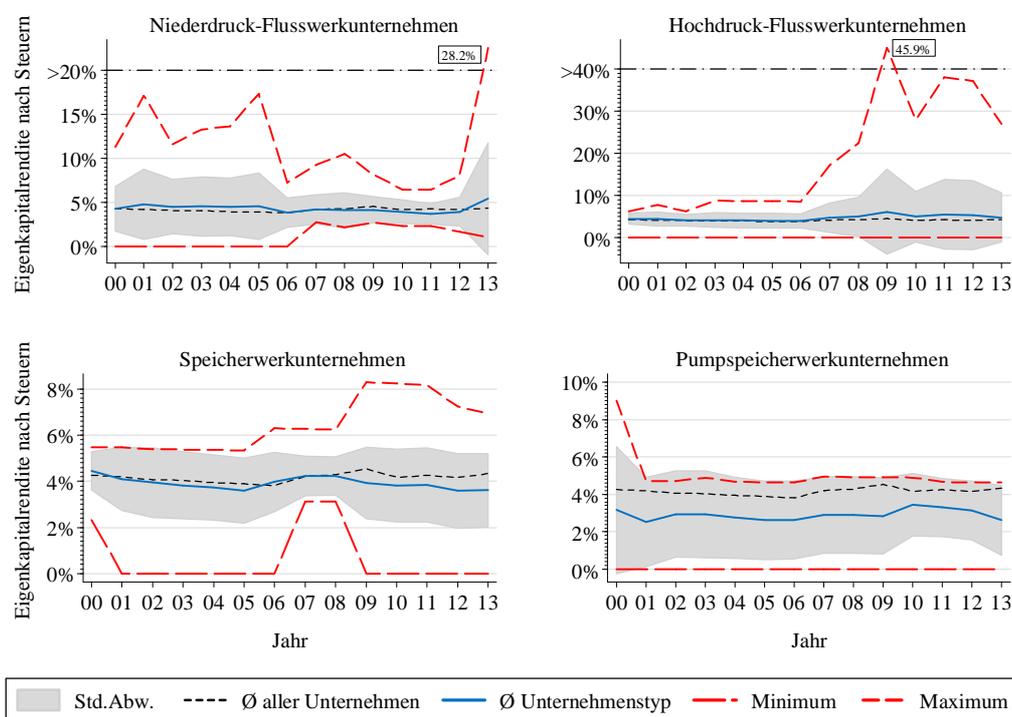


Bild 3-9: Verlauf und Variation der jährlichen pagatorischen Eigenkapitalrendite nach Steuern der vier Unternehmenstypen.

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 scheinbar nur geringfügig auf die 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 relativ konstant. Diese Konstanz ist insofern überraschend, als dass sich in den letzten 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 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.

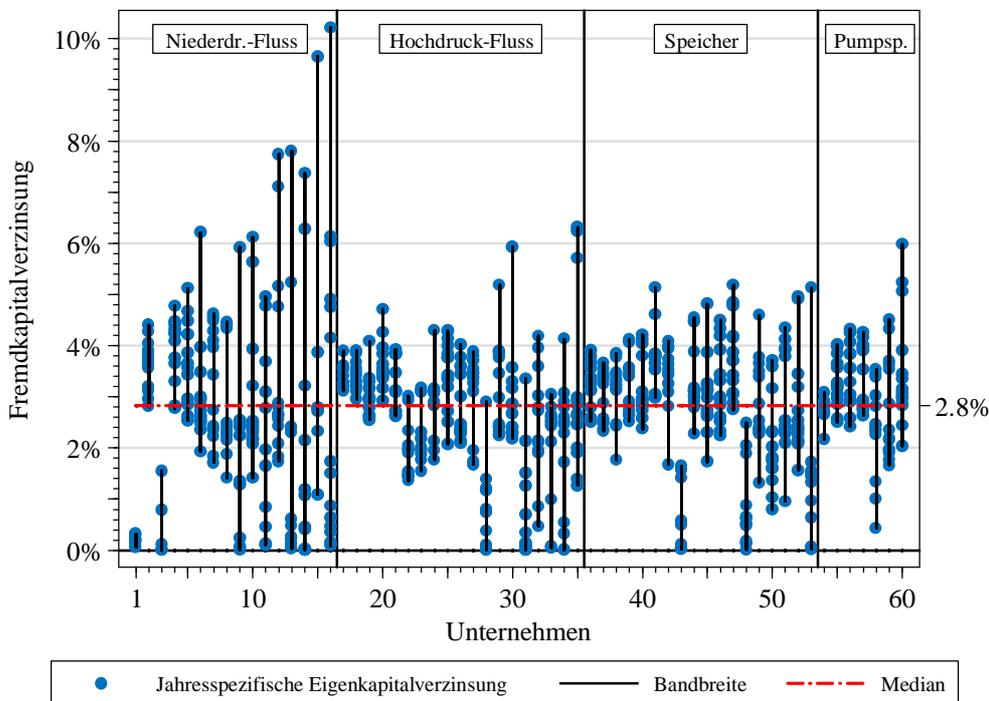


Bild 3-10: Pagatorische Fremdkapitalverzinsung für die Jahre 2000 bis 2013, geordnet in selber Art und Weise wie in Bild 3-7.

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 2.8 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 Gestehungskosten 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.

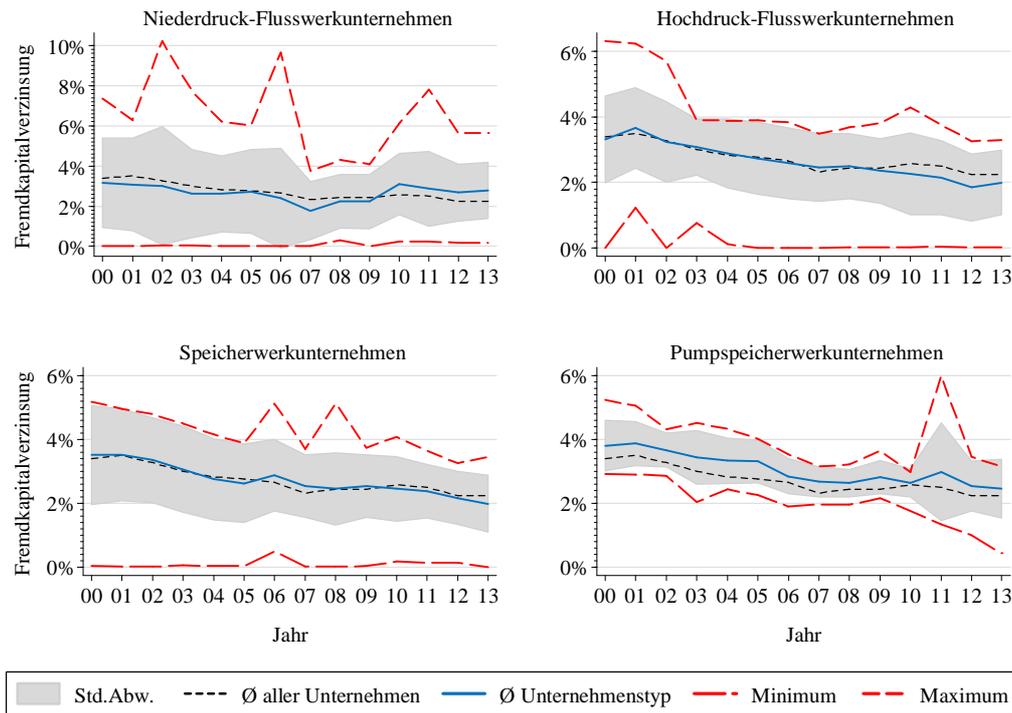


Bild 3-11: Verlauf und Variation der jährlichen pagatorischen Fremdkapitalverzinsung der vier Unternehmenstypen.

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.¹⁸ An einem Partnerwerk ist grundsätzlich mindestens eine Muttergesellschaft¹⁹ beteiligt. Jede Muttergesellschaft hat dabei das Recht, vom Partnerwerk eine gewisse Elektrizitätsmenge zu beziehen, wobei diese Menge im Allgemeinen vom, einer Muttergesellschaft jeweils zugehörigen, Anteil am Aktienkapital des Partnerwerks oder von anderweitig definierten Bezugsrechten abhängt. 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, Kon-

¹⁸ Gemäss Banfi and Filippini (2010), Luchsinger (2006) und Wild (2001) beträgt die landesweite Anzahl dieser Partnerwerke rund 80 Stück.

¹⁹ Die Muttergesellschaft ist dabei häufig eine der grossen Elektrizitätsgesellschaften (Überlandwerke), wozu die Axpo (CKW, EGL, NOK), Alpiq (Atel, EOS), BKW sowie die EWZ zu zählen sind. Diese Gesellschaften wiederum sind grösstenteils im Besitz der Kantone.

zessionsgemeinden (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 Pflichtdividende²⁰, begleicht. Aufgrund dieses vertraglich festgesetzten Beziehungsmusters gibt ein Partnerwerk 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 Gestehungskosten ab. 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 den Muttergesellschaften anfallenden Kosten zur Koordinierung und Vermarktung der erzeugten Elektrizität nicht in den Geschäftsberichten der Partnerwerke mitberücksichtigt sind. Zweitens 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 Ertragsverschiebung²¹ von den Partnerkraftwerken hin zu den Muttergesellschaften gehen letztere wohl von einer höheren oder – abhängig von den Marktpreisen – tieferen impliziten Eigenkapitalrendite aus als die rund 4 Prozent nach Steuern, welche im Median über die Jahre 2000 bis 2013 beobachtet wurden (vgl. Bild 3-7).²² Eine beispielsweise höhere Eigenkapitalverzinsung impliziert jedoch einen höheren

²⁰ Diese 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.

²¹ 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 turbinert wurde und welcher das Verfügungsrecht über dieses Wasser besitzt.

²² Pfister and Christensen (2009) beispielsweise führen auf S. 19 als faire Dividende auf das von öffentlich-rechtlichen Anstalten in der Schweizer Elektrizitätswirtschaft eingesetzte Aktienkapital resp. Einlagekapital ein Satz von 6 Prozent auf. Auch in Balmer et al. (2006) wird im Rahmen einer modellgestützten Bewertung des Schweizer Wasserkraftwerkparcs ein Kalkulationszinssatz von 6 Prozent pro Jahr verwendet.

Jahresgewinn. Es kann deshalb argumentiert werden, dass die aus den Geschäftsberichten abgeleiteten Gestehungskosten zumindest teilweise nicht deren wahre Höhe widerspiegeln, da die Eigenkapitalverzinsung nicht den Opportunitätskosten des investierten Eigenkapitals entspricht.

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

Wie vorhin diskutiert wurde sind die in den Geschäftsberichten enthaltenen Kosten pagatorischer 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 beispielsweise angemessenen Eigenkapitalverzinsung bedingt jedoch eine Schätzung der Rendite, welche am Markt mit einem Geschäft von ähnlichem Risiko wie dem des Betriebs eines Wasserkraftwerks erzielt werden könnte. Die Quantifizierung einer solchen Rendite ist allerdings 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 4.5, 5 oder 5.5 Prozent resultieren würde.²³ Anstatt nur die Eigenkapitalverzinsung

²³ Der nominale WACC von 4.5 Prozent basiert auf den folgenden Annahmen:

- 60 Prozent Fremdkapital und 40 Prozent Eigenkapital. Dies entspricht recht genau dem in der Stichprobe beobachteten Verhältnis.
- Basierend auf den Erläuterungen in BFE (2014a) beträgt der risikolose Eigenkapitalzinssatz 2.5 Prozent und die Marktrisikoprämie 5 Prozent. Der risikolose Eigenkapitalzinssatz wurde anhand der im Jahr 2013 beobachteten durchschnittlichen monatlichen Rendite von Schweizer Bundesobligationen

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.²⁴ Die beiden WACC von 5 bzw. 5.5 können als eher zukunftsorientiert angesehen werden. Es gilt zu beachten, dass diese Kostenkorrektur einen ersten explorativen Versuch zur Schätzung der kalkulatorischen Gestehungskosten 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 Gestehungskosten bei den in der Stichprobe enthaltenen Unternehmen über die Jahre 2000 bis 2013 hinweg im Schnitt um rund 0.7 Prozent erhöht hätten, falls das Eigen- und Fremdkapital zu einem WACC von 4.5 Prozent verzinst worden wäre. Würden höhere Raten als 4.5 Prozent gewählt, so hätte dies dementsprechend nochmals gesteigerte Gestehungskosten zur Folge. Bei den Unternehmen, welche in ihren Geschäftsberichten eine teilweise äusserst hohe Eigenkapitalrendite aufweisen, bewirkt die Annahme eines WACC zwischen 4.5 und 5.5 Prozent dementsprechend tiefere Gestehungskosten.

In Bild 3-13 werden die korrigierten Gestehungskosten der vier Unternehmenstypen gezeigt, welche sich im Schnitt über alle Jahre hinweg infolge der Annahme eines nominalen WACC von 4.5 Prozent ergeben hätten; in Klammern sind die Gestehungskosten unter einem allfälligen WACC von 5 resp. 5.5 Prozent aufgeführt. Gegenüber Bild 3-2 ändern sich die Kostenblöcke des Gewinns vor Steuern und des Finanzaufwandes, welche nun im Kostenblock der Eigen- und Fremdkapitalverzinsung zusammengefasst sind. Ein Vergleich mit letzterer Abbildung zeigt, dass sich infolge einer eher kalkulatorischen Fremd- und Eigenkapitalverzinsung insbesondere die Gestehungskosten von Pumpspeicherwerkunternehmen und in geringerem Masse ebenfalls die der Speicherwerkunternehmen erhöhen. Die Korrektur bewirkt, dass der zuvor schon hohe Einfluss der Kapitalkosten – bestehend aus der Amortisation, der Fremd- sowie Eigenkapitalverzinsung – auf die Gestehungskosten nochmals anwächst.

mit einer Laufzeit von mindestens 10 Jahren ermittelt. Die Marktrisikoprämie wurde anhand der Schweizer Aktienmarktrendite bestimmt. Die Eigenkapitalverzinsung beträgt somit 7.5 Prozent.

- Die Fremdkapitalverzinsung basiert ebenfalls auf den Schätzungen in BFE (2014a). Diese beträgt 3.25 Prozent, bestehend aus einem risikolosen Zinssatz für Fremdkapital von 2 Prozent und einem Credit Spread von 1.25 Prozent.
- Gemäss BFE (2014a) liegt der durchschnittliche Schweizer Unternehmenssteuersatz bei 21.17 Prozent.

²⁴ Die Bestimmung eines unternehmensspezifischen WACC würde genug Inhalt für eine eigenständige Studie liefern. 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.

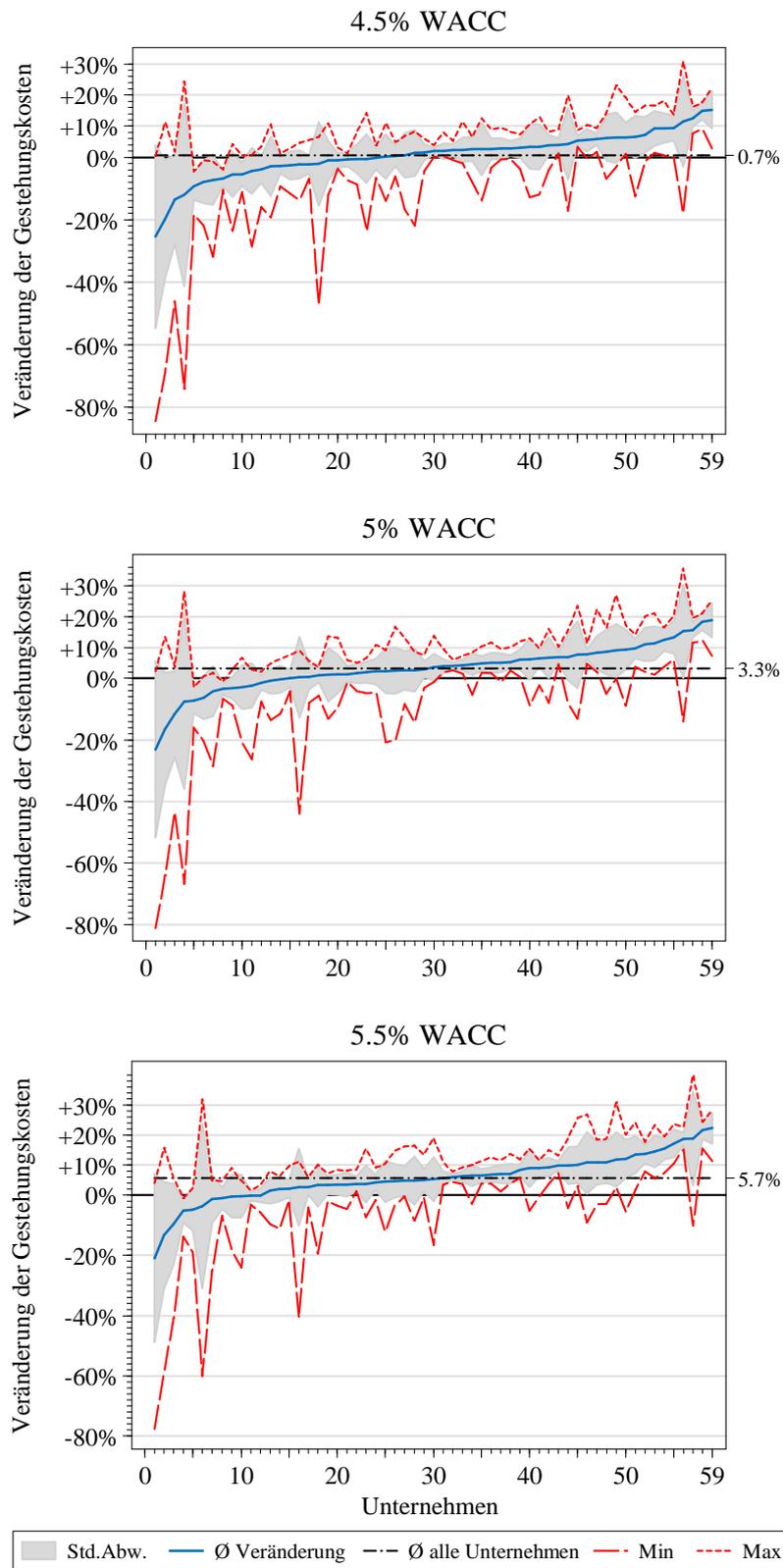


Bild 3-12: Veränderung der Gestehungskosten bei einer kalkulatorischen Kapitalverzinsung unter einem nominalen WACC von 4.5, 5 und 5.5 Prozent für die Jahre 2000 bis 2013 (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

Bild 3-14 stellt die aus einem WACC von 4.5, 5 bzw. 5.5 Prozent resultierenden Gestehungskosten denjenigen der pagatorischen Erfolgsrechnung gegenüber. Auch hier wird ersichtlich, dass sich eine Korrektur ab dem Jahr 2003 positiv auf die Gestehungskosten der Speicher- und insbesondere der Pumpspeicherwerkunternehmen und ab dem Jahr 2006 ebenfalls auf die der Niederdruck-Flusswerkunternehmen auswirkt, wobei sich dieser Einfluss in den jüngeren Jahren tendenziell verstärkt hat. Wenn folglich Teile des Gewinns aus dem Verkauf der von einem Partnerwerk erzeugten Elektrizität bei den Muttergesellschaften anfallen und deshalb von den Muttergesellschaften insgeheim von einer höheren Eigenkapitalrendite des Partnerwerks ausgegangen wird, so hätte dies durchschnittlich höhere Gestehungskosten zur Folge, als es die pagatorischen Geschäftsberichte der jeweiligen Partnerwerke suggerieren. Aufgrund der schon in den pagatorischen Erfolgsrechnungen beobachteten vergleichsweise hohen Eigenkapitalverzinsungen bei den Hochdruck-Flusswerkunternehmen sowie den Niederdruck-Flusswerkunternehmen vor dem Jahr 2006 verändern sich hier die Gestehungskosten geringfügiger, und bei einigen Unternehmen sogar negativ.

Die Verläufe der unternehmenstypspezifischen eher kalkulatorischen Gestehungskosten in Bild 3-15 bis Bild 3-18 zeigen, dass bei den Pumpspeicherwerkunternehmen aufgrund kürzlich getätigter Grossinvestitionen der Amortisations- und insbesondere der Finanzaufwand stark angestiegen ist. Der Vergleich zwischen Bild 3-18 und Bild A-5 auf S. 80 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 WACC von mindestens 4.5 Prozent erwirtschaften können.

Fazit:

Die in diesem Abschnitt vorgenommene Korrektur der Gestehungskosten hin zu einer eher kalkulatorischen Erfolgsrechnung kann als eine fundamentale Aussage dieser Studie verstanden werden, denn die Verwendung einer pagatorischen Erfolgsrechnung zur Ermittlung der Gestehungskosten 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 ergibt im Schnitt aller Jahre für die Niederdruck-Fluss- und Speicherwerkunternehmen und insbesondere für die Pumpspeicherwerkunternehmen höhere Gestehungskosten. Falls in einem Jahr schon die pagatorischen Erfolgsrechnungen eines Unternehmenstyps relativ hohe Eigenkapitalverzinsungen implizieren, sind dort die Effekte einer Korrektur auf die Gestehungskosten geringfügiger oder gar negativ.

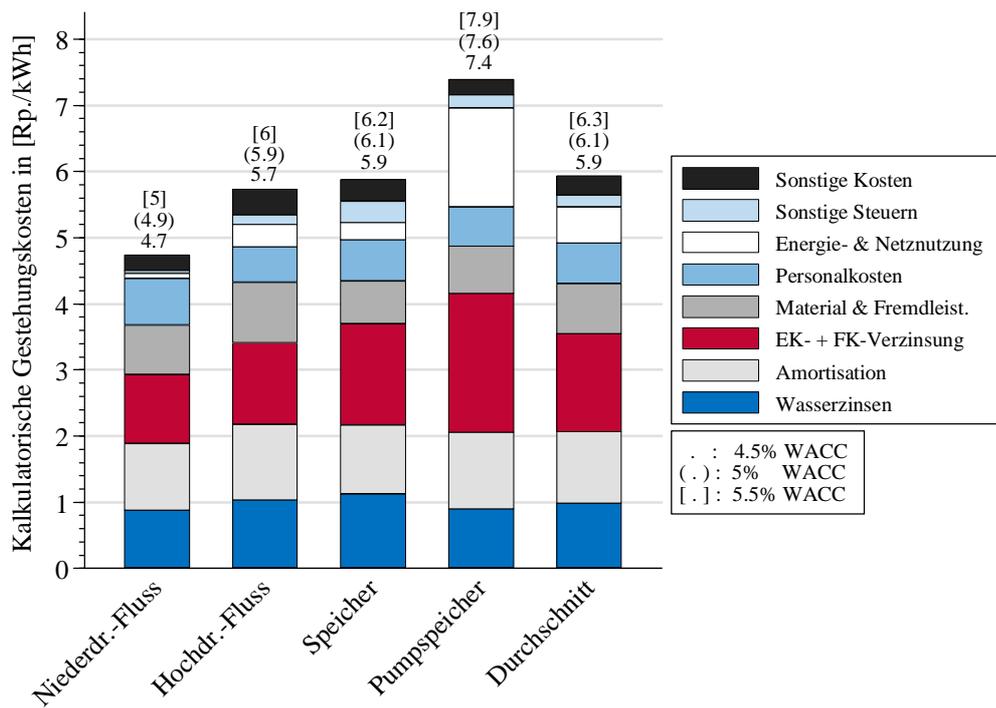


Bild 3-13: Durchschnittliche Gestehungskosten bei einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung unter einem nominalen WACC von 4.5 Prozent (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

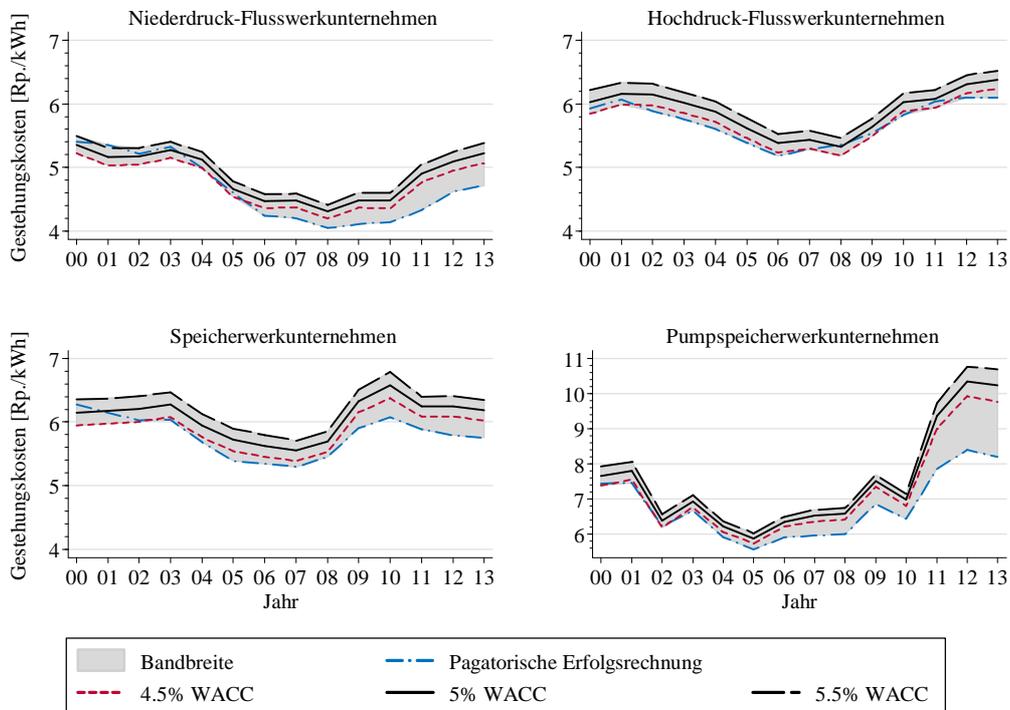


Bild 3-14: Effekt einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung auf den Verlauf der Gestehungskosten (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

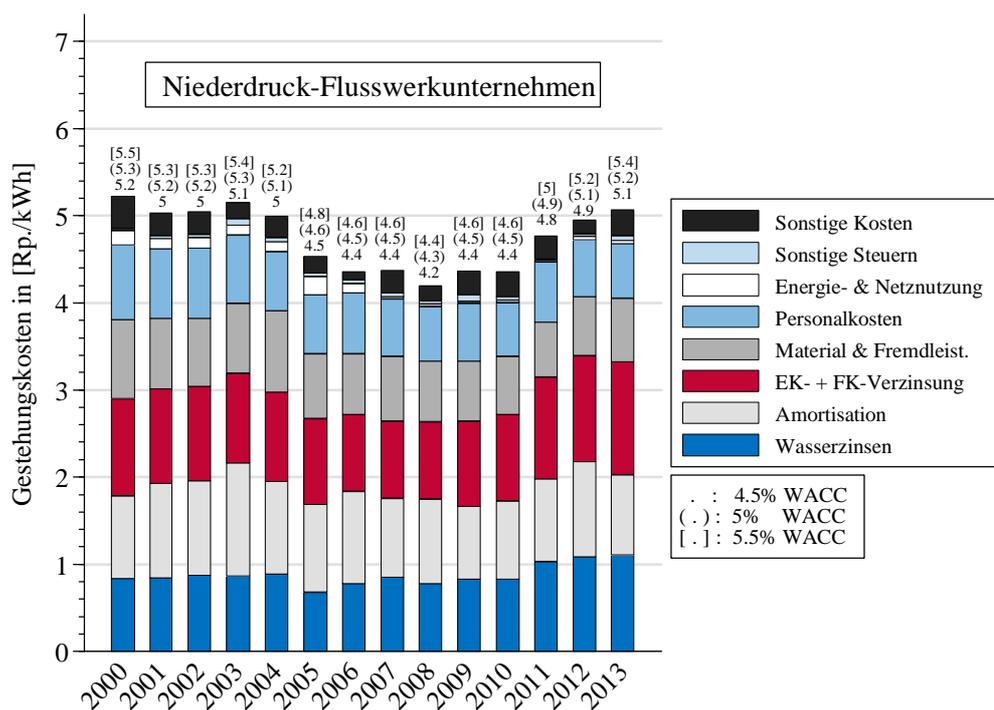


Bild 3-15: Verlauf der korrigierten Gestehungskosten der Niederdruck-Flusswerkunternehmen (inflationbereinigt auf Basis 2013).

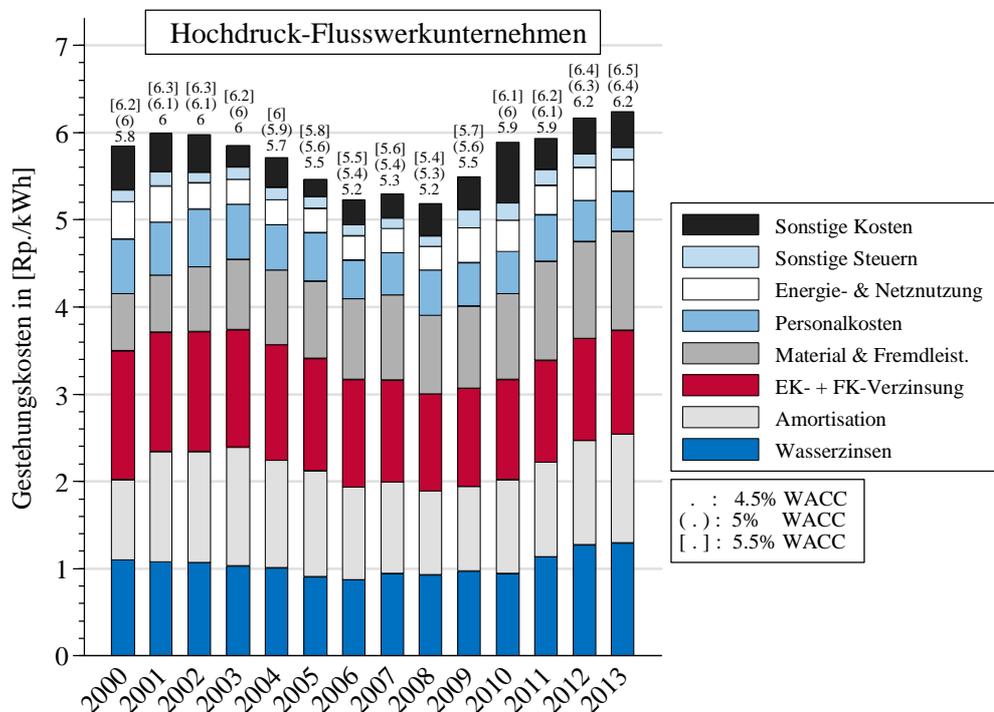


Bild 3-16: Verlauf der korrigierten Gestehungskosten der Hochdruck-Flusswerkunternehmen (inflationbereinigt auf Basis 2013).

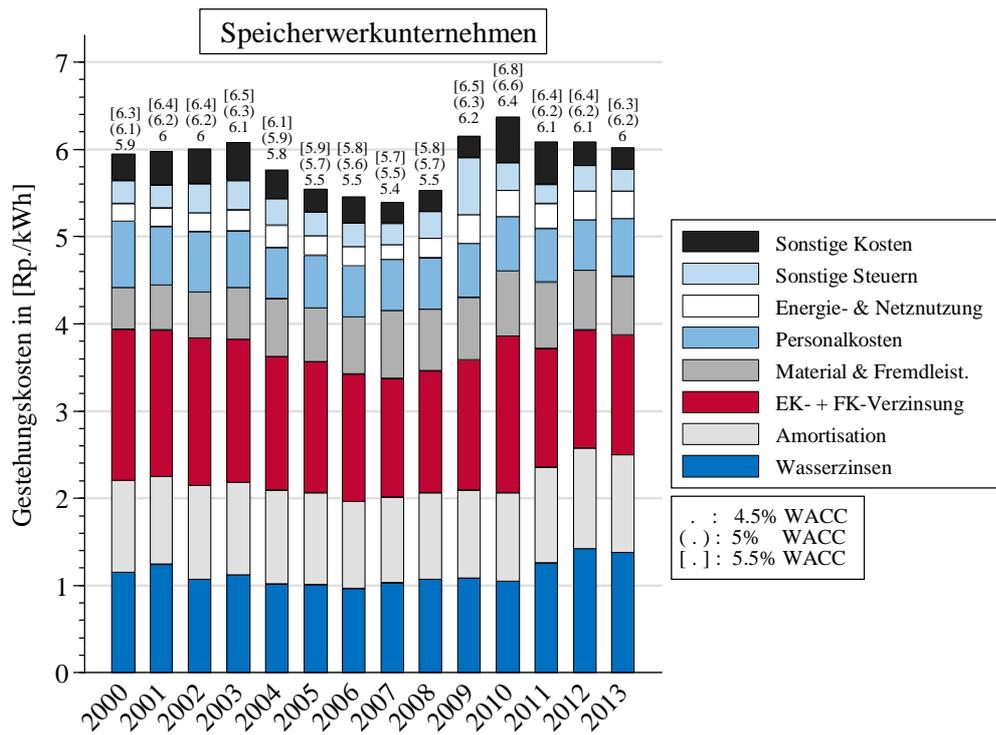


Bild 3-17: Verlauf der korrigierten Gestehungskosten der Speicherwerkunternehmen (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

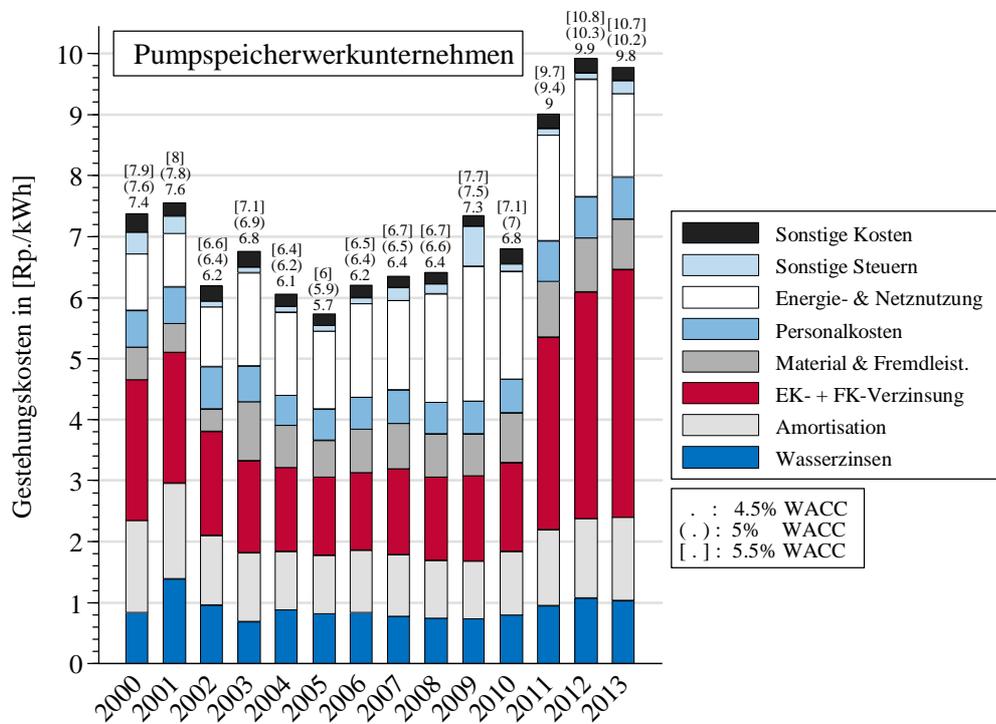


Bild 3-18: Verlauf der korrigierten Gestehungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

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.²⁵ Wie in Sigg and Röhliberger (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 and Röhliberger, 2002).

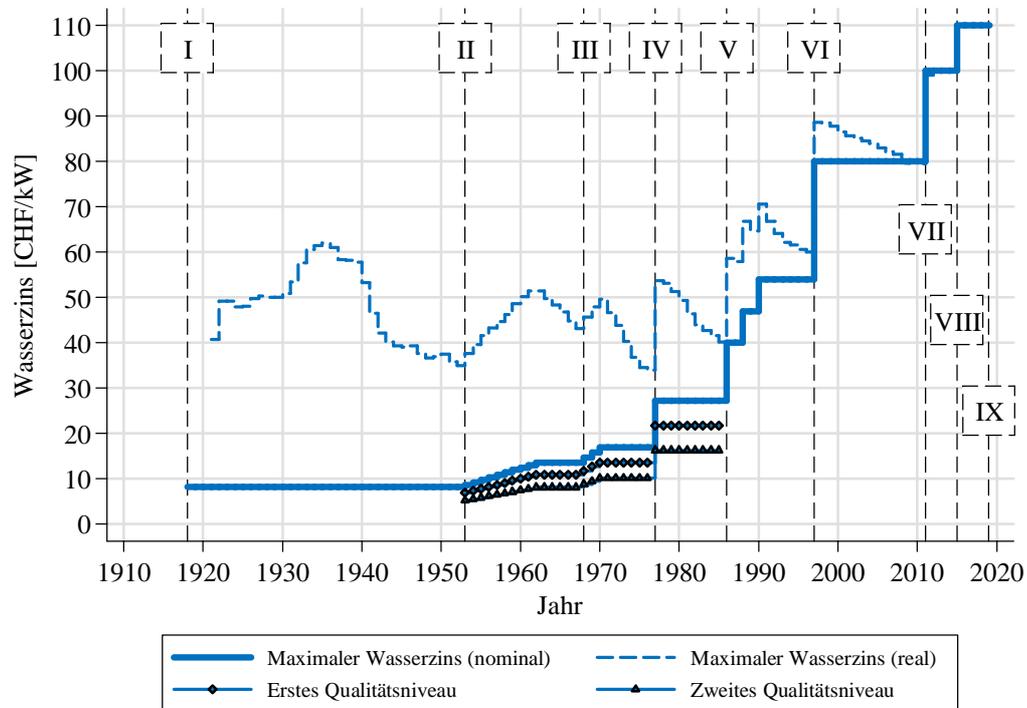
Der bundesrechtliche Wasserzinsmaximalsatz ist seit seiner Einführung vor über 90 Jahren sechs Mal erhöht worden; von zu Beginn 6 Franken pro Brutto-Pferdekraft (Sigg and Röhliberger, 2002) auf heute 100 Franken pro Kilowatt Brutto-Leistung (WRG²⁶ Art. 49 Abs. 1). Dieser Maximalsatz wird gemäss Banfi et al. (2005) von den Verfügungsberechtigten in der Regel zu einem grossen Teil oder gar vollständig abgeschöpft. Abgesehen von der Periode, wo zwischen drei Qualitätsstufen²⁷ differenziert wurde, ist den Ausführungen in Sigg and Röhliberger (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

²⁵ 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 and Röhliberger, 2002).

²⁶ Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG), SR 721.80.

²⁷ Das System der Qualitätsstufen wird beispielsweise in BAW (1979) und Banfi, et al. (2004) näher beschrieben.

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.



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 2013).
[Quellen der Rohdaten: BAW (1979), Sigg and Röhliberger (2002), SNB (2014), WRG Art. 49 Abs. 1]

Wie in Sigg and Röhliberger (2002) ausführlich dargelegt wird, liegt das Recht zur Gesetzgebung und damit zur Bestimmung des Wasserzinsmaximalsatzes beim Bund, und die Gesetzgebung besagt momentan, dass die Berechnung des höchstzulässigen Wasserzinses auf dem Jahresmittel der Brutto-Leistung in Kilowatt zu basieren hat (WZV²⁸ Art. 1 Abs. 1). Diese mittlere Brutto-Leistung berechnet sich aus den nutzbaren Gefällen und Wassermengen (WRG Art. 51

²⁸ Verordnung über die Berechnung des Wasserzinses (Wasserzinsverordnung, WZV), SR 721.831.

Abs. 1) und sie beruht somit auf hauptsächlich naturgegebenen Faktoren, welche ein Unternehmen während des Betriebs nicht beeinflussen kann. Wie schon in Banfi and 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 nutzbaren Wassermenge, Speichermöglichkeiten usw. werden nicht adäquat mitberücksichtigt.

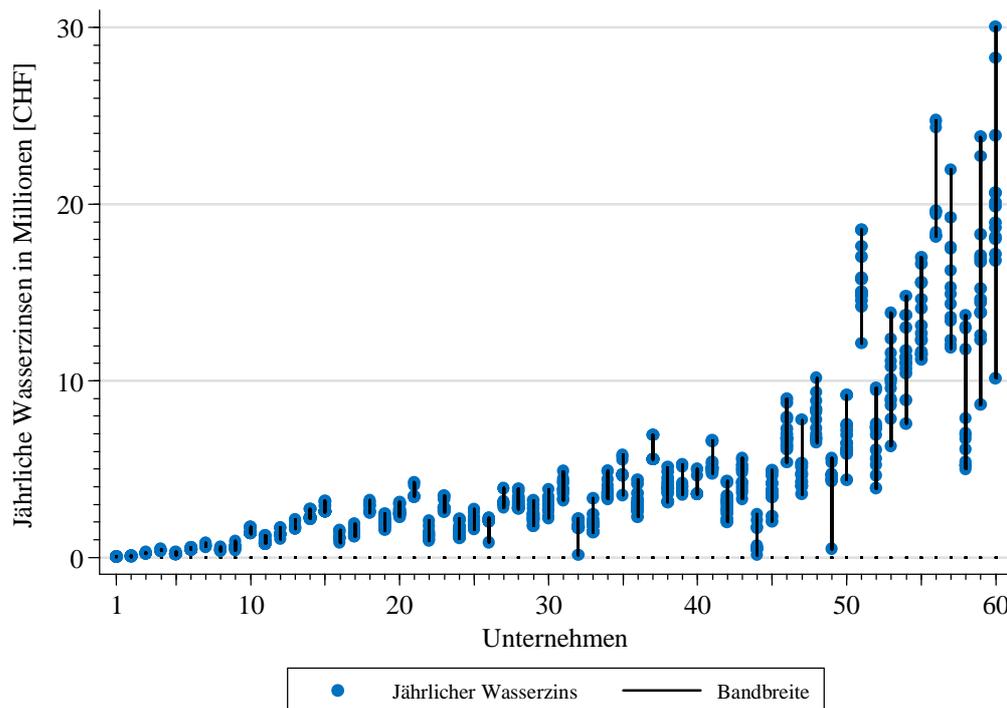


Bild 3-20: Nominale Wasserzinszahlungen der 60 Wasserkraftunternehmen während den Jahren 2000 bis 2013.

(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.)

Die Wasserzins-Abschöpfungsmechanismen können zwischen den verschiedenen Kantonen variieren, wodurch kantonale Unterschiede in der Höhe der abgeschöpften Wasserzinse bestehen.²⁹ Falls, beispielsweise infolge eines Ausbleibens von 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. Ein Grossteil der Unternehmen weist keine oder lediglich eine sehr geringe Band-

²⁹ Für einen Beschrieb solcher individuellen Regelungen sei beispielsweise auf Sigg and Röhliberger (2002) S. 15 verwiesen. Eine neuere Studie diesbezüglich ist den Autoren nicht bekannt.

breite 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 and Röthlisberger (2002) zusätzlich zum Wasserzins kantonale Sondersteuern³⁰ auf die Wasserkraft erhoben werden. Im Kanton 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 Wasserzinsszahlungen seitens der Unternehmen führte.

3.5.2 Implikation der Wasserzinse auf die Gesteungskosten

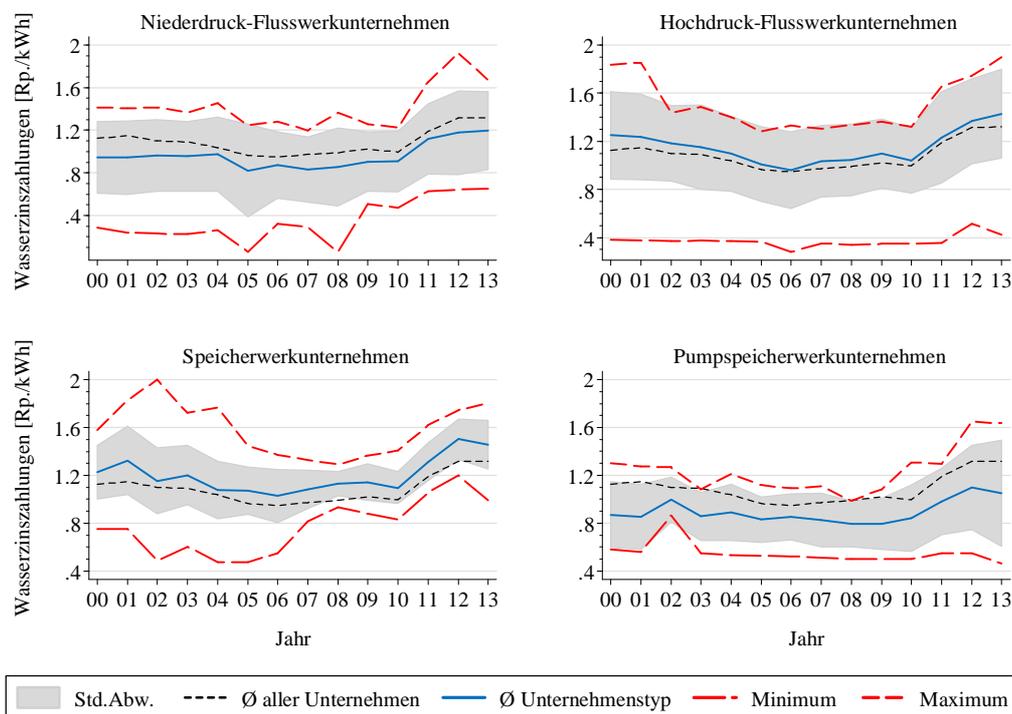


Bild 3-21: Verlauf und Variation der von den vier Unternehmenstypen geleisteten Wasserzinsszahlungen (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

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 Gesteungskosten 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

³⁰ Gemäss WRG Art. 49 Abs. 2 hat die Summe des Wasserzinses und der Sondersteuern jedoch kleiner gleich dem Wasserzinsmaximalsatz von momentan 100 CHF/kW zu sein.

bewegen sich die Abgaben der Unternehmen an die öffentliche Hand momentan in der Grössenordnung zwischen 1.4 und 2 Rp./kWh. Der Wasserzinsanteil an den Gesamtabgaben an die öffentliche Hand beträgt über die Jahre hinweg rund 75 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.

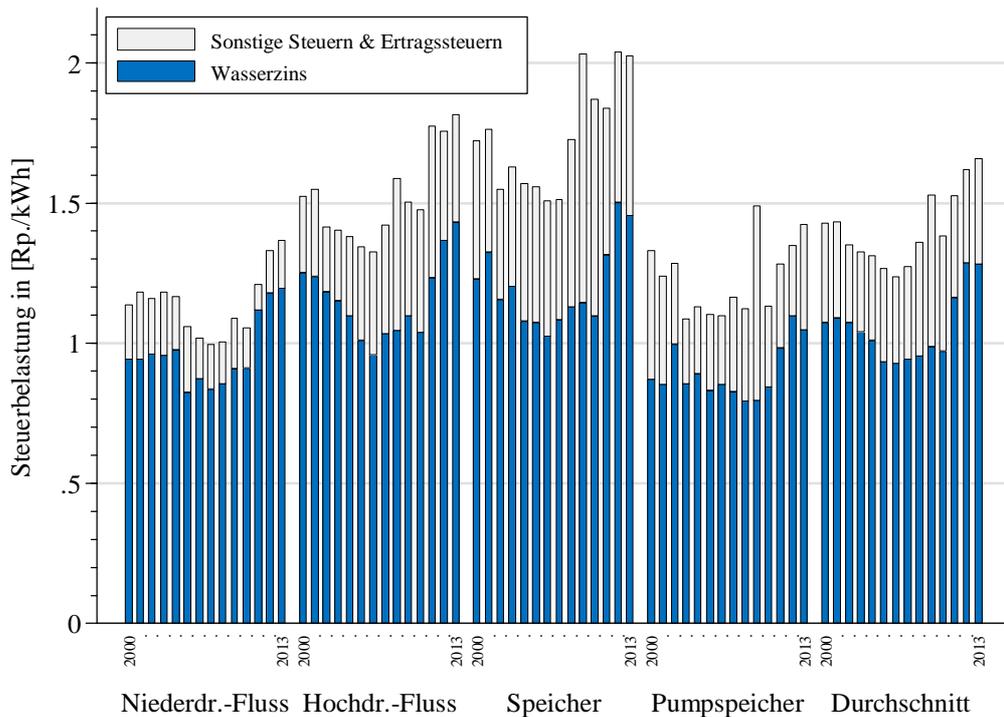


Bild 3-22: Verlauf der durchschnittlichen Belastung der Wasserkraftunternehmen innerhalb der einzelnen Unternehmenskategorien infolge der zu entrichtenden Steuern und Abgaben (Jahre 2000 bis 2013, inflationsbereinigt auf Basis 2013).

Derzeit beträgt der Anteil der Wasserzinse an den Gesamtkosten gemäss Bild 3-23 im Schnitt ungefähr 22 Prozent. Dieser Anteil ist über die Jahre hinweg relativ konstant, im Jahr 2011 infolge einer Erhöhung des Wasserzinsmaximalsatzes um 20 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 16 und 35 Prozent der Gestehungskosten. Die Belastung der Pumpspeicherwerkunternehmen infolge der Wasserzinse und sonstigen Steuern ist vergleichsweise tief, sowohl im absoluten als auch im relativen Sinne.

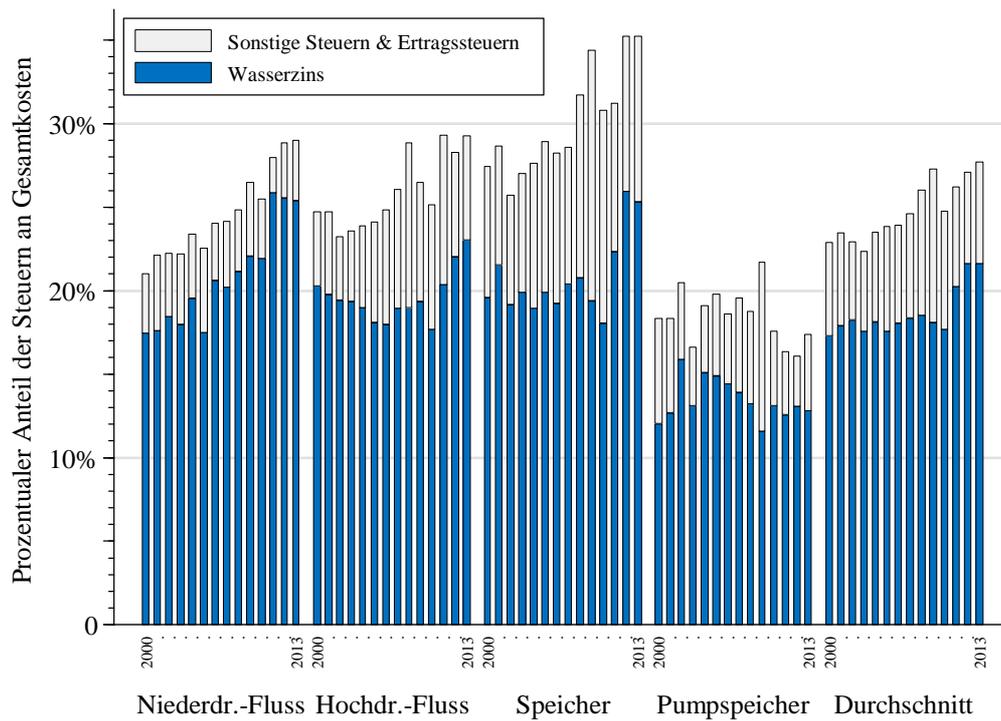


Bild 3-23: Anteil der Wasserzinse, der sonstigen Steuern und Abgaben sowie der Ertragssteuern an den pagatorischen Gesamtkosten innerhalb der einzelnen Unternehmenskategorien (Jahre 2000 bis 2013, inflationsbereinigt auf Basis 2013).

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 Gesteungskosten aus, weshalb der Anteil der Steuern und Abgaben an den Gesteungskosten nicht geringer als bei den Hochdruck-Flusswerk- und Speicherwerkunternehmen ausfällt (vgl. Bild 3-23).

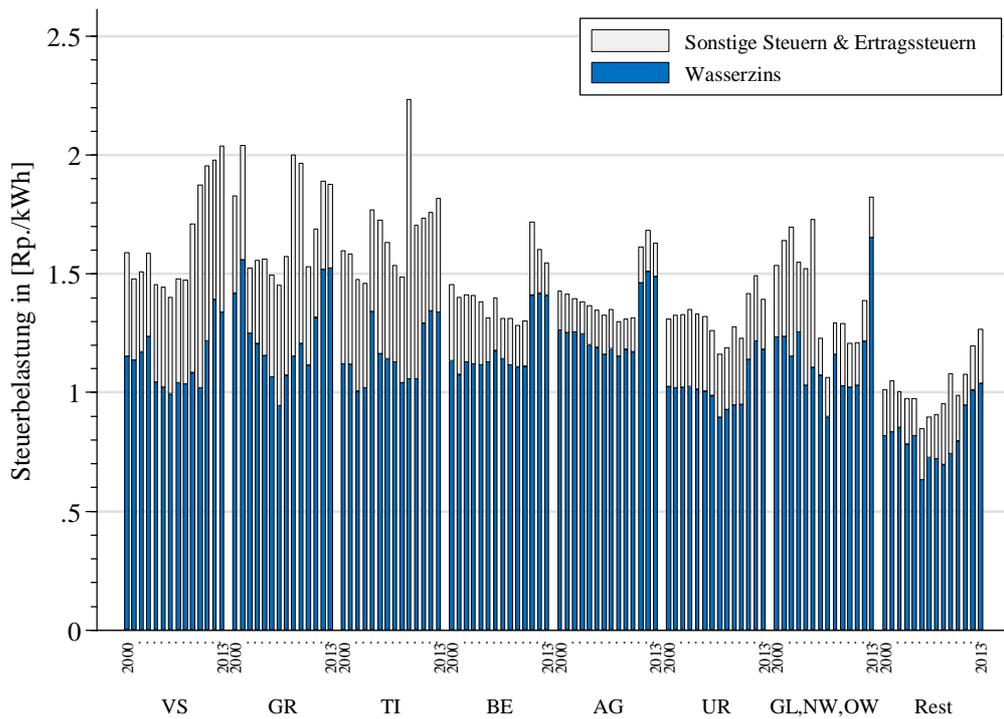


Bild 3-24: Mittlere Belastung durch Steuern und Abgaben der Unternehmen für die Jahre 2000 bis 2013, aufgeteilt nach Kantonen (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

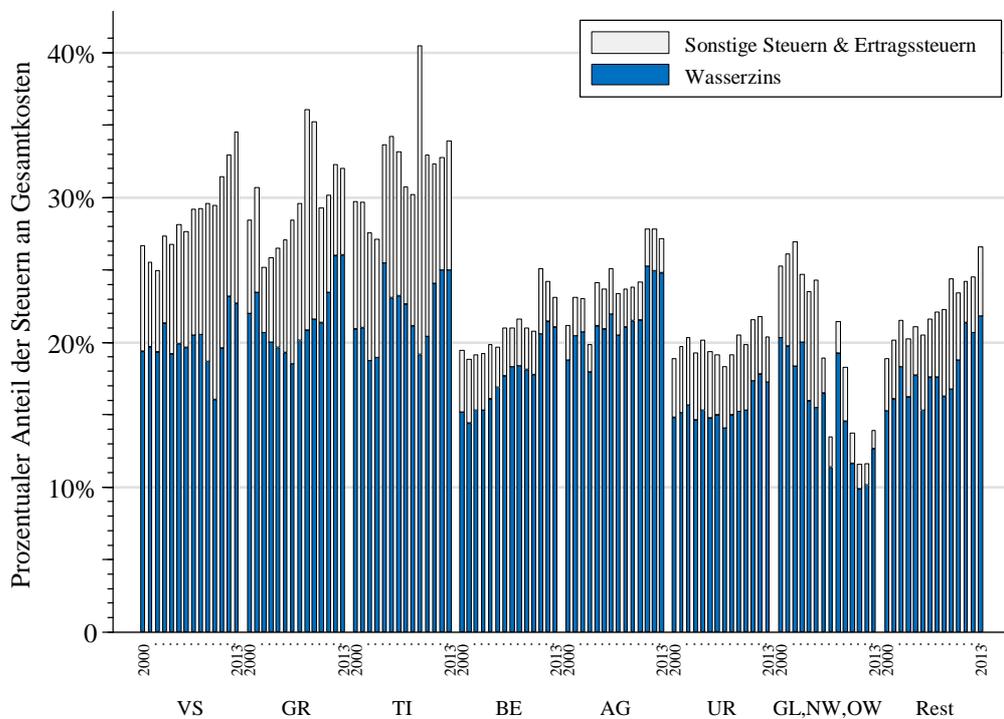


Bild 3-25: Anteil der Wasserzinsse sowie der sonstigen Steuern und Abgaben an den pagatorischen Gesamtkosten der Unternehmen in den jeweiligen Kantonen (Jahre 2000 bis 2013, inflationsbereinigt auf Basis 2013).

Interessant bei der Betrachtung der kantonale 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 Gestehungskosten. Den grössten Anteil daran hat mit rund 75 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.

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, und aufgrund des engen Zeitrahmens, in dem die hier vorliegende Studie verfasst wurde, musste darauf verzichtet werden.³¹

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. 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 2013 veränderte. Aufgrund der Partnerwerkstruktur können 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.

³¹ 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).

Die kurzfristige Wettbewerbsfähigkeit wird deshalb anhand eines Abgleichs der totalen³² Gesteungskosten 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, 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.³³ 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 bei ihrer Interpretation und Benützung lediglich als Orientierungszahlen anzusehen sind.³⁴

³² 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.

³³ Der Abgleich findet deshalb, neben den Spotmarktpreisen, ebenfalls gegenüber den Vertragsenergiepreisen statt, weil innerhalb des Zeitraums der Jahre 2000 bis 2013 die landesweite Elektrizitätsversorgung grösstenteils 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.

³⁴ Der hier vorgenommene Abgleich vernachlässigt beispielsweise ebenfalls, dass einige wenige der in der Stichprobe enthaltenen Wasserkraftunternehmen vorwiegend Elektrizität zum Antrieb von Eisenbahnen und nicht für den allgemeinen Strommarkt erzeugen. 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 Gesteungskosten 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. Eine solche Vorgehensweise wäre jedoch sehr aufwändig und würde eine separate Studie füllen.

4.1 Ermittlung der Spot- und Vertragsenergiepreise

Die Quantifizierung des Spotenergiepreises basiert auf dem Swiss Electricity Price Index (SWEP) für die Jahre 2000 bis und mit 2006 sowie auf dem Swiss Electricity Index (Swissix) für die Jahre 2007 bis 2013. 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 (2010a) 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, 2010a).

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.3 wird gezeigt, dass die Korrelation zwischen dem SWEP und dem Swissix-Spitzenlastpreis innerhalb der Jahre 2007 bis 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 2013 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 2013 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 2012 beispielsweise im Schnitt 16.85 Rp./kWh betrug, wird jedoch keine Gewichtung bezüglich der Anteile dieser sechs Kategorien am Total des jährlichen Elektrizitätsverbrauchs vorgenommen. Für das Jahr 2013 sind derzeit noch keine Angaben verfügbar.

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 Netznutzungskosten³⁵. Dazu kommen sonstige Abgaben wie beispielsweise seit dem Jahr 2009 eine Abgabe von 0.45 Rp./kWh und seit 2014 von 0.6 Rp./kWh zur Finanzierung der kostendeckenden Einspeisevergütung, 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 Netzebenen³⁶ 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 (StromVG³⁷ Art. 6 Abs. 3). Seit 2009 werden von der Eidgenössischen Elektrizitätskommission die Tarif-Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber publiziert. 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.

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 2012 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

³⁵ Die Netznutzungskosten entsprechen den Kosten eines Netzbetreibers zur Sicherstellung des Energietransports durch sein Netz und beinhalten Transportleistungen, Systemdienstleistungen und Kosten vorgelagerter Netze (VSE, 2009a).

³⁶ 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 überwält. Die daraus resultierende Summe ist von den Endverbrauchern zu begleichen (VSE, 2009a).

³⁷ Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG), SR 734.7.

Verhältnis, gemäss welchem diese Kategorien in den Konsumentenpreisindex (KPI) einfließen.³⁸ 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.³⁹ 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 2012 im Schnitt rund 7.4 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 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 eher kalkulatorischen (Bild 4-2) Gestehungskosten vorgenommen. Die kalkulatorischen Gestehungskosten basieren auf der Annahme eines nominalen WACC von 4.5 Prozent. Für den Abgleich wird die jährliche Merit Order der 60 Unternehmen mit den Jahresdurchschnitten der verschiedenen Preiskategorien kombiniert.⁴⁰ Aus den resultierenden Grafiken (Bild 4-1 und Bild 4-2) lässt sich diejenige Kapazität ablesen, deren Gestehungskosten in einem spezifischen Jahr unter den jeweiligen Preisen zu liegen kamen.⁴¹ Im Jahr 2013 lagen somit beispielsweise – unter der Annahme von approximativen kalkulatorischen Kosten – die Gestehungskosten von ca. 5760 GW bzw. 2380 GW der beobachteten installierten Leistung von 9570 GW, d.h. von rund 60 bzw. 23 Prozent der installierten Leistung, unter den Spitzen- bzw. Schwachlastpreisen.

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

³⁸ 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.

³⁹ Der PPI wird vom Bundesamt für Statistik jährlich publiziert.

⁴⁰ 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.

⁴¹ 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.

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. Die von der Elektrizitätsindustrie oft angetönte 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 stark ansteigenden subventionierten Einspeisung neuer erneuerbarer Energien sind die mittleren Spotpreise rückläufig, währenddem die Vertragsenergiepreise jedoch relativ konstant⁴² geblieben sind. Einhergehend mit der in Abschnitt 3.4 gemachten Beobachtung, wonach der kalkulatorische Ansatz zu durchschnittlich höheren Gestehungskosten führt, stellt sich in Bild 4-2 die Situation in etwas aggravierter Form dar. Dabei lässt der kalkulatorische Ansatz insbesondere bei den Pumpspeicherwerkunternehmen die Gestehungskosten anwachsen.

Es lässt sich ausserdem erkennen, dass der „Spread“, d.h. die Preisdifferenz zwischen den Spitzen- und Schwachlastperioden, in den letzten Jahren tendenziell sank und im Jahr 2013 beinahe nicht mehr existierte. Dies stellt vor allem die Pumpspeicherwerke vor Probleme, da deren Wirtschaftlichkeit in erheblichem Masse vom Spread abhängt.⁴³ Die Merit Order Struktur der einzelnen Unternehmenstypen zeigt ausserdem, 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-6 bis Bild A-9), 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.

⁴² 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 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 Gestehungskosten 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.

⁴³ Das Pumpen von Wasser ist mit einem Verlust von ca. 30 Prozent verbunden. Grob gesagt lohnt sich ein Betrieb der Pumpen folglich nur, wenn der Preis-Spread mindestens 30 Prozent beträgt.

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 und wohl einzelne Unternehmen vermehrt nicht mehr in der Lage waren, 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 WACC von 4.5 Prozent basierenden Gestehungskosten zeigt eine ähnliche Entwicklung, wenngleich 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.

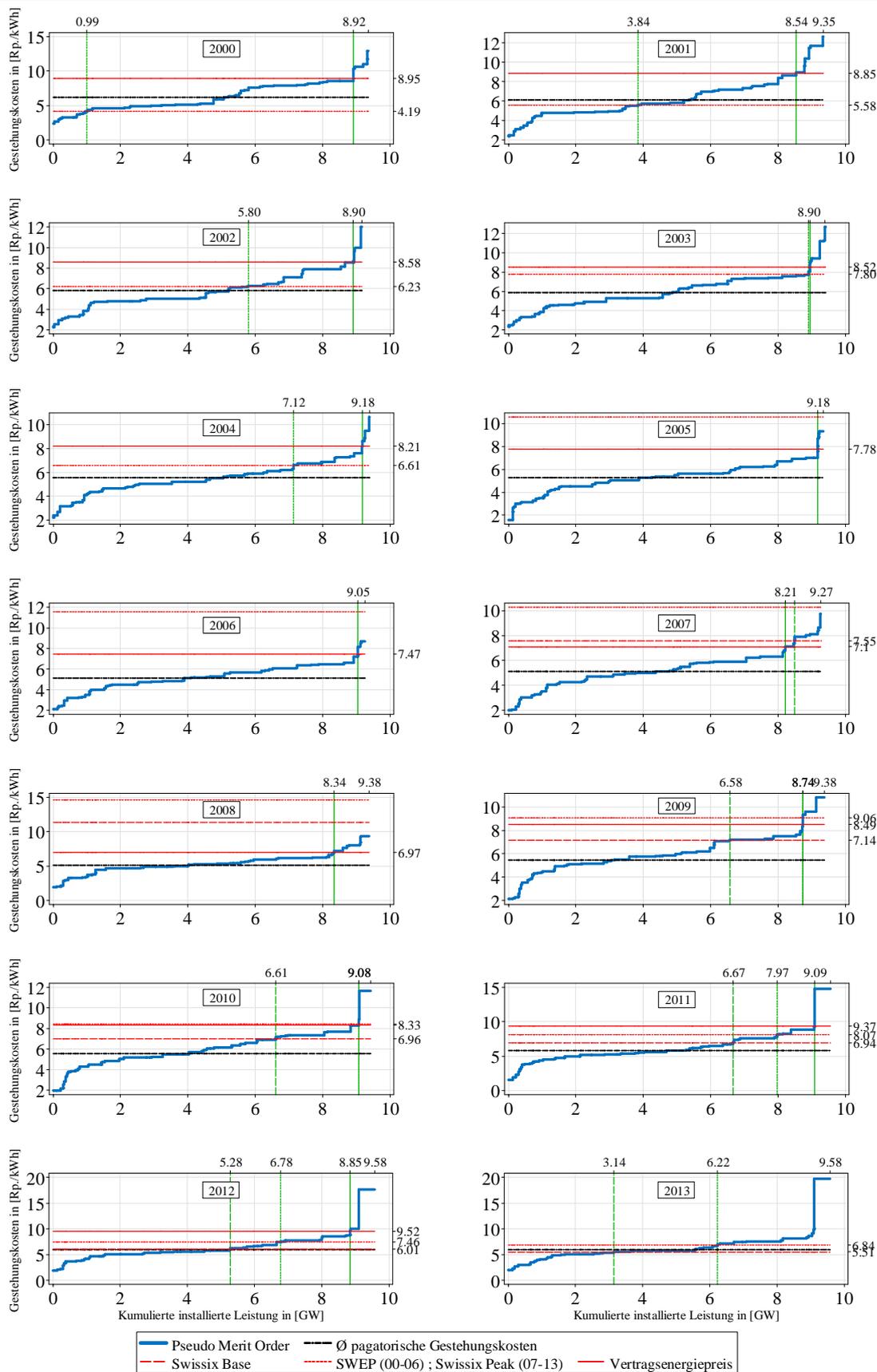


Bild 4-1: Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen (pagatorische Erfolgsrechnung).

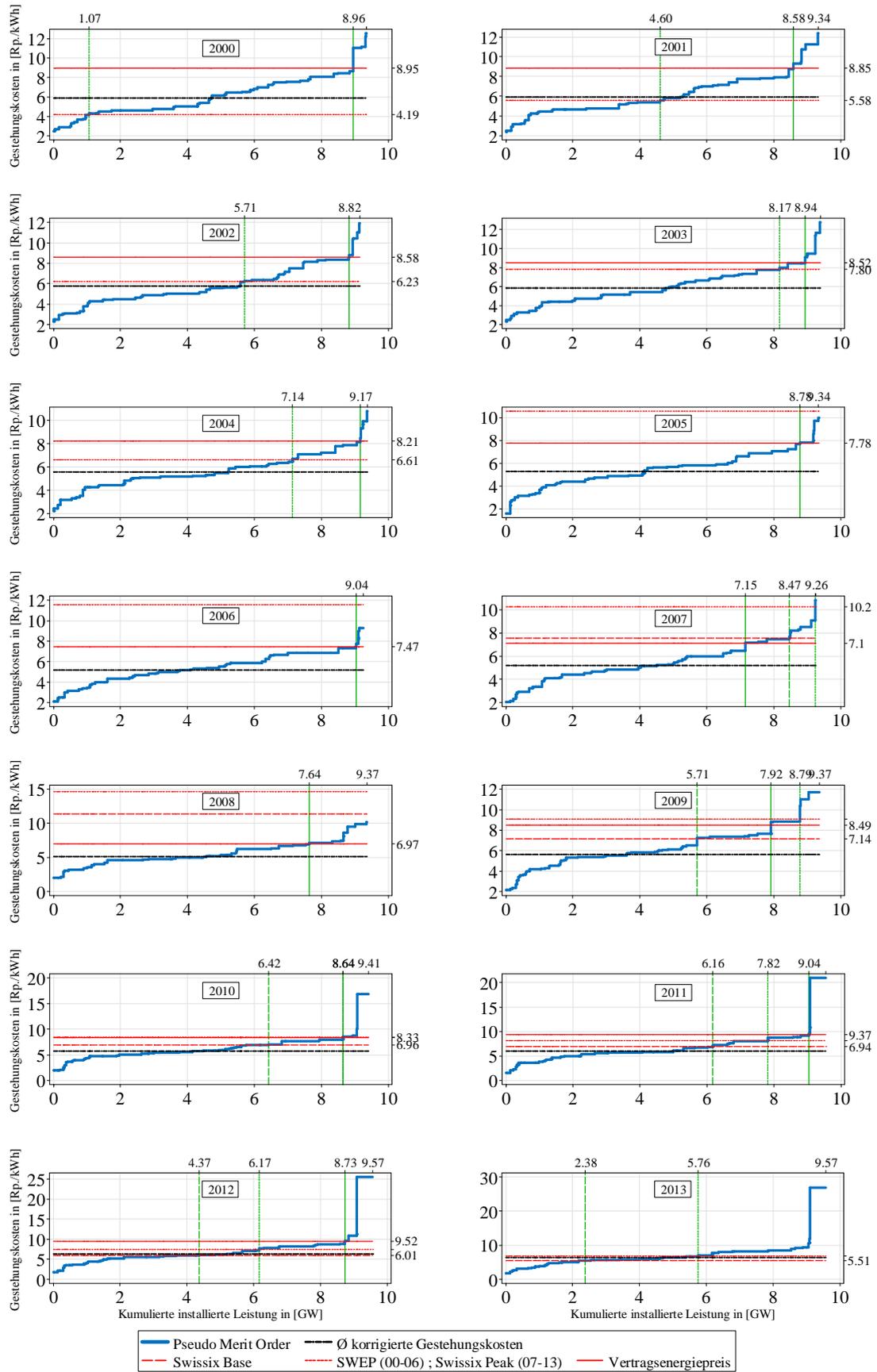


Bild 4-2: Abgleich der Gestehungskosten mit den Marktpreisen (kalkulatorische Kapitalkosten unter einem nominalen WACC von 4.5 Prozent).

5 Kosteneffizienzschätzung

Folgend wird anhand der stochastischen Frontiermethode die Kosteneffizienz der in der Stichprobe enthaltenen Wasserkraftunternehmen bezüglich der Nutzung der Inputfaktoren zur Elektrizitätserzeugung abgeschätzt. Diese Analyse ist insbesondere in Hinblick auf die Liberalisierungsbestrebungen sowie den derzeitigen Margendruck interessant. Vor der Schätzung der Kosteneffizienz werden einführend einige grundlegende Aspekte der stochastischen Frontiermethode erläutert.

5.1 Das Konzept der Kosteneffizienz

In der mikroökonomischen Theorie der Produktion wird zwischen zwei Arten der Effizienz unterschieden, nämlich der technischen und der allokativen Effizienz. Die Messung der technischen Effizienz erlaubt eine Aussage darüber zu treffen, um wie viel der Output, bei einer gegebenen Menge an Inputs, unter dem Ideal zu liegen kommt. Die allokativen Effizienz geht aus einer suboptimalen Wahl der Inputs bei gegebenen Preisen sowie gegebenem Output hervor. Die Summe der technischen und allokativen Effizienz ergibt die gesamte produktive Effizienz, welche auch als Kosteneffizienz bezeichnet werden kann. Diese ist erreicht, wenn es unmöglich ist, den Elektrizitätserzeugungsprozess bei gleich bleibendem Produktionsniveau hin zu niedrigeren Kosten zu verändern.

Verschiedene Verfahren stehen zur Durchführung von Kosteneffizienzanalysen zur Verfügung, wobei sich die empirische Forschung auf die Spezifikation von sogenannten Frontier-Kostenfunktionen konzentriert. Eine solche Frontierfunktion wird durch die – bezüglich der Gestehungskosten – beste Beobachtung definiert und wiedergibt das Referenzmass, an welchem die übrigen Beobachtungen zu messen sind. Bild 5-1 stellt das Konzept einer solchen Frontier-Kostenfunktion (FK) dar, wobei diese Funktion die minimal mögliche Kombination von Output, d.h. der Elektrizitätserzeugung, und Kosten darstellt. Sämtliche Beobachtungen, wie beispielsweise Punkt B, die oberhalb der Frontier-Kostenfunktion liegen, gelten als kostenineffizient. Der Grad dieser Kostenineffizienz ergibt sich dabei aus dem Abstand eines jeweiligen Punktes zur Frontierfunktion. Folglich bezeichnet beispielsweise das Verhältnis $\frac{Q_0A}{Q_0B}$ die beobachtete Kostenineffizienz von Punkt B.

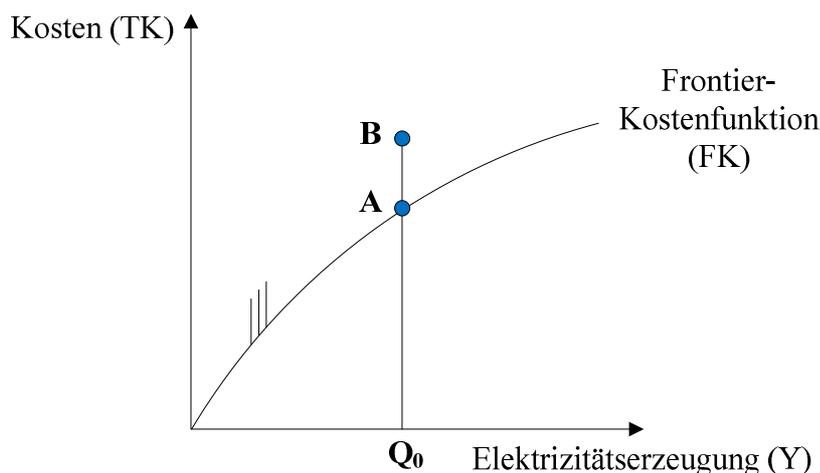


Bild 5-1: Konzept der Kosteneffizienz.

Eine Frontier-Kostenfunktion kann nun entweder mit Hilfe parametrischer oder deterministischer Verfahren ermittelt werden. Diese beiden fundamentalen Ansätze unterscheiden sich sowohl in ihren theoretischen Grundlagen als auch in der jeweils angewandten Methodik. In der vorliegenden Studie kommt ausschliesslich der parametrische Ansatz zur Anwendung. Wir sind überzeugt, dass dieser bei einer grösseren Anzahl an Beobachtungen sowie bei der Existenz einer vergleichsweise grossen, die Gestehungskosten beeinflussenden Heterogenität angebrachter ist.

Im Rahmen der Kosteneffizienzschtzungen verzichten wir auf eine Unterscheidung zwischen technischer und allokativer Effizienz. Die Kosteneffizienz kann somit wie folgt definiert werden: Ein Wasserkraftunternehmen arbeitet kosteneffizient, bei gegebenen Preisen und unter einer gegebenen Technologie, falls deren Gestehungskosten auf der Kostenfrontier liegen. Dafür muss das Unternehmen minimale Ausgaben tätigen um eine bestimmte Menge an Elektrizität zu erzeugen (technische Effizienz) und im Rahmen dessen eine optimale Inputkombination verwenden (allokative Effizienz).

5.2 Ökonometrische Modellierung der Kosteneffizienz

Die folgende Beschreibung der Kostenfrontieranalyse folgt den Erläuterungen in Greene (2008), Kumbhakar and Lovell (2000) und Farsi and Filippini (2009), welche einen guten Überblick über die verschiedenen Frontiermethoden geben.

Wir bezeichnen eine individuelle Beobachtung eines Wasserkraftunternehmens im Jahr t mit i . Die Variable i wird dabei über T_i Zeitperioden hinweg beobachtet, es handelt sich also um ein unausgeglichenes Panel. Insgesamt sind im Datensatz N Wasserkraftunternehmen vorhanden, d.h. $i = \{1, \dots, N\}$, wobei $N = 66$.

Gemäss Greene (2008) und Kumbhakar and Lovell (2000) kann ausgehend von einer Produktionsfunktion $y = f(\mathbf{x})$ die Kostenfrontier $\tilde{c}(\cdot)$ ermittelt werden.⁴⁴ Letztere wiedergibt bei gegebenen Inputpreisen \mathbf{w} die – sowohl technisch als auch allokativ – minimal anfallenden Kosten, um einen bestimmten Betrag an Elektrizität y zu erzeugen.

$$\tilde{c}(y_{it}, \mathbf{w}_{it}) = \min \{ \mathbf{w}_{it}' \mathbf{x}_{it} : f(\mathbf{x}_{it}) \geq y_{it} \} \quad (5.1)$$

Dabei steht $\mathbf{w} \in \mathbb{R}^{++}$ für die strikt positiven Inputpreise und $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^+$ für das positive Set an Inputs. Unternehmen i minimiert Gleichung (5.1) in einem Jahr t bezüglich \mathbf{x}_{it} . Falls nun ein Wasserkraftunternehmen technisch und/oder allokativ kostenineffizient ist, so sind dessen Kosten höher als die minimal notwendigen Kosten zur Erzeugung der Elektrizitätsmenge y_{it} . Kumbhakar and Lovell (2000) folgend kann nun die Kosteneffizienz durch das Bilden des Verhältnisses der minimalen Kosten zu den effektiven Kosten c_{it} bestimmt werden.

$$Eff_{it} = \frac{\tilde{c}(y_{it}, \mathbf{w}_{it})}{\mathbf{w}_{it}' \mathbf{x}_{it}} = \frac{\tilde{c}(y_{it}, \mathbf{w}_{it})}{c_{it}} \quad (5.2)$$

Gegeben die in Farsi and Filippini (2009) aufgeführten Regularitätsbedingungen einer Kostenfunktion ist die Kosteneffizienz gemäss Formel (5.2) unter anderem homogen vom Grade -1 bezüglich der Inputs, d.h. eine Verdoppelung der Inputmengen verdoppelt die Kosten und halbiert die Kosteneffizienz, nichtfallend im Output und homogen vom Grade Null bezüglich der Inputpreise, d.h. eine Verdoppelung aller Inputpreise hat keinen Einfluss auf die Kosteneffizienz.

Das ökonometrische Model der Kostenfunktion, bestehend unter anderem aus dem Vektor der Koeffizienten $\boldsymbol{\beta}$ sowie dem Achsenabschnitt α , kann nun gegeben werden als:

$$c_{it} = \frac{\tilde{c}(y_{it}, \mathbf{w}_{it}; \alpha, \boldsymbol{\beta})}{Eff_{it}} \quad (5.3)$$

Die Funktion $\tilde{c}(y_{it}, \mathbf{w}_{it}; \alpha, \boldsymbol{\beta})$ stellt dabei die theoretisch minimal möglichen Kosten, d.h. die Frontier, dar. Wird nun Gleichung (5.3) einer logarithmischen Transformation unterzogen und somit von einer multiplikativen in eine additive Form überführt, ergibt dies:

$$\ln c_{it} = \ln \tilde{c}(y_{it}, \mathbf{w}_{it}; \alpha, \boldsymbol{\beta}) - \ln Eff_{it} = \ln \tilde{c}(y_{it}, \mathbf{w}_{it}; \alpha, \boldsymbol{\beta}) + u_{it} \quad (5.4)$$

Der Fehlerterm, d.h. die Variable $u_{it} = \ln(1 - Eff_{it}) = -\ln Eff_{it}$ misst die Kostenineffizienz. Die Transformation $Eff_{it} = \exp(-u_{it})$ ergibt somit die Kosteneffizienz. Ein grosser Nachteil dieser Berechnungsmethode ist allerdings, dass der gesamte Fehlerterm, d.h. sämtliche Abweichung zur Kostenfrontier $\tilde{c}(\cdot)$ der Ineffizienz u_{it} zugewiesen wird. Hier kommt nun das Konzept der

⁴⁴ Fettgedruckte Kleinbuchstaben stellen einen Kolonnenvektor dar, währenddem einfachgedruckte kursive Kleinbuchstaben eine skalare Einheit repräsentieren.

stochastischen Frontieranalyse (SFA) ins Spiel, wo angenommen wird, dass der Fehlerterm sowohl durch den Elektrizitätserzeugungsprozess als auch durch externe Faktoren, auf welche das Unternehmen selbst keinen Einfluss hat, bestimmt wird.

Die ersten drei publizierten Studien zur Anwendung einer SFA – siehe Aigner et al. (1977), Meeusen and Broeck (1977) und Battese and Corra (1977) – beinhalten eine Aufteilung des Fehlerterms in einen halbnormal verteilten Term der Kostenineffizienz u_{it} und in einen normal verteilten Term v_{it} des stochastischen Rauschens. Die SFA zeichnet sich somit durch eine Separation eines Teils der unbeobachteten Heterogenität von der Ineffizienz aus. Als Folge davon wird nicht mehr der gesamte Fehlerterm als Ineffizienz ausgewiesen, sondern es wird explizit für jedes Wasserkraftunternehmen zwischen der Ineffizienz und sonstigen Einflussfaktoren, wie beispielsweise Datenungenauigkeiten, dem Ausfall⁴⁵ von Generatoren oder unvorteilhaften hydrologischen Bedingungen während eines spezifischen Jahres, unterschieden. Wird nun Gleichung (5.4) im Zuge der Implementierung des Konzepts einer SFA um den multiplikativen stochastischen Störterm v_{it} erweitert, so ergibt dies:

$$\ln c_{it} = \ln \tilde{c}(y_{it}, \mathbf{w}_{it}; \alpha, \beta) + u_{it} + v_{it} = \ln \tilde{c}(y_{it}, \mathbf{w}_{it}; \alpha, \beta) + \varepsilon_{it} \quad (5.5)$$

Hier gilt $\varepsilon_{it} = u_{it} + v_{it}$. Nun bildet $\tilde{c}(y_{it}, \mathbf{w}_{it}; \alpha, \beta)$ zusammen mit v_{it} die stochastische Kostenfrontier und die abhängige Variable c_{it} enthält die von einem Wasserkraftunternehmen ausgewiesenen Kosten.

Die Schwierigkeit im Rahmen der Implementierung stochastischer Frontiermethoden besteht nun darin, dass u_{it} , im Unterschied zur deterministischen Spezifikation in Gleichung (5.4), nicht mehr direkt beobachtet werden kann. Dies deshalb, weil eine ökonometrische Regression lediglich eine Schätzung des allgemeinen Fehlerterms ε_{it} ergibt. Im Gegensatz zum Ineffizienzterm u_{it} ist der symmetrisch um den Nullpunkt verteilte, das stochastische Rauschen widerspiegelnde Term v_{it} in seiner Verteilung jedoch nicht einseitig beschränkt. Dies erlaubt bei den mittels Maximum Likelihood geschätzten Modellen eine Separation der beiden Terme anhand der Methode von Jondrow et al. (1982), welche auf dem bedingten Erwartungswert $E[u_{it}|\varepsilon_{it}]$ basiert.

Folgend wird die Kosteneffizienz anhand von zwei Modellklassen geschätzt. Die erste Klasse besteht aus dem traditionellen SFA Modell gemäss Pitt and Lee (1981). Im Rahmen der zweiten Klasse wird das in Greene (2005) eingeführte True Random Effects Modell implementiert.

5.2.1 SFA gemäss Pitt und Lee (Modell 1)

Der verwendete Datensatz, welcher der Effizienzanalyse zugrunde liegt, hat eine Panelstruktur, und in der Studie von Pitt and Lee (1981) wurden im Rahmen der SFA zum ersten Mal Maximum

⁴⁵ Bei einem Generatorausfall kann argumentiert werden, dass dieser mit einer schlechten Wartung zusammenhängt und daher der Ineffizienz zuzuschreiben ist. Falls der Ausfall jedoch seitens des Wasserkraftunternehmens unverschuldet auftritt, so ist der Ausfall den sonstigen Einflussfaktoren zuzuweisen.

Likelihood Schätzmethoden für Querschnittsdaten auf Paneldaten übertragen. Pitt and Lee (1981) schätzten in ihrer Studie – unter Annahme einer Cobb-Douglas Produktionsfunktion – eine stochastische Produktionsfrontier von industriellen Webereien in Indonesien. Innerhalb der Studie wurde unter anderem untersucht, ob die Ineffizienz der Unternehmen zeitvariant oder -invariant ist und ob die Ineffizienz zufällig variiert oder nicht. Dafür wurden drei verschiedene Modelle spezifiziert und bezüglich ihrer Eignung zur Effizienzanalyse geprüft. Von den drei Modellen fand einzig das erste in zahlreichen späteren Studien Anwendung. Dieses Modell geht von der Annahme eines zeitinvarianten Ineffizienzterms u_i aus. Das grundlegende ökonometrische Modell zur Schätzung der Kosteneffizienz gemäss Pitt and Lee (1981) lautet wie folgt:

$$\ln c_{it} = \alpha + \beta y_{it} + \boldsymbol{\beta}' \mathbf{w}_{it} + u_i + v_{it} \quad (5.6)$$

Die Annahmen bezüglich der Dichtefunktionen der Ineffizienz und des stochastischen Fehlerterms sind dabei $u_i \sim \text{i.i.d.} | N(0, \sigma_u^2) |$ – d.h. u_i ist halbnormalverteilt – und $v_{it} \sim \text{i.i.d.} N(0, \sigma_v^2)$. Das Modell wird mittels Maximum Likelihood geschätzt.

Die Tatsache, dass die von Pitt und Lee vorgeschlagene Methode – aufgrund der zeitinvarianten Ineffizienz – die durchschnittliche Kosteneffizienz der Wasserkraftunternehmen innerhalb des jeweils betrachteten Zeitraumes misst, bewirkt, dass keine jahresspezifische Effizienz eines Unternehmens beziffert werden kann. Das Pitt und Lee Modell misst somit den persistenten Teil der Kostenineffizienz, d.h. den Teil, welcher über die Zeit hinweg nicht variiert, wie beispielsweise konstant begangene Fehler des Managements.

Werden zeitinvariante firmenspezifische Heterogenitäten nicht explizit im Modell mitberücksichtigt, kann dies dazu führen, dass sie im Modell von Pitt and Lee (1981) fälschlicherweise als Ineffizienz ausgewiesen werden. Basierend auf der Idee von Mundlak (1978), dessen Konzept Farsi et al. (2005) erstmalig auf eine stochastische Frontier anwendete, werden – um dieser Problematik entgegenzuwirken – die unternehmensspezifischen Mittelwerte der erklärenden Variablen in die Regression miteingeführt. Wir nehmen dabei implizit an, dass die nicht mit den unternehmensspezifischen, zeitkonstanten und faktorspezifischen Variablen korrelierte unbeobachtete Heterogenität der Kostenineffizienz zuzurechnen ist. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass das Modell von Pitt and Lee (1981) mit der Spezifikation gemäss Mundlak (1978) die zeitinvariante, d.h. persistente Komponente der Kosteneffizienz schätzt.⁴⁶

5.2.2 SFA gemäss True Random Effects Spezifikation (Modell 2)

Wie soeben erwähnt wurde, misst das Pitt und Lee Modell – infolge der Annahme einer zeitinvarianten Kostenineffizienz – die persistente Komponente der Ineffizienz und zeichnet dadurch

⁴⁶ Für eine ausführliche Diskussion der zeitvarianten und zeitinvarianten Effizienz siehe Filippini and Greene (2014).

nicht das volle Bild der vorhandenen Kostenineffizienz. Was fehlt ist die Messung der zeitvarianten, d.h. transienten Komponente der Ineffizienz, welche mit Hilfe des in Greene (2005) entwickelten True Random Effects (TRE) Modells vorgenommen werden kann. Dieses Modell basiert auf der Annahme einer zeitvarianten Ineffizienz sowie einer über die Zeit hinweg nicht variierenden unbeobachteten Heterogenität. Um diese zeitinvariante Heterogenität von der Ineffizienz zu separieren, wird das Modell um einen zusätzlichen zeitinvarianten Random Effect erweitert. Das TRE Modell zur Schätzung einer Kostenfrontier lautet somit, in Anlehnung an Greene (2005), wie folgt:

$$\ln c_{it} = (\alpha + r_i) + \beta y_{it} + \boldsymbol{\beta}' \mathbf{w}_{it} + u_{it} + v_{it} \quad (5.7)$$

Die Variable r_i stellt dabei den unternehmensspezifischen zeitinvarianten Random Effect zur Messung der zeitinvarianten unbeobachteten Heterogenität dar. Das TRE Modell beinhaltet folglich zwei stochastische Variablen zur Abbildung der unbeobachteten Heterogenität, nämlich r_i und v_{it} . Damit im Rahmen der Schätzung des Modells die einzelnen Variablen r_i , u_{it} und v_{it} voneinander separiert werden können, müssen Annahmen bezüglich derer Verteilung getroffen werden. Wie beim Pitt und Lee Modell wird v_{it} und u_{it} wiederum eine normale bzw. halbnormale Verteilung mit einem Erwartungswert von Null und konstanter Varianz zugewiesen. Für r_i gilt dieselbe Verteilungsannahme wie für v_{it} . Aufgrund dieser a priori Verteilungsannahmen ist auch hier eine Maximum Likelihood Schätzung am effizientesten.

Trotz dieser Anpassung ist auch das TRE Modell nicht ohne Mängel. So werden beispielsweise zeitinvariante unternehmensspezifische Effekte, welche sich direkt auf die Kostenineffizienz eines Unternehmens auswirken – wie etwa über Jahre hinweg begangene identische Fehler des Managements – nicht zur Kostenineffizienz u_{it} , sondern fälschlicherweise zur unbeobachteten zeitinvarianten Heterogenität gezählt. Indem nur der transiente Teil der Ineffizienz gemessen wird, „unterschätzt“ auch das TRE Modell tendenziell die wahren Ineffizienzwerte. Das Pitt und Lee Modell ist deshalb gewissermassen komplementär zum TRE Modell. Um für die zeitinvariante unternehmensspezifische Heterogenität möglichst gut zu kontrollieren, werden – analog zum Pitt und Lee Modell – wiederum Mundlak-Terme in die zu schätzende Gleichung eingefügt. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass das TRE Modell mit der Korrektur gemäss Mundlak (1978) die zeitvariante, d.h. transiente Komponente der Kosteneffizienz schätzt.

5.3 Schätzung der Kosteneffizienz

Innerhalb der Analyse der Kosteneffizienz wird angenommen, dass die Wasserkraftunternehmen in einem bezüglich der Inputpreise kompetitiven Umfeld wirtschaften. Des Weiteren wird von der Prämisse ausgegangen, dass es das Ziel eines jeden Wasserkraftunternehmens ist, die Kosten der Elektrizitätserzeugung zu minimieren, gegeben eine bestimmte Technologie. Die Kostenfunktion besitzt die üblichen in der mikroökonomischen Theorie beschriebenen Eigenschaften, siehe hierzu beispielsweise Farsi and Filippini (2009) S. 600. Folgend wird sowohl ein Kostenmodell

als auch die funktionale Form der Kostenfrontier definiert. Anschliessend werden die in Abschnitt 5.2 beschriebenen ökonometrischen Methoden zur Effizienzschtzung angewendet.

5.3.1 Kostenmodell

Bei der Spezifikation von parametrischen ökonometrischen Modellen gilt es zwei Aspekte zu beachten: Die Wahl der Variablen sowie die Wahl der funktionalen Form. Es soll folgend zuerst auf die Wahl der Variablen eingegangen werden. In einem zweiten Schritt wird dann die funktionale Form spezifiziert.

Die Kosteneffizienz wird bezüglich des Totals der pagatorischen Gestehungskosten TK geschätzt. Dabei wird angenommen, dass die Totalkosten von den exogen gegebenen Inputpreisen, der Menge an erzeugter Elektrizität sowie weiteren exogenen unternehmensspezifischen sowie allgemeinen Faktoren abhängen.

$$TK = c(Y, P_L, P_M, P_E, P_K, L, N, D_{NF}, D_{HF}, D_S, D_{PS}, T) \quad (5.8)$$

Wobei: TK : Total der pagatorischen Gestehungskosten (berechnet gemäss Abschnitt 3.1)

Y : Brutto-Elektrizitätserzeugung (berechnet gemäss Abschnitt 2.2)

P_L : Arbeitspreis

P_M : Preis für Material & Fremdleistungen

P_E : Energiepreis

P_K : Kapitalpreis

L : Kapazitätsfaktor

N : Anzahl der in Betrieb stehenden Kraftwerkszentralen

D_{NF} : Dummy-Variable Niederdruck-Flusswerkunternehmen

D_{HF} : Dummy-Variable Hochdruck-Flusswerkunternehmen

D_S : Dummy-Variable Speicherwerkunternehmen

D_{PS} : Dummy-Variable Pumpspeicherwerkunternehmen

T : Nicht-linearer Zeittrend

Gleichung (5.8) bildet eine Single-Output Multiple-Input Kostenfunktion ab. Die Variable des Arbeitspreises w_L basiert auf einer Division der Personalkosten durch die Anzahl Mitarbeiter, wobei jedoch insbesondere letztere Angabe nicht von allen Unternehmen in den jeweiligen Geschäftsberichten aufgeführt wird. Für diesen Fall wurde ein Arbeitspreis-Proxy verwendet, indem der jahresspezifische Arbeitspreis für die sieben Grossregionen⁴⁷ der Schweiz berechnet wurde. Die auf deutschem oder französischem Boden gelegenen Grenzkraftwerke bilden für sich zwei weitere Regionen (Regionen 8 und 9). Die Differenzierung zwischen den Grossregionen erlaubt

⁴⁷ Diese sieben Grossregionen lauten wie folgt: Genferseeregion (1), Espace Mittelland (2), Nordwestschweiz (3), Zürich (4), Ostschweiz (5), Zentralschweiz (6) und Tessin (7).

für regionenspezifische, strukturell unterschiedlich hohe Lohnkosten. Falls nun für ein Unternehmen kein Arbeitspreis berechnet werden konnte, wurde diesem Unternehmen der Arbeitspreis derjenigen Region zugewiesen, in welchem das betroffene Unternehmen liegt.

Der Energiepreis w_E wurde anhand des allfälligen Pumpenergieverbrauchs und sonstigen Energieaufwendungen – wie beispielsweise des Eigenbedarfs oder der Abgabe von Gratis- und Vorzugsenergie – sowie den zugehörigen Kosten für Energie- und Netznutzung oder des Aufwands für Gratis- und Vorzugsenergie bestimmt. Wie dies schon beim Arbeitspreis der Fall war, lässt sich aufgrund fehlender Angaben nicht für alle Unternehmen ein Energiepreis bestimmen. Für diesen Fall wurde ein wiederum auf den Schweizer Grossregionen beruhendes Energiepreis-Proxy berechnet. Im Gegensatz zur Berechnungsmethode des Arbeitspreis-Proxys flossen hier jedoch nicht nur die Energiepreise der sich in der jeweiligen Grossregion befindenden Unternehmen in die Berechnung mit ein, sondern es wurde ein regionenübergreifender Mittelwert gebildet. Dadurch soll der Netzstruktur Rechnung getragen werden.⁴⁸

Aufgrund der Tatsache, dass in der Vergangenheit Arbeit vermehrt an Dritte ausgelagert wurde, werden bei rund einem Drittel der in der Datenbank enthaltenen Wasserkraftunternehmen keine Angaben mehr zu den Personalkosten oder der Anzahl der beschäftigten Mitarbeiter gemacht. Generell werden die infolge der Auslagerung beim externen Leistungserbringer anfallenden Lohnkosten auf Seiten des Wasserkraftunternehmens sodann als Fremdleistungen verbucht. Das Preis-Proxy w_M für die Material- und Fremdleistungen besteht aus einem Index, welcher anhand des schweizerischen Baupreisindex und dem jährlichen Brutto-Lohn in der Energieversorgung berechnet wurde.⁴⁹ Beide Angaben flossen gleichgewichtet in den Index mit ein.

Die Kapitalpreis Proxy-Variable w_K ergibt sich aus der Division der pagatorischen Kapitalkosten – bestehend aus Abschreibungen, Finanzaufwand und Gewinn vor Steuern – durch die von einem Unternehmen jeweils installierte Turbinenleistung.

Der Kapazitätsfaktor L wird gebildet aus einer Division der jährlichen Elektrizitätserzeugung Y durch das Produkt der Anzahl Stunden pro Jahr (8760) und der installierten Leistung. Zur Berücksichtigung allfälliger räumlicher Skaleneffekte wird die Variable N eingeführt. Obwohl es sich bei der Technologie der Elektrizitätserzeugung mittels Wasserkraft um eine ausgereifte Technologie handelt, ist es eher unwahrscheinlich, dass die Technologie über die Zeit hinweg konstant bleibt: Je länger der Zeithorizont des Paneldatensatzes ist, desto wahrscheinlicher wird es, dass technologische Änderungen auftreten können. Zur Kontrolle eines eventuellen neutralen, nicht-linearen technischen Fortschritts wird deshalb ein nicht-linearer Zeittrend mitberücksichtigt.

Im Rahmen der Schätzung der Kosteneffizienz wird angenommen, dass sich die Technologie derjenigen Unternehmen, welche die Frontier bestimmen, nicht von der Technologie unterscheidet,

⁴⁸ Für die Regionen 3, 4 und 8 fehlen für bestimmte Jahre Energiepreisangaben. Folgende Regionen sind nun in die Bildung des jeweiligen Mittelwerts miteingeflossen: Regionen 1 und 6 für Region 2, Regionen 3, 5 und 6 für Region 4 sowie Regionen 3, 4 und 5 für Region 8.

⁴⁹ Diese Angaben werden vom Bundesamt für Statistik publiziert.

welche von den übrigen Unternehmen genutzt wird. Damit diese Annahme ihre Gültigkeit hat, sollte mittels Dummy-Variablen den unterschiedlichen, auf Unternehmensebene aggregierten Kraftwerkstypen – d.h. der beobachtbaren technischen Heterogenität – Rechnung getragen werden. Durch das Einführen der Dummy-Variablen werden ausserdem die Standortbedingungen der Unternehmen implizit grob mitberücksichtigt.⁵⁰

Als funktionale Form für die kontinuierliche Kostenfunktion des parametrischen Modells wurde die von Cobb and Douglas (1928) vorgeschlagene und nach ihnen benannte Kostenfunktion gewählt.⁵¹ Diese Form impliziert eine a priori Annahme bezüglich konstanter Skalenerträge und konstanter Substitutionselastizitäten zwischen den einzelnen Inputs. Zur Sicherstellung einer linearen Homogenität vom Grade 1 betreffend den Preisen wird bezüglich P_L normalisiert. Das zu schätzende ökonometrische Frontiermodell kann nun wie folgt wiedergegeben werden:

$$\begin{aligned} \ln \frac{TK}{P_L} = & \alpha + \beta_Y \ln Y + \beta_{PM} \ln \frac{P_M}{P_L} + \beta_{PE} \ln \frac{P_E}{P_L} + \beta_{PK} \ln \frac{P_K}{P_L} + \beta_L L \\ & + \beta_N \ln N + \beta_t t + \beta_{tt^2} t^2 + \beta_{DHF} D_{HF} + \beta_{DS} D_S + \beta_{DPS} D_{PS} + \alpha_i + \varepsilon_{it} \end{aligned} \quad (5.9)$$

Die Variable α_i setzt sich zusammen aus $\alpha_i = \gamma \bar{x}_i + r_i$, wobei $\bar{x}_i = 1/T_i \cdot \sum_{T_i} x_{it}$ den Mundlak-Term darstellt. Als Referenztechnologie wurde das Niederdruck-Flusswerkunternehmen bestimmt. Das soeben spezifizierte Modell wird nun unter Verwendung der in Abschnitt 5.2 beschriebenen Methoden geschätzt. Diesen Schätzungen liegen die im folgenden Abschnitt beschriebenen Daten zugrunde.

5.3.2 Verwendete Daten

Es wird ein unausgeglichenes Panel von insgesamt 66 Wasserkraftunternehmen für die Zeitperiode der Jahre 2000 bis 2013 betrachtet.⁵² Die Anzahl der im Panel enthaltenen Unternehmen,

⁵⁰ Gemäss Abschnitt 2.3 sind die Niederdruck-Flusswerkunternehmen beispielsweise eher im Mittelland aufzufinden, währenddem insbesondere die Speicherwerk- und Pumpspeicherwerkunternehmen in den alpinen Gebieten angesiedelt sind. Neben technologiebedingten Aspekten kann angenommen werden, dass der Betrieb eines Kraftwerks ceteris paribus in höher gelegenen Gebieten kostenaufwändiger ist. Durch die Mitberücksichtigung der Dummy-Variablen werden den an eher ungünstigen Standorten situierten Unternehmen somit auch bei einem effizienten Betrieb ihrer Kraftwerke potentiell höhere Gestehungskosten zugestanden.

⁵¹ Im Rahmen einer ersten Analyse implementierten wir ebenfalls eine translog funktionale Form. Die mit dieser lokal flexiblen Form erhaltenen Schätzwerte der Kosteneffizienz waren ähnlich zu denjenigen, welche mittels der Cobb-Douglas Funktion berechnet wurden. Aufgrund der Anzahl der verwendeten erklärenden Variablen beobachteten wir bei der translog Spezifikation jedoch ein Multikollinearitätsproblem, welches Probleme bei der Interpretation der Resultate verursachte. Aus diesem Grund haben wir uns zur Anwendung der einfacheren, aber starreren, Cobb-Douglas funktionalen Form entschieden.

⁵² Eine detaillierte Übersicht zu den 60 Unternehmen des ausgeglichenen Panels wurde schon in Abschnitt 2.3 gegeben. Da das unausgeglichene Panel über die Jahre hinweg nur leicht vom ausgeglichenen Panel abweicht (vgl. Tabelle 5-1), können die in Abschnitt 2.3 getätigten Erläuterungen ohne grössere Einschränkungen auch dazu gebraucht werden, um sich einen Überblick über die im unausgeglichenen Datensatz vorhandenen Unternehmen zu verschaffen.

aufgeteilt bezüglich der Typologisierung der Unternehmen gemäss Abschnitt 2.1, wiedergibt Tabelle 5-1.

Tabelle 5-1: Anzahl der Unternehmen, in Abhängigkeit des Jahres und des Unternehmenstyps.

Jahr:	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Typ:														
Niederdruck-Fluss	16	16	16	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Hochdruck-Fluss	22	22	21	21	20	21	21	21	21	21	20	21	21	20
Speicher	19	19	20	20	20	20	19	18	18	18	18	16	17	17
Pumpspeicher	8	8	5	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9	9
Total	65	65	62	65	64	65	64	64	64	64	63	63	64	63

Analog zu den in Kapitel 2 vorgenommenen deskriptiven Auswertungen ist der Kanton Wallis auch hier am stärksten in der Stichprobe vertreten (vgl. Tabelle 5-2). Dies stellt jedoch insofern keine Überraschung dar, als dass der Kanton Wallis der Schweizer Kanton mit der höchsten kumulierten installierten Leistung und der höchsten erwarteten Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft ist (siehe Bild 1-3). Entsprechend den Strukturen der Schweizer Wasserkraftnutzung befindet sich ein Grossteil der in der Stichprobe enthaltenen Wasserkraftwerke in den alpinen Kantonen.

Tabelle 5-2: Technische Charakteristiken des unausgeglichene Panels für das Jahr 2013.

Kanton:	VS	GR	BE	TI	UR	AG	GL, NW, OW	Übrige Kantone	Total
Installierte Leistung (*) [MW]	2955	2049	1087	1135	375	92	475	1497	9665
Erwartete Sommer Erzeugung [GWh]	3830	3404	1443	1248	737	308	243	2698	13911
Erwartete Winter Erzeugung [GWh]	2964	2338	642	1257	398	243	227	2178	10247
Erwartete jährliche Erzeugung [GWh]	6794	5742	2085	2505	1135	551	470	4876	24158
Max. Leistungsaufnahme Pumpen [MW]	361	147	404	172	0	0	178	488	1750
Erw. Sommer Verbrauch der Pumpen [GWh]	46	32	5	2	0	0	10	0	95
Erw. Winter Verbrauch der Pumpen [GWh]	528	118	26	35	0	0	48	23	778
Erwarteter jährlicher Verbrauch [GWh]	574	150	31	37	0	0	58	23	873

(*) Installierte Leistung entspricht der maximal möglichen Leistung ab Generator.

Die im unausgeglichene Datensatz enthaltenen Unternehmen machen im Schnitt über alle 14 Jahre rund 74 Prozent der Brutto-Erzeugung und ca. 63 Prozent der landesweiten Netto-Elektrizitätserzeugung (d.h. Erzeugung exkl. Verbrauch der Speicherpumpen) der Schweizer Wasserkraftwerke aus. Der Datensatz kann somit als durchaus repräsentativ für die Gesamtheit der Schweizer Wasserkraftwerke angesehen werden.

5.3.3 Resultate

Die geschätzten Koeffizienten der Maximum Likelihood Regressionsanalysen werden in Tabelle 5-3 aufgeführt.

Tabelle 5-3: Resultate der ökonometrischen Schätzungen.

Variablen	Modell 1				Modell 2			
	Pitt & Lee + Mundlak				TRE + Mundlak			
	Koeffizienten		Mundlak-Terme		Koeffizienten		Mundlak-Terme	
Elektrizitätserzeugung (β_Y)	0.2128 ***	(0.0365)	0.7117 ***	(0.0436)	0.2364 ***	(0.0353)	0.6918 ***	(0.0356)
Material- & Fremdl.preis (β_{PM})	0.1422	(0.3499)	-2.3888	(4.6842)	0.2127	(0.2819)	-0.8513 *	(0.5056)
Energiepreis (β_{PE})	0.0497 ***	(0.0147)	-0.2314	(0.3505)	0.0376 ***	(0.0133)	-0.0869 ***	(0.0308)
Kapitalpreis (β_{PK})	0.4324 ***	(0.0054)	-0.0299	(0.0473)	0.4160 ***	(0.0055)	-0.0414 ***	(0.0086)
Kapazitätsfaktor (β_L)	-0.0716	(0.1149)	-1.2762 ***	(0.2134)	-0.1226	(0.1066)	-1.0195 ***	(0.1094)
Anzahl Zentralen (β_N)	0.0864 ***	(0.0150)	-0.0514 **	(0.0237)	0.0792 ***	(0.0106)	-0.0511 ***	(0.0109)
Zeittrend (β_T)	-0.0072	(0.0044)			-0.0069 **	(0.0034)		
(β_{it})	0.0006 **	(0.0003)			0.0005 **	(0.0002)		
Dummy Hochdr.-Fluss (β_{DHF})	0.0063	(0.0799)			-0.0564 ***	(0.0120)		
Dummy Speicher (β_{DS})	0.0168	(0.0843)			0.0030	(0.0145)		
Dummy Pumpspeicher (β_{DPS})	0.1133	(0.0861)			0.1022 ***	(0.0166)		
Kostante (α)	-31.403	(36.144)			-17.984 ***	(3.4621)		
Unternehmensspez. Konst. (r_i)					0.1647 ***	(0.0036)		
$\sigma = \sqrt{\sigma_u^2 + \sigma_v^2}$	0.2770 ***	(0.0411)			0.1512 ***	(0.0038)		
$\lambda = \sigma_u / \sigma_v$	2.6315 ***	(0.6532)			2.1415 ***	(0.1687)		
Log Likelihood	636				652			

* p < 0.10, ** p < 0.05, *** p < 0.01 ; Standardfehler in Klammern

Der Wert von $\lambda = \sigma_u / \sigma_v$ tendiert jeweils weder gegen Null noch gegen unendlich und ist statistisch signifikant. Dies bedeutet erstens, dass das Konzept der stochastischen Frontier genutzt werden kann.⁵³ Eine Kostenfunktion – gemäss der mikroökonomischen Theorie – sollte unter anderem die folgenden Eigenschaften aufweisen: Konkav und linear homogen in den Inputpreisen, nicht fallend in den Inputpreisen und im Output. Wie die Ergebnisse zeigen, entsprechen die geschätzten Koeffizienten diesen Anforderungen. Nicht überraschend ist die Elastizität der erzeugten Elektrizität hoch signifikant und weist das erwartete Vorzeichen auf. Die Elastizität der Anzahl der jeweils in Betrieb stehenden Zentralen N ist kleiner eins und statistisch hoch signifikant. Die Stichprobe liefert anhand der geschätzten Modelle somit erste Anzeichen dafür, dass bei der Elektrizitätserzeugung durch Wasserkraft – zumindest bei den Kostenfaktoren – Grössendegres-

⁵³ Falls $\lambda = \sigma_u / \sigma_v \rightarrow 0$ ist im Datensatz asymptotisch keine Kostenineffizienz vorhanden. Alle Wasserkraftunternehmen kämen in diesem Fall auf der Frontier zu liegen. Wenn aber $\lambda = \sigma_u / \sigma_v \rightarrow \infty$, so tendiert das stochastische Rauschen gegen Null, was in einer deterministischen Frontier resultiert.

sionen eine Rolle spielen könnten. Der beim TRE Modell vollständig und beim Pitt und Lee Modell teilweise statistisch signifikante Zeittrend deutet darauf hin, dass die Gesteungskosten über die Jahre hinweg gesenkt werden konnten, jedoch in abnehmendem Masse.

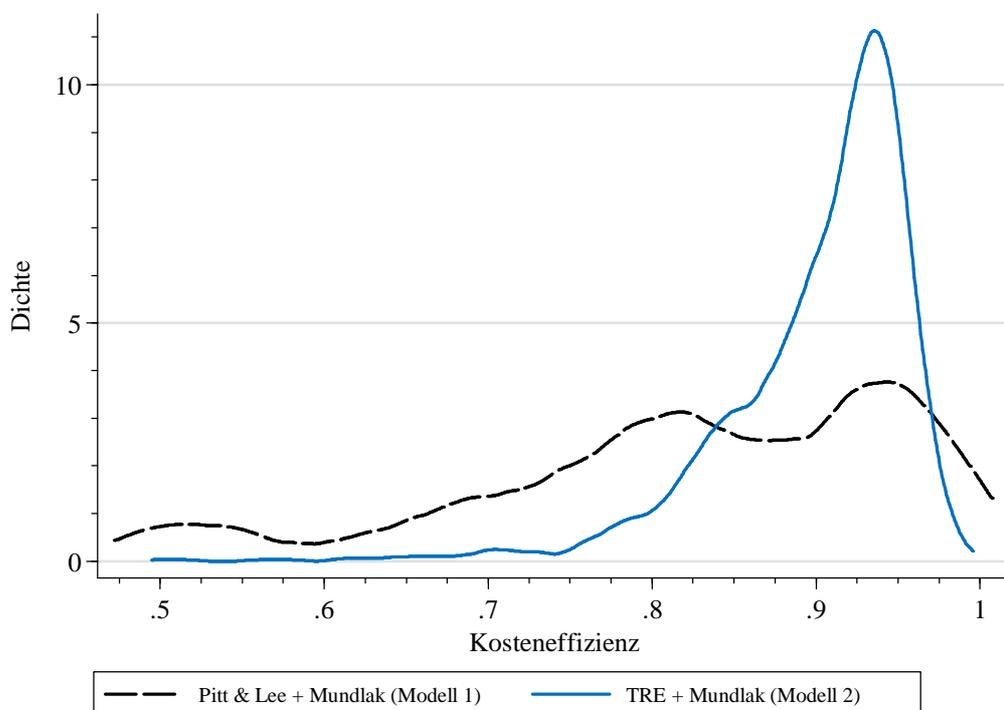


Bild 5-2: Dichtefunktion der Resultate der Kosteneffizienzschtzungen.

Bild 5-2 stellt die Dichtefunktionen der beiden geschätzten Effizienzwerte dar; Tabelle 5-4 wiedergibt die diesbezüglich relevanten Kennzahlen.

Tabelle 5-4: Kosteneffizienzwerte der zwei Modelle, gemittelt über die Jahre 2000 bis 2013.

	Pitt & Lee + Mundlak	TRE + Mundlak
Mittelwert	0.8218	0.9010
Min	0.5019	0.5057
Max	0.9784	0.9850
Std.Abw.	0.1292	0.0573
25% Pc.	0.7470	0.8764
Median	0.8328	0.9177
75% Pc.	0.9323	0.9399

Der Medianwert der geschätzten Kosteneffizienz liegt beim Pitt und Lee Modell um rund 8.5 Prozentpunkte tiefer als beim TRE Modell, dabei eine – im Vergleich zur transienten Ineffizienz – höhere persistente Ineffizienz implizierend. Der Median der Summe aus der transienten und persistenten Ineffizienz beträgt rund 25 Prozent. Die höheren geschätzten Ineffizienzwerte beim

Pitt und Lee Modell können ein Hinweis darauf sein, dass die in der Stichprobe enthaltenen Unternehmen eine hohe zeitinvariante unbeobachtete Heterogenität bezüglich ihrer Totalkosten aufweisen, welche durch die Mundlak-Terme nur teilweise abgefangen werden konnte. Es gilt an dieser Stelle daran zu erinnern, dass beim Pitt und Lee Modell diese unbeobachtete Heterogenität vollumfänglich der Ineffizienz zugeschrieben wird. Dies impliziert, dass hier die effektive Kostenineffizienz womöglich tiefer liegt.

Die Spearman Korrelation zwischen den Effizienzschätzwerten der beiden Modelle beträgt statistisch – zu einem 10 Prozent Niveau – signifikante 6.3 Prozent. Dieser niedrige Wert ist insofern nicht überraschend, als dass die beiden Modelle unterschiedliche Arten der Effizienz messen (vgl. Abschnitt 5.2.1 und 5.2.2). Es scheint, dass falls ein Unternehmen eine hohe persistente Kosteneffizienz aufweist, dies nicht systematisch mit einer ebenfalls erhöhten transienten Effizienz einhergeht. Diese Beobachtung wird in Bild 5-3 bestätigt. Des Weiteren ist bei der Pitt und Lee Spezifikation die Variation der Schätzwerte im Vergleich zum TRE Modell mehr als fünfmal so hoch (vgl. ebenfalls Tabelle 5-4).

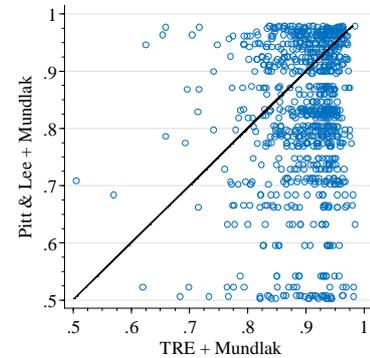


Bild 5-3: Gegenüberstellung der geschätzten Kosteneffizienzwerte.

Tabelle 5-5 zeigt den Verlauf der sich aus einer Summation der persistenten und transienten Schätzwerte ergebenden Kosteneffizienzwerte über die 14 beobachteten Jahre hinweg. Die Schätzwerte wurden dabei in sechs Kategorien eingeteilt. Die erste Kategorie beinhaltet den Mittelwert der geschätzten Effizienzwerte, welche kleiner oder gleich dem 10 Prozent Perzentil sind. Die zweite Kategorie wiedergibt den Durchschnitt der zwischen dem 10 Prozent und 25 Prozent Perzentil liegenden Schätzwerte usw. Es wird ersichtlich, dass sich die beobachteten Kosteneffizienzwerte über die Zeit hinweg kaum ändern. Abgesehen von der niedrigsten Kategorie [0, P10%] lässt sich ebenfalls kein Nachholeffekt bei den in den tiefen Perzentilen gelegenen Unternehmen hin zu einer höheren Kosteneffizienz beobachten.

Tabelle 5-5: Verlauf der Kosteneffizienzwerte über die Jahre hinweg.

Jahr	Mittlere Kosteneffizienzwerte Pitt & Lee Modell + TRE Modell					
	[0, P10%]	(P10%, P25%]	(P25%, P50%]	(P50%, P75%]	(P75%, P90%]	(P90%, 1]
2000	0.4119	0.6138	0.7148	0.7846	0.8600	0.9230
2001	0.4078	0.6239	0.7240	0.7951	0.8636	0.9185
2002	0.4165	0.6040	0.7087	0.8003	0.8615	0.9020
2003	0.3792	0.5816	0.6925	0.7880	0.8602	0.9022
2004	0.3259	0.5560	0.6928	0.7808	0.8508	0.9054
2005	0.4542	0.6270	0.7048	0.7918	0.8758	0.9227
2006	0.4086	0.6041	0.7085	0.7938	0.8609	0.9080
2007	0.4240	0.5940	0.7256	0.8134	0.8869	0.9153
2008	0.4296	0.6130	0.7209	0.8139	0.8821	0.9176
2009	0.4097	0.5835	0.6926	0.7818	0.8505	0.8934
2010	0.4435	0.6015	0.7061	0.7813	0.8650	0.9159
2011	0.4340	0.5811	0.6873	0.7738	0.8526	0.9105
2012	0.4495	0.5854	0.6892	0.7755	0.8533	0.9036
2013	0.4685	0.5991	0.6994	0.7910	0.8697	0.8995

Fazit:

Die Ergebnisse der Kosteneffizienzschtzung zeigen, dass ein im Vergleich zur transienten Kostenineffizienz höheres Mass an persistenter Ineffizienz vorliegt. Im Rahmen des sich ändernden Marktumfeldes könnten die Wasserkraftunternehmen daher Mühe bekunden, flexibel und schnell ihre Produktionsstrukturen hin zu einer erhöhten Kosteneffizienz umzustellen. Die innerhalb der Stichprobe beobachteten Kosteneffizienzwerte ändern sich über die Zeit hinweg kaum. Es lässt sich ebenfalls kaum ein Nachholeffekt bei den in den tiefen Perzentilen gelegenen Unternehmen hin zu einer höheren Kosteneffizienz beobachten. Gegeben die Stichprobe sowie die Natur der angewendeten Modelle zur Effizienzschätzung scheint sich somit unter Erwartung der Liberalisierung des Strommarkts sowie unter dem – wenn im Vergleich zur Lebensdauer eines Wasserkraftwerks auch sehr kurzfristig gestiegenen – Margendruck vorerst kein klarer Trend hin zu höheren Kosteneffizienzen abzuzeichnen. Allgemein scheinen die Produktionsstrukturen der Wasserkraftunternehmen bezüglich der Kosten jedoch relativ effizient zu sein.

6 Fazit

Die in der Studie erhaltenen Ergebnisse lassen folgende Schlussfolgerungen zu:

1. Die Gesteungskosten weisen zwischen den einzelnen Unternehmenstypen als auch zwischen den Unternehmen selbst teilweise erhebliche Unterschiede auf. Niederdruck-Flusswerkunternehmen können ihre Elektrizität zu den tiefsten durchschnittlichen Gesteungskosten erzeugen. Allen Unternehmen gemein ist der beträchtliche Einfluss der Wasserzinsen und Kapitalkosten auf die durchschnittlichen Gesteungskosten.
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 Gesteungskosten 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 Gesteungskosten senken konnten, sind diese in den jüngeren Jahren aufgrund gestiegener Wasserzinsabgaben und einem – vor allem bei den Pumpspeicherwerkunternehmen – erhöhten Finanz- und Amortisationsaufwand wieder angestiegen.
5. Die approximative Korrektur hin zu einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung ergibt im Schnitt über alle Jahre hinweg für die Hochdruck-Fluss- und Speicherwerkunternehmen und insbesondere für die Pumpspeicherwerkunternehmen höhere Gesteungskosten.
6. Der zur Beurteilung der kurzfristigen Wettbewerbsfähigkeit vorgenommene Abgleich der Gesteungskosten 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. 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 Unternehmens-typen sind von der sich ändernden Marktsituation in unterschiedlichem Masse betroffen. Insbesondere die Pumpspeicherwerkunternehmen dürften infolge ihrer vergleichsweise hohen Geste-hungskosten und des abnehmenden Spreads zunehmend Mühe bekunden, ihre Elektrizität gewinnbringend abzusetzen. Die Analyse anhand approximierter kalkulatorischer Kosten – basierend auf einem WACC von 4.5 Prozent – zeigt eine ähnliche Entwicklung, wenngleich sich hier die Situation infolge der durchschnittlich erhöhten Geste-hungskosten etwas verschärft. Generell weisen die Unternehmen auf der rechten Seite der Merit Order eine vergleichsweise tiefe Eigenkapitalrendite auf.

7. Die Ergebnisse der Kosteneffizienzschätzung zeigen, dass ein im Vergleich zur transienten Kostenineffizienz höheres Mass an persistenter Ineffizienz vorliegt. Ein, wenn auch mässiges, Kosteneinsparungspotential ist gegeben, aufgrund der Langfristigkeit der Investitionen und des gleichzeitig hohen Fixkostenanteils an den Geste-hungskosten aber nicht einfach zu realisieren.

Die vorliegenden Analysen zeigen, dass sowohl die Kostenstrukturen als auch die Geste-hungskosten 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. In Anbetracht dessen, dass einerseits eine vollständige Internalisierung der externen Kosten (z.B. derzeitige tiefe Kosten für CO₂-Zertifikate) auf dem europäischen Elektrizitätsmarkt noch nicht gegeben ist und andererseits dieser Markt aufgrund staatlicher Subventionsmechanismen einige Verzerrungen aufweist, kann eine staatliche Intervention zugunsten der Wasserkraft gerechtfertigt sein.

Literaturverzeichnis

- Aigner, Dennis; C. A. Knox Lovell und Peter Schmidt. 1977.** Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. *Journal of Econometrics*, 6(1), 21-37.
- Balmer, Markus; Dominik Möst und Daniel Spreng. 2006.** *Schweizer Wasserkraftwerke im Wettbewerb: Eine Analyse im Rahmen des europäischen Elektrizitätsversorgungssystem.* Zürich: 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: 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.
- Battese, G. E. und G. S. Corra. 1977.** Estimation of a Production Frontier Model: With Application to the Pastoral Zone of Eastern Australia. *Australian Journal of Agricultural Economics*, 21(3), 169-79.
- BAW. 1979.** Bericht der kleinen Arbeitsgruppe "Vereinfachung Wasserzinserhebung". Bern: Bundesamt für Wasserwirtschaft (BAW).
- BFE. 2000.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2000. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2001.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2001. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2002.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2002. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2003.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2003. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2004.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2004. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2005.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2005. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).

- _____. **2006.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2006. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2007a.** Die Energieperspektiven 2035 - Band 2 Szenarien I bis IV. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2007b.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2007. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2008.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2008. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2009.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2009. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2010a.** Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2009. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2010b.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2010. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2011a.** Faktenblatt - Energieperspektiven 2050 Analyse der Stromangebotsvarianten des Bundesrates. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2011b.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2011. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2012.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2012. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2013a.** Energieperspektiven 2050 - Zusammenfassung. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2013b.** Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2013. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2014a.** Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Art. 13 Abs. 3 Bst. b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2015. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2014b.** Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2013. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- _____. **2014c.** Wasserkraftanlagen in der Schweiz - Entwicklung der Leistung und der mittleren Produktionserwartung. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- Bundesrat. 2013.** Botschaft zum ersten Massnahmepaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative "Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)". Bern: Schweizer Parlament.
- Cobb, Charles W. und Paul H. Douglas. 1928.** A Theory of Production. *The American Economic Review*, 18(1), 139-65.
- Farsi, Mehdi und Massimo Filippini. 2009.** Efficiency measurement in the electricity and gas distribution sectors, L. C. Hunt und J. Evans (ed.), *International Handbook on the Economics of Energy*. Cheltenham, UK: Edward Elgar Publishing, Inc.

- Farsi, Mehdi; Massimo Filippini und William Greene. 2005.** Efficiency measurement in network industries: application to the Swiss railway companies. *Journal of Regulatory Economics*, 28(1), 69-90.
- Filippini, Massimo; Silvia Banfi; Cornelia Luchsinger und Jörg Wild. 2001.** Perspektiven für die Wasserkraft in der Schweiz - Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bundesamtes für Wasser und Geologie und der Interessensgruppe Wasserkraft. Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- Filippini, Massimo und William H. Greene. 2014.** Persistent and Transient Productive Inefficiency: A Maximum Simulated Likelihood Approach. Center of Economic Research at ETH Zurich Working Paper No. 14/197. Zürich: CER-ETH.
- Friedli, Thomas. 2010.** *Managementguide für Schweizer Energieversorgungsunternehmen (EVU) Herausforderungen des Strommarktwandels richtig begegnen.* Bern, Stuttgart, Wien: Haupt.
- Geissmann, Thomas. 2014.** Die Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2000 – 2009: Gestehungskosten und Kosteneffizienz, CEPE Report Nr. 11. Zürich: Center for Energy Policy and Economics (CEPE), ETH Zürich.
- Greene, William H. 2005.** Reconsidering heterogeneity in panel data estimators of the stochastic frontier model. *Journal of Econometrics*, 126(2), 269-303.
- _____. 2008. The econometric approach to efficiency analysis, H. O. Fried, C. A. K. Lovell und S. S. Schmidt (ed.), *The measurement of productive efficiency and productivity growth.* New York: Oxford University Press.
- Jondrow, James; C. A. Knox Lovell; Ivan S. Materov und Peter Schmidt. 1982.** On the estimation of technical inefficiency in the stochastic frontier production function model. *Journal of Econometrics*, 19(2-3), 233-38.
- Kumbhakar, Subal und C. A. Knox Lovell. 2000.** *Stochastic frontier analysis.* New York: Cambridge University Press.
- Luchsinger, Cornelia. 2006.** Abschöpfung der Ressourcenrente in der Schweizer Wasserkraftproduktion - Eine empirische Untersuchung über die Wasserzinse, Zürich: ETH Zürich.
- Meeusen, Wim und Julien van Den Broeck. 1977.** Efficiency Estimation from Cobb-Douglas Production Functions with Composed Error. *International Economic Review*, 18(2), 435-44.
- Mundlak, Yair. 1978.** On the Pooling of Time Series and Cross Section Data. *Econometrica*, 46(1), 69-85.
- Pfister, Claudio und Karin Christensen. 2009.** Finanzielle Belastung 2007 der Schweizer Elektrizität durch öffentliche Gemeinwesen, im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) und des Verbandes Schweizerische Elektrizitätsunternehmen (VSE). Aarau: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE).

- Pitt, Mark M. und Lung-Fei Lee. 1981.** The measurement and sources of technical inefficiency in the Indonesian weaving industry. *Journal of Development Economics*, 9(1), 43-64.
- 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: Bundesamt für Wasser und Geologie (BWG).
- SKG. 2005.** Kraftwerkbesteuerung gekündet. Standeskanzlei des Kantons Graubünden (SKG). [Online] 04.10.2005. [Datum des Zugriffs] 15.07.2014. [Abgerufen von] http://www.gr.ch/DE/Medien/Mitteilungen/MMStaka/2005/Seiten/DE_16544_i.aspx.
- SNB. 2014.** Statistisches Monatsheft Juni 2014. Zürich: Schweizerische Nationalbank (SNB).
- VSE. 2009a.** Leitfaden zu Preisstrukturen im geöffneten Strommarkt. Aarau: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE).
- _____. **2009b.** Marktmodell für die elektrische Energie - Schweiz. Aarau: Verband Schweizerische Elektrizitätsunternehmen (VSE).
- _____. **2010.** Ermittlung des Marktpreises gem. Art. 4 StromVV. Aarau: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE).
- Wenzel, Bernd. 2007.** Ermittlung des Stromhandelspreises im Schweizer Strommarkt, Untersuchung im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE). Ittigen: Bundesamt für Energie (BFE).
- Wild, Jörg. 2001.** *Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung: Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz*. Zürich: 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 2013. Die Verwendung der durchschnittlichen Elektrizitätserzeugung anstelle der jährlichen Erzeugungswerte soll den Einfluss von Produktionsschwankungen auf die mehrheitlich fixen Gestehungskosten pro kWh reduzieren, was eine aussagekräftigere Analyse des Verlaufs der Gestehungskosten erlaubt. Die Kostenverläufe in Bild 3-3 sowie Bild 3-15 bis Bild 3-18 wurden auf dieser Annahme basierend berechnet. Es soll nun gezeigt werden, wie sich die Kostenverläufe pro kWh der soeben erwähnten Abbildungen ändern würden, falls die Kosten nicht durch die mittlere Produktion der Jahre 2000 bis 2013, 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 2013 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. Diese Erkenntnis bestätigt sich, wenn die einzelnen Unternehmenstypen separat untersucht werden (vgl. Bild A-2 bis Bild A-5).

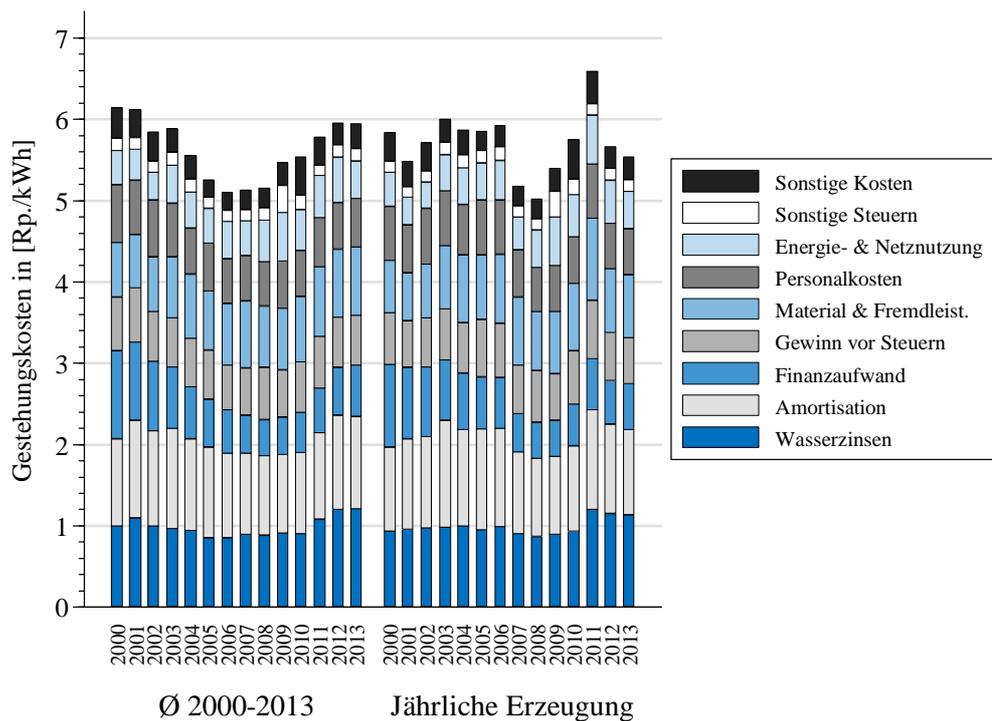


Bild A-1: Vergleich der pagatorischen Gestehungskosten aller Unternehmen zusammengefasst unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

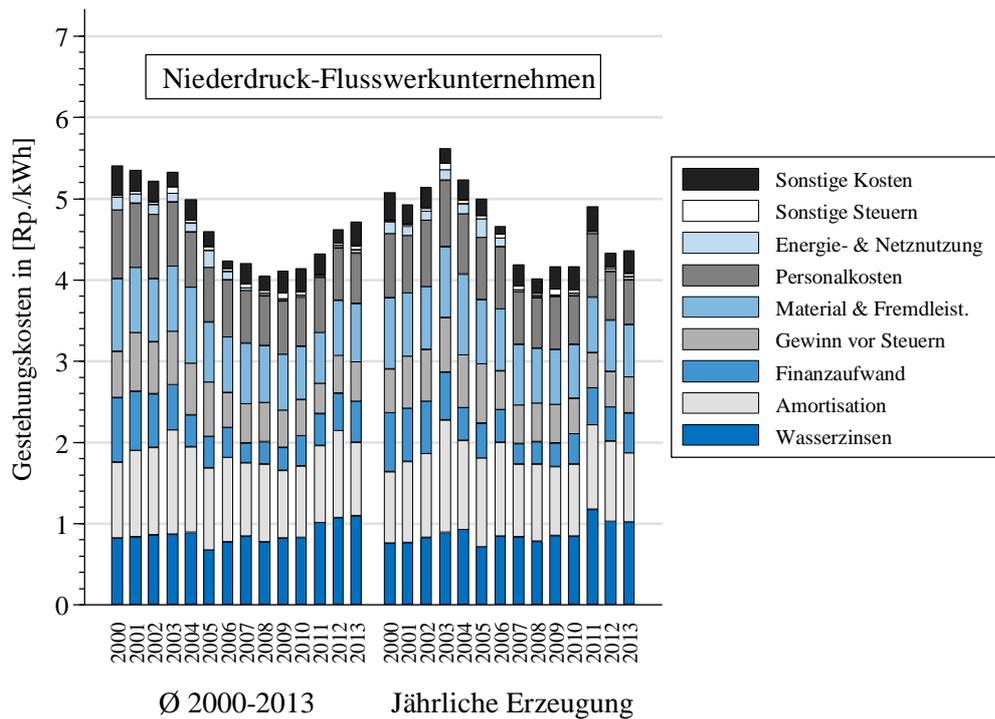


Bild A-2: Vergleich der pagatorischen Gestehungskosten der Niederdruck-Flusswerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

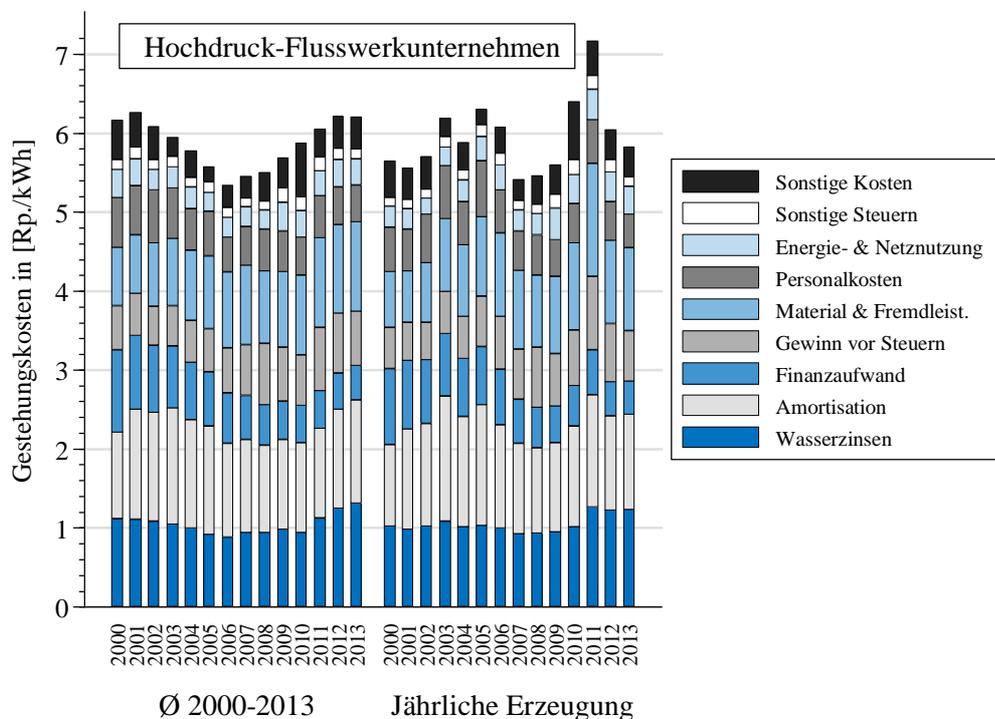


Bild A-3: Vergleich der pagatorischen Gestehungskosten der Hochdruck-Flusswerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

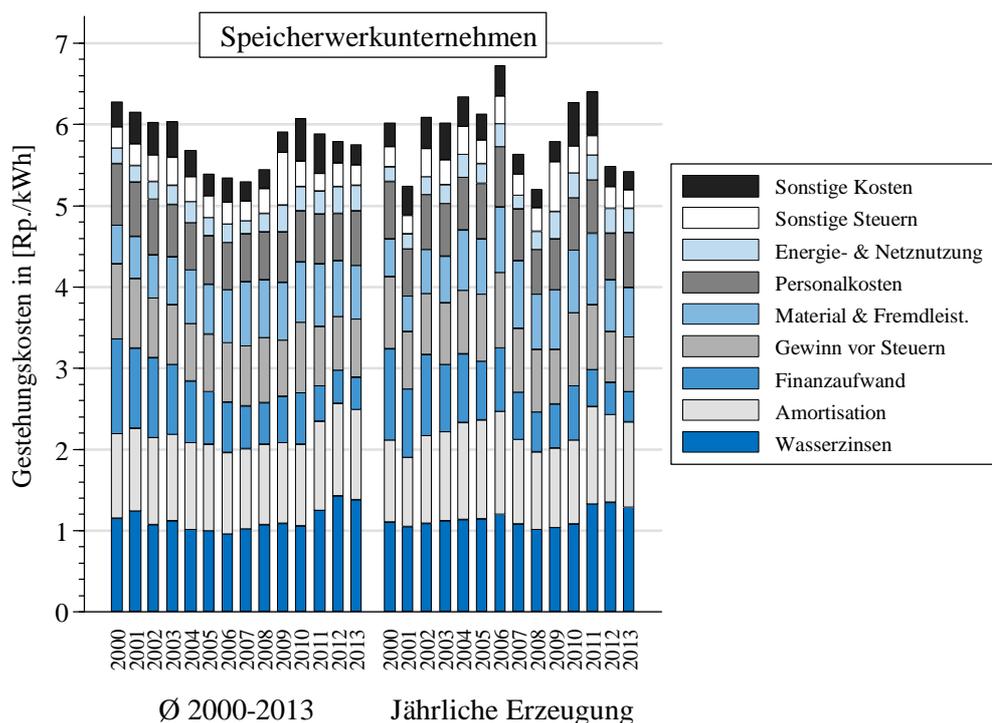


Bild A-4: Vergleich der pagatorischen Gesteuerungskosten der Speicherwerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion (inflationbereinigt auf Basis 2013).

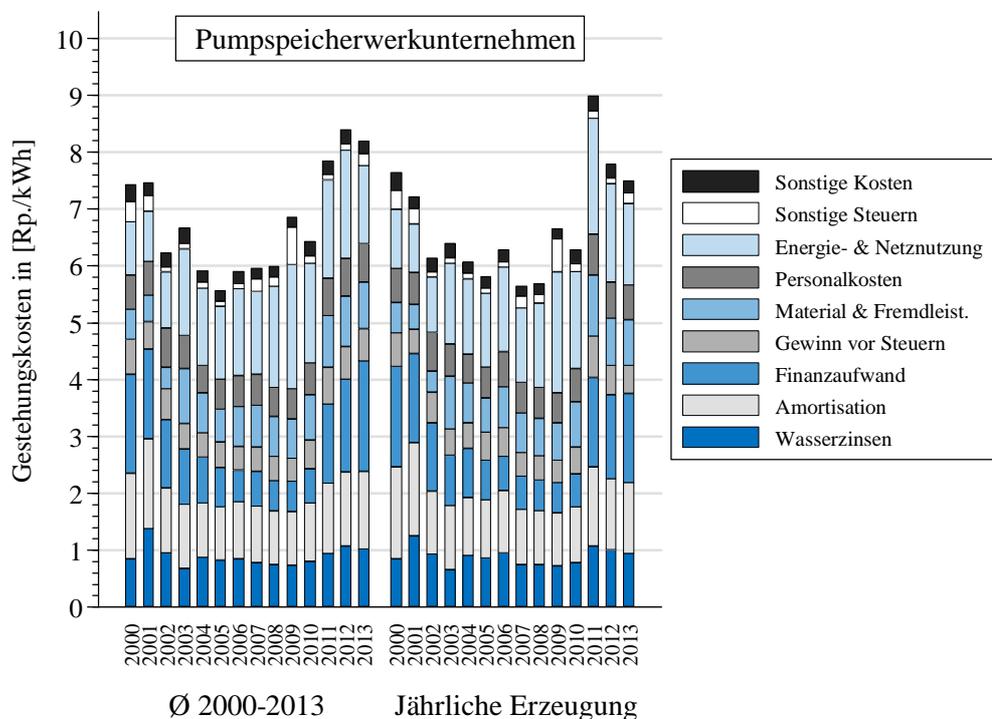


Bild A-5: Vergleich der pagatorischen Gesteuerungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen unter der Verwendung einer gemittelten und nicht gemittelten Produktion (inflationbereinigt auf Basis 2013).

A.2 Pseudo Merit Order der Unternehmenstypen

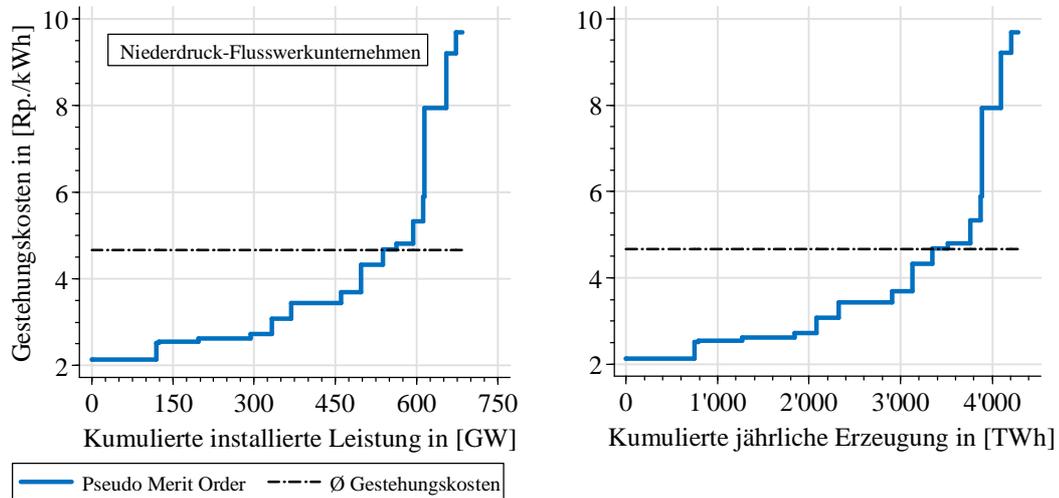


Bild A-6: Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Niedrdruck-Flusswerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013 (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

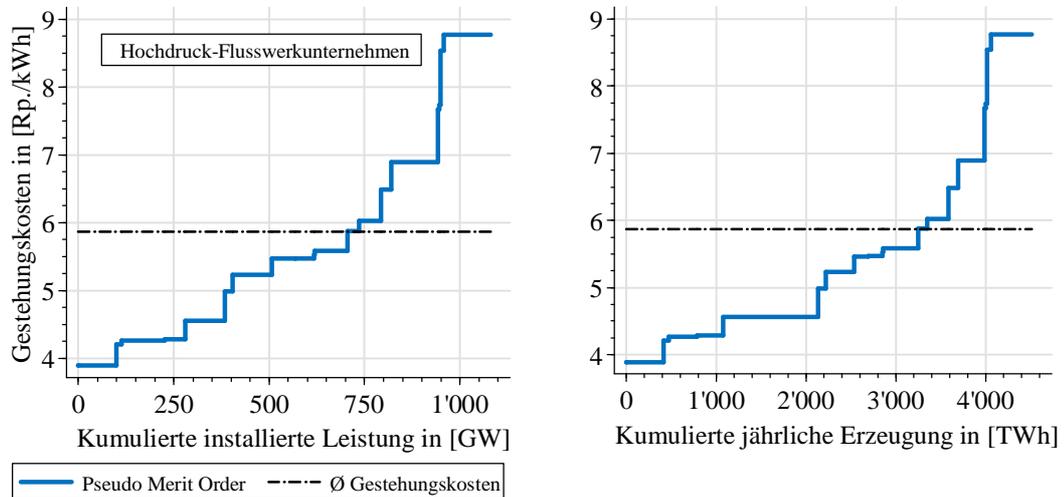


Bild A-7: Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Hochdruck-Flusswerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013 (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

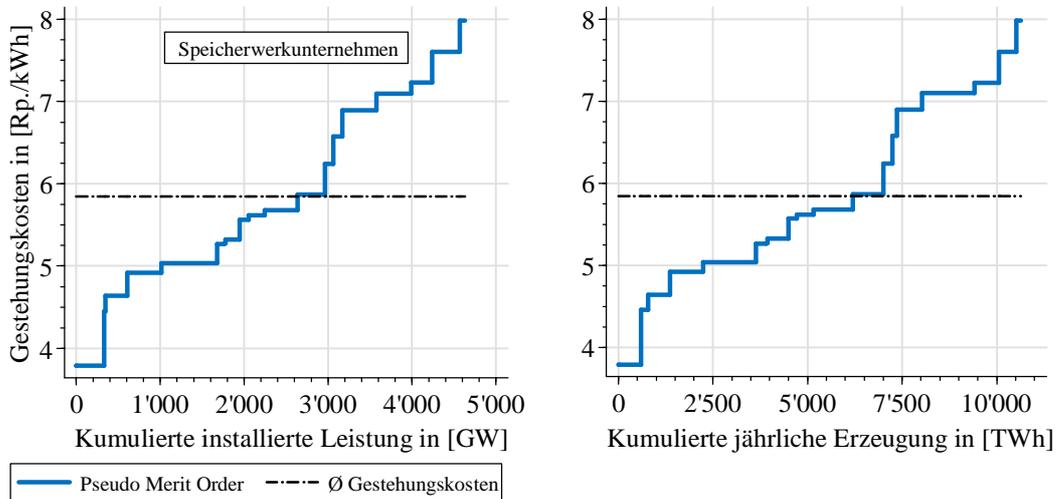


Bild A-8: Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Speicherwerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013 (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

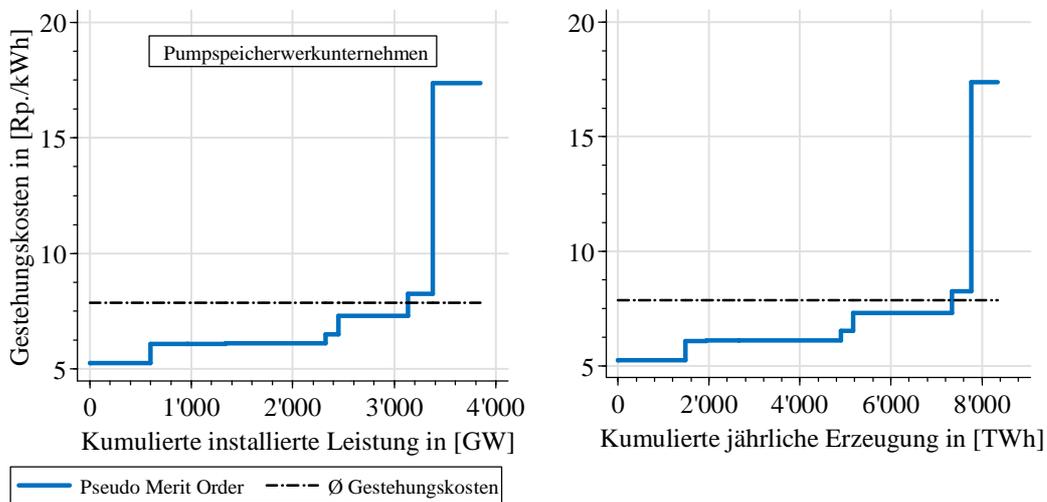


Bild A-9: Pseudo Merit Order der pagatorischen Gestehungskosten der Pumpspeicherwerkunternehmen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2013 (inflationsbereinigt auf Basis 2013).

A.3 Spotmarkt- und Vertragsenergiepreise

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

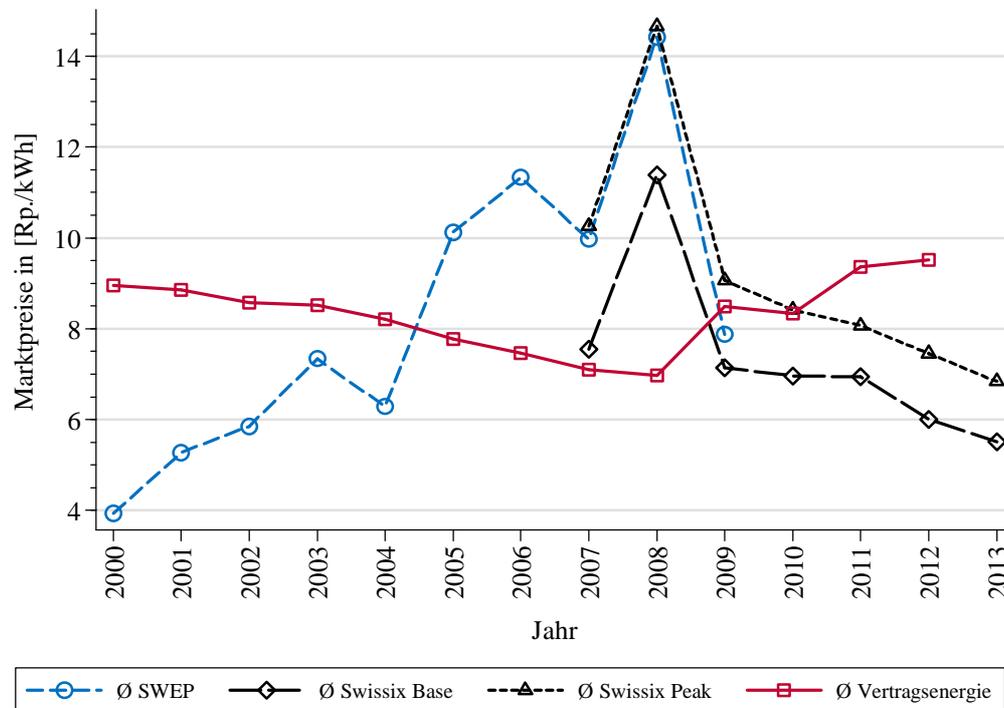


Bild A-10: Verläufe der Marktpreise, reale Werte bezüglich des Referenzjahres 2013.

Für die Jahre vor 2007 wird der SWEP anstelle des Swissix als Spotmarktpreis verwendet. Wie Bild A-11 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 es ist anzunehmen, wie in Wenzel (2007) beschrieben wird, dass dieselben Schweizer sowie deutschen Unternehmen, welche am SWEP teilnahmen, ebenfalls an der EPEX Handel betreiben.

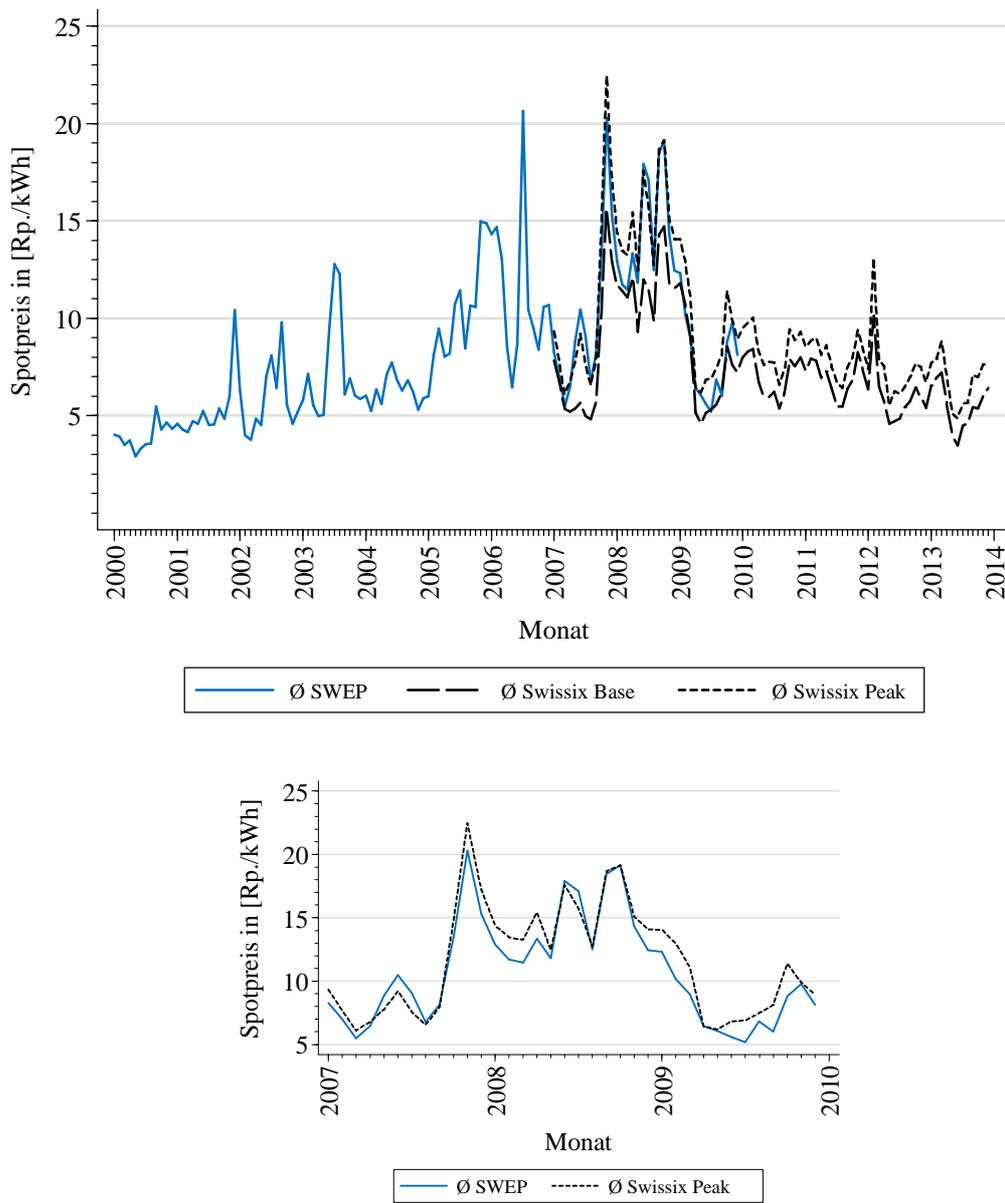


Bild A-11: SWEP-, Swissix Base- und Peak-Preise, nominale monatliche Werte für die Jahre 2000 bis 2014.