

Arbeitsgemeinschaft Alpenländer,
Forum für alpine Wasserwirtschaft in Europa

Ressourcenrente bei der Elektrizitätsgewinnung aus Wasserkraft im Alpenraum

Schlussbericht

Dezember 2013

Erarbeitet durch

econcept AG, Gerechtigkeitsgasse 20, CH-8002 Zürich
www.econcept.ch / + 41 44 286 75 75

Autoren/innen

Walter Ott, lic. oec. publ., dipl. El. Ing. ETH, Raumplaner ETH/NDS
Stefan von Grünigen, MA UZH in Wirtschaftswissenschaften
Barbara Wegmann, MA / MSc in Sustainable Development
Daniel Montanari, MA UZH in Wirtschaftswissenschaften

Freigegeben durch den Steuerungsausschuss des Forum für alpine Wasserwirtschaft in Europa

Dateiname: econcept_studie_ressourcenrente_final.docx Speicherdatum: 4. Dezember 2013

Inhalt

	Danksagung	i
	Management Summary	ii
1	Einleitung	1
1.1	Ausgangslage	1
1.2	Konkretisierung der Fragestellungen	4
1.3	Aufbau des Berichtes und Methodik	4
1.3.1	Aufbau des Dokumentes	4
1.3.2	Methodik und Datenbeschaffung	5
2	Ressourcenrente im Bereich der Wasserkraftnutzung	7
2.1	Institutionelle Rahmenbedingungen	7
2.1.1	Rahmenbedingungen in der Schweiz	7
2.1.2	Rahmenbedingungen in Österreich	10
2.1.3	Rahmenbedingungen in Deutschland	10
2.1.4	Rahmenbedingungen in Italien	11
2.2	Konzept der Ressourcenrente	13
2.2.1	Ökonomische Begründung der Ressourcenrente	13
2.2.2	Abschöpfung der Ressourcenrente	15
2.2.3	Bedeutung der Ressourcenrentenabschöpfung für die Verleihungsberechtigten	15
2.2.4	Finanzielle Belastung für die Kraftwerksbetreibenden	16
2.3	Ermittlung der Ressourcenrente	18
2.3.1	Berechnung der Ressourcenrente	18
2.3.2	Bestimmungsfaktoren des Wertes der Ressource Wasserkraft	19
2.3.3	Herausforderungen bei der Ermittlung der Ressourcenrente	20
3	Identifizierung und Quantifizierung der Faktoren, welche die Ressourcenrente bestimmen	24
3.1	Datengrundlagen	24
3.2	Studien zu Ressourcenrenten in der Schweiz	25
3.3	Gestehungskosten der Stromproduktion	26
3.3.1	Gestehungskosten heute	27
3.3.2	Entwicklung der Gestehungskosten	30
3.4	Erlöse aus der Stromproduktion	32
3.4.1	Modellierung der heutigen Erlöse	32
3.4.2	Entwicklung der Erlöse aus der Stromproduktion	36
3.4.3	Ökostrom	39
3.5	Ressourcenrente	40

3.5.1	Quantitative Abschätzung der Ressourcenrente	40
3.5.2	Einflussfaktoren auf die Ressourcenrente	41
3.5.3	Mögliche Entwicklung der Ressourcenrente in der Zukunft	42
3.5.4	Einordnung der Resultate	43
4	Allokation der Ressourcenrente	45
4.1	Abschöpfungsmechanismen	45
4.1.1	Ex-ante Mechanismen	46
4.1.2	Ex-post Mechanismen	46
4.2	Analyse und Bewertung der Abschöpfungsmechanismen	49
4.2.1	Kriterien für die Multikriterienanalyse	49
4.2.2	Bewertung der Abschöpfungsmechanismen	51
5	Schlussbemerkungen	57
	Anhang	59
A-1	Ressourcenrente bei der Wasserkraftnutzung	59
A-2	Exkurs: Schätzung der Kosten-Effizienz der Kraftwerke	62
	Literatur	65

Danksagung

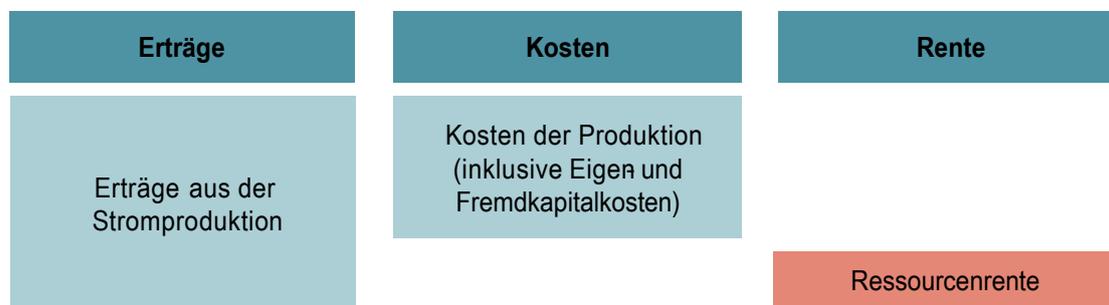
An dieser Stelle möchten wir uns ganz herzlich bei allen Personen bedanken, die uns für die vorliegende Studie wertvolle Informationen geliefert haben. Einen besonderen Dank geht an Thomas Geissmann (ETH Zürich), der uns bei der Durchführung der Studie mit hilfreichen Daten und Rückmeldungen unterstützt hat.

Management Summary

Im Jahr 2010 hat die Arge Alp das Projekt «Forum für alpine Wasserwirtschaft in Europa» beschlossen. Das Forum hat econcept als unabhängiges Forschungsinstitut mit dem Verfassen einer Studie beauftragt, die untersucht, wie die Ressourcenrente bei der künftigen Produktion von Hydroelektrizität durch Speicher-, Pumpspeicher- und Laufwasserkraftwerken festgestellt werden kann. Darüber hinaus wird im Rahmen der Studie eine approximative Abschätzung der Ressourcenrente pro kWh durchgeführt. Die vorliegende Studie soll aufzeigen, welche Strategien im Spannungsfeld zwischen ökonomischer Effizienz und institutioneller Realisierbarkeit für die Länder der Arge Alp am geeignetsten sind, um die betroffenen regionalen Gemeinwesen im alpinen Raum angemessen am Gewinn aus der Nutzung der Wasserkraft durch die künftig neu erstellten Wasserkraftwerke zu beteiligen. Im Hinblick auf die teilweise noch bedeutenden Ausbaupotentiale im Bereich der Wasserkraft in den alpinen Gebieten ist diese Fragestellung für die betroffenen alpinen Regionen von grosser wirtschaftlicher Relevanz.

Was ist die Ressourcenrente?

Die Ressourcenrente entspricht der Differenz zwischen den Erträgen eines Gutes, welches mit natürlichen Ressourcen produziert wird und der Summe der Kosten, welche bei der Umwandlung der natürlichen Ressource anfallen. Dabei enthalten die Kosten auch eine angemessene Entschädigung für die Eigenkapitalgeber.



econcept

Figur 1: Vereinfachte Darstellung der Ressourcenrente als Differenz zwischen Erträgen und Kosten.

Wie lässt sich die Ressourcenrente ermitteln?

Um die Ressourcenrente zu ermitteln, müssen die Gestehungskosten der Stromproduktion und die mit der Stromproduktion erzielbaren Erträge bekannt sein. Da die Erträge und Kosten standort- und kraftwerkspezifisch sind, muss die Ressourcenrente im Prinzip für **jedes Wasserkraftwerk einzeln** ermittelt werden. Dies erfordert detaillierte, zuverlässige und unstrittige Informationen zu den Erträgen und Kosten der einzelnen Wasserkraftwerke. Diese Informationen sind zurzeit in den untersuchten Ländern (Deutschland, Schweiz, Österreich, Italien) nicht öffentlich verfügbar, sondern sind bestenfalls interne Betriebsdaten der Kraftwerksbetreibergesellschaften, vorausgesetzt dass die Daten betriebsintern überhaupt vorliegen. Die Ermittlung der Ressourcenrente würde deshalb Regulierungen zur Aufbereitung und Offenlegung dieser Angaben erfordern. Zusätzlich sind branchenspezifische Standards hinsichtlich der Kosteneffizienz und der Rechnungslegung anzu-

denken, um eine Manipulation der ausgewiesenen Ressourcenrente zu erschweren. Erste Erfahrungen hierzu wurden im Bereich der Stromnetze bereits gemacht. Es zeigt sich aber, dass die präzise Zuordnung von Kosten und Erträgen auf einzelne Kraftwerke eine grosse Herausforderung darstellt. Der Kern des Problems liegt darin, dass die Ressourcenrente wesentlich vom Produktionsstandort abhängig ist und deshalb standortspezifisch ermittelt werden muss. Die Unternehmen der Branche sind heute jedoch oft auf einer höheren Aggregationsebene organisiert, was aufwändige, intransparente und teilweise praxisfremde unternehmensinterne Abgrenzungen bei der Ermittlung der Ressourcenrente zur Folge hat.

Wie kann die zukünftige Ressourcenrente approximativ quantifiziert werden?

Selbst die approximative Quantifizierung von Kosten und Erträgen ist eine beträchtliche Herausforderung. Um die notwendigen Daten zu erhalten, wurden verschiedene staatliche Stellen in den untersuchten Ländern (Österreich, Deutschland, Schweiz, Italien) angefragt. Trotz intensiver Bemühungen, Daten zur Kosten- und Ertragssituation der Kraftwerke zu beschaffen, zeigte sich jedoch, dass diese in keinem der untersuchten Länder umfassend verfügbar sind oder verfügbar gemacht werden können. Die beste Datenlage liegt in der Schweiz vor, wo aus der Analyse von öffentlich verfügbaren Geschäftsberichten in verschiedenen wissenschaftlichen Arbeiten Informationen zu rund 60 Wasserkraftwerken vorliegen. Deshalb wurden im Rahmen dieser Studie die Gestehungskosten in Österreich, Deutschland und Italien aus den vorliegenden schweizerischen Daten abgeleitet. Dabei wurden verschiedene länderspezifische Umrechnungs- bzw. Anpassungsfaktoren verwendet, wie beispielsweise die Steuerbelastung der Unternehmen, die Eigenkapitalkosten, die Strompreise, das Lohnniveau, die Fremdkapitalkosten, sowie die Kosten für den Kraftwerksbau. Für die Ertragsseite orientiert sich die Studie an den Spot-Preisen der europäischen Energiebörsen, wobei typische Produktionsszenarien für die unterschiedlichen Typen von Wasserkraftwerken modelliert wurden.

Aus den so geschätzten Kosten und Erträgen wurden pro Kraftwerkstyp und Land Größenordnungen der Ressourcenrente ermittelt. Diese Werte stellen eine Annäherung und Momentaufnahme der realen Werte dar, basierend auf den verfügbaren Angaben. Bei der Interpretation der Resultate ist zu beachten, dass insbesondere die Erträge starken jährlichen Schwankungen unterliegen und dass die Aggregation der Kosten pro Kraftwerkstyp eine wesentliche Vereinfachung der tatsächlichen Gegebenheiten darstellt. Vor einer allfälligen konkreten Umsetzung einer teilweisen Abschöpfung der Ressourcenrente muss unbedingt eine robustere länderspezifische Datenbasis geschaffen werden, um die im Rahmen dieser Studie ermittelten Werte validieren zu können.

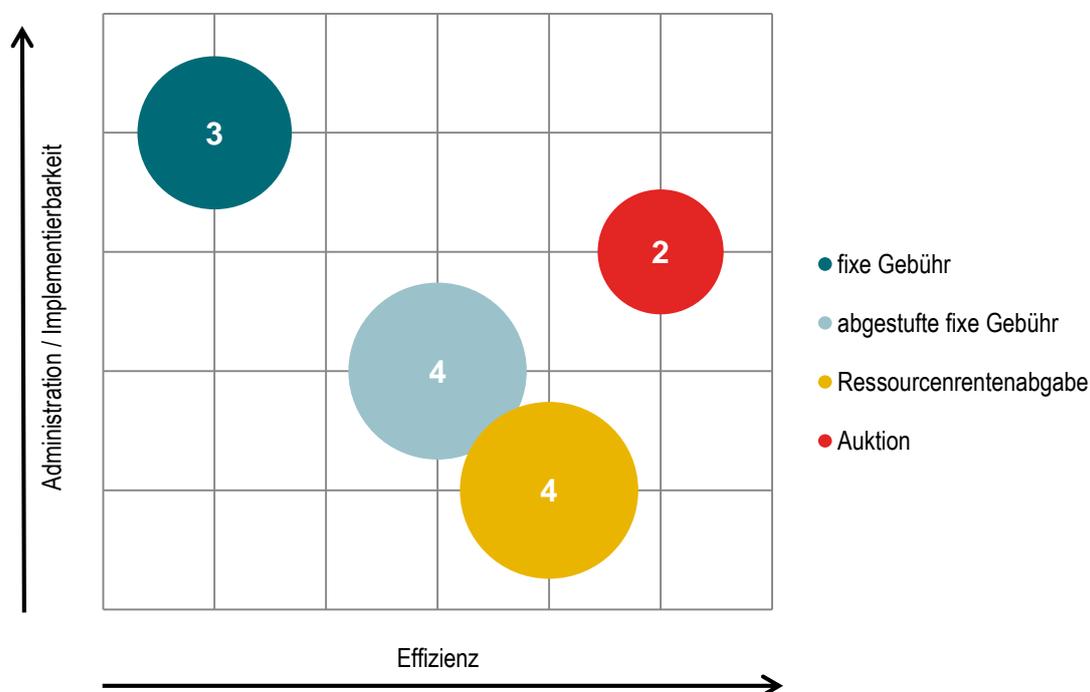
[ct / kWh]	Schweiz	Österreich	Italien	Deutschland
Niederdruck Laufwasser	1.7 – 2.0	1.7 – 2.3	3.7 – 4.4	1.9 – 2.5
Hochdruck Laufwasser	1.2 – 1.5	1.2 – 1.7	3.1 – 3.8	1.4 – 1.9
Speicher	1.6 – 1.8	1.4 – 2.0	3.4 – 4.1	1.6 – 2.1
Pumpspeicher	1.0	0.5 – 1.1	2.4 – 3.1	0.9 – 1.4

Tabelle 1: Approximativ hergeleitete Ressourcenrente in ct/kWh als Differenz der Kosten und Erträge von unterschiedlichen Kraftwerkstypen in den vier untersuchten Ländern für die Jahre 2010 und 2011. Quelle: Eigene Berechnungen, Werte auf eine Stelle nach dem Komma gerundet.

Um Aussagen für die Zukunft, resp. für neu zu konzessionierende Wasserkraftwerke machen zu können, werden in der vorliegenden Studie die möglichen Entwicklung der Gestehungskosten und der Erträge der Stromproduktion aus Wasserkraft analysiert. Aus diesen Betrachtungen kann geschlossen werden, dass die Ressourcenrente in Zukunft tendenziell in etwa konstant bleiben dürfte. Dabei gilt es zu beachten, dass die zukünftige Entwicklung von vielen unterschiedlichen politischen und technischen Faktoren abhängig ist, deren genaues Ausmass mit grosser Unsicherheit behaftet ist.

Wie lässt sich ein Teil der Ressourcenrente am besten abschöpfen?

In der vorliegenden Studie werden vier Abschöpfungsmechanismen anhand einer Multi-kriterienanalyse bewertet. Dabei werden folgende Bereiche berücksichtigt: «Realisierung Potenzial Wasserkraft», «Ökonomische Effizienz» sowie «Administrative Kriterien / Implementierbarkeit». Das Resultat dieser Analyse ist in der folgenden Figur dargestellt.



Figur 2: Graphische Darstellung der Multikriterienanalyse. Berücksichtigt wurden Kriterien bezüglich der Administration (y-Achse), der ökonomischen Effizienz (x-Achse) sowie der Wirkung auf die Ausschöpfung des Potenzials Wasserkraft (Grösse der Fläche resp. Zahl in der Fläche).

Aus der Multikriterienanalyse folgt, dass die Ressourcenrentenabgabe und die Auktion eine hohe, die fixe Gebühr eine eher tiefe Effizienz aufweisen. Die Administration / Implementierbarkeit wird jedoch bei der fixen Gebühr wesentlich besser beurteilt. Die Auktion ist im Mittelfeld bezüglich Administration / Implementierbarkeit, weist jedoch eine wesentlich kleinere Wirkung auf die Ausschöpfung des Potenzials Wasserkraft auf. Die Multikriterienanalyse zeigt einen deutlichen Zielkonflikt zwischen einfacher Administrierbarkeit und ökonomischer Effizienz, der eine Abwägung zwischen den Bewertungskriterien erfordert. Es scheint zweckmässig, die Implementierung von abgestuften fixen Gebühren, Auktionen oder Ressourcenrentenabgaben genauer zu prüfen und entsprechende weitere Abklärungen zu treffen. Der von der autonomen Provinz Bozen / Südtirol anvisierte Ansatz einer geheimen Versteigerung der Konzessionen, gekoppelt mit einem fixen Anteil an Geldern, die für Umweltinvestitionen eingesetzt werden müssen scheint auf den ersten Blick ökonomisch und umweltpolitisch ein interessanter Ansatz zu sein.

Wie soll die Ressourcenrente verteilt werden?

Die Aufteilung der Ressourcenrente zwischen den anspruchsberechtigten regionalen Gemeinwesen und den Nutzenden (hier: Kraftwerksbetreibende) der Ressource ist Teil einer Verhandlungslösung. Die Herausforderung besteht darin, verschiedene Ansprüche wie die Förderung der erneuerbaren Energieproduktion, die Berücksichtigung ökologischer Rahmenbedingungen bei der Gewässernutzung sowie eine angemessene Entschädigung der Investierenden und der regionalen Gemeinwesen gegeneinander abzuwägen, ohne neue Investitionen unattraktiv werden zu lassen. Eine zusätzliche Herausforderung besteht auch aufgrund der teilweise sehr unterschiedlichen institutionellen und ökonomischen Rahmenbedingungen in den vier untersuchten Ländern. Diese gilt es bei einer allfälligen Neukonzeption des Systems zu berücksichtigen.

1 Einleitung

Die Arbeitsgemeinschaft der Alpenländer, Arge Alp, wurde 1972 gegründet. Ihr gehören neun Länder/Regionen/Kantone in vier Staaten an. Mitglieder sind die Schweizer Kantone St. Gallen, Graubünden und Tessin, die österreichischen Bundesländer Salzburg, Tirol und Vorarlberg, der Freistaat Bayern sowie die italienischen Regionen Südtirol und Trient. Das oberste Organ der Arge Alp ist die Konferenz der Regierungschefs. Das Präsidium wechselt jährlich zwischen den einzelnen Mitgliedsländern.

Das Ziel der Arge Alp ist es, gemeinsame Anliegen und Problemstellungen in den Bereichen Ökologie, Kultur, Soziales und Wirtschaft zu behandeln. Dadurch soll das Bewusstsein um die Verantwortung für den alpinen Lebensraum vertieft, und zum Wohle der Einwohner nachhaltig entwickelt werden. Die Thematik der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Chancen für den Alpenraum beschäftigt die Arge Alp bereits seit geraumer Zeit.

1.1 Ausgangslage

Im Rahmen der 40. Konferenz der Regierungschefs der Länder der Arge Alp im Jahr 2009 wurden in der Resolution zur Energiepolitik folgende Leitplanken beschlossen:

1 **Energiewirtschaft als regionales Entwicklungskonzept**

Die Energiewirtschaft der Mitgliedsländer, die durch Förderung erneuerbarer Energien, insbesondere der Wasserkraft, weiterentwickelt werden soll, wird als regionales Entwicklungskonzept verstanden, welches Teile der Wertschöpfung aus der Nutzung erneuerbarer Energien in der Region belässt, in der sie anfallen.

2 **Nutzen für den Alpenraum**

Weiter hat die Konferenz der Regierungschefs beschlossen, dass der Alpenraum aus der Nutzung der Wasserkraft, die künftig als bedeutendste erneuerbare Energiequelle zu forcieren ist, auch einen angemessenen Nutzen ziehen können soll.

3 **Förderung von Forschungsprojekten**

Schliesslich hat die Konferenz der Regierungschefs in der gleichen Resolution beschlossen, Forschungsgelder insbesondere für Effizienz und zur Nutzung erneuerbarer Energieträger einzusetzen.

Im Vollzug dieser Beschlüsse hat die Arge Alp im Jahr 2010 das «Forum für alpine Wasserwirtschaft in Europa» als ein auf fünf Jahre angelegtes Projekt beschlossen und beauftragt, einzelne Themenblöcke der Wasserwirtschaft auf wissenschaftlicher Basis aufzubereiten. Im ersten Themenschwerpunktjahr 2010-2011 wurde dazu, nach Abstimmung

mit der Alpenkonvention¹, der Schwerpunkt «Wasserwirtschaft und Wasserkraft» festgelegt.

In verschiedenen Mitgliedsländern der Arge Alp gibt es Diskussionen über Kriterien öffentlicher Interessen zur Bewertung der künftigen Nutzung der Wasserkraft. Auch die Alpenkonvention hat sich mit diesem Schwerpunkt befasst und auf der XI. Alpenkonferenz in Brdo/Slowenien Anfang März 2011 das Dokument «Gemeinsame Leitlinien für die Kleinwasserkraftnutzung im Alpenraum» verabschiedet. Die Leitlinien enthalten gemeinsame Grundsätze und Empfehlungen, ein Konzept für eine Eignungsklassierung von Gewässerstrecken als Standort für Kleinwasserkraftwerke sowie einen Katalog von Bewertungskriterien zur Bestimmung des Wasserkraftpotenzials und zur Ermittlung des ökologischen und landschaftlichen Wertes einzelner Gewässerstrecken, im Sinne einer strategischen Vorbewertung für die Planungsphase.

Im Zuge der politischen Diskussionen, aber auch in einzelnen Bewilligungsverfahren für Wasserkraftwerke, stellt sich verstärkt die Frage, wie – neben der ökologischen Akzeptanz – die örtliche Akzeptanz, insbesondere jene der politischen Gemeinden und der betroffenen Gemeindebürger erhöht werden könnte, um die Ungewissheit über die Berechtigung und Angemessenheit von Entschädigungsforderungen durch die Gemeinden durch rechtsstaatlich klare Rahmenbedingungen politisch lösen zu können.

Dazu ist es erforderlich, die Rolle der verschiedenen Stakeholder der wasserkraftbezogenen Wirtschaft neu zu gewichten. Aus Sicht der Mitgliedsländer der Arge Alp sind erneuerbare Energien von entscheidender Bedeutung: Die EU sowie auch die Schweiz haben ambitionierte Ziele, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energiebedarf zu erhöhen². Die Förderung erneuerbarer Energien und so auch der künftigen Nutzung der Wasserkraft steht demnach im Zentrum ihrer Energiepolitik. Dabei müssen Ansprüche der produzierenden Kraftwerkunternehmen berücksichtigt und Anreize für Neuinvestitionen geschaffen werden. Gleichzeitig gilt es aber auch die Ansprüche der Gemeinwesen angemessen zu berücksichtigen. Diese sind es nämlich, in deren Einzugsgebiet Wasserentzug sichtbar und spürbar wird, insbesondere in Kernaufgaben, die durch die Gemeinden vordringlich zu erledigen sind: Trinkwasserversorgung, Abwasserbeseitigung, Lösch- und Bewässerungsaufgaben, Ortsbild, Hochwasserschutz, Tourismus, etc. Die Gemeinwesen erheben somit Anspruch darauf, an den Vorteilen, die aus der Nutzung von Wasser für wirtschaftliche Zwecke, vor allem durch Wasserkrafterzeugung, gezogen werden, angemessen beteiligt zu werden. Die Herausforderung besteht darin, die verschiedenen Ansprüche (Förderung der erneuerbaren Energieproduktion durch die Staaten, Berücksichtigung ökologischer Rahmenbedingungen bei der Gewässernutzung, an-

¹ Die Alpenkonvention ist ein Staatsvertrag zur Gewährleistung des Schutzes und einer nachhaltigen Entwicklung des Alpenraums. Sie wurde von Österreich, Frankreich, Deutschland, Italien, Liechtenstein, der Schweiz und der EU unterzeichnet. Slowenien und Monaco traten später ebenfalls bei. Die Konvention trat am 6. März 1995 in Kraft.

² Mit dem Klima- und Energiepaket der EU, das Ende Juni 2009 in Kraft getreten ist, wurde das 20-20-20-Ziel formuliert, das u.a. vorsieht, den Anteil erneuerbarer Energien am europäischen Energiemix bis ins Jahr 2020 auf 20 Prozent zu erhöhen. Die Schweizer «Energiestrategie 2050» sieht vor, dass die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gegenüber 2012 um ein Drittel erhöht werden soll.

gemessene Entschädigung der Investitionen der Wasserkraftunternehmen und angemessene Beteiligung der Gemeinwesen) gegeneinander abzuwägen.

Im Bestreben die Lösung dieser Interessenkonflikte auf einer wissenschaftlich gesicherten Basis zu finden, hat der Steuerausschuss des Forums für alpine Wasserwirtschaft beschlossen, die Frage nach der Abgeltung wirtschaftlicher Ansprüche vertieft zu untersuchen. Dabei ist insbesondere die durch die Nutzung der Gewässer zur Stromproduktion erzielbare ökonomische Rente (Ressourcenrente³) von besonderem Interesse. Die Ressourcenrente bei der liberalisierten wirtschaftlichen Nutzung von Gewässern in alpinen Gebieten soll daher untersucht und abgeschätzt werden. Die Frage soll in drei Stufen analysiert werden. Dazu wurden dem Steuerausschuss folgende Fragestellungen vorgelegt:

1 Die Frage des Rechtscharakters von wasserrechtlichen Bewilligungen

Im Rahmen einer rechtswissenschaftlichen Studie sollen die institutionellen Regime im Bereich der Gewässer und der Gewässernutzung in vier Mitgliedsländern (Österreich, Schweiz, Deutschland, Italien) geklärt werden, wobei insbesondere das Verhältnis zwischen öffentlichem Sondernutzungsrecht, wohlverworbenem und verliehenem Recht untersucht werden soll. Zusätzlich soll abgeklärt werden, welche nachträglichen Eingriffsmöglichkeiten durch individuelle und generelle Rechtsakte existieren. Die Studie soll dabei zwischen den Kategorien Lauf- und Speicherwasserkraftwerk differenzieren.

2 Finanzwissenschaftliche Studie

Gegenstand der Untersuchung ist die Frage, welche Gemeinwesen ziehen aus welchem fiskalischen Titel des Steuergegenstands «Wasserkraftnutzung» welchen Vorteil und wie kann dieser den betroffenen Alpenregionen zugewiesen werden. Untersuchungszweck in diesen finanzwissenschaftlichen Abklärungen, die unter Einbindung der jeweiligen Regulatoren bzw. anderer, unabhängiger Stellen erfolgen soll, ist die Zuordnung von Vorteilsanteilen von Strom aus Wasserkraft als Steuersubjekt im finanzwissenschaftlichen Sinne.

3 Regionale Wertschöpfung und Ressourcenrente durch künftige Wasserkraftnutzung im liberalisierten EU-Umfeld

Gesellschaften im Eigentum der öffentlichen Hand, teilprivatisierte und vollständig privatisierte Gesellschaften vermarkten unterschiedliche Energiequalitäten in einem liberalisierten Marktumfeld. In diesem dritten Teilprojekt soll untersucht werden, wie die Ressourcenrente bei der künftigen Produktion von Elektrizität durch die Nutzung der alpinen Wasserkraft festgestellt werden könnte, um daraus Schlussfolgerungen für die künftige Politik der Mitgliedsländer der Arge Alp ziehen zu können.

econcept wurde beauftragt, die dritte Fragestellung im Rahmen einer wissenschaftlichen Studie zu klären.

³ Ressourcenrente: Nettoertrag aus der Nutzung und Verwertung einer Ressource nach Abzug aller mit der Nutzung verbundenen Kosten (vgl. Kapitel 2).

1.2 Konkretisierung der Fragestellungen

In der vorliegenden Studie wird die dritte Fragestellung, die dem Steuerungsausschuss des Forums für alpine Wasserwirtschaft vorgelegt wurde, untersucht. Als Kern der Fragestellung gilt es zu klären, *wie* die Ressourcenrente aus ökonomischer Sicht festgestellt werden kann. Konkret geht es um die Bestimmung der Ressourcenrente bei einer liberalisierten wirtschaftlichen Nutzung öffentlicher Gewässer zur Produktion von Hydroelektrizität durch Speicher-, Pumpspeicher- und Laufwasserkraftwerke. Es soll aufgezeigt werden, welche Strategien im Spannungsfeld zwischen ökonomischer Effizienz und institutioneller Realisierbarkeit für die Länder der Arge Alp am geeignetsten sind und welche Schlussfolgerungen man daraus für deren künftige Politik ziehen kann. Ausserdem sollen durch eine approximative Bestimmung der zu erwartenden Ressourcenrente Hinweise auf die regionalökonomischen Wirkungen gegeben werden. Die Studie dient als Informationsquelle für allfällige Gesetzesentwürfe und als Instrument für Entscheidungsträger.

Zusammenfassend werden folgende Fragen durch die vorliegende Studie beantwortet:

- Welches sind die ökonomischen, politökonomischen und institutionellen Grundlagen, auf denen das Konzept der Ressourcenrente basiert und welche Bedeutung haben diese für die Wirtschaft in den alpinen Regionen?
- Wie wird die Ressourcenrente im Fall der Wasserkraftnutzung im Idealfall bestimmt und welche Ansätze können für die Quantifizierung der Ressourcenrente bei der Wasserkraftnutzung in der Praxis angewendet werden? Worin bestehen dabei die Schwierigkeiten und wie lassen sich diese gegebenenfalls lösen?
- In welcher Grössenordnung liegt die zu erwartende Ressourcenrente für verschiedene Kraftwerkstypen in den untersuchten Gebieten?
- Welche Möglichkeiten für die Abschöpfung eines Teils der Ressourcenrente bestehen und wie sind diese zu bewerten?

1.3 Aufbau des Berichtes und Methodik

In den folgenden Abschnitten werden der Aufbau sowie die verwendete Methodik der vorliegenden Studie erläutert.

1.3.1 Aufbau des Dokumentes

Im Kapitel 2 werden in einem ersten Schritt die ökonomischen und institutionellen Rahmenbedingungen bezüglich der Wasserkraftnutzung in den vier Regionen beschrieben. In einem zweiten Schritt wird dann das ökonomische Konzept der Ressourcenrente eingeführt. Dabei wird auch aufgezeigt, wie die Ressourcenrente ermittelt werden könnte und was dabei die wichtigsten Herausforderungen sind.

Im Kapitel 3 werden in einem ersten Schritt die Datengrundlagen beschrieben, welche zur Bestimmung der Ressourcenrente notwendig sind. Dies sind einerseits die Produkti-

onskosten (Gestehungskosten) und die Erträge aus der Stromproduktion. Dabei werden die Gestehungskosten für alle vier Regionen und für unterschiedliche Kraftwerkstypen approximiert. Zum Schluss des Kapitels wird abgeschätzt, wie hoch die zu erwartende Ressourcenrente bei der Erzeugung von Elektrizität aus Wasserkraft sein könnte.

Im Kapitel 4 wird die Thematik der Allokation der Ressourcenrente aufgegriffen. Die bestehenden Herausforderungen diesbezüglich werden beschrieben, mögliche Abschöpfungsmechanismen aufgezeigt und im Rahmen einer Multikriterienanalyse beurteilt.

Im abschliessenden Kapitel 5 werden die Schlussfolgerungen erarbeitet und es werden Ansätze bezüglich der Möglichkeiten der Ermittlung und Abschöpfung der Ressourcenrente in den untersuchten Regionen aufgezeigt.

1.3.2 Methodik und Datenbeschaffung

Die vorliegende Studie stützt sich auf Literaturrecherchen und Datenauswertungen sowie auf das Fachwissen der Autorinnen und Autoren. Zusätzlich wurden für einzelne spezifische Fragen, insbesondere bezüglich wasserrechtlicher und institutioneller Themen in Deutschland, Österreich und Italien, mehrere Experten/innen angefragt. Untenstehende Tabelle fasst die kontaktierten Personen zusammen:

Name	Amt	Expertise	Land
Marcus Ell	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit	Wasserrecht	Deutschland
Gregor Overhoff	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit	Ökologische Wasserkraft	Deutschland
Dr. Klaus Arzet	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit	Wasserwirtschaft	Deutschland
Dr. Cinzia Flaim	Abteilung Landesagentur für Umwelt, Autonome Provinz Bozen Südtirol		Italien
Dr. Leo Satzinger	Amt der Tiroler Landesregierung Abteilung Wasser- Forst und Energierecht	Wasserrecht	Österreich

Tabelle 2 Kontaktierte Personen für fachspezifische Fragen.

Mit Ausnahme einer Person, fand mit allen oben genannten Experten/innen ein Austausch statt. Das Projektteam dankt den Experten/innen für die wertvolle Unterstützung.

Datenbeschaffung für die quantitative Abschätzung der Ressourcenrente

Zur Quantifizierung der Faktoren, welche die Ressourcenrente bestimmen, sind zwingend Informationen zu betriebswirtschaftlichen und technischen Grössen der zu untersuchenden Kraftwerkstypen notwendig. Im Kapitel 3 werden die benötigten Kenngrössen erläutert und detailliert beschrieben.

In der anfänglichen Projektplanung war für die Studie vorgesehen, dass die notwendigen technischen und vor allem betriebswirtschaftlichen Kenngrössen in den zu untersuchenden Regionen vorliegen oder mit Unterstützung der Auftraggebenden beschafft werden können, was relativ einfache Schätzungen der Ressourcenrente ermöglicht hätte. Dies

stellte sich jedoch im Projektverlauf relativ rasch als eine zu optimistische Annahme heraus.

Weil im vorgesehenen Projektrahmen keine Primärdatenerhebung bei den Kraftwerksbetreibenden möglich war und der Erfolg einer solchen Erhebung ohne klare rechtliche Grundlagen überdies stark in Frage gestellt werden muss, wurden diverse staatliche Stellen in den untersuchten Regionen angefragt, die nötigen Daten zur Verfügung zu stellen oder auf weitere Datenquellen hinzuweisen. Hierfür wurde mittels eines Anschreibens per Post sowie durch Nachfragen per Telefon und E-Mail ein Kontakt mit folgenden staatlichen Stellen erfolgreich hergestellt:

Land	Institution
Deutschland	Bundesnetzagentur
Italien	Amt für Stromversorgung (Südtirol)
Österreich	e-control
Schweiz	Bundesamt für Energie Amt für Energie und Verkehr Kanton Graubünden

Tabelle 3: Staatliche Stellen, die zur Beschaffung von technischen und betriebsökonomischen Daten angefragt wurden.

Die genannten Institutionen wurden mit einem ausführlichen Begleitschreiben auf die laufende Studie aufmerksam gemacht und über den notwendigen Datenbedarf informiert. Die anschliessenden Kontakte mit den Fachpersonen innerhalb der Institutionen waren sehr aufschlussreich und das Projektteam dankt auch diesen Personen für die wertvolle Unterstützung. Das Resultat bezüglich der Datenbeschaffung war jedoch auch hier sehr ernüchternd. Aufgrund der Rückmeldungen muss davon ausgegangen werden, dass insbesondere die betriebswirtschaftlichen Grössen bezüglich der Kosten der Stromproduktion nicht umfassend und detailliert genug verfügbar sind, um daraus die Ressourcenrente präzise abschätzen zu können. Diese Einschätzung bestätigte sich auch in einer parallel dazu durchgeführten Literatur- und Internetrecherche.

Die Nichtverfügbarkeit detaillierter betriebswirtschaftlicher Kostendaten betrifft insbesondere Österreich, Deutschland und Italien. Für die Schweiz liegt aus verschiedenen empirischen Arbeiten eine relativ gute Datengrundlage über rund 60 Wasserkraftwerke vor (vgl. Kapitel 3.1). Aufgrund dieser Ausgangslage wurde zusammen mit den Auftraggebern entschieden, die Kostenkennwerte für Österreich, Deutschland und Italien auf Basis der schweizerischen Daten herzuleiten. Hierfür wurden die Kostenkennwerte in ihre Bestandteile zerlegt und diese Bestandteile mittels ökonomischer Methoden auf die Verhältnisse der anderen Länder angepasst. Wir gehen davon aus, dass die so approximierete Ressourcenrente nützlich ist, um die avisierten Fragestellungen zu beantworten.

2 Ressourcenrente im Bereich der Wasserkraftnutzung

2.1 Institutionelle Rahmenbedingungen

Bei der Erzeugung von Elektrizität in einem Wasserkraftwerk stellt die genutzte Wasserkraft einen Produktionsfaktor dar, ähnlich wie das eingesetzte Kapital oder die Arbeitsleistung der Mitarbeitenden. Gleich wie für andere Produktionsfaktoren wird in der Regel dem/der Eigentümer/in der Wasserkraft für die Nutzung ein Entgelt geschuldet. Bevor jedoch über die Form und Höhe einer solchen Abgeltung diskutiert werden kann, müssen in einem ersten Schritt die institutionellen Rahmenbedingungen bei der Wasserkraftnutzung in den vier untersuchten Ländern geklärt werden. Dies betrifft insbesondere Fragen zur Gewässerhoheit, zu den Eigentumsverhältnissen sowie bezüglich Verfügungs- und Nutzungsrechten. Wem steht das Verfügungsrecht über ein Gewässer zu? Wann und unter welchen Bedingungen kann die Wasserkraft genutzt werden und unter welchen Bedingungen darf das Nutzungsrecht an eine/n Kraftwerksbetreibende/n verliehen werden?

Da entgegen dem ursprünglichen Zeitplan, noch keine Resultate aus den anderen Untersuchungen vorliegen (vgl. Kapitel 1), wurde zusammen mit den Auftraggebenden entschieden, die betriebswirtschaftlich wichtigsten Rahmenbedingungen bereits in dieser Studie zu erarbeiten. Es wurden jedoch nur jene Rahmenbedingungen erarbeitet, welche die Höhe der Ressourcenrente beeinflussen können und somit bei der allfälligen Abschöpfung eines Teils dieser Rente berücksichtigt werden müssen. Eine umfassende und vollständige Aufarbeitung der (institutionellen) Rahmenbedingungen in der Schweiz, in Österreich, Deutschland und in Italien ist nicht Ziel dieser Arbeit. Hierfür sei auf die durch das Forum geplanten weiteren Untersuchungen verwiesen (vgl. Kapitel 1). Die hier untersuchten Rahmenbedingungen betreffen in erster Linie die Ausgestaltung von Steuern und Abgaben sowie Auflagen bei der Erstellung und beim Betrieb von Wasserkraftwerken.

2.1.1 Rahmenbedingungen in der Schweiz

In der Schweiz gilt die natürlich vorhandene Wasserkraft als grundsätzlich öffentliches Gut (Sigg und Röthlisberger 2002). Die Gewässerhoheit liegt dabei in der Regel bei den Kantonen (Art. 76 Abs. 4 BV). Diese können für die Wassernutzung Abgaben erheben, welche aber das in der Bundesgesetzgebung über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (WRG) festgelegte Maximum nicht überschreiten dürfen (Art 49 Abs. 1 WRG). Die Erzeugung von elektrischer Energie durch Verwertung eines Wasserkraftpotenzials stellt gemäss schweizerischem Recht eine Sondernutzung dar. Der Wasserzins ist somit das Entgelt für die Vergabe dieses Nutzungsrechts und ist damit rechtlich nicht als Steuer sondern als Kausalabgabe einzuordnen, d.h. eine Art öffentliche Gebühr, welche eine Gegenleistung abgibt. Weiterführende Informationen zur Rechtsnatur des Wasserzinses sind in Leimbacher (2008) zu finden.

Massgeblich für die Berechnung des Wasserzinses ist die mechanische Bruttoleistung des nutzbaren Wassers. Diese ist bestimmt durch die Länge des nutzbaren Gefälles und die durchschnittliche nutzbare Wassermenge. Das Produkt des bundesrechtlichen Maximalzinssatzes (WZ-Max) und der mittleren Bruttoleistung ergibt den maximalen Wasserzins. Der WZ-Max wird seit 1968 in Franken pro Kilowatt Bruttoleistung angegeben und beträgt bis Ende 2014 jährlich CHF 100.- und bis Ende 2019 jährlich CHF 110.- pro Kilowatt Bruttoleistung. In den meisten Kantonen gehen die Wasserzinse vollumfänglich an die Kantone. Der Kanton Graubünden teilt die Konzessionsabgaben (Wasserzins und Wasserwerksteuer) zur Hälfte mit den Gemeinden.

Neben dem Wasserzins erbringen die Kraftwerkbetreibenden in der Schweiz in der Regel noch weitere, nicht unerhebliche Leistungen für die Gemeinden. Diese Leistungen sind oft Bedingung, damit eine Konzession erteilt wird:

- **Konzessionsgebühren:** In einigen Kantonen wird für die Erteilung von Wasserrechten (Konzession) eine einmalige Gebühr geschuldet. Das Bundesrecht enthält diesbezüglich keine Regelungen. In den meisten Kantonen richtet sich die sogenannte Konzessionsgebühr wie der Wasserzins nach der Bruttoleistung und beträgt weniger als die erwarteten jährlichen Wasserzinse. Gesamtschweizerisch betragen die Einnahmen aus Wasserzinsen und Konzessionsgebühren CHF 505 Mio. im Jahr 2000 und CHF 450 Mio. im Jahr 2006 (BFE 2008b).
- **Steuern:** Gewinn- und Kapitalsteuern werden sowohl von Kantonen als auch von Gemeinden erhoben.
- **Pumpwerksteuern und Pumpkraftwerkabgaben:** Dies sind Abgaben auf «künstlich produzierte» Wasserkraft, d.h. Wasserkraft, die durch das Pumpen von Wasser in höhere Lagen erzeugt wird. Diese Abgaben werden auf die Energie erhoben, welche für die Pumpen benötigt wird, um Wasser aus öffentlichen Gewässern wiederholt zu verwenden. Faktisch wird die Abgabe in den Kantonen Graubünden, Bern, Uri und Wallis erhoben und berechnet sich nach Massgabe der aufgewendeten Pumpenergie (Graubünden, Wallis) bzw. der installierten Pumpleistung (Bern). Bezogen auf die gesamten Abgaben im Bereich Wasserkraftnutzung kann die Pumpwerksabgabe in allen Kantonen (mit Ausnahme von Bern) als nicht relevant bezeichnet werden (Banfi et al. 2004).
- **Abgabe von Gratis- und Vorzugsenergie:** Viele Konzessionen enthalten Bestimmungen über die Abgabe von Gratis- und Vorzugsenergie. Die Kraftwerke im Kanton Graubünden sind beispielsweise verpflichtet insgesamt 18 GWh/a Gratisenergie und 67 GWh/a Vorzugsenergie zu durchschnittlich 3 bis 4 Rp./kWh (2.5 bis 3.3 ct/kWh⁴) an die verleihungsberechtigten Gemeinden abzugeben. Zusätzlich berechtigen die Energiebezugsrechte den Kanton Graubünden zum Bezug von ca. 490 GWh/a zu Gestehungskosten (der Kanton Graubünden produziert jährlich ca. 7'800 GWh und verbraucht ca. 1'800 GWh/a). Die Vermarktung dieser Energie generiert im Mittel

⁴ Wo nicht anders definiert, wird in der vorliegenden Studie ein Wechselkurs von 1.20 CHF/€ angewendet.

knapp CHF 2 Mio. pro Jahr (1.6 Mio. Euro/a) zugunsten der Kantonskasse (AEV Graubünden 2008).

- **Heimfall- und Rückkaufsbestimmungen:** Nach Ablauf des Verleihungsrechts fallen die wasserbenetzten Anlagenteile sowie die Gebäude, in denen sich diese Anlagenteile befinden, kostenlos an das verleihende Gemeinwesen heim (Art 67 Abs. 1 WRG). Verzichtet das Gemeinwesen, beispielsweise im Rahmen einer neuen Vergabe des Nutzungsrechtes, zugunsten der nutzungsberechtigten Kraftwerksbetreibenden auf den Heimfall dieser Anlagen- und Gebäudeteile, kann es von dem/der Nutzungsberechtigten dafür eine Heimfall-Entschädigung verlangen (Kilchenmann 1993).
- **Infrastrukturleistungen:** Den nutzungsberechtigten Kraftwerksbetreibenden kann im Rahmen der Verleihung des Nutzungsrechtes der Bau und/oder Unterhalt von Strassen, Wasserversorgungen, Kanalisationen, Seilbahnen etc. auferlegt werden (Kilchenmann 1993). Da diese Leistungen meist einmalige Investitionen sind und schon einige Jahrzehnte zurückliegen können, liegen keine Quantifizierungen vor (Banfi et al. 2004).
- **Umweltpflegerische Leistungen:** Unter diesem Begriff werden allfällige Schutz-, Wiederherstellungs- und Ersatzmassnahmen, wie Renaturierung von Flussläufen und Uferstrecken, Wiederherstellung von Habitaten bzw. Gewässerrevitalisierungen an einem anderen Ort etc. zusammengefasst. In der Regel sind diese umweltpflegerischen Leistungen jedoch Voraussetzung dafür, dass ein gesetzeskonformes Projekt überhaupt realisiert werden kann und damit keine Zusatzleistung.

Einspeisevergütung

Mit der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), die anfangs 2009 eingeführt wurde, zielt die schweizerische Energiepolitik darauf ab, die Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien stärker zu fördern. Die KEV im Bereich Wasserkraft gilt nur für Kleinanlagen (bis 10 MW) und soll die nicht amortisierbaren Kosten decken. Die Kriterien, nach welchen die KEV für Kleinwasserkraftwerke ausbezahlt wird, finden sich in Art. 7a des Energiegesetzes (EnG).

Die KEV kann für neu erstellte, erheblich erweiterte oder erneuerte⁵ Kleinwasserkraftanlagen mit einer Leistung von maximal 10 MW beantragt werden. Die Vergütungsdauer beträgt 25 Jahre, der Vergütungstarif ist über die gesamte Vergütungsdauer konstant und wird nicht der Inflation angepasst. Nach Ende der Vergütungszeit verfällt der Anspruch auf die KEV. Der Vergütungssatz für Kleinwasserkraftwerke liegt zurzeit (2012) zwischen 5 - 35 Rp./kWh (4 - 29 ct/kWh), je nach Art, Grösse und Ausgestaltung der Anlage.

⁵ Ein Kraftwerk gilt dann als erheblich erweitert oder erneuert, wenn entweder a) die Investitionskosten für die Erneuerung oder Erweiterung mindestens 50 Prozent der für eine entsprechende Neuanlage erforderlichen Investitionssumme betragen, oder b) die Elektrizitätsproduktion gegenüber dem Durchschnitt der letzten fünf vollen Betriebsjahre vor dem 1.1.2010 um mindestens 20 Prozent gesteigert werden kann.

2.1.2 Rahmenbedingungen in Österreich

In Österreich sind grundsätzlich alle Flüsse und Seen öffentliches Wassergut. Das heisst, die Ufer sowie das Gewässerbett befinden sich im Eigentum der Republik Österreich. Die «Wasserwelle» ist öffentlich und für den Gemeingebrauch⁶ bewilligungsfrei. Jede darüber hinausgehende Benutzung, z.B. die Nutzung der Wasserwelle für den Betrieb eines Wasserkraftwerkes oder die Entnahme (mit Pumpen) von Wasser für Bewässerungszwecke unterliegt einer wasserrechtlichen Bewilligungspflicht. Für die Erteilung einer wasserrechtlichen Bewilligung ist eine einmalige Verwaltungsabgabe zu entrichten; laufende Gebühren fallen jedoch keine an (Satzinger 2012). Dies ist ein wesentlicher Unterschied zur Situation in der Schweiz, wo mit dem Wasserzins typischerweise auch laufende Abgaben zu entrichten sind.

Quellen und Grundwasser sind Teil des Grundeigentums, wodurch der/die Grundeigentümer/in auch Eigentümer/in dieser Wasservorkommen ist. Zur Benutzung des Grundwassers für den notwendigen Haus- und Wirtschaftsbedarf bedarf es keiner Bewilligung der Wasserrechtsbehörde, wenn die Förderung nur durch handbetriebene Pump- oder Schöpfwerke erfolgt oder wenn die Entnahme in einem angemessenen Verhältnis «zum eigenen Grunde» steht. In allen anderen Fällen ist die Bewilligung der Wasserrechtsbehörde erforderlich (§10 Wasserrechtsgesetz).

Einspeisevergütung

Seit 2009 wird die Kleinwasserkraft hauptsächlich durch Investitionszuschüsse gefördert. Die Neuerrichtung sowie die Revitalisierung einer Kleinwasserkraftanlage kann durch Investitionszuschüsse gefördert werden. Dabei sind Revitalisierungen dann förderfähig, wenn die Investitionen in Kleinwasserkraftanlagen zu einer Erhöhung des Regelarbeitsvermögens um mindestens 15 Prozent führen (§19 ÖSG). Zudem ist der maximal mögliche Investitionszuschuss nach Leistung der Kleinwasserkraftanlagen gestuft (§26 ÖSG). Anstelle von Investitionszuschüssen kann für die Errichtung oder Revitalisierung von Kleinwasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von bis zu 2 MW, Einspeisetarife beantragt werden (§14 ÖSG). Ab 2013 gelten der Tarif von 8.26 bzw. 10.55 ct/kWh für die Abnahme der ersten 500'000 kWh elektrischer Energie aus neuen Kleinwasserkraftanlagen oder solchen, die in einem Ausmass revitalisiert wurden, dass eine Erhöhung der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens um mindestens 15, bzw. 50 Prozent nach Durchführung der Revitalisierung erreicht wird. Für die die weiteren kWh sind abnehmende Beträge festgelegt (§ 12. ÖSET-VO).

2.1.3 Rahmenbedingungen in Deutschland

Grundsätzlich ist in Deutschland das Wasser an sich, sei dies in einem fliessenden oberirdischen Gewässer oder Grundwasser, nicht eigentumsfähig (§4 WHG). Die Bundeswasserstrassen (Seewasserstrassen in Gestalt der Küstengewässer sowie dem all-

⁶ Unter dem «Gemeingebrauch» versteht man geringfügige Benutzungen, beispielsweise das Schöpfen von Wasser, sowie die Nutzung des Ufers in untergeordnetem Umfang, beispielsweise durch das Entnehmen von Sand und Schotter ohne die Hilfe technischer Geräte.

gemeinen Verkehr dienenden Binnenwasserstrassen des Bundes) stehen aber im Eigentum des Bundes (§4 WHG). Über die restlichen Gewässer können die Länder selber verfügen und so liegt das Nutzungs- und Verfügungsrecht über die Gewässer grundsätzlich bei den Bundesländern (EII 2012).

Der Freistaat Bayern erhebt für die Wasserkraftnutzung staatseigener Gewässer eine jährliche Nutzungsgebühr, wenn die Leistung 1100 kW übersteigt (§1, §3 WNGebO). Die Nutzungsgebühr unterscheidet sich je nach Art und Grösse des Wasserkraftwerks. Bei Neubauten ermässigen sich die Jahresgebühren für die ersten zehn Betriebsjahre um die Hälfte. Grundsätzlich unterstehen die Kraftwerksbetreibenden einer Unterhaltspflicht des Gewässers im Rahmen dessen Nutzung (Art.22 BayWG). Zusätzlich sind die Kraftwerksbetreibenden verpflichtet, ihre Anlagen in dem ursprünglich genehmigten Zustand zu erhalten (Art.37 BayWG). Letztlich werden die erforderlichen Pflichten jeweils im Einzelfall durch die wasserrechtliche Zulassung der Wasserkraftnutzung konkretisiert (EII 2012).

Einspeisevergütung

Die Einspeisevergütung der Elektrizitätsproduktion aus Wasserkraft ist im Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) geregelt. Ein Vergütungsantrag kann für neue wie auch für die Erneuerung oder Erweiterung von bestehenden Anlagen gestellt werden. Während bei Neubauten die Vergütungsdauer 20 Jahre beträgt, wird sie bei bestehenden Anlagen auf 15 Jahre verkürzt. Die Vergütung ist nach Leistungsstufen abgestuft, wobei auch Grosswasserkraftwerke (>10 MW) vergütet werden können. Die Vergütungssätze für das Jahr 2012 sind in Tabelle 3 dargestellt. Die jährliche Degression der Vergütung beträgt 1 Prozent, wobei Anlagen unter 1MW von dieser Degression befreit sind. Nach der Inbetriebnahme einer Anlage bleibt der Vergütungssatz über einen Vergütungszeitraum von 20 Jahren konstant.

Leistungsklasse	bis 500 kW	bis 2 MW	bis 5 MW	bis 10 MW	bis 20 MW	bis 50 MW	ab 50 MW
Vergütungssatz (ct/kWh)	12.7	8.3	6.3	5.5	5.3	4.2	3.4

Tabelle 4: Vergütungssätze für Wasserkraftanlagen nach Leistungsklassen (EEG, 2011b).

2.1.4 Rahmenbedingungen in Italien

Nach dem italienischen Zivilgesetzbuch sind bestimmte (unbewegliche) Güter des Staates oder der Gemeinwesen aufgrund ihrer Merkmale öffentliche Güter für die Allgemeinheit und unterliegen einem besonderen Schutz (Art. 822 ZGB). Dazu gehört das öffentliche Wassergut, inklusive Flüsse, Bäche und Seen, aber auch Kiesbetten, Ufer, Dämme, Sicherungs-, Eindämmungs- und Bodenschutzbauten. Diese Kategorie von Gütern wurde im Rahmen des zweiten Autonomiestatuts dem Land Südtirol übertragen (DPR 1973). Die öffentlichen Güter unterliegen einer besonderen Regelung, die ihre Unversehrtheit und Erhaltung gewährleistet sowie wirksame Massnahmen ermöglicht, um unter anderem einen guten Wasserhaushalt zu sichern (Autonome Provinz Bozen Südtirol 2012).

Die Konzessionen zur Wasserableitung zur Erzeugung elektrischer Energie mit einer mittleren Nennleistung unter 3000 kW werden im Land Südtirol vom Amt für Stromversorgung erteilt. Für den Erlass neuer Konzessionen für grosse Wasserableitungen zur Erzeugung von Elektrizität sowie zwei Jahre vor Ablauf einer bestehenden Konzession wird von der Landesverwaltung eine öffentliche Ausschreibung vorgenommen. Im Oktober 2012 hat die Landesregierung Südtirols den Vorschlag gutgeheissen, dass die Erteilung einer Wasserkonzession zur Stromerzeugung neu auf folgenden drei Säulen basieren soll: Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), einem fixen Anteil an Umweltgeldern⁷ sowie einer Versteigerung der Wasserkonzession. Der Vorschlag soll schnellstmöglich als Gesetz verabschiedet werden (Autonome Provinz Bozen Südtirol 2012).

Gemäss dem Südtiroler Autonomiestatut und dem Landesgesetz von 1972 haben die Konzessionsinhabenden für große Wasserableitungen zur Erzeugung elektrischer Energie (Nennleistung über 220 kW) die Pflicht, der Autonomen Provinz Bozen Südtirol jährlich und unentgeltlich 220 kWh Energie je kW der konzessionierten mittleren Nennleistung zu liefern. Falls die Provinz diese Energie nicht beziehen sollte, müssen die Konzessionäre/innen halbjährlich eine Vergütung für jede nicht bezogene kWh entrichten (für das Jahr 2009 sind 10.01 ct/kWh festgelegt).

Einspeisevergütung

Bis heute erfolgte die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien in Italien hauptsächlich durch eine Mengenregelung («grüne Zertifikate»). Danach sind alle Stromproduzenten und Stromimporteure verpflichtet, einen bestimmten Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien zu erzeugen oder eine bestimmte Menge an grünen Zertifikaten zuzukaufen. Alternativ bestehen verschiedene Arten von Preisregelungen, die für Kleinanlagen und teurere Technologien wie die Photovoltaik finanziell interessanter sind, als die Teilnahme am Zertifikatssystem. Dazu zählen Mechanismen wie die Einspeisevergütung für Anlagen unter einem MW. Photovoltaik wird im Besonderen durch einen Premiumtarif gefördert.

Am 6.Juli 2012 wurde in Italien ein neues Dekret zur Förderung der Produktion von elektrischer Energie eingeführt, welches ab 31. Dezember 2012 in Kraft treten wird. Die Veränderungen, welche am Förderungssystem durchgeführt werden, stellen eine grundlegende Umstellung des Systems dar. Die Förderung durch Zuerkennung von grünen Zertifikaten, wird im Jahr 2015 endgültig ersetzt.

Der neue Förderungsmechanismus funktioniert wie folgt: Wasserkraftanlagen mit einer Nennleistung bis 50 kW haben direkten Anspruch auf die Fördermechanismen falls es sich um Anlagen handelt, die in einer der folgenden Kategorien fällt:

- Errichtet auf existierenden Kanälen oder Druckleitungen ohne Erhöhung der Durchflussmenge
- Nutzung von Rückgabewasser, Abwasser oder Restwasser

⁷ Der Konzessionär muss einen fixen Anteil an Ausgleichsgeldern (Konzessionssumme) für Umweltinvestitionen an das Land und die betroffenen Gemeinden zahlen.

Wasserkraftanlagen bis 10MW Leistung, die nicht in diese Kategorie fallen, können bei der zuständige Stelle («Gestore dei Servizi Energetici», GSE), einen Antrag zur Aufnahme ins Register stellen. Dabei sind die Kontingente bis ins Jahr 2015 bereits festgelegt.

Die Förderbeiträge für Laufwasserkraftwerke mit einer Leistung unter 1 MW werden je nach Leistung künftig während 20-30 Jahren zwischen 11.9 und 25.7 ct/kWh betragen. Stauanlagen mit einer Leistung unter 1 MW erhalten während 25-30 Jahren eine Förderung von 0.96-10.1 ct/kWh. Diese Werte beziehen sich allerdings nur auf jene Anlagen, die im Jahr 2013 in Betrieb genommen werden. Für die nachfolgenden Jahre wird die Förderung jährlich um 2 Prozent gesenkt. Für Anlagen mit einer Leistung über 10 MW führt die GSE im Rahmen der jährlichen Kontingente Auktionen ein (TIS, 2012).

2.2 Konzept der Ressourcenrente

Das Konzept der Rente im ökonomischen Sinn wurde durch Adam Smith (1776) und David Ricardo (1817) begründet und durch verschiedene Autoren/innen in den letzten rund 200 Jahren weiterentwickelt. Der Begriff Rente wird heute in den Wirtschaftswissenschaften mehrdeutig und für verschiedene Sachverhalte verwendet, beispielsweise auch im Versicherungswesen, bei der Finanzmathematik oder bei der Altersvorsorge.

2.2.1 Ökonomische Begründung der Ressourcenrente

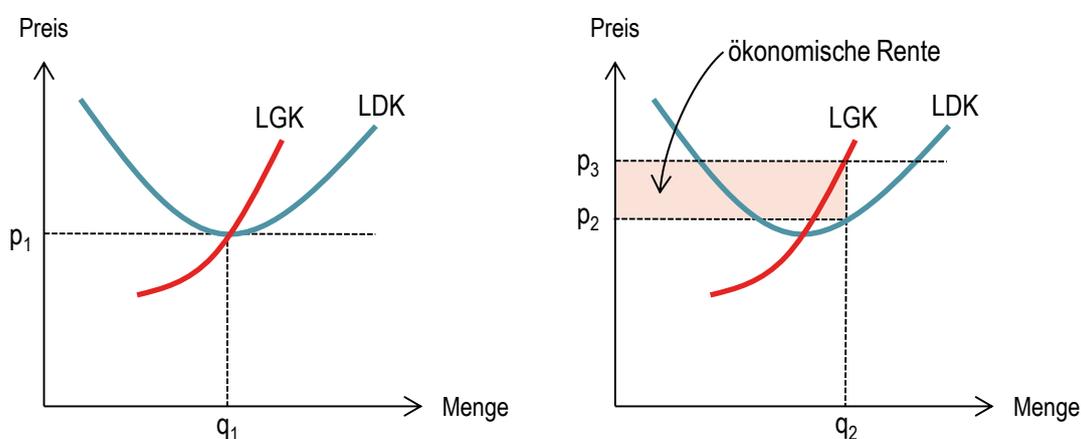
Im Folgenden wird kurz auf die ökonomische Begründung der Ressourcenrente⁸ eingegangen. Eine detaillierte Beschreibung der ökonomischen Effekte und die daraus abgeleitete detaillierte Begründung der Ressourcenrente bei der Erzeugung von Elektrizität aus Wasserkraft sind im Anhang zu finden.

In der Ökonomie wird die Summe der Differenzen zwischen dem Betrag, den Personen für ein Gut zu zahlen bereit sind (Reservationspreis) und dem Marktpreis dieses Gutes als *Konsumentenrente* KR bezeichnet. Analog dazu wird die *Produzentenrente* PR definiert als Summe der Differenzen zwischen dem Marktpreis der produzierten Güter eines Unternehmens und den jeweiligen Grenzkosten der Produktion dieser Güter. Auch wenn die Produzentenrente eng mit dem Gewinn einer Unternehmung verbunden ist, wäre es falsch die Produzentenrente mit dem Gewinn gleichzusetzen. Kurzfristig entspricht die Produzentenrente dem Erlös minus den variablen Kosten, der Gewinn jedoch dem Erlös minus der Gesamtkosten (variable Kosten plus Fixkosten).

Der Begriff *ökonomische Rente* entspricht dem gleichen Konzept wie die Produzentenrente, jedoch aus dem Blickwinkel der Inputs (vgl. Figur 3). Die ökonomische Rente ist jener Betrag, den Unternehmen für einen Produktionsfaktor zu zahlen bereit sind, minus dem minimalen Betrag, der für die Bereitstellung des Produktionsfaktors bezahlt werden muss. Ökonomische Renten entstehen einerseits, wenn das Angebot an einem Produkti-

⁸ Einfachheitshalber wird in der Folge den Begriff «Ressourcenrente» für die Ressourcenrente der Wasserkraftnutzung zur Elektrizitätsgewinnung verwendet.

onsfaktor beschränkt ist und andere Unternehmen nicht in den Markt eintreten können und der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage allein über Preiserhöhungen erfolgt. Diese Art der Rente wird gemeinhin als *Knappheitsrente* bezeichnet und entsteht auch dann, wenn die Grenzkosten der Produktion für alle Produzierenden gleich sind⁹. Im Gegensatz dazu, entsteht die *Differenzialrente* bei unterschiedlichen Produktionsvoraussetzungen, beispielsweise bei unterschiedlich produktiven Standortbedingungen, welche der Unternehmung, die den besseren Standort besetzt eine im Vergleich zu den anderen Unternehmen produktivere (kostengünstigere) Produktion ermöglicht (vgl. hierzu die Erläuterungen im Anhang). Sowohl die Differenzialrente als auch die Knappheitsrente entstehen bei vollständiger Konkurrenz und unterscheiden sich so von anderen ökonomischen Renten, die nur aufgrund von imperfekten Märkten entstehen (Beispiel: Monopolrente).



econcept

Figur 3: In einem langfristigen ökonomischen Gleichgewicht erzielen alle Unternehmen einen Nullgewinn und es stellt sich ein Marktpreis (p_1) ein, der den langfristigen Grenzkosten (LGK) sowie den langfristigen Durchschnittskosten (LDK) entspricht. Können die Unternehmen jedoch einen höheren Marktpreis (p_3) erzielen, entsteht eine langfristige ökonomische Rente im Umfang des roten Rechtecks (Knappheitsrente).

Die langfristige¹⁰ *Produzentenrente* in einem kompetitiven Markt ist gleich der Summe der Knappheits- und der Differenzialrente, die ein Unternehmen aus der Nutzung eines Produktionsfaktors erzielt. Wenn es sich beim Produktionsfaktor um eine natürliche Ressource handelt, spricht man von *Ressourcenrente*. Vereinfacht gesagt ist die Ressourcenrente also die Differenz zwischen den Erträgen eines Gutes, welches mit natürlichen Ressourcen produziert wird, und der Summe der Durchschnittskosten, welche bei der Umwandlung der natürlichen Ressource in das entsprechende Gut anfallen (Banfi et al. 2004).

⁹ *Beispiel zur Erläuterung:* Die Produktion eines Barrel Rohöls kostet 10 Euro und die Abnehmer seien bereit 100 Euro pro Barrel zu bezahlen; die ökonomische Rente der Ölförderung beträgt somit 90 Euro pro Barrel. Bei einem unbeschränkten Angebot an Öl würden aber andere Firmen ebenfalls Öl fördern und unter 100 Euro pro Barrel verkaufen, um in den Markt eintreten zu können. Dies wiederholt sich so lange, bis der Ölpreis auf 10 Euro und die ökonomische Rente auf null gesunken ist. Langfristig kann in einem kompetitiven Markt also nur eine Rente erzielt werden, wenn der Produktionsfaktor (hier die Ressource Öl) im Angebot beschränkt und die Nachfrage grösser als das Angebot ist.

¹⁰ Kurzfristig können Unternehmen auch «Quasirenten» generieren, indem beispielsweise innovative Produktionsmethoden oder besonders effiziente Organisationsstrukturen angewendet werden. Da diese Techniken jedoch langfristig von den Mitbewerbern übernommen werden, spielen Quasirenten in einer langfristigen Betrachtung eine untergeordnete Rolle.

Das Konzept der Ressourcenrente ist universell anwendbar. In der vorliegenden Studie bezieht sich die Ressourcenrente jedoch nur auf die Nutzung der Ressource Wasser, wobei ausschliesslich die Nutzung des Wassers zur Gewinnung von Elektrizität betrachtet wird (beispielsweise nicht für die Bewässerung). Bei der Wasserkraftnutzung unterscheiden sich die Nutzenden der Ressource (Kraftwerksbetreibende) meistens von den Eigentümern/innen der Ressource (Gemeinwesen).

2.2.2 Abschöpfung der Ressourcenrente

Es ist nicht per se klar definiert, welcher Teil der durch die Nutzung der natürlichen Ressource erzielten Ressourcenrente dem/der Eigentümer/in der Ressource und welcher Teil dem/der Nutzer/in der Ressource gehört. Einerseits sind die Nutzenden der Ressource (hier: Kraftwerksbetreibende) darauf angewiesen, dass sie von den Eigentümern/innen (hier: Gemeinwesen) die Erlaubnis zur Nutzung erhalten, andererseits kann das verleihungsberechtigte Gemeinwesen in der Regel die natürliche Ressource nicht selber nutzen und ist beispielsweise auf das Know-how und auf die finanziellen Möglichkeiten der Kraftwerksbetreibenden angewiesen. Somit sind die Aufteilung der Ressourcenrente respektive der Umfang der Abschöpfung der Ressourcenrente durch die Eigentümer/innen entweder Teil einer Verhandlungslösung (unter Berücksichtigung der geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen) oder Aufgabe einer politischen Regulierung.

2.2.3 Bedeutung der Ressourcenrentenabschöpfung für die Verleihungsberechtigten

Welche Bedeutung die Abschöpfung eines Teils der Ressourcenrente für die Verleihungsberechtigten haben kann, lässt sich an folgendem Beispiel illustrieren. Mit dem Erlass des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz von 1916) wurde in der Schweiz der institutionelle Rahmen für die Regelung der Eigentums-, Verfügungs- und Nutzungsrechte von Wasserkraft geschaffen, in dem neben einmaligen Gebühren, einer Konzessionsabgabe und weiteren Leistungen der Wasserzins zur teilweisen Abschöpfung der Ressourcenrente bei der Nutzung der Wasserkraft vorgesehen wurde. Die Kantone und Gemeinden mit Gewässern, die zur Stromerzeugung genutzt werden, profitieren seitdem von Wasserzinseinnahmen. Diese Einnahmen stellen heute einen bedeutenden Pfeiler zur Finanzierung des öffentlichen Haushaltes dieser Gemeinwesen dar. In den betroffenen Gemeinden des Kantons Graubünden beispielsweise stammten im Jahr 2010 bis zu gut 30 Prozent der Gesamteinkünfte aus Wasserzinsen¹¹ (Kanton Graubünden, 2012). Dies zeigt die regionalökonomische Relevanz von Einnahmen aus der Wasserkraft. Neben dem Wasserzins erbringen die Kraftwerksbetreibenden in der Regel noch weitere (Real-) Leistungen für die rechtheverleihenden Gemeinwesen, was einer zusätzlichen Abschöpfung der Ressourcenrente entspricht (vgl. Abschnitt 2.1.1)

¹¹ Auf der Basis des bis Ende 2010 geltenden Wasserzinsmaximums von 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung.

Die fiskalischen, verteilungspolitischen und ressourcenökonomischen Argumente, welche in der **Schweiz** für die Erhebung des Wasserzinses und somit für die Abschöpfung eines Teils der Ressourcenrente durch die Verleihungsberechtigten verwendet werden, lassen sich wie folgt zusammenfassen:

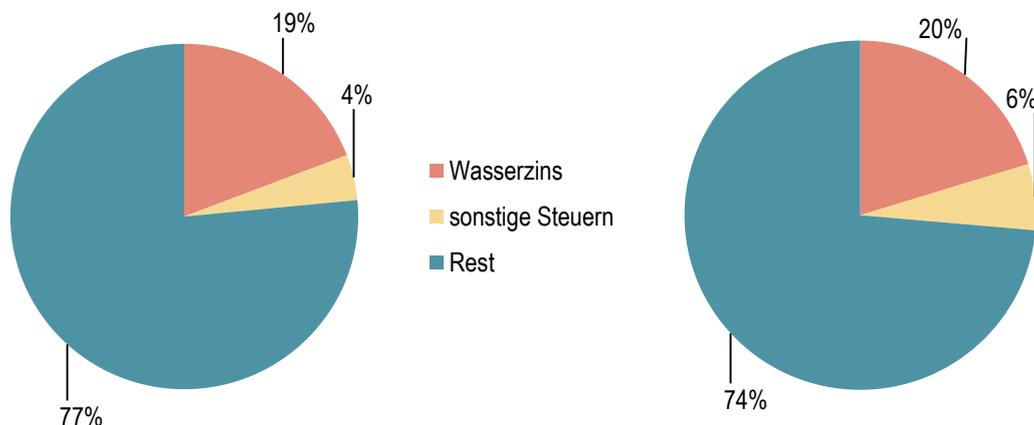
- Der Wasserzins wird als eine angemessene und gerechtfertigte Entschädigung der verleihungsberechtigten Gemeinwesen (Eigentümer/innen der Ressource) für das zur Verfügung stellen der Ressource Wasserkraft akzeptiert.
- Besonders in den Gebirgsregionen sind Wasserzinse eine wichtige Einnahmequelle der Gemeinwesen und tragen so zu einer Aufrechterhaltung der Infrastruktur in diesen Gebieten bei.
- Der Wasserzins ist ein Ausgleich für die beobachtete Verschiebung des durch die Elektrizitätswirtschaft generierten Steuersubstrats von den Produktions- zu den Verbraucherregionen (über interne Verrechnungspreise von den Partnerwerken in den Gebirgsregionen zu den Muttergesellschaften im Flachland¹²). Durch diese Verschiebung fallen die Gewinnsteuern nicht mehr, wie früher üblich, direkt bei den verleihungsberechtigten Gemeinwesen an. Dieses Argument ist vor allem aus regionalpolitischer Sicht relevant.

2.2.4 Finanzielle Belastung für die Kraftwerksbetreibenden

Für die Kraftwerksbetreibenden stellen die Wasserzinsen in der Schweiz einen erheblichen Anteil an den Gestehungskosten der Stromproduktion dar: Bei Lauf- und Speicherkraftwerken machen die Wasserzinsen rund 20 Prozent aus (Figur 2 und 3), bei Pumpspeicherkraftwerken 13 Prozent (Figur 3).

¹² Zu mehr Informationen über die Partnerwerkstruktur sei auf den Abschnitt zu Eigentumsstrukturen im Kapitel 2.3.3 verwiesen.

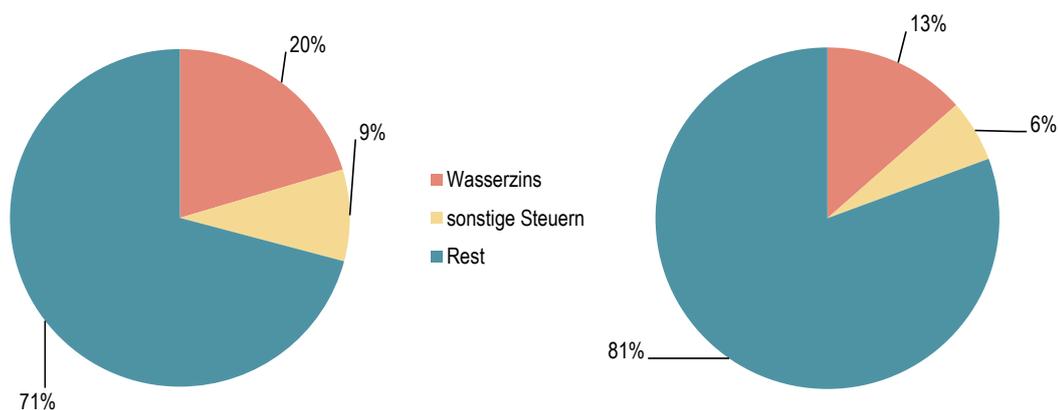
Finanzielle Belastung von Laufkraftwerken in der Schweiz



econcept

Figur 4: Prozentualer Anteil der Wasserzinse sowie der sonstigen Steuern an den Gesamtkosten (Mittelwert der Jahre 2000 bis 2009) der Kraftwerksbetreibenden von Niederdruck-Laufkraftwerken (links) und Hochdruck-Laufkraftwerken (rechts) in der Schweiz (Quelle: Geissmann 2012).

Finanzielle Belastung von Speicherkraftwerken in der Schweiz



econcept

Figur 5: Prozentualer Anteil der Wasserzinse sowie der sonstigen Steuern an den Gesamtkosten (Mittelwert der Jahre 2000 bis 2009) der Kraftwerksbetreibenden von Speicher- (links) und Pumpspeicherkraftwerken (rechts) in der Schweiz (Quelle: Geissmann 2012).

Aus Endverbrauchersicht macht der Wasserzins rund 16 Prozent der gesamten Belastung des durchschnittlichen Strom-Endverbraucherpreises durch die öffentliche Hand aus und steht somit nach der Mehrwertsteuer an zweiter Stelle. Die Belastung der Endverbrauchenden durch die öffentliche Hand fällt in der Schweiz grundsätzlich geringer aus als in der EU. Während in der Schweiz 28 Prozent des Strompreises als Abgaben an die öffentliche Hand fließt, sind es beispielsweise in Deutschland rund 39 Prozent. Dabei unterscheiden sich die Steuer- und Abgabensysteme in beiden Ländern aber so deutlich voneinander, dass Vergleiche nur bedingt zulässig sind (BSG 2009).

2.3 Ermittlung der Ressourcenrente

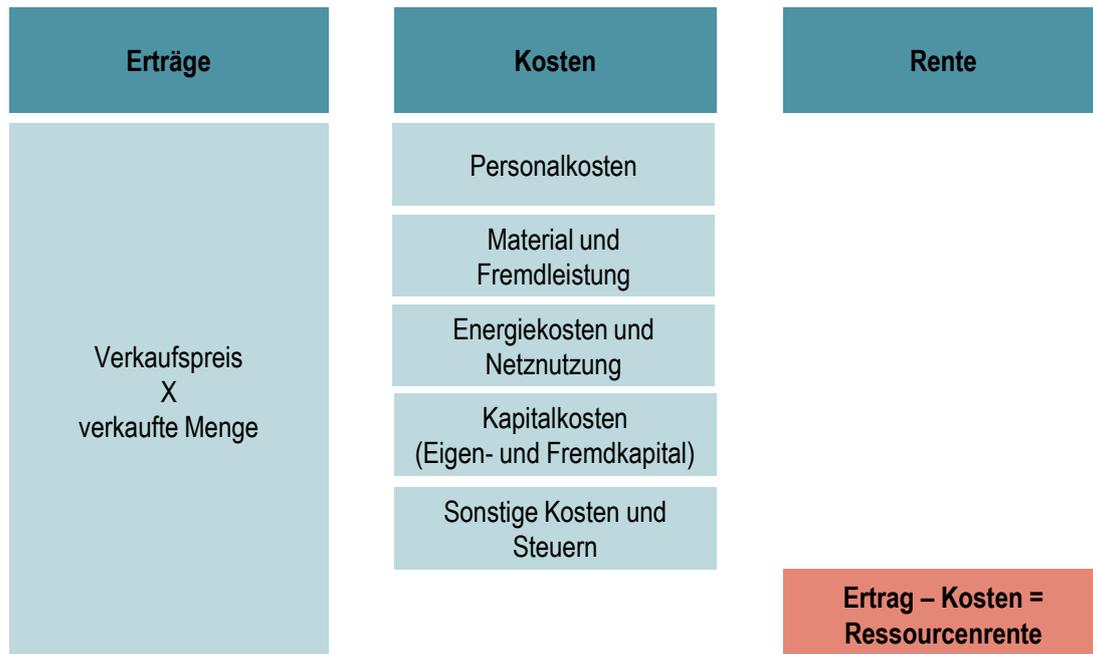
Die Höhe der Ressourcenrente ist vom Ertrag aus dem Verkauf des produzierten Stroms und von den mit der Produktion verbundenen Kosten abhängig. Ertrag und Kosten sind sowohl vom Standort (Produktionsmöglichkeiten, erforderlicher Aufwand zur Nutzbarmachung der Wasserkraft) als auch von den notwendigen Kraftwerksinvestitionen und dem Aufwand für den Kraftwerksbetrieb abhängig. Dadurch widerspiegelt die Ressourcenrente sowohl die Marktverhältnisse als auch die Standortqualität und die Qualität der vorgenommenen Investitionen sowie die Effizienz des Kraftwerksbetriebes. Aus diesen Gründen ist die Ressourcenrente eine gute Basis zur Bestimmung der Entschädigung für die Wasserkraftnutzung (Banfi et al. 2004).

Die korrekte und zuverlässige Bestimmung der Ressourcenrente ist jedoch mit erheblichen organisatorischen, rechtlichen und administrativen Schwierigkeiten verbunden. Dies insbesondere, weil sowohl der Ertrag wie auch die Kosten, welche zur Bestimmung der Ressourcenrente benötigt werden, je nach Standort und Kraftwerk unterschiedlich sind. Daraus folgt, dass auch der *Wert der Ressource Wasserkraft anlagenspezifisch resp. kraftwerkspezifisch* ist. Daher muss die Ressourcenrente und somit auch eine darauf abgestützte Abschöpfung, für jedes Wasserkraftwerk separat ermittelt werden.

2.3.1 Berechnung der Ressourcenrente

Für die Berechnung der Ressourcenrente ist die Unterscheidung zwischen der im Anhang beschriebenen Differenzial- und der Knappheitsrente nicht notwendig. Es wird die betriebswirtschaftliche Perspektive des einzelnen Kraftwerks eingenommen und sowohl die Kosten- wie auch die Ertragsseite berücksichtigt. Die Kosten der Produktion (Gestehungskosten) entsprechen dabei der Entschädigung für die eingesetzten Produktionsfaktoren wie Arbeit, Vorleistungen/Material und Kapital. Dabei wird auch eine markt- und risikogerechte Eigenkapitalrendite zu den Gestehungskosten gezählt. Dies wird in der Figur 4 dargestellt.

Berechnung der Ressourcenrente



econcept

Figur 6: Berechnung der Ressourcenrente: Die Ressourcenrente der Wasserkraft berechnet sich als Differenz zwischen dem Ertrag aus dem Verkauf der durch Wasserkraft produzierten Elektrizität und den Kosten für die anderen Produktions- und Kostenfaktoren.

2.3.2 Bestimmungsfaktoren des Wertes der Ressource Wasserkraft

Der Wert der Ressource Wasserkraft und somit auch die Höhe der Ressourcenrente werden durch Eigenschaften der Wasserkraft und durch Eigenschaften des Strommarktes massgeblich beeinflusst. Dies sind insbesondere:

- Die Nutzung der Wasserkraft ist an einen Ort gebunden. Damit besitzt die Wasserkraft standortspezifische Qualitätsmerkmale.
- Die Wasserkraft muss mehrheitlich genutzt werden, wenn sie anfällt (ausser bei Speicher-, Pumpspeicher- oder Umwälzwerken). Dies begründet temporale Qualitätsmerkmale der Ressource Wasserkraft, weil sie saisonal ungleich verteilt anfällt.
- Gleichzeitig ist die Nachfrage nach Strom im Tagesablauf und saisonal ebenfalls unregelmässig verteilt, was zu erheblichen Preisschwankungen führt. Die Stromnachfrage kann je nach Ausprägung der temporalen Qualitätsmerkmale des Produktionsstandorts sowie aufgrund der eingesetzten Produktionstechnologie besser oder schlechter bedient werden (bessere oder schlechtere zeitliche Flexibilität der Produktion).

Die folgende Figur 5 zeigt eine Einordnung von standortspezifischen und nicht-standortspezifischen Einflussfaktoren auf die Ressourcenrente.

Standortspezifische Einflussfaktoren	Nicht-standortspezifische Einflussfaktoren
<p>Produktionskapazität (Fallhöhe, Wassermenge, Speicherkapazität): Beeinflusst die Produktionsmöglichkeiten und damit die Erträge, welche mit dem Kraftwerk erwirtschaftet werden können sowie auch die Produktionskosten.</p> <p>Umweltauflagen: Restwassermengen, Erhaltung der Ufervegetation, Durchgängigkeit, Bestimmungen zu Schwall/Sunk etc. (sowohl kosten- als auch mengen- und ertragswirksam).</p> <p>Topographische und geologische Begebenheiten: Beeinflussen die Bauart und Kosten des Bauwerks und (falls nötig) der Speicher-Infrastruktur.</p> <p>Nähe zu Baumaterial und zu Verteilnetz/Verbrauchern: Einfluss auf die Baukosten sowie die Kosten für die Netzanbindung und damit auf die Kapitalkosten (Zinsen und Abschreibungen).</p>	<p>Charakteristik der (künftigen) Stromnachfrage: Die strompreisrelevanten Systemgrenzkosten hängen von der Last und dem Lastverlauf bzw. dem zeitlichen Verlauf der Nachfrage ab (Peak- vs. Offpeak vs. Baseload).</p> <p>Grösse des Strommarktes: Verbunde von Stromnetzen können – je nach Kapazität – die Rente erhöhen oder senken.</p> <p>Weltmarktpreise der Energieressourcen: Öl-, Gas-, Kohle- und Uranpreise beeinflussen die Kosten solcher Art produzierter Elektrizität und beeinflussen die Ertragsmöglichkeiten.</p> <p>Höhe der Kapitalkosten: Beeinflussen die Gestehungskosten und die Technologiewahl, da alternative Stromquellen sich bezüglich Aufteilung zwischen Kapital- und Betriebskosten unterscheiden.</p>

in Anlehnung an Luchsinger 2006

Figur 7: Standortspezifische und nicht-standortspezifische Einflussfaktoren auf die Ressourcenrente.

2.3.3 Herausforderungen bei der Ermittlung der Ressourcenrente

Wie bereits erwähnt, müssen bei der Ermittlung der Ressourcenrente wesentliche Herausforderungen gemeistert werden. Im Folgenden soll insbesondere auf die Datenverfügbarkeit, die Informationsasymmetrie und die Eigentumsstrukturen eingegangen werden.

Datenverfügbarkeit

Zur Berechnung der Ressourcenrente müssen sowohl die Kosten wie auch die Erträge der einzelnen Wasserkraftwerke bekannt sein. Grundsätzlich kann somit die Ressourcenrente erst ex-post genau festgestellt werden. Dies erfordert jedoch detaillierte, zuverlässige und unstrittige Informationen zu den Kosten und Erträgen der einzelnen Wasserkraftwerke. Diese Daten sind heute meist nicht öffentlich verfügbar, sondern sind bestenfalls interne Betriebsdaten der kraftwerksbetreibenden Gesellschaften, falls die Daten betriebsintern aufbereitet werden resp. aufbereitet werden können. Aus diesem Grund ist es für die Berechnung der Ressourcenrente notwendig, dass die Kraftwerksbetreibenden bisher interne Unternehmensdaten offenlegen und ggf. neue betriebsinterne Abgrenzungen zur Zuordnung der Kosten und Erträge auf einzelne Kraftwerke vornehmen. Mit Vorteil werden zusätzlich einheitliche Rechnungslegungsstandards sowie Mindestanforderungen bezüglich Detaillierungsgrad der Betriebsbuchhaltung vorgegeben, damit die Kostenkennwerte über die Kraftwerke vergleichbar sind und zur Ermittlung der Ressourcenrente herangezogen werden können. Da eine solche Regulierung stark in bisher unternehmensinterne Themen eingreift und zweifelsohne auch bei den Kraftwerksbetreibenden administrative Kosten generiert, muss davon ausgegangen werden, dass die Einführung umstritten sein wird. Die in den bisher durchgeführten wissenschaftlichen Studien (z.B. Luchsinger 2006) verwendeten Daten aus öffentlich verfügbaren Geschäftsberichten sind für eine erste approximative Abschätzung der Ressourcenrente im

wissenschaftlichen Rahmen tauglich. Sie sind aber zu wenig aussagekräftig um abgabewirksame Entscheide treffen zu können.

Informationsasymmetrie

Ex-ante können Kosten und Erträge nur geschätzt werden und sind mit teilweise grossen Unsicherheiten verbunden. Die Abschätzung von Kosten und Erträgen setzt beträchtliches Know-how sowie vertiefte Kenntnisse über die Kosten- und Ertragsstruktur der Kraftwerke voraus. Die Ungewissheit steigt mit dem Zeithorizont der Schätzung. In Zeiten stabiler Zinssätze sind die künftigen Kosten wegen des hohen Fixkostenanteils in der Regel genauer abschätzbar als die künftigen Erträge¹³. Langfristig besteht aber generell eine grosse Ungewissheit bezüglich der Entwicklung der für die Höhe der Ressourcenrente massgeblichen wirtschaftlichen Parameter.

Im Zeitpunkt der Verleihung der Nutzungsrechte verfügen nur die zukünftigen Kraftwerkbetreibenden über Kosten- und Ertragschätzungen. Der Regulator muss sich somit entweder auf die Angaben der Kraftwerkbetreibenden verlassen (asymmetrische Informationssituation) oder selbst entsprechende Abschätzungen aufgrund der technischen und betrieblichen Eigenschaften des Projektes vornehmen lassen. Letzteres führt einerseits zu Gutachterkosten und führt andererseits nur dann zu präziseren Ergebnissen, wenn die externen Projektkostenschätzungen auf Informationen aus dem Umfeld der Projektentwickelnden zurückgreifen können.

Auch wenn die Abschöpfung der Ressourcenrente nicht zwingend ex-ante und absolut vereinbart werden muss, sondern aufgrund einer ex-ante vereinbarten Regel von den effektiven Kosten und Erträgen des Kraftwerkes abhängig gemacht werden kann, besteht für die Verleihungsberechtigten ein Informationsdefizit. Sowohl bei den Kosten (Abschreibungen, Rückstellungen, Managementkosten, etc.) aber vor allem bei den Erträgen (Verrechnungspreise Partnerwerk-Muttergesellschaften, nicht-öffentliche Abnahmeverträge) bestehen für die Kraftwerksbetreibenden grosse Bewertungsspielräume, welche die Höhe der realisierten Ressourcenrente bei der Produktion beeinflussen können. Die Einführung einer direkt auf die Ressourcenrente abgestützten Abgabe würde somit die Einführung von Vorschriften zur Informationslieferung erfordern wie beispielsweise die Verfügbarmachung von vertraulicher Information für die Ermittlung der Ressourcenrente, ohne damit die Wettbewerber zu informieren.

Weil auf kraftwerkspezifische Eigenschaften Bezug genommen werden muss, verursacht die asymmetrische Informationslage beträchtliche Informations- und Transaktionskosten bei den Regulierungs- und Überwachungsbehörden aber auch bei den Unternehmungen. Es ist anzunehmen, dass diese Kosten bei Uneinigkeit über die Bewertungen deutlich zunehmen können.

¹³ Dass dies insbesondere bei technologischen Risiken nicht zutreffen muss, zeigt das Beispiel des Bruchs der Druckleitung von Cleuson-Dixence, wo sehr hohe unerwartete Kosten entstanden sind.

Eigentumsstrukturen

Die Eigentumsstrukturen der Kraftwerke stellen in der Regel eine zusätzliche Herausforderung bei der Ermittlung der Ressourcenrente dar, sowohl auf der Kostenseite als auch auf Seite der Erlöse.

Häufig betreiben Unternehmen mehrere Kraftwerke. Es scheint zurzeit unklar, inwiefern in der Praxis die **Kosten** den einzelnen Kraftwerken klar zugeordnet werden können. Im Minimum wäre hierfür eine kostenstellenbasierte Betriebsbuchhaltung notwendig, welche den einzelnen Kostenstellen (Kraftwerke) die Kosten entsprechend zuordnet. Für die kraftwerksspezifischen Kosten scheint dies ohne grösseren Aufwand machbar zu sein und wird wohl in der Praxis bereits häufig so umgesetzt. Bei den Overhead-Kosten, welche in der Unternehmenszentrale anfallen, ist die Zuordnung auf die einzelnen Kraftwerksstandorte wahrscheinlich nicht einfach umsetzbar und bleibt in jedem Fall approximativ, was zu einem relativ grossen Spielraum für die Unternehmen führt. Insbesondere wenn das gleiche Unternehmen sowohl Kraftwerke mit Ressourcenrentenbesteuerung als auch solche ohne betreibt, führen diese Spielräume zu einem aus volkswirtschaftlicher Sicht unerwünschten Optimierungspotential.

Auf Seite der **Erlöse** bestehen ebenfalls Herausforderungen, die sich aus den Eigentumsstrukturen ableiten. Betreiben Unternehmen mehrere Kraftwerke, koordinieren sie in der Regel den Einsatz dieses Kraftwerksporfolios so, dass der Ertrag am Markt maximiert wird. Dabei wird aufgrund des Preissignals resp. der Preiserwartungen auf dem Absatzmarkt die Einsatzplanung des ganzen Portfolios optimiert. Ein solches Portfolio umfasst in der Regel nicht nur Wasserkraftwerke sondern auch andere Kraftwerkstypen, die nicht der Ressourcenrentenregelung unterstellt wären (vgl. Figur 8).

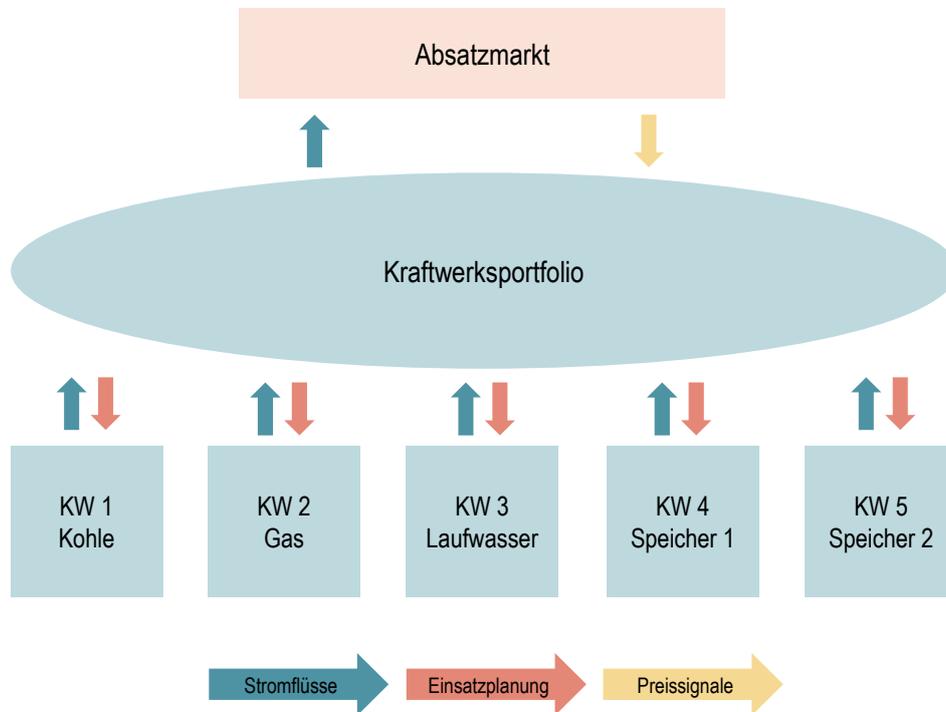
Das zwischen den Kraftwerken und dem Absatzmarkt liegende «Pooling» mittels Portfoliomanagement führt zu zwei Schwierigkeiten in Bezug auf die Ressourcenrente: Erstens können die Erlöse den einzelnen Kraftwerken nicht direkt zugeordnet werden. Zweitens kommt hinzu, dass die Unternehmen durch die Portfoliooptimierung die Möglichkeit haben, einen höheren Erlös zu erzielen, als wenn jedes einzelne Kraftwerk direkt am Absatzmarkt tätig wäre. Dieser Extragewinn folgt aus den Netzwerkeffekten der Portfoliooptimierung und lässt sich ebenfalls nicht klar einem einzelnen Kraftwerk zuordnen.

Eine weitere Herausforderung in Bezug auf die Erlöse kann durch sogenannte Partnerwerkstrukturen entstehen. An einem Partnerwerk sind mehrere Elektrizitätswerke (Muttergesellschaften) beteiligt¹⁴. Die Partnerwerke geben den erzeugten Strom in den meisten Fällen zu kostendeckenden Preisen und nicht zu Marktpreisen an ihre Muttergesellschaften weiter. Dies hat zur Folge, dass der Erlös des Partnerwerks geringer ausfällt und eine steuerrechtlich relevante Gewinnverschiebung hin zu den Muttergesellschaften vermutet werden kann (Geissmann, 2012). Wie der Autor festhält, würden die von den

¹⁴ Die Muttergesellschaften sind die Eigentümerinnen des Partnerwerks bzw. der Partnerwerkgesellschaft und bilden, allenfalls zusammen mit weiteren Interessenten, das Aktionariat des Partnerwerkes. Jeder Aktionär übernimmt die entstehenden Jahreskosten im Verhältnis seiner finanziellen Beteiligung am gesamten Kapital. Im Gegenzug hat der Aktionär im gleichen Umfang Anrecht auf Speichervolumen und Produktion des Werkes.

Partnerwerken ausgewiesenen Erlöse bei der Berechnung der Ressourcenrente dazu führen, dass die effektive Ressourcenrente unterschätzt würde.

Portfoliomanagement bei Kraftwerken



econcept

Figur 8: Exemplarische graphische Darstellung des Portfoliomanagements in einem Unternehmen, welches mehrere Kraftwerke betreibt.

Zusammenfassend muss festgehalten werden, dass die hier beschriebenen Eigentumsstrukturen bei der Bestimmung der Ressourcenrente zu grossen Herausforderungen führen. Der Kern des Problems liegt in der Tatsache, dass die Ressourcenrente wesentlich vom Produktionsstandort abhängig ist und deshalb standortspezifisch ermittelt werden muss. Die Unternehmen sind jedoch oft auf einer höheren Aggregationsebene organisiert, was sehr aufwändige, teilweise intransparente und vor allem praxisfremde unternehmensinterne Abgrenzungen von Erlösen und Kosten bei der Ermittlung der Ressourcenrente zur Folge hat.

3 Identifizierung und Quantifizierung der Faktoren, welche die Ressourcenrente bestimmen

Im folgenden Kapitel werden in einem ersten Schritt die entscheidenden Faktoren identifiziert, welche die Ressourcenrente bestimmen. In einem zweiten Schritt werden diese dann, basierend auf der verfügbaren Datengrundlage, approximativ quantifiziert, um daraus eine Größenordnung der zu erwartenden Ressourcenrente abzuleiten. Es wurde bereits mehrfach darauf hingewiesen, dass aufgrund der sehr eingeschränkten Datengrundlage die so ermittelten Schätzwerte eine erste Annäherung darstellen. Wichtig ist auch anzumerken, dass sich die ausgewiesenen Schätzwerte auf Kraftwerkstypen und nicht auf einzelne Kraftwerke beziehen. Dadurch werden die anlagen- und standortspezifischen Unterschiede innerhalb der Kraftwerkstypen nicht abgebildet.

3.1 Datengrundlagen

Wie die Ressourcenrente berechnet wird, wurde im Kapitel 2.3 aufgezeigt. Daraus lässt sich ableiten, welche Informationen hinsichtlich Kosten und Erträgen notwendig sind, um die Ressourcenrente berechnen zu können. Dabei muss zwischen Genauigkeit der Resultate und Aufwand bei der Datenerhebung abgewogen werden. Die Autoren/innen der vorliegenden Studie gehen davon aus, dass für eine umfassende Abschätzung der Ressourcenrente mindestens folgende Daten von allen Kraftwerken erforderlich wären. Im Rahmen der Bemühungen zur Datenbeschaffung (vgl. Kapitel 1) wurden die genannten staatlichen Stellen in den untersuchten Regionen angefragt, diese Daten zur Verfügung zu stellen.

Daten zu den Kosten der Stromproduktion

Um eine detaillierte Analyse der Kosten eines Kraftwerkes machen zu können, sind folgende Angaben notwendig:

- Kraftwerks-Typ (Laufwasserkraftwerk, Speicherkraftwerk ohne Pumpen, Speicherkraftwerk mit Pumpen).
- Produktionskosten im Erhebungsjahr (€/Jahr), ohne Wasserzinse oder ähnliche Abgaben sowie ohne gewinnbasierte Steuern
- Anlagevermögen (€) und Abschreibungen (€) im Erhebungsjahr
- Investitionssumme (€) oder Wiederbeschaffungswert (€) des Kraftwerkes
- Produktionsmenge im Erhebungsjahr (kWh/Jahr) sowie mittlere Produktionsmenge (kWh/Jahr) über mehrere Jahre
- Anzahl Betriebsstunden (h) in den unterschiedlichen Last-Kategorien (z.B. Base, Peak, Off-Peak) im Erhebungsjahr

Daten zu den Erträgen aus der Stromproduktion

- Anteil der Stromproduktion, welcher ausserbörslich verkauft wird
- Durchschnittliche Erträge pro kWh für ausserbörslich verkaufte Stromproduktion in den oben genannten sechs Last-Kategorien
- Angaben zu den durchschnittlichen Erträgen pro kWh in den oben genannten Last-Kategorien

Es muss zurzeit davon ausgegangen werden, dass insbesondere die betriebswirtschaftlichen Grössen nicht umfassend verfügbar sind.

3.2 Studien zu Ressourcenrenten in der Schweiz

Die in der Schweiz öffentlich zugänglichen Statistiken enthalten Informationen über die Mehrheit der Elektrizitätsunternehmen, inklusive der vertikal integrierten Unternehmen oder Verteilwerke. Für die Analyse der Gestehungskosten dürfen allerdings nur die reinen Wasserkraftunternehmen berücksichtigt werden. Deshalb wurde am «Center for Energy Policy and Economics» (CEPE) der ETH Zürich eine Datenbank aufgebaut, die technische und ökonomische Angaben zu den Unternehmen beinhaltet und so eine angemessene Analyse ermöglicht. Die neusten Datenerhebungen wurden am CEPE im Rahmen einer Masterarbeit von Thomas Geissmann erhoben (Geissmann, 2012). Der Inhalt dieser Datenbank ist nicht öffentlich verfügbar.

Eine repräsentative Stichprobe von 60 Schweizer Wasserkraftunternehmen wurde anhand der öffentlich verfügbaren Geschäftsberichte bezüglich ihrer erwirtschafteten Erträge und der ausgewiesenen Kosten für die Jahre 2000 bis 2009 analysiert. Um die Resultate aussagekräftiger zu machen, wurde der Datensatz mit Angaben über die von den Unternehmen betriebenen Kraftwerke ergänzt. Dadurch konnten die spezifischen technischen Angaben zu den einzelnen Kraftwerkszentralen, die in der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) durch das Bundesamt für Energie (BFE) jährlich veröffentlicht werden, den einzelnen Unternehmen zugewiesen werden. Da die Angaben in den einzelnen Geschäftsberichten aber nur in einer auf Unternehmensebene aggregierten Form vorliegen, mussten im Rahmen der Analyse der Datenbank die zentralenspezifischen technischen Angaben auf Unternehmensebene wiederum aggregiert werden (Geissmann, 2012)¹⁵.

Für eine differenzierte Analyse der Kosten und Erträge wurde zusätzlich eine Typologisierung der Unternehmen vorgenommen, entsprechend der vorherrschenden Technologieart ihres Kraftwerkparks in Bezug auf die Produktionsanteile. Die Unternehmen wurden nach vier Kategorien typologisiert, basierend auf den Kategorien der WASTA: Lauf-, Speicher-, Pumpspeicher- und Umwälzkraftwerke. Zusätzlich wurden die Laufwasserkraftwerke anhand der Berechnung der theoretischen Fallhöhe unterteilt in Hoch- und Niederdruck-Laufkraftwerke. Die Umwälzkraftwerke wurden in Geissmann (2012) nicht

¹⁵ Für weiterführende Informationen zur Datenanpassung siehe Geissmann (2012), Kapitel 3.1

berücksichtigt, da die Anzahl dieser Kraftwerksart schweizweit sehr gering ist und ausserdem die Angaben zur erwarteten mittleren Elektrizitätserzeugung nicht verfügbar sind. Für die Analyse wurden demnach folgende Kategorien verwendet:

- Niederdruck-Laufkraftwerke (Anzahl: 15)
- Hochdruck-Laufkraftwerke (Anzahl: 20)
- Speicherkraftwerke (Anzahl: 18)
- Pumpspeicherkraftwerke (Anzahl: 7)

Rund 50 Prozent der betrachteten Unternehmen befinden sich in den Kantonen Wallis (30 Prozent) und Graubünden (20 Prozent). Dabei handelt es sich in beiden Kantonen hauptsächlich um Hochdruck-Laufkraftwerke, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.

3.3 Gestehungskosten der Stromproduktion

Wie hoch die Gestehungskosten (Produktionskosten) einer Kilowattstunde (kWh) Strom sind, hängt einerseits vom Typ des Wasserkraftwerks ab, andererseits von den Gegebenheiten des Standortes (Fallhöhe, Durchfluss, Speicherbewirtschaftung, etc.). Die Gestehungskosten setzen sich sowohl aus fixen als auch aus variablen Kostenelementen zusammen (vgl. Tabelle 5). Die Kostenbestandteile werden über die gesamte technische Nutzungsdauer kumuliert, auf den Gegenwartswert diskontiert und auf die erzeugte Strommenge bezogen, um vergleichbare Werte in ct./kWh resp. Rp./kWh zu erhalten (Wissel et al., 2008).

Kapitalkosten	Betriebskosten	Abgaben und Steuern
Dividenden	Energiekosten und Netznutzung	Wasserzinsen
Finanzaufwand	Personalkosten	sonstige Steuern ¹⁶
Amortisation	Material und Fremdleistung	
	sonstige Kosten ¹⁷	

Tabelle 5: Kostenelemente der Gestehungskosten

Den grössten Einfluss auf die Gestehungskosten hat der kumulierte Jahresertrag und somit die erreichten Volllaststunden. Muss beispielsweise die Restwassermenge in Ausleitungskraftwerken erhöht werden, führt dies zu einer wesentlichen Steigerung der spezifischen Gestehungskosten. Weitere wesentliche Einflussfaktoren auf die Gestehungskosten sind die Investitionen sowie der zugrunde gelegte Zinssatz. Insbesondere bei Kleinwasserkraftwerken können staatliche Investitionszuschüsse zu einer Senkung der Gestehungskosten führen. Die Betriebskosten und die Abschreibungsdauer haben vergli-

¹⁶ Zu den sonstigen Steuern gehören gemäss Geissmann, 2012: übrige Konzessionsabgaben, Konzessionsauflagen, regulatorisch verfügte Abgaben, Kosten für Gratis- und Vorzugsenergie, Kapital- und sonstige Steuern, Ertragssteuern.

¹⁷ Zu den sonstigen Kosten gehören gemäss Geissmann, 2012: übrige Betriebskosten, betriebsfremde Kosten, Rückstellungen, Unterliegerbeitrag, Netto-ausserordentliche Kosten.

chen dazu kaum einen Einfluss auf die spezifischen Gestehungskosten (Kaltschmitt 2009).

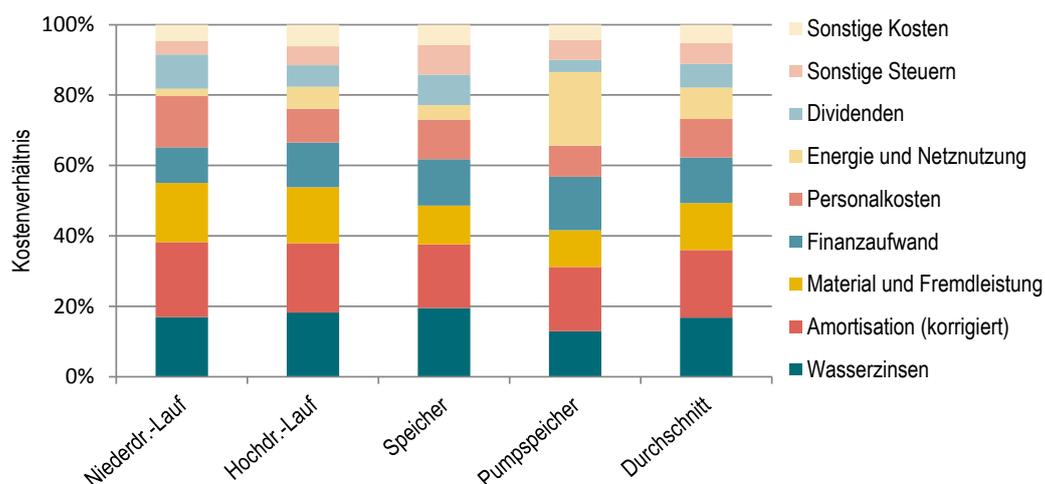
3.3.1 Gestehungskosten heute

In diesem Abschnitt soll die Kostenstruktur der heutigen Produktion beleuchtet werden. Dabei wird hauptsächlich auf eine Arbeit aus der Schweiz (Geissmann 2012) zurückgegriffen, da in den zur Verfügung stehenden Studien aus den anderen Ländern (Deutschland: Wissel et al., 2008; Österreich: Kaltschmitt, 2009) die Anzahl der betrachteten Referenzanlagen bedeutend kleiner ist und überdies kein längerer Zeitraum betrachtet wurde. Die in der Arbeit von Geissmann (2012), sowie in früheren Arbeiten (z.B. Banfi 2004 oder Luchsinger 2006) aufgebaute Datenbasis, kann somit als die beste Datengrundlage bezeichnet werden, und wird folglich in der vorliegenden Studie verwendet.

Die nachfolgende Figur zeigt die in Geissmann (2012) ermittelte, prozentuale Aufteilung der Gestehungskosten nach Kraftwerktyp. Dabei fällt Folgendes auf:

- Bei einem durchschnittlichen Wasserkraftunternehmen stellen die Wasserzinse und die Amortisationskosten die grössten einzelnen Kostenfaktoren dar.
- Aufgrund der benötigten Pumpenergie sind die Energie- und Netznutzungskosten bei Pumpspeicherkraftwerken am höchsten.
- Bei den Laufkraftwerken und bei den Speicherkraftwerken stellen die Wasserzinse rund 20 Prozent der gesamten Gestehungskosten dar. Bei den Pumpspeicherkraftwerken ist der prozentuale Anteil geringer, da insbesondere die Energiekosten für das Pumpen das Gewicht der Wasserzinsen an den Gesamtkosten reduzieren.

Prozentuale Aufteilung der Gestehungskosten nach Kraftwerktyp für die Schweiz



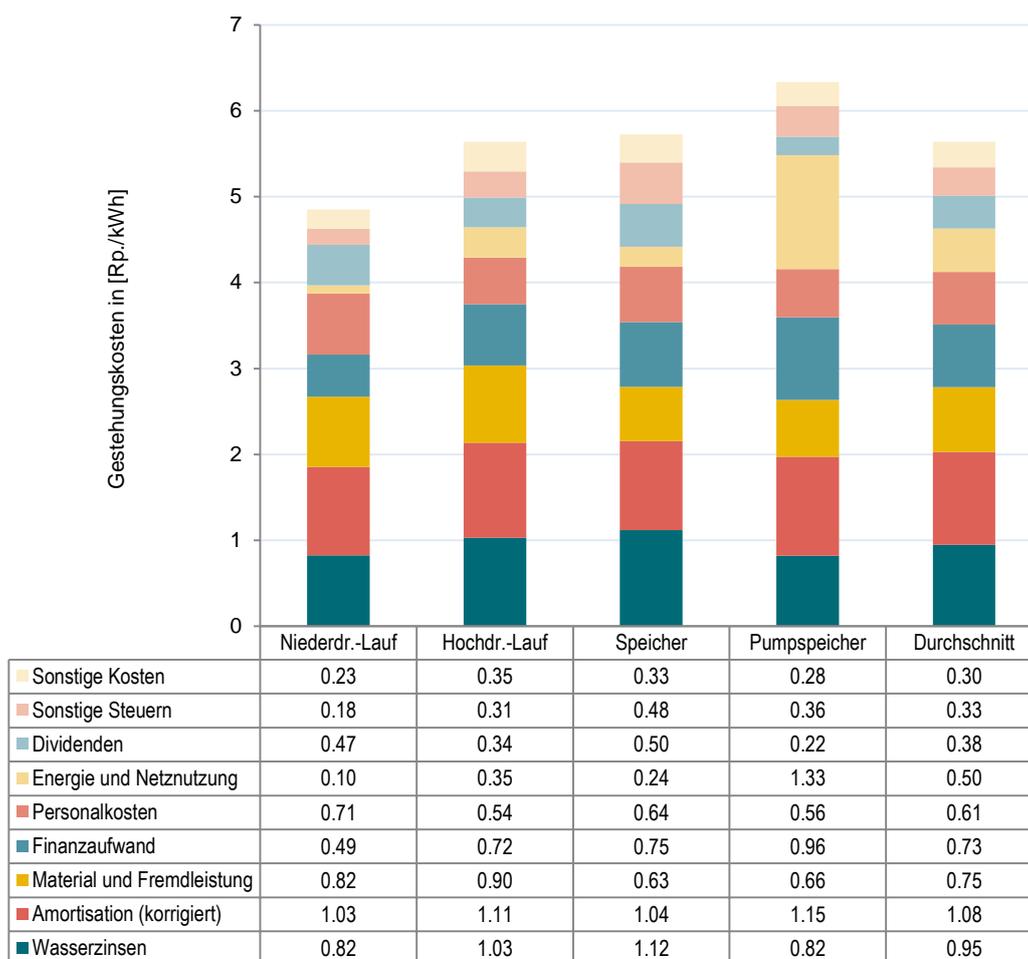
econcept, in Anlehnung an Geissmann (2012)

Figur 9: Prozentuale Aufteilung der Kostenbestandteile nach Kraftwerktyp, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2009 für die Schweiz. Die Kategorie «Durchschnitt» entspricht dem Mittelwert aller Kraftwerkskategorien zusammengefasst.

Die absoluten Gestehungskosten werden in Figur 8 dargestellt. Die Kosten werden pro kWh produzierte Elektrizität ausgewiesen. Zur besseren Vergleichbarkeit werden die Abschreibungen auf 8 Prozent des Anlagevermögens korrigiert, wodurch Verfälschungen durch Sonderabschreibungen vorgebeugt wird (Geissmann 2012). Es lässt sich Folgendes feststellen¹⁸:

- Die durchschnittlichen Gestehungskosten der untersuchten schweizerischen Unternehmen während den Jahren 2000 bis 2009 betragen 5.6 Rp./kWh (4.7 ct/kWh).
- Der zu entrichtende Wasserzins sowie die korrigierten Amortisationskosten machen je ungefähr 1 Rp./kWh (0.83 ct/kWh) der Gestehungskosten aus.
- Niederdruck-Laufkraftwerke weisen die geringsten Gestehungskosten auf, gefolgt von den Hochdruck-Laufkraftwerke und den Speicherkraftwerken. Aufgrund der hohen Energiekosten, sind die Gestehungskosten bei Pumpspeicherkraftwerken mit 6.3 Rp./kWh (5.3 ct/kWh) am höchsten.

Absolute Gestehungskosten je Kraftwerktyp für die Schweiz



econcept, in Anlehnung an Geissmann (2012)

Figur 10: Absolutwerte für die Gestehungskosten der vier Kraftwerkstypen, Mittelwerte der Jahre 2000 bis 2009 für die Schweiz

¹⁸ Für die folgenden Umrechnungen CHF in Euro wurde der aktuelle (2012) Kurs von 1.2 CHF/€ angewendet.

Um die Gestehungskosten für Deutschland, Italien und Österreich möglichst akkurat aus den verfügbaren Daten abzuleiten, scheint es nicht zweckmässig, die Werte bezüglich der schweizerischen Kraftwerke einfach mittels Wechselkurs und allenfalls kaufkraftbereinigt umzurechnen. Vielmehr wurden die in Geissmann (2012) ermittelten Gestehungskosten in die einzelnen Bestandteile zerlegt und anschliessend pro Kostenkomponente auf die Verhältnisse in Deutschland, Italien und Österreich angepasst. Konkret wurde in der vorliegenden Studie wie folgt vorgegangen:

- **Vergleich der Steuerbelastung:** Für die Umrechnung der steuerlichen Belastungen wurden die durchschnittlichen effektive Steuerbelastung der Unternehmen (ZEW 2005) in Österreich, Deutschland und Italien im Verhältnis zur durchschnittlichen Steuerbelastung der Schweiz analysiert, um daraus einen wechselkurskorrigierten Umrechnungsfaktor abzuleiten.
- **Vergleich der Eigenkapitalkosten:** Für die Ableitung der Eigenkapitalkosten wurden die Eigenkapitalkosten der drei Länder ins Verhältnis zu den Eigenkapitalkosten der Schweiz gesetzt. Dabei wurde in einem ersten Schritt die durchschnittlichen Kapitalkosten nach der WACC-Methode¹⁹ berechnet und der risikolose Zinssatz, der unternehmensspezifische Risikozuschlag sowie die Marktrisikoprämie länderspezifisch angepasst (IFBC 2009, OECD 2012). Die nachfolgende Aufteilung in Fremd- und Eigenkapitalkosten ermöglichte (unter Berücksichtigung der Währungsunterschiede) die Herleitung eines Umrechnungsfaktors.
- **Vergleich Strompreise für Industriekunden:** Für die Umrechnung der Energie- und Netznutzungskosten wurden die Strompreise (inkl. Netzkosten und Abgaben) für Industriekunden analysiert (eurostat 2012, BFE 2011b). Die Strompreise wurden wiederum unter Berücksichtigung der Währungsunterschiede ins Verhältnis zu den Strompreisen in der Schweiz gesetzt.
- **Vergleich Bruttolöhne:** Der wechselkurskorrigierte Umrechnungsfaktor für die Personalkosten wurde anhand eines Vergleiches der Bruttolöhne im Energieversorgungssektor der vier Länder berechnet (BFS 2012).
- **Vergleich Fremdkapitalkosten:** Für die Umrechnung des Finanzaufwandes wurden die zu erwartenden Fremdkapitalzinsen mittels Annahmen zum risikolosen Zinssatz für Fremdkapital und einem Ausfallsrisikozuschlag (IFBC 2009), in allen untersuchten Ländern hergeleitet (vgl. Abschnitt zu den Eigenkapitalkosten).
- **Kosten für den Kraftwerksbau:** Um die Kosten für den Kraftwerksbau vergleichbar machen zu können, wurden ein typisches Verhältnis zwischen Kosten für Hoch- und Tiefbau sowie die Kosten für Maschinen und Geräte angenommen, um die daraus resultierenden Kosten über alle untersuchten Länder kaufkraftbereinigt vergleichen zu können (BFE 2012).

¹⁹ «Weighted Average Cost of Capital» (gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz)

- **Sonstige Kosten und Material:** Da sonstige Kosten sowie Material und Fremdleistungen nicht spezifisch einer Gütergruppe zugeordnet werden können, wurde für die Umrechnung der sonstigen Kosten sowie für Material und Fremdleistungen die Kaufkraftparität des gesamten Bruttoinlandprodukts angewendet.

3.3.2 Entwicklung der Gestehungskosten

Ziel der vorliegenden Studie ist es insbesondere Aussagen für die in Zukunft zu erstellenden resp. neu zu konzessionierenden Wasserkraftwerken zu machen. Um diesem Anspruch gerecht zu werden, wird in diesem Abschnitt die Entwicklung der Gestehungskosten analysiert.

Für die Zukunft gehen verschiedene Studien (Floecksmühle et al., 2011; Prognos, 2012; Ecoplan, 2012) von einer tendenziellen Zunahme der Gestehungskosten im Bereich der Wasserkraft aus. Betrachtet man beispielsweise die aktuellen (2012) Prognosen für die Schweiz, welche im Rahmen der neuen Energiestrategie 2050 durchgeführt wurden, so ist ein Anstieg der Gestehungskosten zu erwarten. Dies gilt sowohl für den bestehenden Kraftwerkspark (Prognos 2012), als auch für die Zubauten (Ecoplan 2012).

Zentral bei solchen Prognosen sind immer die Annahmen zu den politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen. Dies gilt im Bereich der erneuerbaren Energien umso mehr, weil die Entwicklung des Strompreises (und somit indirekt auch die Ertragsmöglichkeiten der Kraftwerksunternehmen) stark vom politischen Willen zu einer Energiewende abhängig sind. Die hier dargestellten Prognosen basieren auf einem Szenario «Weiter wie bisher»²⁰ sowie auf der Stromvariante C²¹. Die Zunahme der Gestehungskosten im bestehenden Kraftwerkspark wird mit dem Zubau von Pumpspeicherkraftwerken und der Instandhaltung bestehender Anlagen begründet (Prognos 2012). Weitere Gründe für die steigenden Gestehungskosten sieht Floecksmühle et al., 2011 in der Tatsache, dass die Wasserkraft einen hohen Entwicklungsstand aufweist und deshalb kaum mit wesentlichen Preissenkungen durch Lerneffekte gerechnet werden kann.

²⁰ Das Szenario «Weiter wie bisher» ist massnahmenorientiert und zeigt auf, welche Energienachfrage, bzw. Energieangebot sich ergibt, unter den bestehenden energiepolitischen Instrumenten, während des betrachteten Zeithorizonts (hier bis 2050). Die Technologieentwicklung wird moderat fortgeführt, die bestehenden Vorschriften werden - zeitverzögert - dem technischen Fortschritt angepasst. Unter diesem Szenario ergibt sich ein Anstieg der gesamten Elektrizitätsnachfrage um 34.3 Prozent bis 2050 (Prognos 2012).

²¹ Die Stromangebotsvariante C ist wie folgt definiert (Prognos 2012):

- Kernkraftwerke werden, falls notwendig, durch neue Gaskombikraftwerke ersetzt.
- Erneuerbare Energien werden unter Berücksichtigung einer KEV-Umlage von 0.9 Rp./kWh ausgebaut.
- Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen werden nicht spezifisch gefördert und erreichen einen niedrigen autonomen Zubau.
- Hoher Zubau von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien und Wasserkraftwerken, v.a. durch Ausweitung des bestehenden Fördermechanismus der KEV.

	2010	2020	2030	2040	2050
+ Kapitalkosten Rp. pro kWh					
Speicherkraftwerke	8.1	9.8	10.5	9.9	10.1
Laufwasserkraftwerke	4.3	4.7	5.0	5.0	5.2
+ Betriebskosten Rp. pro kWh					
Speicherkraftwerke	0.8	1.0	1.0	1.0	1.0
Laufwasserkraftwerke	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
+ Energiekosten Rp. pro kWh					
Speicherkraftwerke	-	-	-	-	-
Laufwasserkraftwerke	-	-	-	-	-
= Total Stromgestehungskosten Rp. pro kWh					
Speicherkraftwerke	8.9	10.8	11.5	10.9	11.1
Laufwasserkraftwerke	5.5	5.9	6.3	6.4	6.6

Tabelle 6: (Reale) Stromgestehungskosten für **Zubauten** im entsprechenden Jahr (Quelle: Ecoplan 2012)

Der prognostizierte Anstieg der Gestehungskosten bei den Zubauten (Tabelle 5) betrifft insbesondere die Investitionen (Kapitalkosten), die Betriebskosten bleiben relativ konstant. Die Zunahme der Gestehungskosten bei Zubauten in der Schweiz lässt sich dadurch begründen, dass in der Schweiz das Potenzial eines Ausbaus der Wasserkraft aufgrund der bereits bestehenden Kraftwerke relativ klein ist. Es sind nur noch wenige gute Standorte verfügbar, die meisten werden bereits genutzt. Die verbleibenden Standorte sind teurer zu erschliessen, beispielsweise aufgrund der Distanz zum Siedlungsgebiet oder der ausgeprägten Topographie. Diese Hypothese wird durch Analysen des Potenzials gestützt: So wird das technische Zubau-Potenzial unter den heutigen Nutzungsbedingungen²² in der Schweiz auf relativ bescheidene 2'060 GWh/a geschätzt (BFE, 2012a).

In Deutschland und Österreich sieht die Situation anders aus. Hier wird das verbleibende Zubau-Potenzial bedeutend höher eingeschätzt: Für Deutschland liegt es zwischen 12'300 und 21'200 GWh/a (Floecksmühle et al., 2010), für Österreich bei rund 16'500 GWh/a (Kaltschmitt, 2009)²³. Trotzdem kann auch in diesen Ländern tendenziell von einer Zunahme der Gestehungskosten gerechnet werden, aufgrund von steigenden Rohstoffkosten, die den Ausbau der Wasserkraft verteuern und insbesondere auch aufgrund neuer gesetzlicher Rahmenbedingungen wie beispielsweise erhöhte ökologische Anforderungen (BFE, 2012a; Floecksmühle et al., 2011). Es scheint jedoch aus heutiger Sicht plausibel zu sein, dass die Zunahme der Gestehungskosten insbesondere bei **Zubauten** in Deutschland und Italien weniger ausgeprägt sein wird als in der Schweiz.

²² Das Zubau-Potenzial unter den heutigen Nutzungsbedingungen zeigt auf, in welchem Mass die jährliche Stromproduktion aus Wasserkraft durch Zubauten gesteigert werden kann unter den heutigen gesetzlichen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen in der Schweiz.

²³ Für Italien ist den Autoren der vorliegenden Studie keine Potenzialstudie zur Wasserkraftnutzung bekannt. Für die Provinz Südtirol wurde 2012 eine Potenzialstudie durchgeführt und ein technisches Zubau-Potenzial von 2000 kWh/a identifiziert (Öttl et al., 2012).

3.4 Erlöse aus der Stromproduktion

Der Erlös aus der Stromproduktion eines Kraftwerks ergibt sich durch den Verkauf der produzierten elektrischen Energie. Dieser Verkauf kann über sehr unterschiedliche Kanäle abgewickelt werden, beispielsweise via Börsenmarkt (Preisbildung findet an der Börse statt) oder via Vertragsmarkt (Preisbildung direkt zwischen den Vertragspartnern). Zusätzlich war in der Vergangenheit und ist teilweise noch heute der Stromabsatz im «eigenen» Versorgungsgebiet der Kraftwerksunternehmen von Wichtigkeit. Im Zusammenhang mit der Liberalisierung des Strommarktes nimmt jedoch die Bedeutung dieses monopolistischen Absatzmarktes stark ab und wird in der folgenden Modellierung deshalb auch vernachlässigt. Ebenfalls nicht berücksichtigt wurden der Vertragsmarkt sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL) für die Netzregulierung. Die Beschränkung der Modellierung auf den Börsenmarkt ist einerseits durch die verfügbare Datenlage begründet, andererseits aber auch dadurch, dass der Fokus der vorliegenden Studie eindeutig bei den zukünftig neu zu erbauenden oder neu zu konzessionierenden Kraftwerken liegt. Es ist davon auszugehen, dass der Börsenmarkt in einem liberalisierten europäischen Umfeld an Bedeutung gewinnen wird. Ebenfalls europaweit an Bedeutung gewinnen wird in Zukunft der Regelenergiemarkt, dessen genaue Ausgestaltung insbesondere für die Speicherkraftwerkbetreiber eine wichtige Rolle spielen wird.

3.4.1 Modellierung der heutigen Erlöse

Um die Höhe der Erlöse der unterschiedlichen Kraftwerkstypen für die Abschätzung der Ressourcenrente modellieren zu können, braucht es Informationen zur Menge Elektrizität, die erzeugt wurde und zum Preis, zu dem die Elektrizität verkauft werden konnte.

In einem ersten Schritt wird für jede Stunde des Kalenderjahres (Jahresstunde) die entsprechende Produktionsmenge zugeordnet. Die hierfür verwendeten aktuellen Daten stammen von e-control (2012) sowie vom BFE (2012b) und es wird zwischen Laufwasserkraftwerken und Speicherkraftwerken unterschieden²⁴. Der erste Arbeitsschritt kann in Lastprofilen der Produktion (siehe nachfolgende Figuren) veranschaulicht werden. Die Lastprofile zeigen die produzierte Menge Strom nach Tageszeit und Kraftwerkstyp für die beiden Länder Schweiz und Österreich. Anhand der Lastprofile lässt sich erkennen, dass die Laufwasserkraftwerke eher Bandenergie produzieren, die Speicherkraftwerke hingegen zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden.

Im nächsten Schritt müssen die Preise des verkauften Stroms ebenfalls pro Jahresstunde ermittelt und mit den verkauften Mengen Strom in Verbindung gebracht werden. Dazu wird der Börsenpreis²⁵ pro Jahresstunde mit der produzierten Menge Strom zur selben

²⁴ Die Kraftwerkstypen Nieder- und Hochdruck Laufwasserkraftwerke wurden für die Erlösberechnung zu Laufwasserkraftwerken zusammengefasst. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke wurden zu Speicherkraftwerken zusammengefasst. Diese Vereinfachungen sind zweckmässig, da die **Ertrags**eigenschaften dieser Kraftwerkstypen sich nur unwesentlich unterscheiden.

²⁵ Für die Modellierung wurden primär die Spotmarktpreise der österreichischen Strombörse EXAA verwendet. Diese Strompreise wurden zusätzlich mit Preisen von SWISSIX (Schweiz) und Phelix (Deutschland) plausibilisiert.

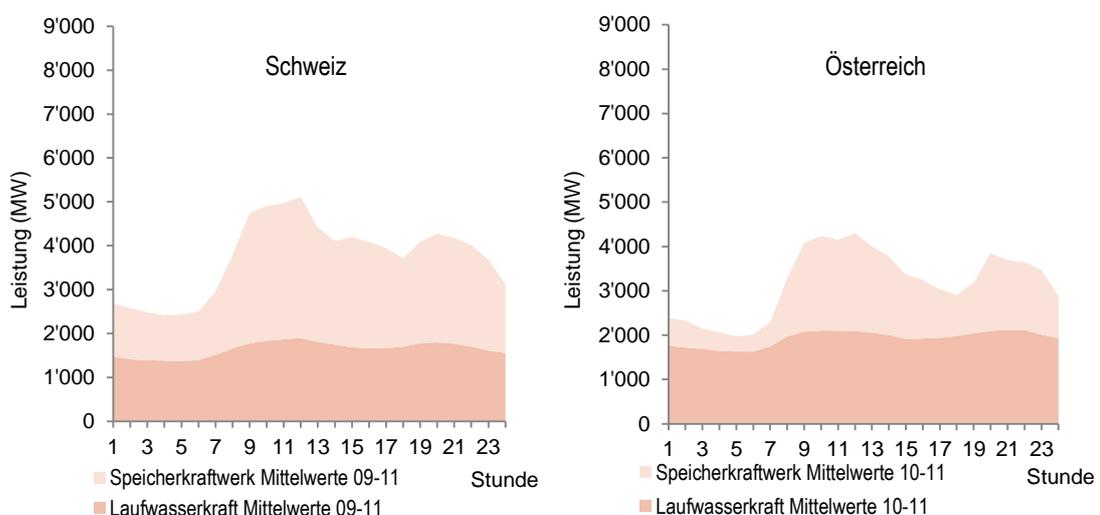
Jahresstunde multipliziert. Daraus lässt sich ein durchschnittlicher, nach Verkaufsmenge gewichteter Ertrag pro Jahr, Kraftwerkstyp und Land berechnen.

Wieso wird ein solches Verfahren angewendet? Würde man ganz simpel die total produzierte Menge Strom pro Jahr mit einem Durchschnittspreis pro Jahr multiplizieren, ergäbe dies ein Ertrag der nicht nach dem Lastprofil gewichtet und deshalb verzerrt ist. Grund für die Verzerrung ist, dass die verkauften Strommengen ungleich über den Tag und das Jahr verteilt und ausserdem positiv mit den Preisen korreliert sind. Dies zeigt sich eindrücklich in den nachfolgend abgebildeten Preisprofilen (beispielhaft für Frühling und Herbst). Aus diesem Grund ist es zweckmässig, für die Berechnung der Erträge die Mengen und Preise jeder einzelnen Jahresstunde zu berücksichtigen. Für die Länder Österreich und Schweiz ergeben sich so Erlöse aus den Stromverkäufen der Kraftwerke für die Jahre 2009 – 2011 zwischen 38 und 57 EUR/MWh. Für Italien und Deutschland wird angenommen, dass die *relative* Verteilung der verkauften Mengen Strom (das Lastprofil der Produktion) nicht wesentlich von den analysierten Lastprofilen in Österreich und der Schweiz abweicht.

Italien nimmt bezüglich der Strompreise eine Sonderstellung innerhalb der untersuchten Länder ein. Der Vergleich der Börsenpreise für die Länder Österreich, Schweiz, Deutschland und Italien zeigt, dass in Italien mit einem relevanten Preisaufschlag gerechnet werden muss, da die Strompreise in Italien im Schnitt rund 40 Prozent über den Preisen der anderen Länder liegen. Dies wurde bei der Abschätzung der Erträge entsprechend berücksichtigt.

Als Ergebnis dieses Arbeitsschrittes liegen modellierte Erlöse in €/MWh nach Kraftwerkstyp, Jahr und Land vor, welche zur Abschätzung der Ressourcenrente benötigt werden (vgl. Kapitel 3.5).

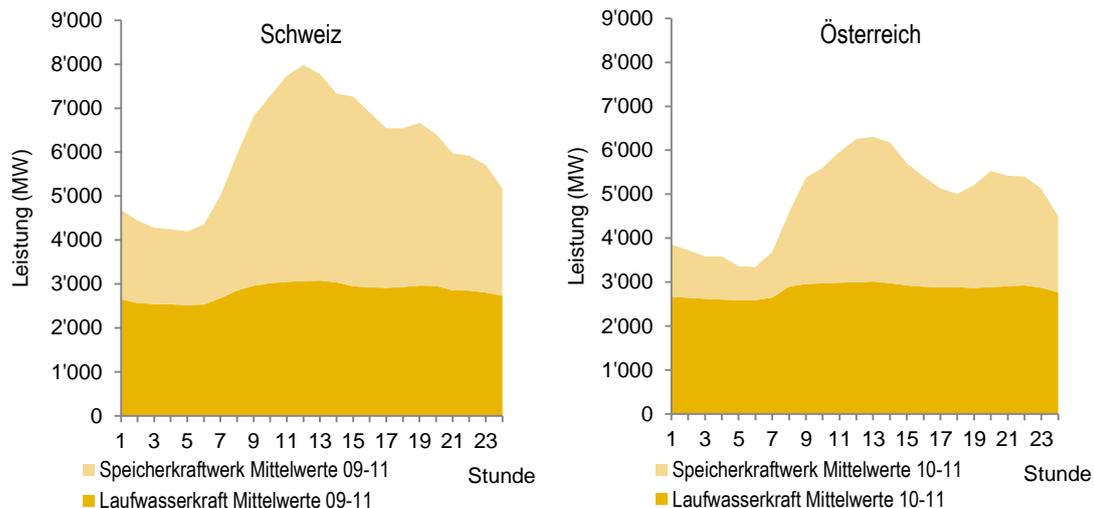
Durchschnittliches Lastprofil der Produktion: Frühling



econcept

Figur 11: Durchschnittliches Lastprofil der Produktion für die Jahre 2009-2011 (respektive 2010-2011) für die Lauf- und Speicherkraftwerke in der Schweiz und Österreich während den Monaten März-Mai (Quelle: BFE 2012b, E-Control 2012).

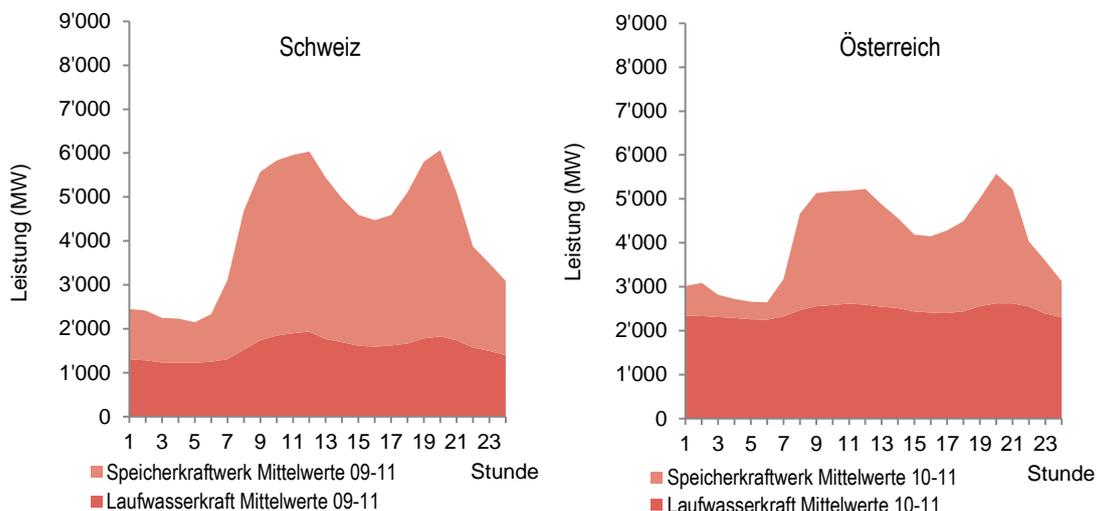
Durchschnittliches Lastprofil der Produktion: Sommer



econcept

Figur 12: Durchschnittliches Lastprofil für die Jahre 2009-2011 (respektive 2010-2011) für die Lauf- und Speicherkraftwerke in der Schweiz und Österreich während den Monaten Juni-August (Quelle: BFE 2012b, E-Control 2012).

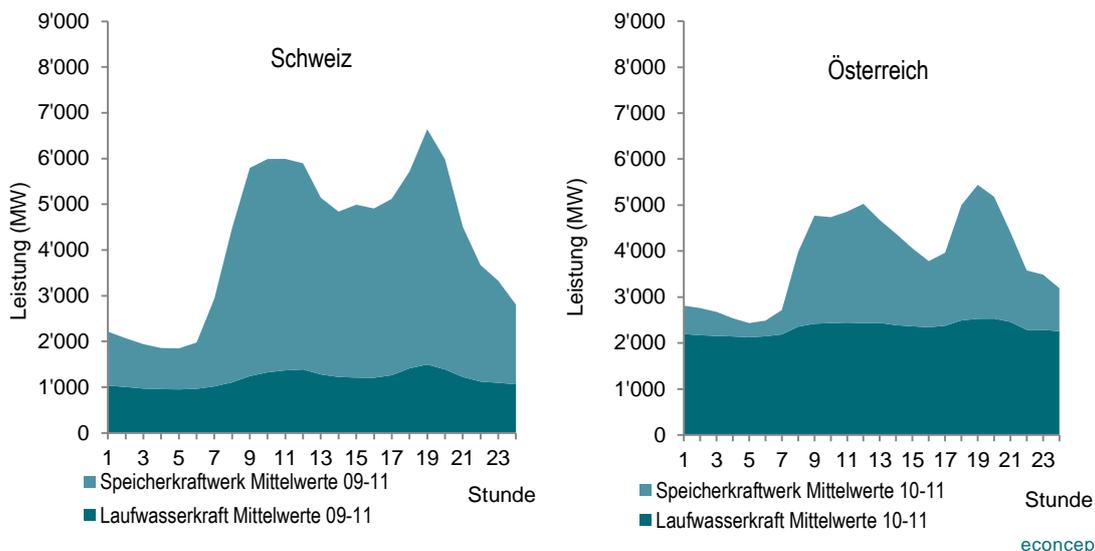
Durchschnittliches Lastprofil der Produktion: Herbst



econcept

Figur 13: Durchschnittliches Lastprofil der Produktion für die Jahre 2009-2011 (respektive 2010-2011) für die Lauf- und Speicherkraftwerke in der Schweiz und Österreich während den Monaten September-November (Quelle: BFE 2012b, E-Control 2012).

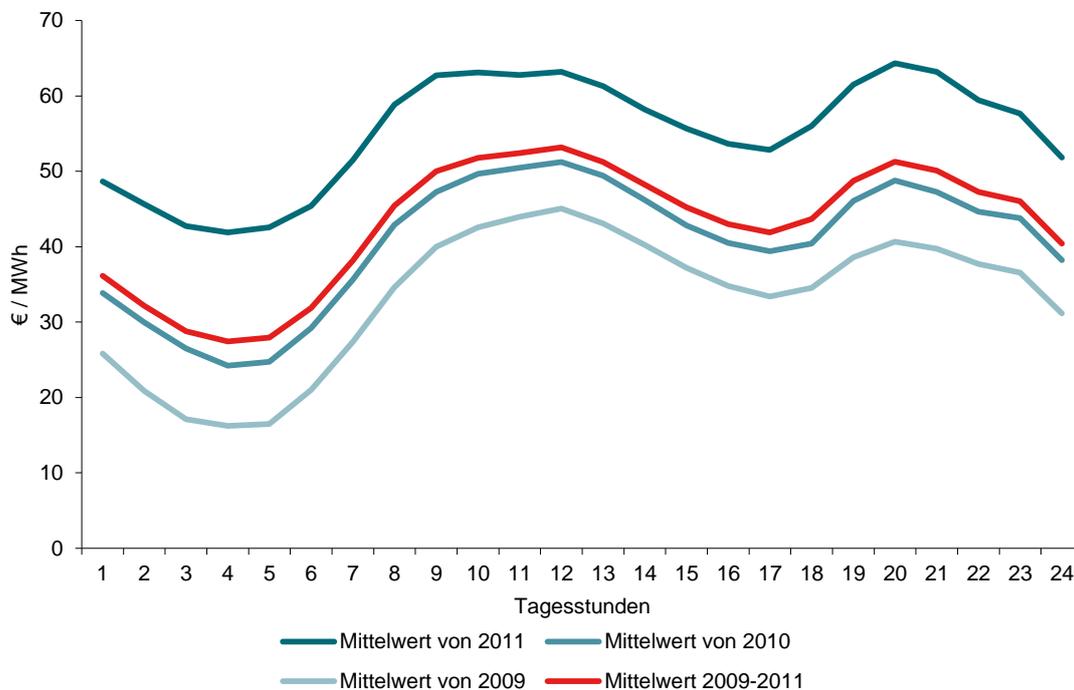
Durchschnittliches Lastprofil der Produktion: Winter



econcept

Figur 14: Durchschnittliches Lastprofil der Produktion für die Jahre 2009-2011 (respektive 2010-2011) für die Lauf- und Speicherkraftwerke in der Schweiz und Österreich während den Monaten Dezember-Februar (Quelle: BFE 2012b, E-Control 2012).

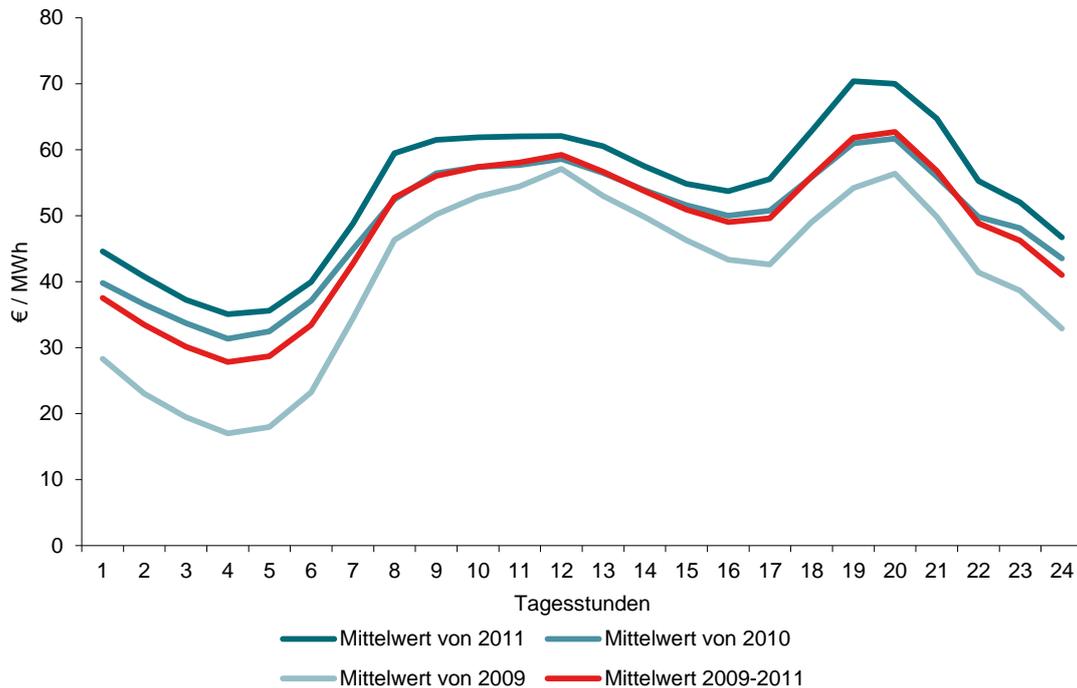
Preisprofil Frühling



econcept

Figur 15: Mittelwerte der EXXA-Spotmarktpreise jeder Tagesstunde in €/MWh für die Monate März, April und Mai der Jahre 2009 bis 2011.

Preisprofil Herbst



econcept

Figur 16: Mittelwerte der EXXA-Spotmarktpreise jeder Tagesstunde in €/MWh für die Monate September, Oktober und November der Jahre 2009 bis 2011.

Betrachtet man die Preisprofile der Jahre 2009 bis 2011 wird ersichtlich, dass die Unterschiede zwischen den Höchstwerten und den Tiefstwerten tendenziell abgenommen haben.

3.4.2 Entwicklung der Erlöse aus der Stromproduktion

Um die zukünftigen Erlöse aus der Stromproduktion abschätzen zu können, werden in der vorliegenden Studie in einem ersten Schritt die Prognosen der Strompreisentwicklung analysiert. In einem zweiten Schritt wird daraus auf die Entwicklung der Erlöse aus der Stromproduktion geschlossen. Der Strompreis ist jedoch nicht mit den Erlösen aus der Stromproduktion gleichzusetzen, da im Strompreis unter anderem auch die Entschädigung für die Nutzung des Netzes enthalten ist. Der Strompreis, den die Endverbraucher/innen bezahlen, setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen (BFE, 2011b):

- **Energiepreis** ist der Preis für die gelieferte elektrische Energie und entspricht im Wesentlichen dem Erlös aus der Stromproduktion.
- **Netznutzungsentgelte** widerspiegeln die Kosten des Stromtransports.
- **Abgaben und Leistungen an die Gemeinwesen:** Darunter fallen Abgaben und Gebühren, sowie die Konzessionsabgaben und Leistungen an die Gemeinwesen.
- **Abgaben zur Förderung erneuerbarer Energien:** Darunter fallen Einspeisevergütungen zur Förderung von erneuerbarer Energien.

Entwicklung des Strompreises

Die Entwicklung des zukünftigen Strompreises hängt von der Entwicklung der verschiedenen Komponenten ab. Während die Abgaben und Leistungen sowie die Förderabgaben für erneuerbare Energien und die Netznutzungsentgelte regulatorisch festgelegt werden, ist der Energiepreis mehrheitlich marktabhängig. Prognosen über die Entwicklung der Strompreise sind naturgemäss mit einer grossen Unsicherheit behaftet und stark von den zugrundeliegenden Annahmen abhängig. In Figur 9 sind die für die Schweiz und die Europäische Union erwarteten Preise bis 2050 dargestellt, basierend auf folgenden Szenarien:

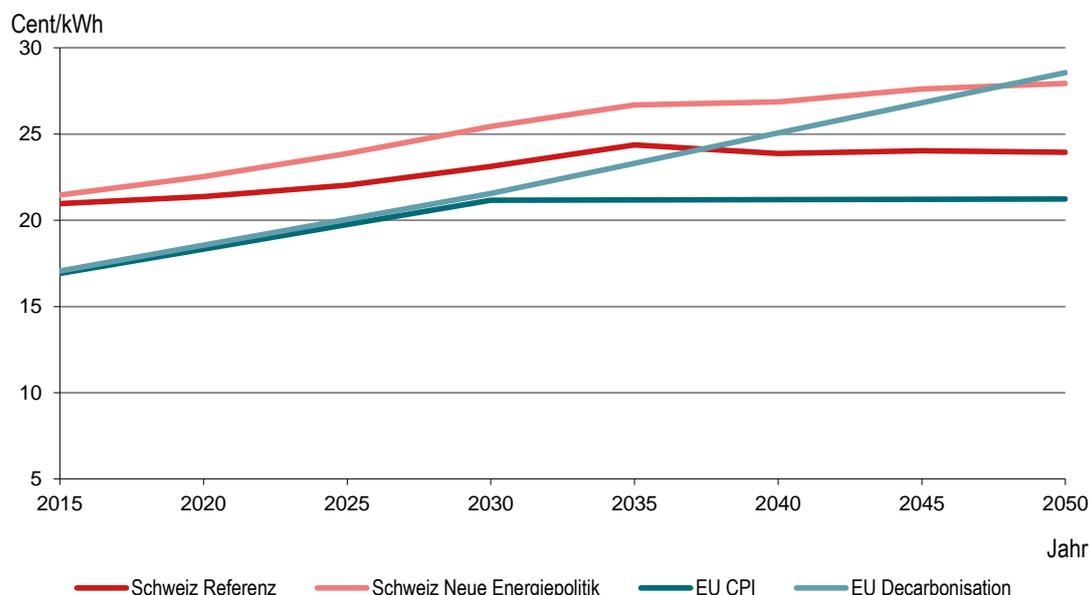
- Das EU «Referenzszenario» geht von der Weiterführung der bis März 2010 implementierten Regulierungen aus und unterstellt ein durchschnittliches BIP-Wachstum von 1.7 Prozent pro Jahr für die Jahre 2010-2050. Weiter unterliegen dem Szenario die Annahmen, dass die Rohölpreise steigen und die Kosten von Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energien sinken werden. Diese Annahmen haben zur Folge, dass aufgrund hoher Investitionen in erneuerbare Energien sowie aufgrund künftig erwarteter steigender CO₂- und Brennstoffpreise die Strompreise bis ins Jahr 2030 markant ansteigen. Ab 2030 setzt anschliessend eine Stabilisierung bzw. ein leichter Rückgang der Strompreise ein, welcher durch die verstärkte Entkoppelung der Strompreise von den Preisen für fossile Energieträger begründet wird (EC 2011).
- Das «CPI»-Szenario für die EU geht von den gleichen Annahmen aus, wie das Referenz Szenario und berücksichtigt zusätzlich jene politischen Massnahmen, die nach März 2010 (insbesondere nach dem Reaktorunfall in Fukushima) beschlossen wurden (EC 2011). Somit ist das «CPI»-Szenario vergleichbar mit dem Schweizer «Referenzszenario» aus Prognos 2012.
- Das Schweizer «Referenzszenario» geht von einer «weiter wie bisher» Situation aus, in der die Steuern und Abgaben real nur gering erhöht werden. Der Preisanstieg resultiert somit zum grössten Teil aus der Preissteigerung aus den höheren Beschaffungskosten bzw. den Preisentwicklungen auf den internationalen Brennstoffmärkten. Der Anstieg des Strompreises ist hauptsächlich auf die Ersatzinvestitionen bei dem Zubau von Gaskombikraftwerken und steigende Netzkosten zurückzuführen (Prognos, 2012).
- Das EU «Decarbonisation»-Szenario «High Renewable Energy Sources» beschreibt einen klimafreundlichen Entwicklungspfad, in dem u.a. Regulierungen zur CO₂-Emissionsreduktion eingeführt werden. Zudem werden in diesem Szenario die erneuerbaren Energien stark gefördert, mit dem Ziel, 2050 rund 75 Prozent des Energiekonsums decken zu können (EC 2011).
- Das Schweizer Szenario «Neue Energiepolitik» ist ein Zielszenario, welches einen Entwicklungspfad darstellt, der es ermöglicht, die CO₂-Emissionen bis ins Jahre 2020 um 20 Prozent gegenüber 2000 zu reduzieren. Dazu erfordert dieses Szenario eine international abgeglichene CO₂-Reduktions- und Energieeffizienzpolitik (Prognos, 2012).

Der Vergleich der Strompreise in verschiedenen Ländern ist sehr schwierig und mit grossen Unsicherheiten behaftet. Beispielsweise werden die Haushalte in den Ländern unterschiedlich definiert und die sehr unterschiedlichen Steuerregimes zwischen den Ländern schränken die Vergleichbarkeit zusätzlich ein. Beim Vergleich der zukünftigen Preisentwicklung kommt erschwerend hinzu, dass die Annahmen, die den verschiedenen Szenarien unterliegen ähnlich sind, jedoch nicht vollständig übereinstimmen. Der momentan wichtigste Unsicherheitsfaktor ist jedoch der Wechselkurs zwischen Schweizerfranken und Euro. Die untenstehenden Vergleiche wurden auf Basis des Kurses von 1.20 (CHF/€) durchgeführt.

Trotzdem kann Folgendes festgehalten werden: Heute unterscheiden sich die Strompreise in den Ländern der Europäischen Union sowie zwischen der Schweiz und diesen Ländern teilweise deutlich. Für die Zukunft kann – ohne Wechselkurseffekte zu berücksichtigen – tendenziell von einer Annäherung der Preise ausgegangen werden. Dies zeigt der Vergleich der beiden ähnlichen Szenarien («EU CPI» und «Schweiz Referenz»). Die Preisentwicklungen konvergieren über die Zeit und weisen bis 2050 geringere Unterschiede auf.

Die dargestellte Entwicklung bei den verschiedenen Szenarien macht aber auch deutlich, wie stark die zukünftige Preisentwicklung von den politischen Massnahmen abhängig ist (z.B. Förderung der Erneuerbaren Energien und technologischen Entwicklungen, Ausstieg aus der Atomenergie, etc.).

Entwicklung der Strompreise in der Schweiz und der EU bis 2050



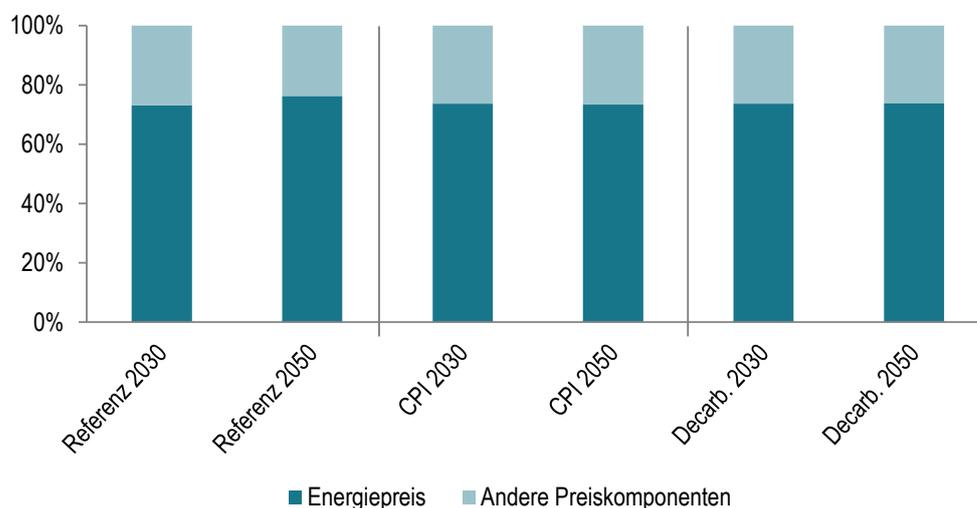
econcept

Figur 17: Vergleich der erwarteten Entwicklung der Strompreise für Endverbraucher (hier Haushalte) in der Schweiz und der Europäischen Union bis 2050. Die Daten wurden linear interpoliert (Quellen: EC, 2011, Prognos, 2012)

Entwicklung der Erlöse der Produzierenden

Die Entwicklung der Erlöse der Produzierenden ist einerseits von der Entwicklung der Strompreise abhängig, andererseits spielt das Verhältnis zwischen Energiepreis und den anderen Komponenten des Strompreises eine entscheidende Rolle. Es kann davon ausgegangen werden, dass aufgrund der vermehrten stochastischen Produktion durch neue Erneuerbare (z.B. Wind, Photovoltaik) das Übertragungsnetz tendenziell teurer wird. Es wird deshalb angenommen, dass das Verhältnis zwischen Energiepreis und Strompreis konstant bleibt. Diese Annahme bestätigt sich, wenn man die vergangene Situation mit der prognostizierten zukünftigen Entwicklung vergleicht: Es zeigt sich, dass der Anteil des Energiepreises am Strompreis in der EU bei rund 70 Prozent konstant bleibt (EC, 2012). Daraus kann gefolgert werden, dass die Erlöse der Produzierenden in Zukunft etwa proportional mit dem Strompreis zunehmen werden.

Relative Entwicklung des Energiepreises



econcept

Figur 18: Relative Entwicklung der Strompreiskomponente «Marktpreise der Produktion» und der restlichen Preiskomponenten in der EU unter dem Referenzszenario, CPI-Szenario und dem Decarbonisation-Szenario für die Jahre 2030 und 2050 (Quelle: WIP, 2012).

3.4.3 Ökostrom

Ein Instrument der Förderung bzw. Vermarktung der Hydroelektrizität stellen Ökostrom-Zertifikate dar, die von verschiedenen Unternehmen in den berücksichtigten Ländern angeboten werden. Haushalte haben die Möglichkeit auf Ökostrom umzusteigen, indem sie einen Aufpreis bezahlen. Dadurch steigt der Wert der natürlichen Ressource Wasserkraft im Vergleich mit anderen Produktionstechnologien. Wie weit die Produzierenden durch diesen zusätzlichen Wert eine höhere Ressourcenrente generieren können, muss im Einzelfall geklärt werden und ist abhängig von verschiedenen Faktoren: Dazu gehören die Zahlungsbereitschaft der Endkunden, das Vorhandensein einer Quotenregelung für Ökostrom und der Anteil des Mehrwertes, welcher bis zu dem Produzierenden gelangt. Eine zusätzliche Rolle spielt die Ausgestaltung der Ökostrom-Zertifikate: Können bereits bestehende Produktionskapazitäten neu als Ökostrom verkauft werden, entspricht dies einer zusätzlichen Gewinnmöglichkeit für die Kraftwerksbetreibenden und die Ressour-

cenrente (hier: Differenzialrente) erhöht sich entsprechend. Müssen jedoch zur Erlangung des Ökostrom-Zertifikates zwingend zusätzliche Investitionen, beispielsweise in den Gewässerschutz oder in den Zubau von neuen Kapazitäten getätigt werden, nimmt die Ressourcenrente nicht im gleichen Umfang zu, wie sich der Wert der Elektrizität erhöht.

3.5 Ressourcenrente

3.5.1 Quantitative Abschätzung der Ressourcenrente

Um eine Grössenordnung der Ressourcenrente für die verschiedenen Kraftwerkstypen in den vier Ländern herleiten zu können, greifen wir auf die abgeschätzten Gestehungskosten der Stromproduktion (Kapitel 3.3) sowie auf die modellierten Erträge (Kapitel 3.4) zurück. Die daraus resultierenden Ressourcenrenten für die vier untersuchten Länder in den Jahren 2010 und 2011 sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Schweiz							
[ct / kWh]	2011			2010			
	Erträge	Kosten	RR	Erträge	Kosten	RR	
Niederdruck Laufwasser	5.2	3.3	2.0	4.6	2.9	1.7	
Hochdruck Laufwasser	5.2	3.8	1.5	4.6	3.3	1.2	
Speicher	5.5	3.8	1.8	5.0	3.3	1.6	
Pumpspeicher	5.5	4.5	1.0	5.0	4.0	1.0	
Österreich							
[ct / kWh]	2011			2010			
	Erträge	Kosten	RR	Erträge	Kosten	RR	
Niederdruck Laufwasser	5.2	2.9	2.3	4.5	2.8	1.7	
Hochdruck Laufwasser	5.2	3.5	1.7	4.5	3.4	1.2	
Speicher	5.7	3.6	2.0	4.9	3.5	1.4	
Pumpspeicher	5.7	4.5	1.1	4.9	4.4	0.5	
Italien							
[ct / kWh]	2011			2010			
	Erträge	Kosten	RR	Erträge	Kosten	RR	
Niederdruck Laufwasser	7.3	2.9	4.4	6.6	2.8	3.7	
Hochdruck Laufwasser	7.3	3.6	3.8	6.6	3.5	3.1	
Speicher	7.8	3.7	4.1	7.0	3.6	3.4	
Pumpspeicher	7.8	4.7	3.1	7.0	4.6	2.4	
Deutschland							
[ct / kWh]	2011			2010			
	Erträge	Kosten	RR	Erträge	Kosten	RR	
Niederdruck Laufwasser	5.2	2.8	2.5	4.6	2.7	1.9	
Hochdruck Laufwasser	5.2	3.3	1.9	4.6	3.2	1.4	
Speicher	5.6	3.5	2.1	4.9	3.4	1.6	
Pumpspeicher	5.6	4.2	1.4	4.9	4.1	0.9	

Tabelle 7: Approximativ hergeleitete Ressourcenrente (RR) als Differenz der Kosten und Erträge von unterschiedlichen Kraftwerkstypen in den vier untersuchten Ländern (ct/kWh). Eigene Berechnungen. Dargestellte Werte auf eine Kommastelle gerundet.

[ct / kWh]	Schweiz	Österreich	Italien	Deutschland
Niederdruck Laufwasser	1.7 – 2.0	1.7 – 2.3	3.7 – 4.4	1.9 – 2.5
Hochdruck Laufwasser	1.2 – 1.5	1.2 – 1.7	3.1 – 3.8	1.4 – 1.9
Speicher	1.6 – 1.8	1.4 – 2.0	3.4 – 4.1	1.6 – 2.1
Pumpspeicher	1.0	0.5 – 1.1	2.4 – 3.1	0.9 – 1.4

Tabelle 8: Approximativ hergeleitete Ressourcenrente in ct/kWh als Differenz der Kosten und Erträge von unterschiedlichen Kraftwerkstypen in den vier untersuchten Ländern für die Jahre 2010 und 2011. Quelle: Eigene Berechnungen aus den verfügbaren Daten.

Zusammenfassend lassen sich aus den Tabellen 6 und 7 folgende Schlüsse ziehen:

- Laufwasserkraftwerke weisen eine höhere Ressourcenrente auf als Speicherkraftwerke und Pumpspeicher- eine tiefere als normale Speicherkraftwerke. Grund dafür sind wahrscheinlich die höheren Baukosten der Speicherkraftwerke sowie der Energieverbrauch von Pumpspeicherkraftwerken zur Erzeugung «künstlicher» Wasserkraft. Ausserdem führte der tendenziell kleiner werdende «Spread» zwischen Peak- und Offpeak-Preisen resp. das grössere Angebot billiger Energie aus Photovoltaik zu den Mittagszeiten zu kleineren Verdienstmöglichkeiten dieser Kraftwerkstypen.
- Die Ressourcenrente ist wesentlich höher bei Kraftwerken in Italien. Dies liegt an den vergleichsweise hohen Erträgen, die durch den im Schnitt 40 Prozent höheren Strompreis in Italien zustande kommen.
- Schweizer Kraftwerke erwirtschaften tendenziell eine etwas tiefere Ressourcenrente im Vergleich zu den drei anderen Ländern. Die Ressourcenrente in Österreich und Deutschland liegt um ca. 10 bis 20 Prozent höher. Auch wenn die Finanzierungskosten und die steuerlichen Belastungen in der Schweiz etwas tiefer sind als in den restlichen Ländern, so vermögen diese Effekte nicht das relativ höhere Preisniveau bezüglich der anderen Faktoren zu kompensieren. Der Vergleich zwischen der Schweiz und den anderen Ländern wird zusätzlich durch die Wechselkurschwankungen CHF/€ erschwert.

3.5.2 Einflussfaktoren auf die Ressourcenrente

Die ermittelten Resultate zeigen, dass bei der Wasserkraftnutzung eine Ressourcenrente existiert. Dabei ist ihre Höhe in erster Linie abhängig von den beiden Faktoren Ertrag (aus dem Verkauf des produzierten Stroms) und Kosten (der Stromproduktion) und schwankt entsprechend stark, insbesondere mit den Marktpreisen. In der vorliegenden Studie wurde bereits mehrfach darauf hingewiesen, dass Kosten und Erträge wiederum abhängig sind von verschiedenen Einflussfaktoren. Dabei spielt in erster Linie der Standort eine wichtige Rolle (Produktionsmöglichkeiten, erforderlicher Aufwand zur Nutzbarmachung der Wasserkraft, usw.). Hinzu kommen jedoch auch politische Rahmenbedingungen, die einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der Kosten und Erträge haben. Diese sollen in der Folge kurz zusammengefasst werden.

Auf Seiten der **Gestehungskosten** sind es die erreichten Volllaststunden, die den grössten Einfluss auf die Höhe der Kosten haben. Muss beispielsweise die Restwassermenge in Ausleitungskraftwerken erhöht werden, führt dies zu einer wesentlichen Steigerung der spezifischen Gestehungskosten. Umweltauflagen spielen demnach eine wichtige Rolle. Weitere wesentliche Einflussfaktoren auf die Gestehungskosten sind die Investitionen sowie der zugrunde gelegte Zinssatz. Insbesondere bei Kleinwasserkraftwerken können staatliche Investitionszuschüsse (wie beispielsweise in Österreich) zu einer Senkung der Gestehungskosten führen. Wie am Beispiel der Schweiz gezeigt wurde, beeinflussen auch die Höhe von Abgaben und Steuern die Gestehungskosten beträchtlich.

Die Höhe der **Erträge** ist wiederum abhängig von der Produktionsmenge und den Energiepreisen. Während die Produktionsmenge nebst standortspezifischen Gegebenheiten hauptsächlich durch politische Rahmenbedingungen wie Fördermassnahmen (z.B. Einspeisevergütungen und Quotenregelungen) und Umweltauflagen (z.B. Restwasserregulierungen oder eingeschränkte Speicherkapazitäten) beeinflusst wird, hängt die Strompreisentwicklung hauptsächlich vom Markt ab (Nachfrage nach Ökostrom, Kostenentwicklung der Wasserkraft-Substitute, etc.). Der Markt wiederum spielt innerhalb der von der Politik festgelegten Rahmenbedingungen, so dass auch die Entwicklung der Energiepreise durch die Politik beeinflusst wird (Fördermassnahmen für erneuerbare Energien und technologische Entwicklungen, Atomausstieg, Energie- oder CO₂-Abgaben etc.).

Die tatsächliche Höhe der Ressourcenrente ist also abhängig von standortspezifischen Gegebenheiten einerseits und politischen Rahmenbedingungen und Marktentwicklungen andererseits. Dadurch widerspiegelt die Ressourcenrente sowohl die Marktverhältnisse als auch die Standortqualität und die Qualität der vorgenommenen Investitionen sowie die Effizienz des Kraftwerksbetriebes. Aus diesen Gründen ist die Ressourcenrente eine gute Basis zur Bestimmung der Entschädigung für die Wasserkraftnutzung (Banfi et al. 2004). Die unterschiedlichen politischen (und rechtlichen) Rahmenbedingungen gilt es aber unbedingt zu berücksichtigen, bevor man festlegt, in welchem Mass und in welcher Form die Ressourcenrente abgeschöpft werden kann.

3.5.3 Mögliche Entwicklung der Ressourcenrente in der Zukunft

In der vorliegenden Studie sind insbesondere Aussagen für die in Zukunft, resp. für neu zu konzessionierende Wasserkraftwerke von Interesse. Aus diesem Grund, wird in diesem Abschnitt die mögliche Entwicklung der Ressourcenrente diskutiert. Wie die Ressourcenrente heute, ist auch die Entwicklung der Ressourcenrente in Zukunft abhängig von der Entwicklung der Gestehungskosten und der Erträge der Stromproduktion aus Wasserkraft. Für beide Faktoren wurden in vorhergehenden Kapiteln die möglichen Entwicklungen analysiert und dargestellt (vgl. 3.3.2 und 3.4.2). Zusammenfassend kann folgendes festgehalten werden:

- Für den künftigen Zubau von Wasserkraftwerken wird mit einem *Anstieg der Gestehungskosten* gerechnet, aufgrund der geringen Standortverfügbarkeit (insbesondere in der Schweiz), wegen den tendenziell steigenden Baukosten und insbesondere

auch aufgrund neuer gesetzlicher Rahmenbedingungen wie beispielsweise zusätzlicher Umwelt-, Tier- und Landschaftsschutzauflagen.

- Wie in Kapitel 3.4.2 dargelegt wurde, kann davon ausgegangen werden, dass sich die Erlöse der Produzierenden in Zukunft etwa proportional zum Strompreis entwickeln. Da zukünftig von einer *Zunahme des Strompreises* ausgegangen wird, kann gefolgert werden, dass auch die Erlöse zunehmen werden.

Folglich dürfte die Ressourcenrente in Zukunft tendenziell in etwa konstant bleiben. Bei solchen Aussagen gilt es zu berücksichtigen, dass die zukünftige Entwicklung von vielen unterschiedlichen Faktoren abhängig ist, deren genaues Ausmass mit grosser Unsicherheit behaftet ist.

3.5.4 Einordnung der Resultate

Es wurde bereits mehrfach darauf hingewiesen, dass aufgrund der sehr eingeschränkten länderspezifischen Datengrundlage die hier ermittelten Schätzwerte für die heutige Ressourcenrente und deren zukünftige Entwicklung eine Annäherung darstellen und keinesfalls Prognosen sind. Im Gegensatz dazu wird im folgenden Kapitel 4 davon ausgegangen, dass die Ressourcenrente auf Ebene der Kraftwerke detailliert ermittelt wird. Die im Kapitel 4 durchgeführte Beurteilung unterschiedlicher Abschöpfungsmechanismen basieren somit nicht auf den Abschätzungen aus Kapitel 3, sondern geht von einer zukünftigen, umfassenden und korrekt durchgeführten Ermittlung der Ressourcenrente aus und setzt die dafür erforderlichen Regulierungen voraus.

4 Allokation der Ressourcenrente

Im Kapitel 2 wurden die institutionellen Rahmenbedingungen sowie die Begründung und Bestimmung der Ressourcenrente hergeleitet. Kapitel 3 befasste sich danach mit der Identifizierung und approximativen Quantifizierung der Faktoren, welche die Höhe der Ressourcenrente bestimmen. Im folgenden Kapitel 4 soll abschliessend die Allokation der Ressourcenrente thematisiert werden.

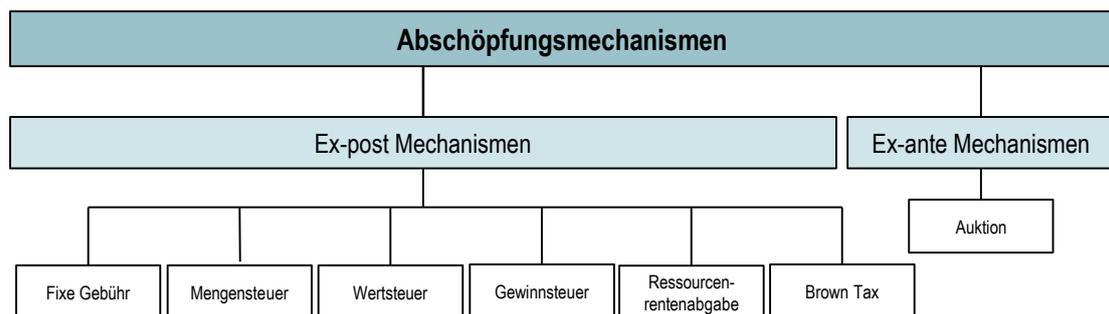
Das ökonomische Allokationsproblem stellt sich insofern, als dass die eigentumsrechtlich-ökonomische Situation zwischen den Verleihungsberechtigten und den Investoren/innen nicht per se definiert ist: Beide Seiten können berechtigte Ansprüche an die Ressourcenrente stellen. Die Investoren/innen argumentieren, dass ohne ihre finanziellen Mittel, ihr Know-how und ihre Bereitschaft einen Teil des Risikos zu tragen, die Ressourcenrente gar nicht realisiert werden kann. Andererseits werden die Verleihungsberechtigten argumentieren, dass ihnen aufgrund des Verfügungsrechtes über die natürliche Ressource Wasserkraft ebenfalls ein Teil der Ressourcenrente zusteht.

Bei der Allokation der Ressourcenrente geht es einerseits darum, einen optimalen Abschöpfungsmechanismus zu finden (die Kriterien hierfür werden im Kapitel 4.2 erarbeitet) andererseits muss auch eine gesellschaftlich, rechtlich und politisch zweckmässige Lösung für das Verteilungsproblem zwischen Verleihungsberechtigten und Investoren gefunden werden. Für Letzteres lässt sich aus der vorliegenden Studie und später aus den weiteren Studien, die das Forum in Auftrag gegeben hat, Argumente ableiten. Ein abschliessender Entscheid darüber muss jedoch im Rahmen eines politischen Prozess gefunden werden.

4.1 Abschöpfungsmechanismen

Die Möglichkeiten zur Abschöpfung von Ressourcenrenten werden in der Literatur hauptsächlich für nicht erneuerbare Ressourcen (insbesondere Erdöl) diskutiert. Die Erkenntnisse lassen sich aber weitgehend auf die Ressourcenrentenabschöpfung bei der Wasserkraft übertragen. In der folgenden Übersicht sollen die wichtigsten Abschöpfungsmechanismen kurz erläutert werden. Dabei kann grundsätzlich zwischen ex-ante Mechanismen, welche einen Teil der Ressourcenrente einmalig vor dem Gebrauch der Ressource abschöpfen und den ex-post Mechanismen, wo die Ressourcenrente erst nach dem Gebrauch der Ressource abgeschöpft wird, unterschieden werden (vgl. Figur 17).

Übersicht über die Abschöpfungsmechanismen



in Anlehnung an Banfi et al. 2004

Figur 19: Übersicht über die verschiedenen Möglichkeiten zur Abschöpfung von Ressourcenrenten. Es wird zwischen ex-ante Abschöpfungssystemen (Abschöpfung vor dem Gebrauch der Ressource) und ex-post Systemen (Abschöpfung nach resp. während dem Gebrauch der Ressource) unterschieden.

4.1.1 Ex-ante Mechanismen

Ex-ante Mechanismen führen zu einer (teilweisen) Abschöpfung der Ressourcenrente vor dem Gebrauch der Ressource.

Auktion

Bei einer Auktion wird ein Gut, hier das Recht auf die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion, versteigert. Auktionen werden dann angewendet, wenn Unsicherheit herrscht bezüglich des Wertes eines Gutes. Unter der Annahme eines funktionierenden Marktes, kann die ökonomische Rente durch eine Auktion vollständig abgeschöpft werden. Die Bieter (hier: Kraftwerksgesellschaft, Investor/in) erhöhen ihre Angebote maximal solange, bis der gebotene Preis dem Barwert der erwarteten ökonomischen Rente entspricht. Dies entspricht dem Punkt, bei dem unter Berücksichtigung der bestehenden Risiken die diskontierten Gesamtkosten für das Unternehmen gerade noch durch die erwarteten diskontierten Erträge aus der Nutzung der natürlichen Ressource gedeckt werden können (Banfi et al., 2004). Auch in der Wasserwirtschaft besteht die Möglichkeit, Auktionen als Instrument für die Vergabe von Nutzungsrechten zu verwenden. Dies auch in Kombination mit anderen Instrumenten, wie beispielsweise die Auktion von Abgabesätzen (in diese Richtung geht der aktuelle Vorschlag der Südtiroler Landesregierung, vgl. Kapitel 2.1.4). Die ökonomische Effizienz einer Auktion ist tendenziell hoch, bedingt aber, dass genügend gut informierte Bieter/innen auf dem Markt tätig sind.

4.1.2 Ex-post Mechanismen

Ex-post Mechanismen führen zu einer (teilweisen) Abschöpfung der Ressourcenrente nach, resp. während dem Gebrauch der Ressource. Es lassen sich die folgenden ex-post Mechanismen unterscheiden:

Fixe Gebühr

Eine fixe Gebühr kann als eine periodisch wiederkehrende Abgabe für die Nutzung einer Ressource (hier Wasserkraftnutzung zur Elektrizitätsgewinnung) beschrieben werden. In

der Wasserwirtschaft könnte durch einen gewissen Grad an Differenzierung der heterogenen Ressourcennutzung resp. den sehr unterschiedlichen Produktionsbedingungen Rechnung getragen werden. Eine solche «abgestufte fixe Gebühr» liesse sich auch mit dem Instrument der Auktion verbinden, indem die Abgabesätze versteigert würden. Bei der abgestuften fixen Gebühr stellt sich jedoch schnell die Frage, welche Kriterien für die Abstufung herangezogen werden sollen und wie diese Abstufungen begründet werden können. Überdies muss bei beiden Varianten der fixen Gebühr (mit oder ohne Abstufung) die Höhe der Gebühr festgelegt werden, was Informationen zur Höhe der tatsächlichen Ressourcenrente erforderlich macht.

Mengensteuer

Eine Mengensteuer wird auf die Produktionsmenge eines Unternehmens erhoben. Sie kann bei den Produzierenden erhoben werden. Bei Wasserkraftunternehmen kann beispielsweise eine Steuer je erzeugter Kilowattstunde (ct/kWh) erhoben werden. Dies käme einer Produktionssteuer gleich.

Wertsteuer

Eine Wertsteuer wird auf den Verkaufswert des produzierten Guts erhoben (z.B. die Mehrwertsteuer). Sie kann bei Konsumenten/innen, Produzierenden oder beiden erhoben werden. Der Vorteil einer Wertsteuer ist, dass sie auf sich ändernde Preise oder Mengen reagiert (im Gegensatz zum Beispiel zu einer Mengensteuer). Der Nachteil ist, dass sich die Wertsteuer am Verkaufspreis orientiert und nicht am realisierbaren Nettoertrag, bzw. an der Ressourcenrente und somit Kostenveränderungen nicht berücksichtigt.

Gewinnsteuer

Die Gewinnsteuer wird auf dem Gesamtertrag aus den Geschäftstätigkeiten, abzüglich der Kosten, erhoben. Sie reagiert demnach auf Preis- und Kostenschwankungen. Um die Steuerbasis zu ermitteln, spielt die Behandlung der Kapitalkosten für Fremd- und Eigenkapital sowie der Abschreibungen eine wichtige Rolle, da diese den steuerbaren Gewinn beeinflussen.

Brown Tax

Die Brown Tax ist vergleichbar mit der RRT (siehe unten), doch unterscheidet sie sich dadurch, dass bei der Brown Tax der/die Verfügungsberechtigte am Wasserkraftwerk beteiligt ist (Joint Venture). Dabei werden die negativen Cashflows (Zahlungsüberschüsse) von dem/der Verfügungsberechtigten subventioniert, während positive Cashflows zum gleichen Anteil besteuert werden. Würde die Brown Tax Rate bei 50 Prozent liegen, hiesse dies, dass der/die Verfügungsberechtigte zur Hälfte am Kraftwerk, und somit zum gleichen Anteil an den Verlusten und an den positiven Cashflows beteiligt ist (Banfi et al., 2004).

Ressourcenrentenabgabe (Ressource Rent Tax, RRT)

Die Ressourcenrentenabgabe ist ein Instrument, das ex-post die effektiven Kosten und Erträge eines Unternehmens berücksichtigt. Die RRT wird definiert als prozentuale Abschöpfung der tatsächlichen Ressourcenrente jedes einzelnen Kraftwerks. Mit der Berücksichtigung der Eigenkapitalkosten bei der Ermittlung der Ressourcenrente (vgl. Kapi-

tel 2 und 3) unterscheidet sich die RRT von der Gewinnsteuer, bei der die Eigenkapitalkosten nicht berücksichtigt werden. Da die RRT in einem direkten Zusammenhang mit der Ressourcenrente steht, wird im Folgenden etwas detaillierter auf diesen Abschöpfungsmechanismus eingegangen.

In der Literatur werden zwei unterschiedliche Ansätze beschrieben, wie die Ressourcenrentenabgabe bei der Wasserkraftnutzung festgestellt werden kann (vgl. beispielsweise Banfi und Filippini 2010):

- **Gewinnbasierte RRT:** Abgabebasis bei der gewinnbasierten RRT sind die jährlichen Gewinne des Kraftwerkunternehmens, wobei die Abschreibungen und die Eigen- und Fremdkapitalkosten angemessen berücksichtigt werden.
- **Cashflowbasierte RRT:** Das Kraftwerkprojekt wird über die gesamte Lebensdauer betrachtet und die RRT nur ab dem Zeitpunkt erhoben, an dem die kumulierten Erträge die kumulierten Kosten übersteigen. In diesem System kommt es somit faktisch zu einer sofortigen Abschreibung der Investitionen und die RRT wird erst nach einigen Jahren Betrieb fällig, dann wenn die Anlage abgeschrieben ist.

Die *cashflowbasierte RRT* eignet sich in erster Linie für neue Kraftwerksprojekte, da bei bestehenden Anlagen ex-post Informationen zu allen Cashflows seit dem Kraftwerksbau herangezogen werden müssten, was in der Praxis oft nicht möglich ist. Die *cashflowbasierte RRT* führt im Vergleich zur gewinnbasierten RRT zu einer Verschiebung der Risiken von den Investoren zu den Eigentümern der Ressource, weil die Kraftwerksunternehmen erst eine Ressourcenrentenabgabe bezahlen, wenn die kumulierten Cashflows positiv sind. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die *cashflowbasierte RRT*, insbesondere in einem deregulierten Marktumfeld, die Investitionsbereitschaft in neue langfristige Projekte tendenziell erhöht. Für die verleihungsberechtigten Eigentümer/innen der natürlichen Ressource bedeutet die *cashflowbasierte RRT* im Gegenzug, dass ein grösseres unternehmerisches Risiko mitgetragen wird und es zudem zu einer nicht unproblematischen Verschiebung der Einnahmen aus der Ressourcennutzung in die Zukunft kommt. Die *gewinnbasierte RRT* eignet sich hingegen für neue wie für bereits bestehende Kraftwerke, da die Angaben zu früheren Cashflows resp. zu den Investitionen nicht nötig sind.

Die Eigenkapitalkosten werden in beiden Ansätzen in der Regel durch eine maximale Eigenkapitalrendite festgelegt und erlauben den Unternehmen eine angemessene Rendite auf ihrem Eigenkapital. In Anlehnung an die Berücksichtigung der Eigenkapitalkosten, können die Ansätze hinsichtlich der Fremdkapitalkosten ebenfalls vorgegeben werden, beispielsweise durch die Festlegung von branchenüblichen Standards.

Ein ähnliches Problem stellt sich ebenfalls bei den variablen Kosten der Kraftwerksbetreibenden. Auch hier wird in der Literatur vorgeschlagen, durch die Schätzung eines Kosteneffizienz-Benchmarks über alle Kraftwerke, den Unternehmen gewisse Vorgaben bezüglich ihrer Kosteneffizienz zu machen. Im Anhang A-2 wird auf diese Thematik kurz eingegangen.

4.2 Analyse und Bewertung der Abschöpfungsmechanismen

Die im vorherigen Abschnitt vorgestellten Abschöpfungsmechanismen weisen sehr unterschiedliche Eigenschaften auf und führen bei der Anwendung zu verschiedenen ökonomischen, administrativen und gesellschaftlich-politischen Auswirkungen. Um die Vor- und Nachteile resp. die Chancen und Risiken der Abschöpfungsmechanismen besser beurteilen zu können, wird im Folgenden für eine Auswahl von Abschöpfungsmechanismen eine Multikriterienanalyse durchgeführt.

4.2.1 Kriterien für die Multikriterienanalyse

Um die Bewertung der Abschöpfungsmechanismen vornehmen zu können, müssen in einem ersten Schritt Kriterien für die Bewertung definiert werden. In der Literatur (z.B. Banfi et al. 2004) wird bereits eine Vielzahl von Kriterien vorgeschlagen. Diese wurden im Rahmen der vorliegenden Studie ergänzt und konkretisiert. Um eine systematische Beurteilung zu ermöglichen, werden die hier angewendeten Kriterien in die Bereiche «Grundsätzliche Kriterien», «Realisierung Potenzial Wasserkraft», «Effizienzkriterien» und «Administrative Kriterien / Implementierbarkeit» eingeteilt.

Grundsätzliche Kriterien

Grundsätzliche Kriterien sind jene Kriterien, die zwingend erfüllt sein müssen, damit ein Abschöpfungsmechanismus implementiert werden kann.

Legalität: Eine Rentenabschöpfung muss innerhalb der gesetzlichen Rahmenbedingungen erfolgen.

Tolerierbarkeit: Die Rentenabschöpfung soll in einem Masse erfolgen, welches von den Kraftwerksbetreibenden toleriert wird. Wird ein zu grosser Anteil der Ressourcenrente abgeschöpft, können diese indifferent gegenüber ihrer Kosten werden oder ganz auf die Investition verzichten.

Fiskalische Interaktion: Ein Abgabesystem darf nicht ohne Rücksicht auf andere fiskalpolitische Instrumente ausgestaltet werden und muss in den fiskalpolitischen Kontext eingebunden sein. Beeinflusst die Rentenabschöpfung andere Abgaben, wie z.B. die Gewinnsteuern, muss dies berücksichtigt werden.

Inflationsanpassung: Erträge und Kosten eines Unternehmens sind inflationsabhängig. Aus diesem Grund sollte sich die Rentenabschöpfung immer auf reale Werte beziehen.

Ausschöpfung Potenzial Wasserkraft

Folgende Kriterien beziehen sich auf das übergeordnete politische Ziel der möglichst umfassenden Ausschöpfung des Wasserkraft-Potenzials. Der Einfluss eines Abschöpfungsmechanismus auf die Menge der produzierten Energie wird anhand der folgenden Kriterien abgeschätzt:

Aufteilung des Risikos: Die verschiedenen Abschöpfungsmechanismen können zu einer unterschiedlichen Aufteilungen des Risikos zwischen Ressourceneigentümer/in und

Produzent/in führen. Beispielsweise verlagert eine fixe Abgabe das Risiko bei der Stromproduktion von den Eigentümer/innen der Ressource in Richtung der Produzent/innen. Wird jedoch eine direkte Ressourcenrentenabschöpfung eingesetzt (beispielsweise eine gewinnbasierte Ressourcenrentenabgabe), führt diese zu einer paritätischeren Aufteilung des Risikos, da den Unternehmen eine abgabenfreie Eigenkapitalrendite zugestanden wird. Um dem politischen Ziel einer möglichst umfassenden Ausschöpfung des vorhandenen Wasserkraft-Potenzials näher zu kommen, scheint eine Teilung des Risikos zwischen rechtheverleihenden Gemeinwesen und den Kraftwerksunternehmen zweckmässig zu sein, da diese «Gewinn-Verlust-Partnerschaft» tendenziell langfristige Investitionen unter ungewissen Rahmenbedingungen fördert. Da sich die Energiepolitik in Europa zur Zeit stark im Wandel befindet und dieser zu einer gewissen Verunsicherung der Investoren/innen führt, ist davon auszugehen, dass eine Teilung des Risikos oder die Übernahme des ganzen Risikos durch die rechtheverleihenden Gemeinwesen die Ausschöpfung des Wasserkraftpotenzials begünstigt.

Weitere Investitionsanreize: Das politische Ziel einer möglichst umfangreichen Produktion erneuerbarer Elektrizität, kann durch falsche Investitionsanreize erschwert werden. Nebst der bereits erwähnten «Gewinn-Verlust-Partnerschaft» müssen bei der Wahl eines Rentenabschöpfungsmechanismus auch weitere Investitionsanreize berücksichtigt werden und in die Entscheidung einfließen.

Effizienzkriterien

Effizienzkriterien dienen der Beurteilung der Abschöpfungsmechanismen aus der ökonomischen Perspektive.

Allokationseffizienz: Ziel jedes Instrumentes zur Rentenabschöpfung soll sein, die Investitionsanreize der Investoren/innen möglichst nicht zu tangieren. So kann sichergestellt werden, dass Investitionsentscheidungen nicht durch die Erhebung einer Abgabe beeinflusst werden. Wird Investitionsprojekt A dem Investitionsprojekt B gegenüber präferiert, muss dies auch nach Einführung einer Abgabe noch der Fall sein. Investitionsprojekt A darf wegen der Abgabe nicht unattraktiver werden als Investitionsprojekt B. Bei einem optimalen (guten) Abschöpfungsmechanismus sind überdies die Preisverzerrungen gleich null (klein).

Kosten- und Produktionseffizienz: Die Abschöpfung eines Teils der Ressourcenrente kann die Anreize eines Unternehmens in Bezug auf die Kosten- und Produktionseffizienz beeinflussen. Idealerweise werden die bestehenden Anreize durch den Rentenabschöpfungsmechanismus nicht beeinflusst. So setzt beispielsweise eine fixe Abgabe einen hohen Kostensparanreiz für ein Unternehmen, da sämtliche Kostenersparnisse im Unternehmen behalten werden. Neben dem Mechanismus ist aber vor allem die tatsächliche Höhe des gewählten Abschöpfungssatzes für die Kosteneffizienz entscheidend.

Horizontale Gleichheit: Horizontale Gleichheit bedeutet, dass Ressourcen gleicher Qualität auch gleich behandelt werden. Für den Fall der Wasserkraft bedeutet dies, dass idealerweise, bei gleicher Qualität der Ressource, alle Kraftwerke die gleich hohen Abgaben

pro verwendete Einheit der Ressource zu entrichten haben. Da die Qualität der Ressource je nach Standort sehr unterschiedlich ist, soll auch die Höhe der Abgaben nach Standort variieren.

Vertikale Gleichheit: Die vertikale Gleichheit bezieht sich auf die relative Gleichbehandlung bei unterschiedlicher Qualität der Ressource. Bei schlechter Qualität sollte auch die Abgabe von den Verfügungsberechtigten an die Eigentümer/innen der Ressource tiefer ausfallen als bei guter Qualität.

Administrative Kriterien / Implementierbarkeit

Die folgenden Kriterien dienen dazu, den Aufwand der praktischen Umsetzung eines Rentenabschöpfungsmechanismus zu beurteilen. Neben den ökonomisch ausgerichteten Effizienzkriterien sind die Implementierbarkeit und die administrative Einfachheit für die Akzeptanz und die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Ressourcenrentenabschöpfung von grosser Bedeutung.

Administrative Kosten: Die Erhebung der Einnahmen aus der Ressource sollte möglichst wenig Kosten verursachen. Die Kosten sollen sowohl für die staatlichen Stellen als auch für die Kraftwerksbetreibenden möglichst tief sein.

Transparenz: Die Erhebung der Abgaben sollte so ausgestaltet sein, dass die Geldflüsse vorhersehbar und nachvollziehbar sind. Dies erleichtert sowohl die Finanzplanung für die Investoren/innen als auch die Budgetplanung der betroffenen Gemeinwesen.

Anpassungsfähigkeit: Ein Abschöpfungsmechanismus kann idealerweise an sich ändernde politische oder ökonomische Gegebenheiten angepasst werden. Transparente Mechanismen zur Anpassung des Rentenabschöpfungsmechanismus erlauben periodische Anpassungen an Kosten- und Preisänderungen, ohne dass die Investitionsbereitschaft durch unvorhersehbare oder sprunghafte Änderungen zu stark gehemmt wird.

Datenbedarf: Je nach Abschöpfungsmechanismus werden unterschiedlich umfangreiche Daten für die Bestimmung der Abgabe benötigt. Ist die erforderliche Datengrundlage sehr detailliert und umfangreich, kann dies nicht nur zu hohen administrativen Kosten, sondern auch zu Widerständen bei der Implementierung seitens der Kraftwerksbetreibenden führen.

4.2.2 Bewertung der Abschöpfungsmechanismen

In einem nächsten Schritt werden vier Abschöpfungsmechanismen anhand der oben genannten Kriterien beurteilt. Ausgewählt wurden die fixe Gebühr, die abgestufte fixe Gebühr, die Ressourcenrentenabgabe (RRT) sowie die Auktion. Die fixe Gebühr ist ein sehr einfaches System und entspricht seit langem dem Status quo in der Schweiz. Die RRT wurde ausgewählt, da sie als ein ökonomisch sehr effizientes System gilt. Die abgestufte fixe Gebühr reiht sich zwischen der sehr einfach fixen Gebühr und der ökonomisch effizienten RRT ein und wird deshalb als eine möglicherweise sehr pragmatische Lösung genauer betrachtet. Als Vertreterin der ex-ante Mechanismen wird die Auktion ebenfalls näher beurteilt.

Die qualitative Bewertung erfolgt im Prinzip nach den im vorhergehenden Kapitel definierten Kriterien. Die Kategorie der «grundsätzlichen Kriterien» wird jedoch nicht berücksichtigt, da diese per Definition für alle Abschöpfungsmechanismen gelten müssen.

Fixe Gebühr

Die fixe Gebühr kann als eine periodisch wiederkehrende Gebühr für die Nutzung einer Ressource beschrieben werden. Die Vorteile einer fixen Gebühr liegen in der Kosten- und Produktionseffizienz, was in direktem Zusammenhang mit der Risikoaufteilung steht (bei einer fixen Gebühr wird das Risiko mehrheitlich durch die Produzierenden getragen). Dies wiederum erhöht die Kosten- und Produktionseffizienzbemühungen. Ebenfalls ein Vorteil der fixen Gebühr ist die Einfachheit und die daraus resultierenden tiefen Administrationsgebühren und die gute Vorhersehbarkeit. Nicht optimal ist aber die Allokationseffizienz, da kein direkter Zusammenhang mit der tatsächlichen, standortspezifischen Ressourcenrente besteht. Überdies ist die Anpassungsfähigkeit nur teilweise gewährleistet. Die horizontale sowie die vertikale Gerechtigkeit werden gar nicht erfüllt.

Ressourcenrentenabgabe

Die Ressourcenrentenabgabe (RRT) ist ein Instrument, das ex-post die Kosten mit den realisierten Erträgen in Verbindung bringt. Durch den Mechanismus der RRT können im Prinzip sämtliche Kriterien bezüglich Effizienz erfüllt werden. Es werden Anreize zur Kosten- und Produktionseffizienz geschaffen, die Allokationseffizienz ist gewährleistet und die vertikale und horizontale Gleichheit können berücksichtigt werden. Zudem ist der Mechanismus anpassungsfähig. Aufgrund der Komplexität und des Umfangs der benötigten Daten ist die Transparenz jedoch nur in beschränktem Masse gewährleistet und die administrativen Kosten für Unternehmen sowie für die staatlichen Stellen sind beträchtlich bis hoch. Das Risiko wird abhängig von der Höhe des Abschöpfungssatzes. Je nachdem ob eine cashflow- oder gewinnbasierte RRT implementiert wird, wird das Risiko eher von dem/der Eigentümer/in der Ressource oder von den Produzierenden getragen.

Abgestufte fixe Gebühr

Eine Abstufung der fixen Gebühr könnte beispielsweise nach Grösse, Kraftwerks-Typ, Qualität der Ressource oder Standort erfolgen. Würden alle unterschiedlichen Standort- und Kraftwerkseigenschaften in der Abstufung berücksichtigt, könnte der horizontalen sowie der vertikalen Gleichheit Rechnung getragen werden (ein solches System würde aber im Wesentlichen der RRT entsprechen). Es ist tendenziell davon auszugehen, dass aufgrund der verfügbaren Daten nur eine einfache Abstufung vorgenommen werden kann und dadurch nur ein kleiner Teil der rentenbestimmenden Unterschiede zwischen den Kraftwerken erfasst wird.

Auktion

Die Auktion erlaubt es bei Unsicherheit bezüglich des Wertes eines Gutes, unter der Annahme eines funktionierenden Marktes und einer zweckmässigen Ausgestaltung der Auktion, die ökonomische Rente voll abzuschöpfen. Als Vorteile dieses Mechanismus können sicherlich die Allokationseffizienz, Anreize zur Kosten- und Produktionseffizienz und die horizontale sowie vertikale Gleichheit genannt werden. Das Risiko wird jedoch mittels

Auktion von dem/der Ressourceneigentümer/in an die Kraftwerksbetreibenden ausgelagert. Die administrativen Kosten sind vergleichsweise tief (da einmalig) und die Transparenz ist sehr hoch. Anpassungen können jedoch nach der Auktion nicht mehr getätigt werden. Ausserdem muss sichergestellt sein, dass mehrere Bietende, die sich nicht absprechen, an der Auktion teilnehmen.

Fazit

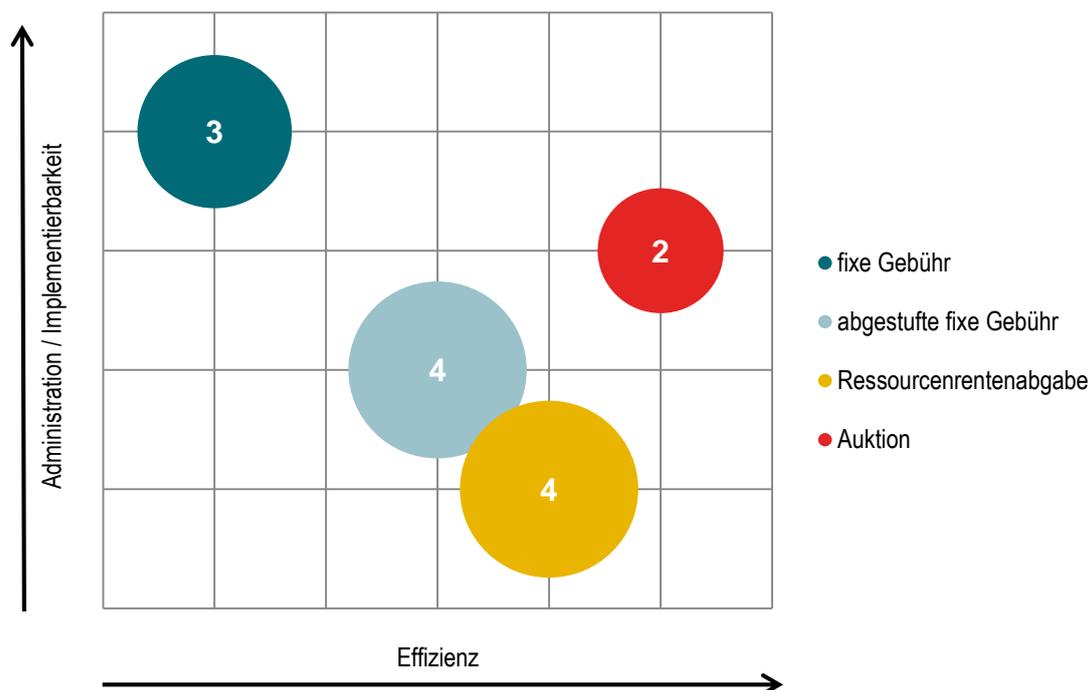
Folgende Tabelle fasst die Beurteilung der verschiedenen Abschöpfungsmechanismen zusammen. Dabei wurde ein einfaches Ampel-System verwendet und jedes Kriterium für jeden Abschöpfungsmechanismus mit einer positiven (grün), neutralen (gelb) oder negativen (rot) Bewertung versehen.

	fixe Gebühr	abgestufte fixe Gebühr	Ressourcenrentenabgabe	Auktion
Aufteilung des Risikos	⊘	⊘	⊙	⊘
Investitionsanreize	⊙	⊕	⊙	⊘
Allokationseffizienz	⊘	⊙	⊕	⊕
Kosten- und Produktionseffizienz	⊕	⊕	⊙	⊕
Horizontale und vertikale Gleichheit	⊘	⊙	⊕	⊕
Administrative Kosten	⊕	⊕	⊘	⊙
Transparenz	⊕	⊙	⊙	⊕
Anpassungsfähigkeit	⊘	⊘	⊕	⊘
Datenbedarf	⊕	⊙	⊘	⊕

Tabelle 8: Beurteilung der Rentenabschöpfungsmechanismen anhand genannter Kriterien. Jedes Kriterium wurde für jeden Abschöpfungsmechanismus mit einer positiven (grün), neutralen (gelb) oder negativen (rot) Bewertung versehen.

Das Resultat der durchgeführten Multikriterienanalyse lässt sich in der folgenden Graphik anschaulich zusammenfassen.

Graphische Darstellung der Multikriterienanalyse



econcept

Figur 18: Graphische Darstellung der Multikriterienanalyse. Berücksichtigt wurden Kriterien bezüglich der Administration (y-Achse), der Effizienz (x-Achse) sowie der Wirkung auf die Ausschöpfung des Potenzials Wasserkraft (Grösse der Fläche resp. Zahl in der Fläche). Es zeigt sich, dass die Ressourcenrentenabgabe und die Auktion eine hohe, die fixe Gebühr eine eher tiefe Effizienz aufweisen. Die Administration/Implementierbarkeit wird jedoch bei der fixen Gebühr wesentlich besser beurteilt. Die Auktion ist im Mittelfeld bezüglich Administration/Implementierbarkeit, weist jedoch eine wesentlich kleinere Wirkung auf die Ausschöpfung des Potenzials Wasserkraft auf.

Die Kriterien bezüglich der Administration/Implementierbarkeit sind auf der senkrechten Achse und die Effizienzkriterien auf der waagerechten Achse der Graphik dargestellt. Die Kriterien betreffend die Ausschöpfung des Wasserkraftpotenzials werden durch die Grösse der Kreise dargestellt. Der optimalste Abschöpfungsmechanismus wäre somit in der Graphik dargestellt durch einen grossen Kreis in der oberen rechten Ecke.

Die fixe Gebühr (dunkelblauer Kreis) verfügt über die beste Bewertung im Bereich der Administration / Implementierbarkeit, jedoch werden die Effizienzkriterien von den anderen drei Mechanismen besser erfüllt. Die Ausschöpfung des Wasserkraftpotenzials ist durch die fixe Gebühr gut, aber nicht optimaler Weise gewährleistet. Die Auktion erfüllt die Effizienzkriterien am besten und befindet sich im Bereich der Administration / Implementierbarkeit auf dem zweiten Rang (Konzeption und Durchführung einer Auktion ist anspruchsvoll aber einmalig), kann aber die Ausschöpfung des Potenzials Wasserkraft nur bedingt gewährleisten. Die Ressourcenrentenabgabe wie auch die abgestufte fixe Gebühr gewährleisten eine optimale Ausschöpfung des Potenzials Wasserkraft. Die Ressourcenrentenabgabe punktet zwar im Bereich der Effizienz, hat aber wesentliche Defizite im Bereich der Administration / Implementierbarkeit. Die abgestufte fixe Gebühr liegt

zwischen. Sie wäre einfacher umzusetzen als die Ressourcenrentenabgabe, erfüllt aber die Effizienzkriterien auch etwas schlechter.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass keiner der analysierten Mechanismen unbedingt den anderen vorgezogen werden muss. Es sind vielmehr Zielkonflikte zwischen den drei verschiedenen Dimensionen der Bewertungsmatrix sichtbar, die eine Abwägung zwischen den Bewertungskriterien erfordern.

5 Schlussbemerkungen

Mit der vorliegenden Studie wurden die ökonomischen Grundlagen bezüglich der Ressourcenrente bei der Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft in total vier Regionen in den Ländern Deutschland, Schweiz, Italien und Österreich erstmals umfassend aufbereitet. Auf der Basis der im Rahmen der Studierarbeit verfügbaren Daten wurde zudem eine möglichst akkurate Schätzung dieser Ressourcenrente für Speicher-, Pumpspeicher- und Laufwasserkraftwerke durchgeführt. Die zukünftige Ressourcenrente bei der Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft ist jedoch in einem erheblichen Mass von politischen und gesellschaftlichen Entscheidungen auf nationaler und internationaler Ebene abhängig, dies gilt insbesondere für Pumpspeicherkraftwerke. Diese Abhängigkeit und die daraus folgende Unsicherheit für die Investoren/innen ist im Moment besonders ausgeprägt, da in allen untersuchten Ländern energiepolitische Fragestellungen im Zusammenhang mit der «Energiewende» ganz oben auf der politischen Agenda stehen.

Die Analyse von möglichen Abschöpfungsmechanismen und ihre Bewertung mittels einer Multikriterienanalyse liefern aus Sicht der Autorinnen und Autoren wertvolle Hinweise für Entscheidungsträger, indem die Zielkonflikte zwischen den unterschiedlichen Abschöpfungsmechanismen sichtbar gemacht werden, was eine sachliche und zukunftsgerichtete Diskussion ermöglicht.

Anhang

A-1 Ressourcenrente bei der Wasserkraftnutzung

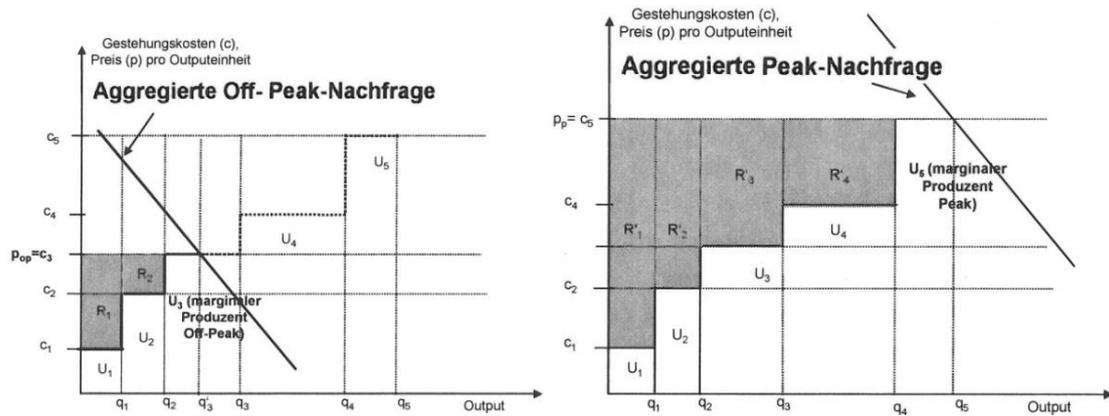
Im folgenden Abschnitt soll die Entstehung der Differenzial- und der Knappheitsrente am Beispiel der Elektrizitätsgewinnung aus der Wasserkraftnutzung detailliert erläutert werden um so die Ressourcenrente²⁶ eindeutig begründen zu können.

Die *Differenzialrente* ergibt sich im Fall der Elektrizitätsgewinnung aus Qualitätsunterschieden der Produktionsstandorte. Qualitätsunterschiede aufgrund des Standorts der Wasserkraftproduktion können sich beispielsweise aus der Topografie, der Bodenqualität, der Abgeschiedenheit der Anlage sowie aus den Niederschlagsmengen und deren Verteilung über das Jahr ergeben (Banfi et al. 2004). Aufgrund derartiger Qualitätsunterschiede entstehen komparative Vorteile für einzelne Produzierende an bestimmten Standorten, welche sich in geringeren Gestehungskosten oder in zeitlich flexibleren Produktionsmöglichkeiten mit höheren Ertragsaussichten niederschlagen, wie nachfolgend erläutert wird:

Aufgrund von bedeutenden tageszeitlichen und saisonalen Nachfrageschwankungen, die sich entsprechend den Gesetzmässigkeiten von Angebot und Nachfrage in höheren Preisen in nachfragestarken Zeiten auswirken, ist Elektrizität kein homogenes Gut. Der Qualitätsunterschied der Elektrizität besteht dabei in der zeitlichen Verfügbarkeit. Figur 20 zeigt beispielhaft, wie sich die Ressourcenrente kurzfristig zwischen Nachfrage in nachfrageschwachen Perioden (Off-Peak, Figur 20 links) und Nachfrage in nachfragestarken Perioden (Peak, Figur 20 rechts) ändert. Unter der Annahme eines liberalisierten Marktes mit vollständiger Konkurrenz stellt sich das Gleichgewicht für die Off-Peak-Nachfrage beim Preis pop ein, der den Grenzkosten cc des marginalen Unternehmens $U3$ ($c3 = pop$) entspricht. Die Unternehmen $U1$ und $U2$ weisen aufgrund von Standortvorteilen einen Kostenvorteil ($c3-c1$ bzw. $c3-c2$) auf und können somit eine Differenzial-Rente $R1$ bzw. $R2$ abschöpfen. Steigt die Nachfrage (Figur 20 rechts: Verschiebung der Nachfragekurve nach aussen) stellt sich das Gleichgewicht beim höheren Preis pp ein, der den Grenzkosten des marginalen Unternehmens $U5$ entspricht. Während der Peak-Nachfrage produzieren nun die Unternehmen $U1$ bis $U5$ und die Unternehmen $U1$ bis $U4$ erwirtschaften je eine Differenzialrente $R1$, $R2$, $R3$ und $R4$ (Banfi et al. 2004).

²⁶ Einfachheitshalber wird in der Folge den Begriff «Ressourcenrente» für die Ressourcenrente der Wasserkraftnutzung zur Elektrizitätsgewinnung verwendet.

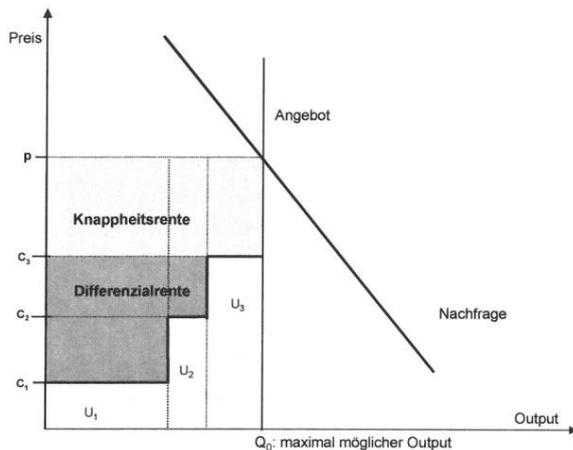
Differenzialrente bei Off-Peak- und Peak- Nachfrage



Figur 209: Differenzialrente am Beispiel unterschiedlicher Kraftwerkbetreiber/innen und zeitlich variabler Marktpreise in einem liberalisierten Markt (Quelle: Banfi et al. 2004).

Die *Knappheitsrente* ist auf die natürliche oder regulatorisch begründete Begrenztheit der natürlichen Ressource zurückzuführen. Für die Wasserkraft ist die natürliche Begrenztheit durch die beschränkte Anzahl Standorte für Wasserkraftwerke und auch in der kurzen und mittleren Frist durch die lange Installationszeit neuer Kapazitäten (Bewilligung und Bau) gegeben. Es existiert deshalb eine maximale Outputmenge Q_0 . Ab dieser Menge wird das Angebot absolut unelastisch und die Angebotskurve verläuft entsprechend Figur senkrecht. In einer solchen Situation kann sich bei grosser Nachfrage ein Gleichgewichtspreis oberhalb der Grenzkosten c_3 des marginalen Unternehmens U_3 einstellen. Entsprechend schöpfen alle Produzierenden U_1 , U_2 und U_3 im Markt eine Knappheitsrente ab, wobei die Produzierenden U_1 und U_2 im Beispiel zusätzlich eine Differenzialrente abschöpfen. Die Differenzialrente basiert also auf dem unelastischen (begrenzten) Angebot bestimmter *Qualitäten* der natürlichen Ressource Wasserkraft. Die Knappheitsrente hingegen auf der unelastischen (absolut begrenzten) Angebotsmenge der natürlichen Ressource an sich.

Differenzial- und Knappheitsrente



Figur 20: Differenzial- und Knappheitsrente bei begrenztem Angebot der natürlichen Ressource (Quelle: Banfi et al. 2004).

Für die weiteren Betrachtungen im Rahmen dieser Studie ist die Unterscheidung zwischen den beiden Rentenarten in einem ersten Schritt nicht notwendig, da die gesamte Ressourcenrente im Zentrum der Analyse steht. Hingegen ist bei der Begründung der Differenzierung der Ressourcenrente nach verschiedenen Kraftwerkstypen mit unterschiedlichen Produktionstechnologien und Standorten die Unterscheidung zwischen Differenzial- und Knappheitsrente wichtig.

A-2 Exkurs: Schätzung der Kosten-Effizienz der Kraftwerke

Wie bereits mehrfach aufgezeigt, entspricht die Ressourcenrente der Differenz zwischen den Kosten und den Erträgen eines Wasserkraftwerks. Wird ein Kraftwerk effizient betrieben, kann unter Verwendung derselben Ressourcenmenge, die Differenz zwischen Kosten und Erträgen vergrößert und die Ressourcenrente somit erhöht werden. Dies geschieht entweder durch tiefere Kosten oder durch eine ertragreichere Stromproduktion pro verwendete Einheit der Ressource. Die Ressourcenrente wird folglich auch durch die Kosteneffizienz des Kraftwerks beeinflusst. Weiter ist es plausibel anzunehmen, dass nicht alle Wasserkraftwerke über eine ökonomisch optimale Kosteneffizienz verfügen. Diese Annahme wird von Banfi und Filippini (2010) auch empirisch gestützt (vgl. weiter unten).

Ein möglicher Grund für eine mangelnde Kosteneffizienz könnte einerseits sein, dass Kosteneffizienzreize durch Abgaben an den/die Ressourceneigentümer/in unterlaufen werden. Andererseits ist ebenfalls nicht auszuschliessen, dass Kraftwerksbetreibende ihren unternehmerischen Spielraum nutzen, um die Kosten möglichst hoch erscheinen zu lassen, um dadurch eine tiefere Ressourcenrente auszuweisen und letztlich weniger Abgaben zahlen zu müssen. Aus dieser Perspektive ist es deshalb von Interesse, die Differenz zwischen einer möglichen Ressourcenrente bei «branchenüblicher» Kosteneffizienz und der tatsächlich erwirtschafteten Ressourcenrente zu schätzen, um dadurch regulatorische Vorgaben hinsichtlich der Kosteneffizienz ableiten zu können.

Verschiedene Autoren/innen, darunter Banfi und Filippini (2010), haben basierend auf der ökonomischen Frontieranalyse, eine Methode entwickelt, um die Kosteneffizienz der Kraftwerke zu schätzen, in der mittels eines statistischen Modells die variablen Kosten der Kraftwerke approximiert werden. Dabei werden Einflussfaktoren, wie die Grösse des Kraftwerks, die Grösse der kraftwerksbetreibenden Unternehmung, die Lohnkosten, die Anlagenbestände, der Zeitpunkt der Produktion und der Typ des Kraftwerks (Speicher- oder Laufwasserkraftwerk) berücksichtigt. Die variablen Kosten werden so aufgeschlüsselt, dass die Kostenineffizienz statistisch isoliert werden kann. Die Ineffizienzen werden dann relativ zum effizientesten Kraftwerk («best practice») ausgewiesen.

Mit einem Datensatz von 60 Kraftwerken aus der Schweiz über eine Zeitspanne von sieben Jahren wurde die beschriebene Vorgehensweise angewendet (Banfi und Filippini 2010). Die Resultate sind bemerkenswert: Von den untersuchten Kraftwerken weist der Durchschnitt 19 Prozent höhere variable Kosten auf als das am effizientesten arbeitende Kraftwerk. Das ineffizienteste Kraftwerk der 60 untersuchten Schweizer Kraftwerke hat aufgrund seiner Ineffizienz um 80 Prozent höhere variable Kosten. Diese Resultate zeigen, dass die Kosteneffizienz der Kraftwerke tatsächlich stark variiert.

Mittels eines von Banfi und Filippini (2010) entwickelten Benchmark-Systems kann die Kosteneffizienz bei der Ermittlung der Ressourcenrente mitberücksichtigt werden, was einen zusätzlichen Anreiz schaffen würde, möglichst kosteneffizient zu produzieren. Nach

dem vorgeschlagenen Benchmark-System wird mittels einer statistischen Analyse für jedes Kraftwerk ein «Ineffizienzfaktor» bestimmt. Dieser wird in Prozent gemessen und entspricht 0 Prozent bei maximaler Effizienz und 100 Prozent bei maximaler Ineffizienz. Dieser Faktor fliesst dann in die Berechnung der Ressourcenrente eines Kraftwerks mit ein. Die Ressourcenrente (RR) errechnet sich somit für jedes Kraftwerk (i) in jeder Periode (t) folgendermassen:

$$RR_{\{it\}} = \text{Ertrag}_{\{it\}} - \text{Kapitalkosten}_{\{it\}} - (\text{VariableKosten}_{\{it\}} * (1 - \text{Ineffizienzfaktor}_{\{it\}})) \quad (1)$$

Die RRT entspricht dann einem Prozentsatz der errechneten Ressourcenrente:

$$RRT_{\{it\}} = \% * RR_{\{it\}} \quad (2)$$

Wie in Gleichung (1) ersichtlich, wird ein Kraftwerk mit tiefer Kosteneffizienz (hoher Ineffizienzfaktor) eine relativ höhere errechnete Ressourcenrente erreichen. Das bedeutet folglich, dass die Kraftwerke nicht basierend auf ihrer ausgewiesenen Ressourcenrente (Erträge minus Kosten) Abgaben leisten müssen, sondern auf Basis jeder Ressourcenrente, welche sie erreichen könnten, wenn sie effizient arbeiten würden. Dieser Mechanismus setzt für die Kraftwerke starke Anreize effizient zu arbeiten.

Die Umsetzung der Kosteneffizienzschtzung in der Praxis bringt jedoch Herausforderungen mit sich. Die Bestimmung der individuellen Kosteneffizienz ist relativ komplex und nur für wenige Experten/innen nachvollziehbar. Überdies ist das Resultat stark vom gewählten statistischen Modell abhängig. Für die Umsetzung in der Praxis wäre es deshalb zweckmässig, verschiedene Schätzmethode parallel anzuwenden, so wie dies in Geissmann (2012) durchgeführt wurde.

Literatur

- Amt für Energie und Verkehr AEV Graubünden (2008): Erläuterungen zur volkswirtschaftlichen Bedeutung der Wasserkraftwerke in Graubünden.
- Autonome Provinz Bozen Südtirol (2012): URL: <http://www.provinz.bz.it/> [28.11.12]
- Banfi, S., Filippini M., (2010): Ressource rent taxation and benchmarking – A new perspective for the Swiss hydropower sector. *Energy Policy*, 38(5): 2302-2308.
- Banfi, S., Filippini M., (2009): Resource Rent Taxation and Benchmarking – A New Perspective for the Swiss Hydropower Sector. CEPE Working Paper No. 67. Centre for Energy Policy and Economics, ETH Zürich. Zürich.
- Banfi, S., Filippini M., Luchsinger C., Müller A. (2004): Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung. Vdf Hochschulverlag an der ETH Zürich. Zürich.
- BayWG (2010): Bayerisches Wassergesetz vom 25. Februar 2010. Freistaat Bayern.
- BFE (2012a): Wasserkraftpotenzial der Schweiz, Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050, Bundesamt für Energie BFE. Bern.
- BFE (2012b): Rohdaten der der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik. Bundesamt für Energie. Bern.
- BFE (2011a): Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011. Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiemwirtschaftliche Modelle). Zusammenfassung. Bundesamt für Energie BFE. Bern.
- BFE (2011b): Strompreisentwicklung in der Schweiz. Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 08.3280 Stähelin vom 4. Juni 2008. Bern.
- BFE (2008a): Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz. Bundesamt für Energie BFE, Abteilung Energiewirtschaft. Bern.
- BFE (2008b): Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz – Stand 1. Januar 2008. Bundesamt für Energie BFE. Ittigen.
- BFS (2012): Mittlere jährliche Bruttolöhne der Vollzeitarbeitnehmenden, nach Wirtschaftszweigen gemäß der NACE. Bundesamt für Statistik. Neuenburg.
- BSG (2009): Finanzielle Belastung der Schweizer Elektrizität durch Abgaben an die Gemeinden im Jahr 2009. Mit Vergleich zur Belastung im Jahr 2007. BSG Unternehmensberatung im Auftrag vom Bundesamt für Energie

und dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. St. Gallen.

BV (1999): Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft vom 18. April 1999

DPR (1973): Durchführungsbestimmungen zum Sonderstatut für Trentino Südtirol auf dem Gebiet der Übertragung des öffentlichen Gutes und des Vermögens des Staates und der Region auf die autonomen Provinzen Trient und Bozen. Dekret des Präsidenten der Republik vom 20. Jänner 1973, Nr. 115.

EC (2012): Price developments on the EU retail markets for electricity and gas 1998 – 2011. European Commission. Brussels.
URL: <http://ec.europa.eu> [27.11.2012]

EC (2011): Energy Roadmap 2050. Impact assessment and scenario analysis. Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Brussels.

E-Control (2012): Betriebsstatistiken. Energie-Control Austria.
URL: <http://www.e-control.at> [23.11.2012]

Ecoplan (2012): Energiestrategie 2050 – volkswirtschaftliche Auswirkungen. Im Auftrag des Bundesamt für Energie BFE. Bern.

EEG (2011a): Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 42. Bonn.

EEG (2011b): Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011 (EEG 2012) auf Grundlage Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 42. Bonn.

EII (2012): E-Mail und Telefonkontakt mit Marcus EII, LL.M., Regierungsdirektor Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit. Referat Wasserrecht. München. 30. August, 2012.

Eurostat (2012): Electricity and gas prices, Year 2011, Semester 2.

Floecksmühle et al. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäss § 65 EEG. Vorhaben IId Spartenspezifische Vorhaben Wasserkraft. Im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Aachen.

- Floecksmühle et al. (2010): Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland. Im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Aachen.
- Geissmann, T. (2012): Ökonomische Analyse des schweizerischen Wasserzinssystems im Hinblick auf ein alternatives Abgabesystem. CEPE Masterarbeit. Centre for Energy Policy and Economics, ETH Zürich. Zürich.
- IFBC (2009): Risikogerechte Entschädigung für Netzbetreiber im schweizerischen Elektrizitätsmarkt. IFBC. Zürich, 9. Dezember 2009.
- Kaltschmitt M. (2009): Regenerative Energien in Österreich. Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalyse, Potenziale, Nutzung. Vieweg und Teuber. GWV Fachverlage GmbH. Wiesbaden.
- Kanton Graubünden (2012): Botschaft der Regierung an den Grossen Rat. Bericht über die Strompolitik des Kantons Graubünden. Heft Nr. 6 2012-2013. Chur.
- Kilchenmann, F. (1993): Bericht über das Wasserzinsmaximum. Im Auftrag des Bundesamtes für Wasserwirtschaft. Bern.
- Landesgesetz (1972): Regelung der Pflichten der Wasserkraftkonzessionäre und der Verwendung der Energie für die örtliche Stromversorgung, Landesgesetz Provinz Bozen Südtirol vom 30. August 1972, Nr. 18.
- Leimbacher, J. (2008): Rechtliche Überlegungen: Grundlagen Wasserzinspolitik. Schlussbericht zuhanden des Bundesamtes für Energie. Bern.
- Luchsinger, C. (2006): Abschöpfung der Ressourcenrente in der Schweizer Wasserkraftproduktion – Eine empirische Untersuchung über die Wasserzinse. Diss. ETH Nr. 16409. Zürich.
- OECD (2012): Monthly Monetary and Financial Statistics. OECD 2012.
- ÖSET-VO (2012): Ökostrom-Einspeisetarifverordnung. Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich. Ausgegeben am 18. September 2012. Teil II.
- ÖSG (2012): Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012). Österreich.
- Öttl F., Nischler G., Stigler H., Kager A., Theiner D. (2012): GIS-basierte Potenzialerhebung der Wasserkraft am Beispiel von Südtirol. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation TU Graz und Südtiroler Elektrizitätsaktiengesellschaft. Graz.
- Prognos (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Einergie nachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2050. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE. Bern.

- Prognos, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH. Für das Deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Basel/Köln/Osnabrück.
- Satzinger (2012): E-Mail und Telefonkontakt mit Dr. Leo Satzinger, Abteilungsleiter der Abteilung Wasser- Forst- und Energierecht, Land Tirol. 23.August, 2012.
- Samuelson, P., Nordhaus, W. (1995): Volkswirtschaftslehre. Ueberreuter. 15. Auflage.
- Sigg, R. (2005): Wasserzins Argumentarium. Für das Bundesamt für Wasser und Geologie. Bern.
- Sigg, R., Röthlisberger, W. (2002): Der Wasserzins – die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz. Berichte des BWG, Serie Wasser, Nr.3. Bundesamt für Wasser und Geologie. Bern.
- TIS (2012): Informationsschreiben 2012: Förderung der Produktion von elektrischer Energie aus erneuerbarer, nicht photovoltaischer Quelle. TIS innovation park, Bereich Energie & Umwelt. Bozen.
- WHG (2009): Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts, Wasserhaushaltsgesetz. Bundesrepublik Deutschland.
- WIP (2012): Electricity prices scenarios until at least the year 2020 in selected EU countries. PV Parity project. Munich.
- Wissel S., Rath-Nagel S., Blesl M., Fahl U., Voss A. (2008): Stromerzeugungskosten im Vergleich. Arbeitsbericht Nr.4 der Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart.
- WNGebO (1995): Verordnung über die Gebühren für die Nutzung staatseigener Gewässer. Vom 7.November 1995. Freistaat Bayern.
- WRG (1916): Schweizer Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte vom 22. Dezember 1916 (Stand am 1. Juli 2012).
- Wyer, H. (2006): Die öffentlichen Abgaben der Wasserkraftnutzung im Alpenraum. Schulthess Verlag. Zürich Bael Bern.
- ZEW (2005): Effektive Steuerbelastung von Unternehmen in Europa. Zentrum für europäische Wirtschaftsforschung.
- ZGB (1942): Italienisches Zivilgesetzbuch. Königliches Dekret vom 16. März 1942, Nr. 262. Stand: 31. Mai 2010. Deutsche Ausgabe.