



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK  
**Bundesamt für Energie BFE**

**Schlussbericht** 28. Oktober 2008

---

# **Grundlagen Wasserzinspolitik**

## Ökonomische Überlegungen

---

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
Forschungsprogramm Wasserkraft  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer:**

econcept AG  
Gerechtigkeitsgasse 20  
CH-8002 Zürich  
[www.econcept.ch](http://www.econcept.ch)

Dr. iur. Jörg Leimbacher  
Könizstrasse 43  
CH-3008 Bern

**Autoren:**

Walter Ott, econcept AG, [walter.ott@econcept.ch](mailto:walter.ott@econcept.ch)  
Cornelia Staub, econcept AG, [cornelia.staub@econcept.ch](mailto:cornelia.staub@econcept.ch)  
Dr. Jörg Leimbacher, [joerg.leimbacher@swissonline.ch](mailto:joerg.leimbacher@swissonline.ch)

**BFE-Bereichsleiter:** Dr. Michael Moser

**BFE-Programmleiter:** Dr. Klaus Jorde

**BFE-Vertrags- und Projektnummer:** 153431 / 102651

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

# Inhalt

	<b>Zusammenfassung</b>	<b>Z-1</b>
<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Ausgangslage	1
1.2	Fragestellungen und Vorgehen	2
<b>2</b>	<b>Bestandesaufnahme und theoretische Grundlagen</b>	<b>5</b>
2.1	Bestandesaufnahme der aktuellen Wasserzinsvorschriften	5
2.1.1	Entwicklung aktuelle Wasserzinsvorschriften	5
2.1.2	Bedeutung des Wasserzinses für Kantone und Gemeinden	8
2.1.3	Leistungen der Kraftwerksgesellschaften (Steuern, Realleistungen)	12
2.2	Ressourcenökonomische Begründung des Wasserzinses	15
2.2.1	Konzept der Ressourcenrente	16
2.2.2	Berechnung der Ressourcenrente	18
2.2.3	Bestimmungsfaktoren des Wertes der Ressource Wasserkraft	19
2.2.4	Fazit	19
2.3	Gründe für die Regulierung der Wasserzinse	20
2.3.1	Asymmetrische Information	20
2.3.2	Marktmacht und integrierte Unternehmen	21
2.3.3	Transaktionskosten	22
2.3.4	Risikoreduktion	24
2.3.5	Risikoverteilung und residualer Gewinnanspruch	25
2.3.6	Energie- und verteilungspolitische Aspekte	26
2.4	Fazit	27
<b>3</b>	<b>Marktentwicklung</b>	<b>33</b>
3.1	Veränderung des allgemeinen Preisniveaus	33
3.1.1	Landesindex der Konsumentenpreise (KPI)	33
3.1.2	Baukostenindex	34
3.2	Strommarktliberalisierung	35
3.3	Vergangene/aktuelle Strompreisentwicklung	36
3.3.1	Beobachtbarkeit von Preisen	36
3.3.2	Spotmarkt: Schweizer Elektrizitätspreisindex SWEP	37
3.3.3	Spotmarkt: Swissix Index und europäische Indizes	38
3.3.4	Preisentwicklung Import/Export	41
3.3.5	Zusammenfassung	42
3.4	Zukünftige Strompreisentwicklung: Terminmarkt	43
3.5	Gestehungskosten und Ausbaupotenziale	45
3.5.1	Gestehungskosten Wasserkraft	45

3.5.2	Zukünftige Entwicklung der Gestehungskosten – Initiative «lebendiges Wasser»	49
3.5.3	Ausbaupotenziale der Wasserkraft	50
3.5.4	Gestehungskosten anderer Stromerzeugungstechnologien	52
3.6	Gewinnentwicklung der Wasserkraftwerke	55
3.7	Zukünftige Entwicklung im liberalisierten Markt	56
3.7.1	Die Liberalisierung des schweizerischen Strommarktes	56
3.7.2	Grosshandelspreise	58
3.7.3	Angebotslücke: Kapazitäten, Produktionstechnologien und Gestehungskosten	59
3.7.4	Neue Kostenkomponenten durch Unbundling und Swissgrid	60
<b>4</b>	<b>Ansätze zur Anpassung der Wasserzinsvorschriften</b>	<b>61</b>
4.1	Erhöhung des Wasserzinsmaximums	62
4.1.1	Argument 1: Teuerungsausgleich	63
4.1.2	Argument 2: Höhere Entschädigung der Ressource Wasserkraft	63
4.1.3	Kosten der Konzessionäre	66
4.1.4	Einnahmen der Gemeinwesen	66
4.1.5	Fazit und Empfehlung	67
4.2	Indexierung des Wasserzinses	70
4.2.1	Argumentation für eine Indexierung basierend auf KPI	70
4.2.2	Argumentation für eine Indexierung basierend auf dem Residualgewinn	72
4.2.3	Fazit und Empfehlungen	75
4.3	Einführung eines Speicherzuschlags	77
4.3.1	Erläuterungen zur Speicherenergie	77
4.3.2	Argumentation	79
4.3.3	Konzept der Berechnung des Speicherzuschlags	81
4.3.4	Gestehungskosten der Konzessionäre	82
4.3.5	Abgabesätze und Einnahmen der Gemeinwesen	84
4.3.6	Fazit und Empfehlung	86
4.4	Aufhebung des bundesgesetzlichen Wasserzinsmaximums	88
<b>5</b>	<b>Argumente und Empfehlungen für die Wasserzinsstrategie des BFE</b>	<b>89</b>
	<b>Anhang</b>	<b>95</b>
	<b>Literatur</b>	<b>97</b>

## Zusammenfassung

### **Das Wasserzinsmaximum – Art. 76 Abs. 4 BV und Art. 49 Abs. 1 WRG**

Art. 76 Abs. 4 Satz 2 BV verpflichtet den Bund, den (kantonalen) Abgaben für die Wassernutzung „Schranken“ zu setzen.

Die Zuständigkeit der Kantone (verleihenden Gemeinwesen) zur Bestimmung der Höhe des Wasserzinses ist somit eingeschränkt.

Über das durch Art. 49 Abs. 1 WRG (i.V.m. Art. 76 Abs. 4 Satz 2 BV) bestimmte Wasserzins-Maximum dürfen sie nicht hinausgehen.

Der Bund könnte jedoch *andere* als die heute im Wasserrechtsgesetz formulierten Schranken aufstellen.

Wollte man wieder die Kantone allein die Höhe des Wasserzinsmaximums bestimmen lassen, wäre eine Änderung der Verfassung notwendig.

Bereits heute könnten die Kantone jedoch differenzierte Wasserzinssätze verwenden. Sie könnten den Wasserzins z.B. von der „Qualität“ der genutzten Wasserkraft abhängig machen, einen Speicherzuschlag erheben oder zwischen Sommer- und Winterbetrieb differenzieren – solange sie nicht über das bundesrechtliche Wasserzinsmaximum hinausgehen.

### **Ziel und Zweck des Wasserzinsmaximums**

Ziel und Zweck der Beschränkung der kantonalen Zuständigkeit zur Bestimmung der Höhe des Wasserzinses durch die Bundesverfassung und ein bundesrechtliches Wasserzinsmaximum im Wasserrechtsgesetz war es, die Nutzung der Wasserkraft zu fördern; sie sollte nicht übermässig belastet werden. Dazu musste ein möglichst alle Beteiligten befriedigender Kompromiss und Ausgleich zwischen den finanziellen Interessen der wasserrechtsverleihenden Kantone und Gemeinwesen auf der einen Seite und dem Interesse der Allgemeinheit auf der anderen gefunden werden; zudem galt es auch mit den Dritten im Bunde, den Konzessionärinnen, eine diese befriedigende und zu Investitionen animierende Lösung zu finden.

Die „richtige“ Höhe des Wasserzins-Maximums lässt sich angesichts der unterschiedlichen – im Laufe der Jahre zunehmenden – (Verfassungs-)Interessen, die berücksichtigt werden müssen, nicht aus irgendwelchen Grössen ableiten oder unter Verwendung einer „objektiven“ oder „wissenschaftlichen“ Methode berechnen. Das Wasserzinsmaximum ist nach wie vor primär eine politische Grösse – Resultat politischer Ausmarchung.

Allerdings ist die Bestimmung des Wasserzinsmaximums deswegen nicht ins Belieben des Gesetzgebers gestellt. Die relevanten Interessen verlangen nach Berücksichtigung –

insbesondere auch die Interessen der Konzessionäre: der Wasserzins muss „zumutbar“ bzw. „wirtschaftlich tragbar“ sein und bleiben. Andernfalls lässt sich niemand mehr finden, der bereit ist, in die Nutzung dieser einheimischen Ressource zu investieren. Ein Preis für die Nutzung der Wasserkraft, der für die Konzessionäre nicht mehr zumutbar wäre, würde somit den verfassungsmässigen Vorgaben zuwiderlaufen – insbesondere beispielsweise der „Nutzung der Gewässer zur Energieerzeugung“ gemäss Art. 76 Abs. 2 BV.

Der vom Bundesgesetzgeber „politisch“ ausgehandelte Höchstsatz gilt gemäss Bundesgericht als grundsätzlich zumutbar bzw. wirtschaftlich tragbar. Eine Einschätzung, die auf kantonale Wasserzinsen, die nach einer eventuellen Abschaffung eines bundesrechtlichen Maximums (mittels Verfassungsänderung) nicht länger zuträfe – was zu einer Zunahme gerichtlicher Auseinandersetzungen führen dürfte.

### **Die Gewässerhoheit**

Obwohl der Bundesgesetzgeber den Abgaben für die Wassernutzung „Schranken“ setzen darf und muss, stehen die Abgaben nicht ihm, sondern nach wie vor den Kantonen bzw. den verleihenden Gemeinwesen zu. Die sogenannte Gewässerhoheit haben die Kantone inne. Sie verleiht ihnen die Befugnis, über *die Nutzung der Wasserkraft* zu bestimmen.

Die Nutzung der Wasserkraft zur Energieerzeugung hat ausschliesslichen Charakter. Nur eine Konzessionärin kann an einem konkreten Ort die Rohwasserkraft nutzen. Es handelt sich dabei um eine sogenannte *Sondernutzung*, die durch das Bundesrecht konzessionspflichtig erklärt wird. Eine Konsequenz dieser Qualifikation ist, dass das Gemeinwesen hierfür Abgaben verlangen kann.

### **Kausalabgabe, nicht Steuer**

Die für die (Sonder-)Nutzung der Wasserkraft erhobene Abgabe, der Wasserzins, ist als *Kausalabgabe* zu verstehen. Es handelt sich also *nicht* um eine Steuer.

Der Wasserzins ist eine öffentliche Abgabe für die mit der Konzession eingeräumte Sondernutzung an einem öffentlichen Gewässer. Er ist das Entgelt an das verleihungsberechtigte Gemeinwesen für die Gewährung besonderer Vorteile durch das Zurverfügungstellen eines öffentlichen Gutes, d.h. um den Preis für die Ressource und nicht um die Abgeltung eines bestimmten Aufwandes des Gemeinwesens. Somit unterliegt der Wasserzins zwar dem *Legalitätsprinzip* (und bedarf einer gesetzlichen Grundlage im kantonalen Recht), aber *nicht dem Kostendeckungsprinzip*. Auch der Beachtung des *Äquivalenzprinzips* kommt lediglich eine beschränkte Bedeutung zu, da die Abgabe bundesrechtlich begrenzt ist. Dieses Maximum ist zudem zwingender Natur, so dass ein höherer Wasserzins auch mit Zustimmung des Konzessionärs nicht erhoben werden könnte.

## Wohlerworbene Rechte und Erhöhung des Wasserzinses

Art. 43 Abs. 1 WRG verschafft dem Konzessionär „nach Massgabe des Verleihungsaktes“ ein sogenanntes „wohlerworbenes Recht“. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob bei einer bestehenden Nutzung (Konzession) eine Erhöhung des Wasserzinses überhaupt möglich ist – oder ob der Konzessionär unter Berufung auf (s)ein wohlerworbenes Recht einwenden kann, vor Ablauf der Konzession dürfe von ihm kein höherer Zins verlangt werden.

Ob während der Laufzeit einer Konzession eine Erhöhung des Wasserzinses möglich ist, das ist primär von ihrem Inhalt und/oder der kantonalen Gesetzgebung zur Zeit der Verleihung abhängig. Wurde am einen oder anderen bzw. an beiden Orten – im Sinne eines Vorbehaltes – *klarerweise* geregelt, Erhöhungen des Wasserzinses seien möglich und vom Konzessionär zu tragen, dann stellt eine Erhöhung des Wasserzinses keine Verletzung eines wohlerworbenen Rechtes dar bzw. umfasst das wohlerworbene Recht die Höhe des Wasserzinses nicht.

Fehlt es an solch *klarer* Bezugnahme auf die Veränderbarkeit des Wasserzinses, dann sind Erhöhungen während der Laufzeit einer Verleihung gegen den Willen des Konzessionärs nicht möglich.

### I. Erhöhung des Wasserzinsmaximums

#### Rechtliche Überlegungen

Der Bundesgesetzgeber kann und muss den Abgaben zur Wasserkraftnutzung „Schranken“ setzen. Und wer zuständig ist, „Schranken“ zu setzen, der ist auch zuständig, diese zu verändern bzw. den Höchstansatz periodisch den veränderten Verhältnissen anzupassen. Seit dem Erlass des Wasserrechtsgesetzes hat der Gesetzgeber das Wasserzinsmaximum mehrmals erhöht.

Das geltende Recht enthält allerdings keine expliziten Kriterien für solche Änderungen. Anpassungen müssen sachlich und ausgewogen begründet werden können und alle relevanten Interessen berücksichtigen. Ein einseitiges Abstellen auf ein einziges Element, beispielsweise um möglichst tiefe Strompreise zu erzielen oder um die Einnahmen der Kantone zu maximieren, würde diese Anforderung missachten.

Neben dem Ausgleich des Kaufkraftverlustes können weitere Gesichtspunkte (Umweltschutz, Landschaftsschutz, Energiepolitik) zu einer sachlich vertretbaren Wasserzinserrhöhung führen. Bundesgesetze unterliegen keiner richterlichen Verfassungskontrolle (Art. 191 BV). Der Gesetzgeber könnte daher „theoretisch“ ein unzumutbar hohes Wasserzinsmaximum festlegen. Die Gefahr ist jedoch verschwindend klein, gilt für den Gesetzgeber doch der Grundsatz der Selbstbindung an die Verfassung und zudem ist das Wasserzinsmaximum Resultat einer politischen Ausmarchung unter teils divergierendsten

Interessen: es handelt sich beim Wasserzinsmaximum um eine politisch ausgewogene Kompromisslösung.

Eine Erhöhung des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums kommt nicht automatisch einer Erhöhung eines kantonalen Wasserzinsmaximums gleich. In welcher Art und Weise jene auf kantonaler Ebene Wirkung hat, ist abhängig von der kantonalen Rechtsordnung bzw. dem Wortlaut der Konzession. Festzuhalten ist, dass nach der bundesgerichtlichen Rechtsprechung öffentliche Abgaben der Grundlage in einem formellen Gesetz bedürfen, wobei zumindest der Kreis der Abgabepflichtigen, der Gegenstand und die Bemessungsgrundlagen vom Gesetz selber bestimmt werden müssen. Eine Erhöhung des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums muss daher auf kantonaler Ebene zuerst noch in Kraft gesetzt werden.

Die Erhöhung des Wasserzinses bei einer Konzession an einem „internationalen Gewässer“, einem Grenzgewässer, verlangt nach gemeinsamer Abstimmung, ist doch keiner der beteiligten Staaten befugt, einseitige Massnahmen zu treffen, welche die Situation des Konzessionärs verändern, ohne dass der andere Staat damit einverstanden ist. Die schweizerische Seite kann daher nicht einseitig eine Erhöhung des Wasserzinses durchsetzen.

## Ökonomische Überlegungen

Die Erhöhung des Wasserzinsmaximums wird durch den Anstieg der Konsumentenpreise seit der letzten WZ-Max-Erhöhung und mit dem Anstieg des Wertes der Ressource Wasserkraft begründet.

### *Argument des Teuerungsausgleichs*

Das Teuerungsargument entspringt der Perspektive der Konzedenten, welche durch den Teuerungsausgleich gemäss dem Landesindex der Konsumentenpreise (KPI) die Bestandswahrung erreichen wollen. Es ist nur dann gerechtfertigt, wenn auch die Ertragsseite die Teuerungsentwicklung mitgemacht hat, was für den Zeitraum von 1997 – 2008 zutrifft. Der Teuerungsausgleich für den Zeitraum seit der letzten Erhöhung beträgt 9.44 CHF/kW<sub>br</sub>. Durch die Erhöhung des WZ-Max um 20 CHF/kW<sub>br</sub> auf 100 CHF/kW<sub>br</sub> würden die Einnahmen der konzедierenden Gemeinwesen von 400 auf 500 Mio. CHF/a steigen. Gegenüber 1997 entspricht dies einer **realen Erhöhung** der Einnahmen um rund 10%, womit nicht nur die Teuerung ausgeglichen würde, sondern auch ein Beitrag für die Wertsteigerung der Ressource erzielt würde.

Jahr	Entwicklung des WZ-Max in CHF/kW <sub>br</sub>		Erhöhung des WZ-Max in CHF/kW <sub>br</sub> (pro Periode)		%Anteil an der WZ-Max-Erhöhung (pro Periode)		Realer Anstieg des WZ-Max seit 1918 in %
	nominal	WZ-Max <sub>1918</sub> mit Teuerungsausgleich	nominal in CHF/kW <sub>br</sub>	davon Teuerungsausgleich	Teuerungsausgleich	Realer Anstieg des WZ-Max	
1918	8.18	8.18					
1953 (1962)	13.60	9.34 (10.72)	5.42	1.16 (2.54)	21% (47%)	79% (53%)	46% (13%)
1968	17.00	13.13	3.40	5.52	100%*	Werteinbusse	29%
1977	27.19	20.77	10.19	9.88	97%	3%	31%
1986	54.00	28.34	26.81	9.92	37%	63%	91%
1997	80.00	37.64	26.00	17.71	68%	32%	113%
2008	100.00	42.08	20.00	9.44	47%	53%	138%

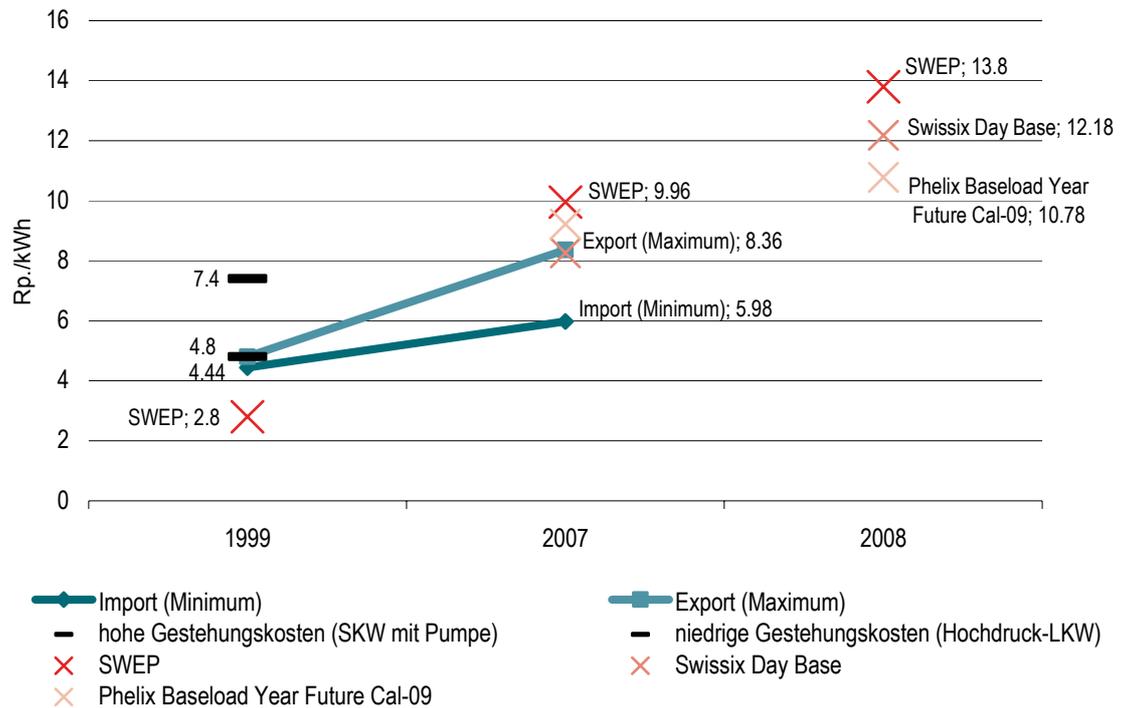
\* Die Wasserzinserhöhung um 3.40 CHF/kW<sub>br</sub> wird voll zugunsten des Teuerungsausgleichs eingesetzt, der 5.52 CHF/kW<sub>br</sub> betragen müsste. D.h. die Teuerung wird nicht voll ausgeglichen = reale Werteinbusse.

Tabelle 1: Anteil des Teuerungsausgleichs an den Parlamentsentscheiden zur WZ-Max-Erhöhung. Die per 1953 beschlossene WZ-Max-Erhöhung wurde in 10 Schritten bis 1962 umgesetzt (eigene Berechnungen).

### *Argument des Anstiegs der Residualgewinne*

Die durchschnittlichen durch die Wasserkraftwerkeigner erwirtschafteten Residualgewinne sind seit der letzten WZ-Max-Erhöhung gestiegen. Dies ergibt sich aus den gestiegenen Preisindikatoren für den Grosshandelspreis in der Schweiz (Import-/Exportpreise, Swissix, SWEP, europäische Preisindizes) und die relativ konstanten Gestehungskosten (Figur 1).

## «Indikatoren der Grosshandelspreise in der Schweiz»



econcept

Figur 1: Indikatoren der Grosshandelspreise in der Schweiz 1999, 2007 und 2008: Export-/ Importpreise, SWEP, Swissix und Phelix. Der SWEP liegt in beiden Jahren ausserhalb des Bandes und 1999 weit unter den Gestehungskosten und widerspiegelt tendenziell die Kapazitätsverhältnisse im europäischen Markt.

Aufgrund der Marktöffnung und der prognostizierten Kapazitätslücke in Europa ist auch mit einem weiteren Anstieg der durchschnittlichen Knappheitsrenten und damit der Ressourcenrenten zu rechnen. Die aktuellen Kurswerte von Termingeschäften an den europäischen Strombörsen weisen tendenziell auf weiter steigende Grosshandelspreise und damit auf steigende Ressourcenrenten für bestehende Wasserkraftwerke hin.

#### Argument des komparativen Vorteils gegenüber anderen Produktionstechnologien

Der Wert der natürlichen Ressource Wasserkraft ist im qualitativen Vergleich mit anderen Produktionstechnologien gestiegen. So lässt sich Strom aus Wasserkraft beispielsweise unter Ökostrom-Labeln besser vermarkten. Hydroelektrizität ist von der CO<sub>2</sub>-Abgabe nicht betroffen und erhält durch den Preisanstieg der primären fossilen Energieträger einen Kostenvorteil gegenüber fossilen Stromproduktionstechnologien.

#### Empfehlung

Aus ökonomischer Sicht ist eine Erhöhung des WZ-Max aufgrund der obenstehenden Argumente begründet. Die qualitativen Überlegungen deuten darauf hin, dass der reale Wert der Ressource Wasserkraft seit 1997 um mehr als 10% gestiegen ist. Die Datengrundlage der Argumentation kann zwar zeigen, dass die Erhöhung um 20 CHF/kW<sub>br</sub> gut zu rechtfertigen ist (Anstieg der durchschnittlichen Gestehungskosten um 0.3 Rp./kWh). Um auszuloten wie gross die Erhöhung des Wasserzinsmaximums aufgrund der zu er-

wartenden Nettoerträge der Betreiber der Produktionsanlagen in etwa sein könnte, müssten zusätzliche Ertrags- und Kosteninformationen ausgewertet werden. Die hier verfügbaren Informationen zur Entwicklung der von den Produzenten effektiv realisierten Preise sind zu wenig belastbar, um eine grössere Anhebung des allgemeinen WZ-Max quantitativ überzeugend zu stützen.

Ein einheitliches Wasserzinsmaximum, das durch die meisten kantonalen Gesetzgebungen voll ausgeschöpft wird, hat den Nachteil, dass es auch für die wirtschaftlich ungünstigeren Konzessionsverhältnisse tragbar sein muss, was ein Grund für tendenziell tiefe Wasserzinsmaxima sein dürfte. Im Prinzip ist es heute im Rahmen des Konzessionsvertrages möglich, Anlagen mit hohen Gestehungskosten die Möglichkeit einzuräumen, ihre Nettoerträge zu dokumentieren, um allenfalls eine Reduktion des sonst an das bundesrechtliche Maximum gebundenen Wasserzinses im Einzelfall zu erwirken. Es gibt jedoch kaum Hinweise, dass dieser Spielraum ausgenutzt wird. Grund dafür könnte das Risiko vermehrter Rekurse damit erhöhter Transaktionskosten sein).

## II. Indexierung des Wasserzinsmaximums

### Rechtliche Überlegungen

Da der Bundesgesetzgeber das Wasserzinsmaximum um einen bestimmten Betrag erhöhen darf, dürfte er eine Erhöhung grundsätzlich auch mittels einer Indexierung durchführen.

Die Indexierung des Wasserzinsmaximums ist in den letzten Jahren und Jahrzehnten mit einiger Regelmässigkeit vorgeschlagen und diskutiert worden. Anerkannt war weithin, dass eine Indexierung den grossen Vorteil hätte, nicht ständig aufs Neue den langwierigen Prozess von (Teil-)Revisionen des Wasserrechtsgesetzes in Gang setzen zu müssen.

Gescheitert sind bisher alle Versuche einer Indexierung daran, dass man die Bestimmung einer Indexformel bzw. eines Indexsatzes als schwierig, ja als zu schwierig, betrachtete, gelte es doch, ein Vielzahl von Faktoren zu berücksichtigen (Löhne, Baukosten, Kapitalzinsen, Verkaufspreise der Energie usw.) bzw. dass man sich (politisch) nicht auf eine Formel bzw. einen Indexsatz einigen konnte.

Scheint es keine (wissenschaftlich) überzeugende Methode zu geben, das Wasserzinsmaximum „adäquat“ oder „richtig“ zu indexieren, so könnte der Rückgriff auf einen *Erfahrungswert* einen Ausweg bieten: Das Wasserrechtsgesetz trat am 1. Januar 1918, also vor 90 Jahren, in Kraft. Das damalige Maximum belief sich auf 6 Franken pro Pferdestärke Bruttoleistung/Bruttopferdekraft, was 8,16 bzw. grob 8 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung entspricht (1 PS = 0,7355 kW). Heute, 2008, liegt das Maximum bei 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung, was einer jährlichen Erhöhung über diese 90 Jahre von rund

2,5% entspricht. Würde der Gesetzgeber einen Speicherzuschlag (gemäss den Vorschlägen aus dem Jahre 1996) beschliessen, käme man auf 3 %.

Eine Verständigung auf einen Erfahrungswert wäre insofern ein empfehlenswertes *pragmatisches* Vorgehen, als dass sich der Gesetzgeber damit nicht auf die Dauer selbst beschränken würde. Er könnte durch eine Änderung des Wasserrechtsgesetzes jederzeit den Indexwert ändern oder gar auf seinen Entscheid zurückkommen, sofern er dies wünscht bzw. wenn sich zeigen sollte, dass eine solche „simple“ Lösung nun doch zu einfach wäre.

Die Verständigung auf einen Erfahrungswert, der sich an der durchschnittlichen jährlichen Erhöhung des Wasserzinsmaximums über die letzten 90 Jahre orientiert, hätte in erster Linie den grossen Vorteil, dass man nicht versuchen müsste, über eine Vielzahl von „wirtschaftswissenschaftlichen“ Studien zu „belegen“ oder gar zu „beweisen“, dass ein konkreter Index unter Berücksichtigung aller „relevanter“ Kriterien nun „eigentlich“ der „richtige“ sei, lässt sich das Ausmass der Erhöhung des Wasserzinses doch nicht aus irgendwelchen Grössen ableiten.

Es geht um eine *politische* Entscheidung, mithin auch um einen „politischen“ Preis für eine Ressource. Eine am genannten Erfahrungswert über die letzten 90 Jahre orientierte Indexierung kann zugleich als eine „politische“ Lösung verstanden werden. Weil bzw. wenn der Gesetzgeber grundsätzlich der Auffassung ist, das Wasserzinsmaximum sollte im Verlaufe der Zeit steigen, und wenn er dafür keine von allen politischen Interessengruppen akzeptable Formel findet, dann kann er sich – eben im Sinne einer auch politisch pragmatischen Lösung – an diesem Erfahrungswert orientieren.

Möchten National- und Ständerat die Bestimmung eines indexierten Wasserzinsmaximums an den Bundesrat delegieren, ist dafür Sorge zu tragen, dass der Delegationsrahmen hinreichend bestimmt ist. Die bisherigen Vorschläge zur Delegation dieser Befugnis an den Bundesrat vermögen nicht zu überzeugen.

## **Ökonomische Überlegungen**

### *Indexierung basierend auf dem Konsumentenpreisindex*

Die Indexierung des WZ-Max basierend auf dem KPI ist ein partieller Anpassungsmechanismus zum Ausgleich teuerungsbedingter Wertverluste der Wasserzinseinnahmen zu Gunsten der Gemeinwesen. Eine Indexierung basierend auf dem KPI ist in der kurzen bis mittleren Frist ein zumutbares Verfahren, um den realen Einnahmeschwankungen der Gemeinwesen entgegenzuwirken. Sie kann dazu dienen, relevante Nachteile der bisherigen Anpassungen der Wasserzinsmaxima abzufedern. Je nach Anteil der Wasserzinse an den Gesamtsteuereinnahmen führten die bisherigen sprunghaften Anhebungen der Wasserzinse (im Schnitt alle 10 Jahre) zu Schwankungen der Einnahmen und damit zu Unsicherheiten in der finanziellen Planung der Gemeinwesen. Die potentiellen Verzer-

rungen der Gewinnmargen durch die Indexierung sind relativ gering doch tendenziell mit wachsenden Veränderungen des Preisniveaus steigend.

Die Indexierung nach dem KPI halten wir als zu einseitig, da die ökonomische Situation der Konzessionäre und die zu erwartenden Wertsteigerungen der Wasserkraftproduktion nicht berücksichtigt werden. Eine KPI-basierte Indexierung kann deshalb die periodische Überprüfung der Angemessenheit des WZ-Max nicht ersetzen

#### *Indexierung des Wasserzinses basierend auf der Indexierung des Residualgewinns*

Die Residualgewinnindexierung basiert auf der Idee, dass der Wasserzins jeweils einen festgelegten Prozentsatz des Residualgewinns (Preis – Kosten) betragen soll. Der Residualgewinnindex setzt sich deswegen auch aus einem Marktpreisindex und einem Kostenindex zusammen, wobei der Kostenindex eine gewichtete Grösse aus Zinsniveau (Kapitalkosten), Lohnindex, KPI und Baukostenindex darstellt.

Der Residualgewinnindex, welcher bei der prozentualen Teilungsregel dem Wasserzinsindex entspricht, berechnet sich nach der folgenden Formel:

$$\text{Wasserzinsindex} = \text{Residualgewinnindex} = \frac{\text{Preisindex} - \text{Kostenindex} \times (1 - \text{Res.gewinnmarge}_{\text{Indexstart}})}{\text{Res.gewinnmarge}_{\text{Indexstart}}}$$

$$\text{wobei: Residualgewinnmarge}_{\text{Indexstart}} = \frac{\text{Marktpreis}_{\text{Indexstart}} - \text{durchsch.Gestehungskosten}_{\text{Indexstart}}}{\text{Marktpreis}_{\text{Indexstart}}}$$

Neben dem Preis- und Kostenindex ist die bei Beginn der Indexierung geltende Residualgewinnmarge ein für die Berechnung notwendiger Parameter. Je kleiner die Marge zwischen Preis und Kosten, desto stärker reagiert der Residualgewinn und damit der Wasserzins auf Veränderungen des Preis- bzw. Kostenniveaus.

Die **Residualgewinnindexierung** bei einer gleichzeitigen Prozentregelung für die Verteilung des Residualgewinns hat gegenüber der KPI-Indexierung entscheidende **Vorteile**:

- Die Residualgewinnindexierung ermöglicht den Gemeinwesen eine Partizipation an steigenden Gewinnen in der Stromproduktion aus Wasserkraft. Somit kann ein Teil des realen Wertzuwachses der Ressource Wasserkraft abgeschöpft werden (dürfte vor allem in der Zukunft wachsende Bedeutung erlangen).
- Die betriebswirtschaftliche Planung der Konzessionäre ist mit weniger Unsicherheit behaftet, da sich die Wasserzinse proportional zu der für sie relevanten Bestimmungsfaktoren der Nettoerträge verhalten.
- Die Indexierung macht weitere Überprüfungen des WZ-Max in Zukunft überflüssig, beziehungsweise grenzt den Handlungsspielraum der WZ-Max-Festlegung genügend ein, um diese an den Bundesrat zu delegieren. Anpassungen der Indexberechnungsmethode könnten weiterhin dem Parlament vorenthalten bleiben.

Die **Nachteile** liegen in der praktischen Berechnung der Preis- und Kostenindizes.

- Derzeit sind die Grosshandelspreise nicht beobachtbar und auch nach der Liberalisierung ist eine komplette Offenlegung der Preise nicht absehbar.
- Die Berechnung des Kostenindex lässt einen Diskussionspielraum für die Gewichtung der einzelnen Komponenten.

### *Empfehlung*

Die Indexierung nach dem KPI halten wir als zu einseitig, da die ökonomische Situation der Konzessionäre und die zu erwartenden Wertsteigerungen der Wasserkraftproduktion nicht berücksichtigt werden. Die Methode der Residualgewinnindexierung zur Festlegung der Wasserzinse ist derzeit aus praktischen Gründen erschwert. Allerdings setzt die Methode genau diejenigen Argumente mathematisch um, die auch in der politischen Diskussion berücksichtigt werden, d.h. die Entwicklung der Kosten und Erlöse der Wasserkraftwerkbetreiber, welche den Residualgewinn und die Ressourcenrente bestimmen. Deshalb empfehlen wir, einen Residualgewinnindex pragmatisch mit den vorhandenen Daten oder mit den mit begrenztem Aufwand erhebbaren Kosten und Preisen zu erstellen und diesen als Referenzgrösse in der politischen Diskussion einzusetzen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für diese Berechnungen Schätzungen ausreichen und keine zu hohen Ansprüche an die Genauigkeit gestellt werden müssen. Letztlich bleibt die Bestimmung des Anteils (bzw. des Prozentsatzes) der Konzessionsgeber an den realisierten Nettoerträgen der Kraftwerkbetreiber eine politisch festgelegte Grösse (bestimmt durch den Anfangswert des Wasserzinsmaximums und die Residualgewinnmarge beim Indexstart).

## III. Einführung eines Speicherzuschlags

### **Rechtliche Überlegungen**

Die Forderung nach Erhebung eines *Speicherzuschlages* kann als Forderung nach der Wiedereinführung einer Qualitätsstufenregelung verstanden werden. Einer Qualitätsstufenregelung allerdings, die – so wie sie in den Räten 1996 vorgestellt wurde – nicht von einem Maximum ausgehend *Reduktionen* des Wasserzinses für Speicherwerke anstrebt, sondern die umgekehrt eine *Erhöhung* des „normalen“ Wasserzinses gerade für Speicherwerke anvisiert, wobei dieser Erhöhung ihrerseits wiederum Schranken gesetzt wären.

Der Speicherzuschlag wird in der Regel als Komponente des Wasserzinses verstanden. Der Wasserzins besteht demnach aus zwei Teilen: aus einem Grundbeitrag gemäss der Wassermenge und dem Gefälle und aus einer neuen Komponente, eben dem Speicherzuschlag, der als Qualitätszuschlag zu verstehen ist, mit dem die besondere Qualität bzw. Wertigkeit des gespeicherten Wassers abgegolten werden soll.

Die verfassungsrechtliche Verpflichtung des Bundes, den kantonalen Abgaben für die Wassernutzung „Schranken“ zu setzen, verlangt *nicht* nach einem einzigen Höchstsatz für jegliche Art der Nutzung. Grundsätzlich ist es zulässig, den Wasserzins zu differenzieren, sei dies beispielsweise nach der „Qualität“ der Ressource, den erforderlichen Investitionen zu ihrer Nutzung oder auch nach dem „Wert“ der Wasserkraft oder der produzierten Energie.

Zu beachten ist, dass die Ressource ihren realen Wert erst durch ihre Nutzung bzw. die Investitionen des Konzessionärs in ein Laufkraftwerk oder ein Speicherkraftwerk erhält.

Wird das Recht zur Nutzung der Wasserkraft unabhängig von ihrer „Qualität“ und auch unabhängig von den notwendigen Investitionen zu ihrer Nutzung zum gleichen Preis (Wasserzins) angeboten (verliehen), ist dies für den einen Konzessionär ein rentableres Geschäft als für die andere.

Die Rentabilität der konkreten Nutzungsweisen schlägt sich für das verleihende Gemeinwesen in höheren oder niedrigeren Steuereinnahmen nieder, sofern diese nicht andernorts anfallen (Stichwort „Partnerwerke“).

Für das verleihende Gemeinwesen drängt sich der Gedanke auf, ob die Ressource nicht in Abhängigkeit von der Rentabilität ihrer Nutzung angeboten werden bzw. an den für „rentablere“ Nutzungen Meistbietenden verliehen werden könnte.

Die Möglichkeit, an den oder die Meistbietende zu verkaufen bzw. zu verleihen, bietet sich den Gemeinwesen im Rahmen der Verleihung ihrer Wasserkraft heute nur in sehr beschränkter Masse – insbesondere im Rahmen der Aushandlung von Nebenleistungen (wie Vorzugsenergie u.Ä.).

Am (Höchst-)Preis der Wasserkraft selbst kann bei staatlichen Fixpreisen allerdings nicht gerüttelt werden. An den Meistbietenden könnte nur dort verliehen werden, wo es an einem bundesrechtlichen Maximum fehlte bzw. dieses so hoch angesetzt wäre, dass es über dem Marktpreis läge – und wo zudem die kantonalen Bestimmungen unter Wahrung des Legalitätsprinzips dies ebenfalls zuließen. Zu erinnern bleibt daran, dass der Staat, das verleihende Kantone bzw. Gemeinwesen nun mal keine Unternehmen sind.

Ein Speicherzuschlag brächte den verleihenden Gemeinwesen einen gewissen Spielraum „nach oben“: sie könnten ihre Ressource etwas teurer verkaufen (verleihen), wenn sich mit ihr im Rahmen eines konkreten zu konzessionierenden Speicher-Projektes mehr Geld verdienen liesse als beispielsweise mit einem eher unflexiblen Laufkraftwerk.

Auch diese Teil-Liberalisierung findet ihre bundesrechtliche Grenze aber an den jeweiligen Höchstsätzen pro Nutzungsart.

Anlässlich der letzten Revision des Wasserrechtsgesetzes wurde in den Räten von einigen Votanten vorgebracht, beim Speicherzuschlag handle es sich um mehr bzw. anderes als eine blosse Komponente des altbekannten Wasserzinses. Der Speicherzuschlag sei keine Kausalabgabe wie jener, sondern eine Steuer.

Für diese Auffassung wurden jedoch keine überzeugenden Argumente vorgebracht, zudem überwogen schon damals jene Stimmen, die den Speicherzuschlag als eine Komponente des Wasserzinses, verstanden. Der Speicherzuschlag ist als Teil des Wasserzinses eine Kausalabgabe – und keine Steuer.

Auch der Wasserzins inklusive Speicherzuschlag ist eine öffentliche Abgabe, für die zum einen das Legalitätsprinzip gilt und bei deren Berechnung dem Äquivalenzprinzip eine beschränkte Tragweite zukommt. Dies nicht zuletzt, weil auch ein Speicherzuschlag vom Gesetzgeber festgelegt würde und ihm somit der gleiche Ausgleichs- und Kompromisscharakter zukommt wie dem Wasserzins bis anhin.

## **Ökonomische Überlegungen**

*Argument: Topographischer Standortvorteil für die Produktion höherwertiger Spitzen- bzw. Regelenergie*

Aufgrund der topographisch gegebenen Möglichkeit zur Errichtung von Speichern können Speicherkraftwerke eine Differenzialrente erzielen. Die Speicher ermöglichen die Produktion höherwertiger Spitzen- bzw. Regelenergie. Tatsächlich lagen die durchschnittlichen Spotmarktpreise (Swissix) für Spitzenenergie 2007-2008 rund 24% höher als die durchschnittlichen Spotmarktpreise für Bandenergie. Durch Einführung eines Speicherzuschlages wird es den Gemeinwesen ermöglicht einen Teil der Differenzialrente abzuschöpfen.

*Argument: Externalitäten der Stauräume*

Die Landflächen für die Stauräume werden von den Konzessionären über den Kaufpreis abgegolten. Die landschaftsästhetischen Externalitäten werden nicht abgegolten, allerdings können je nach Anlage nicht nur negative sondern auch positive Externalitäten vorliegen.

*Mehreinnahmen für die Gemeinwesen und Anstieg der Gestehungskosten*

Die Einführung des einfachen Speicherzuschlages, wie er hier diskutiert wird, würde im Kanton Wallis zu Mehreinnahmen in der Höhe von 24% führen, in den anderen Gebirgskantonen zu Mehreinnahmen von 9-15%. Demgegenüber stehen zusätzliche Gestehungskosten auf Seiten der Speicherkraftwerksbetreiber von durchschnittlich 0.4 Rp./kWh.

*Berechnungsformel des Speicherzuschlages*

Der Speicherzuschlagsatz berechnet sich als Produkt des Verhältnisses Speicherkapazität zu Zuflüssen und dem Wasserzins-Basissatz. Der Speicherzuschlag ist auf die Hälfte des Wasserzins-Basissatzes beschränkt.

$$\text{Speicherzuschlag} = \frac{\text{Speicherkapazität } m^3}{\text{Zuflüsse } m^3} \times \frac{\text{Basissatz CHF}}{\text{kW}} < \frac{1}{2} \frac{\text{Basissatz CHF}}{\text{kW}}$$

Bei Anwendung eines **einfachen Speicherzuschlags** und einem Basissatz von 80 CHF/kW<sub>br</sub> beträgt der maximale Wasserzinssatz für ein Speicherkraftwerk somit 120 CHF/kW<sub>br</sub>.

$$\text{Neuer Satz} = \left( 1 + \frac{\text{Speicherkapazität } m^3}{\text{Zuflüsse } m^3} \right) \times \frac{80 \text{ CHF}}{\text{kW}} \leq 120 \frac{\text{CHF}}{\text{kW}}$$

Beim **doppelten Speicherzuschlag** würde zum Wasserzins-Basissatz zweimal der Speicherzuschlag addiert. Daraus errechnet sich ein maximaler Wasserzinssatz von 160 CHF/kW<sub>br</sub> für Speicherkraftwerke.

Die vorgeschlagene Berechnung des Speicherzuschlages richtet sich nach dem Verhältnis des maximalen Speichervolumens (Speicherkapazität) zur konzidierten Wassermenge (Zuflüsse). Bei gegebener konzidierten Wassermenge steigt der Speicherzuschlag mit dem Speichervolumen an, bis dieses 50% der konzidierten Wassermenge erreicht. Es sollte überprüft werden, ob das Potenzial zur Produktion höherwertiger Spitzenenergie tatsächlich bis zu Speichergrössen von 50% der konzidierten Wassermenge steigt.

### *Empfehlung*

Bundesrechtlich einheitlich festgesetzte Speicherzuschläge erlauben es, die Qualität der Stromproduktionsmöglichkeiten aus Speicherseen sowie die höhere Wertschätzung von Spitzen- und Regelenenergie aus Speicherkraftwerken mit einem nach einer einheitlichen Regel ermittelten Zuschlag zu berücksichtigen. Dieser hängt von den kraftwerkspezifischen hydrologisch-topographischen Verhältnissen, aber nicht von den kraftwerkspezifischen Ertrags- und Kostenfaktoren ab. Dies erlaubt eine näherungsweise Anpassung der Wasserzinse von Speicherkraftwerken an die gestiegene Wertschätzung von Spitzen- und Regelenenergie, welche geringe Transaktionskosten aufweist. Die übrigen Wasserzinsregelungen könnten beibehalten werden. Die periodische Anpassung der bundesrechtlich festgesetzten Speicherzuschläge würde in der Logik und bezüglich der Verfahren ähnlich funktionieren wie die bisherigen Anpassungen des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums (welches natürlich auch nach der Einführung von Speicherzuschlägen weiterhin periodisch angepasst werden müsste).

Das Konzept des Speicherzuschlages lässt sich auch mit dem Konzept der Ressourcenindexierung kombinieren. So ist es denkbar, dass jeweils zwei Kosten- und Preisindizes berechnet werden, woraus sich zwei Residualgewinnindizes ergeben. Der Basisindex würde sich aus dem Kostenindex gemäss Gestehungskosten von Laufkraftwerken und dem Preisindex für Bandenergie ergeben. Der Index für Speicherkraftwerke würde sich aus dem Kostenindex für Speicherkraftwerke und dem Preisindex für Spitzenenergie berechnen. Für die Verwendung der Indizes zur tatsächlichen Indexierung des WZ-Max fehlen derzeit – wie im Abschnitt zur Indexierung erörtert – die dafür notwendigen Daten-

rundlagen. Wir empfehlen deshalb die Einführung eines Speicherzuschlages und parallel die Erstellung von zwei pragmatisch berechneten Residualgewinnindizes. Die Differenz zwischen den beiden Indizes kann zukünftig als Referenzwert für die Festsetzung des Speicherzuschlages dienen.

#### IV. Abschaffung des Wasserzinsmaximums

##### **Rechtliche Überlegungen**

Unter der „Abschaffung des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums“ kann man sich manches vorstellen. Relevant ist primär die Unterscheidung in Lösungsansätze, die sich im Rahmen der heutigen verfassungsrechtlichen Regelung bewegen, und solchen, die nach einer Verfassungsänderung, konkret der Abschaffung der Verpflichtung des Bundes, den Abgaben für die Nutzung der Wasserkraft „Schranken“ zu setzen, verlangten.

Vorschläge, ohne Änderung der Verfassung zugunsten einer verbalen Umschreibung des Höchstsatzes lediglich auf die *zahlenmässige* Bestimmung des Wasserzinsmaximums im Wasserrechtsgesetz zu verzichten, scheinen wenig überzeugend. Sie würden nach einer Vielzahl von kantonalen Konkretisierungen verlangen und in letzter Instanz müsste das Bundesgericht entscheiden, ob eine kantonale Konkretisierung den bundesrechtlichen Vorgaben gerecht wird oder nicht.

Bei Lösungsansätzen *mit Verfassungsänderung* würde der Bund aus der Pflicht zur Gesetzgebung im Bereich der Wassernutzungsabgaben entlassen und diese Kompetenz würde wie früher den Kantonen überlassen bleiben.

Motiv für eine solche Lösung ist primär die Überzeugung, die bundesrechtlichen Schranken verhinderten, dass die Kantone bzw. die verleihenden Gemeinwesen ihre Ressource „Wasserkraft“ zu einem wesentlich höheren Preis auf dem „freien Markt“ verkaufen könnten. Würden Angebot und Nachfrage allein den Preis bestimmen, liesse sich, so die Überlegungen der Promotoren, mit der Verleihung der Nutzung der Wasserkraft viel mehr verdienen.

Ob dem so wäre, ist keine juristische Frage und mag dahin gestellt bleiben. Notwendig wäre neben einer Verfassungsänderung unter anderem eine Änderung der Wasserrechtsgesetzgebung. Zudem müsste dafür gesorgt sein, dass die nicht das Wasserzinsmaximum betreffenden anderen Interessen an der Ressource Wasser nach wie vor berücksichtigt würden.

Vor allem aber wäre eine Re-Kantonalisierung der Wasserzinsfrage unumgänglich. Aus der Abschaffung von Art. 76 Abs. 4 Satz 2 BV und der Streichung von unter anderem Art. 49 Abs. 1 Satz 1 WRG würde zwingend folgen, dass 26 kantonale Wasserzinsregelungen entstehen müssten, die im Falle von Streitigkeiten einer Überprüfung durch das Bundesgericht unterständen.

Bei den kantonalen Wasserzinsen würde es sich nach wie vor um öffentliche Abgaben handeln, für die das Legalitätsprinzip eine hinreichende Grundlage in einem kantonalen Gesetz (im formellen Sinne) verlangt. Denn die Kantone sind keine Wasser(kraft)händler, sie können nicht einfach beliebig hohe Preise für ihre Ressource verlangen. Daher hat der kantonale Gesetzgeber die Abgaben zu regeln und zum mindesten einen Höchstsatz festzulegen.

Das Deregulierungspostulat kann also auf diesem Wege *nicht* erfüllt werden.

Eine „Liberalisierung“ oder „Deregulierung“ hätte mit grösster Wahrscheinlichkeit ein Mehr an Gerichtsverfahren zur Folge. Das Bundesgericht würde anstelle der Bundesversammlung über angemessene Höchstsätze befinden, da es künftig an einem bundesrechtlichen Höchstsatz fehlte, der heute gemäss Bundesgericht als ausgewogen und für die Werke tragbar bezeichnet werden kann. Mit der Zeit könnten sich daraus ein „kantonsübergreifender“, zwar nicht bundesrechtlicher, aber doch „gesamtschweizerischer“ Höchstsatz oder mehrer (beispielsweise anlagenspezifische) Höchstsätze entwickeln. In diesem Fall würde sich die Frage stellen, warum man eigentlich auf einen bundesrechtlichen Höchstsatz verzichtet hat.

## **Ökonomische Überlegungen**

Die Aufhebung des bundesgesetzlichen Wasserzinsmaximums erfordert eine Verfassungsänderung und neue Regelungen in den Kantonen. Die ökonomischen Auswirkungen hängen von den neuen kantonalen Regelungen ab und können hier nicht abgeschätzt werden.

## **V. Teilzweckbindung des Wasserzinses**

### **Rechtliche Überlegungen**

Die UREK-S zieht im Rahmen der Parlamentarischen Initiative „Schutz und Nutzung der Gewässer“ (07.492) die Einführung der Pflichten zur Revitalisierung von Gewässern sowie zur Ergreifung von Massnahmen bei Wasserkraftwerken, welche schädliche Schwall- und Sunkwirkungen, einen gestörten Geschiebetrieb oder eine gestörte Fischgängigkeit verursachen, in Erwägung. Diese neuen Pflichten sollen von der öffentlichen Hand finanziell unterstützt werden. Für die Art und Weise der Mittelbeschaffung berät die UREK-S über drei verschiedene Varianten, wobei sich die Frage der Verfassungskonformität der verschiedenen Finanzierungsvarianten gestellt hat.

Das Bundesamt für Umwelt hat von der UREK-S den Auftrag, diese Fragen vom Bundesamt für Justiz abklären zu lassen.

Das in Abstimmung der beiden Bundesämter erarbeitete Gutachten kommt, was die Verfassungsmässigkeit der drei Finanzierungsvarianten anbelangt zu folgenden Ergebnissen:

- Die Variante 1, die zur Finanzierung der erwähnten Aufgaben eine *Abgabe auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze* vorsieht, „hat keine hinreichende Grundlage in der Bundesverfassung und ist deshalb verfassungswidrig“.
- Die Variante 2, die zur Finanzierung neben einer *Abgabe auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze* (lediglich für die Massnahmen bei Wasserkraftwerken im Bereich Schwall/Sunk, Geschiebe und Fischgängigkeit) auch auf *ordentliche Bundesmittel* (für die Subventionierung der Revitalisierungen) zurückgreifen will, „hat in der Form des vorliegenden Entwurfs keine hinreichende Grundlage in der Bundesverfassung und ist deshalb verfassungswidrig. Sie kann jedoch bundesverfassungskonform ausgestaltet werden“.
- Die Variante 3, die zur Finanzierung eine *Teilzweckbindung einer Erhöhung der Wasserzinse* (für Massnahmen bei Wasserkraftwerken im Bereich Schwall/Sunk, Geschiebe und Fischgängigkeit) und *ordentliche Bundesmittel* (für die Subventionierung der Revitalisierungen) vorsieht, „ist insofern verfassungswidrig, als sie den Kantonen eine Zweckbindung des Wasserzinses vorschreibt. Zulässig ist demgegenüber eine generelle Erhöhung des Wasserzins-Maximums von 80 auf 100 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung“.

Ich darf mich den Ausführungen des Bundesamtes für Justiz und des Bundesamtes für Umwelt anschliessen. Der Bund darf nicht beliebig Abgaben erheben. Ihm steht nur das zu, was ihm die Bundesverfassung zu erheben erlaubt. Das heisst insbesondere, dass er für (voraussetzungslose) Steuern einer ausdrücklichen und spezifischen Grundlage in der Bundesverfassung bedarf, und dass er bloss gewisse und tendenziell weniger schwergewichtige Abgaben kraft Sachzusammenhanges (mit einer anderen Zuständigkeit) einfordern kann. Zudem darf er nicht ohne verfassungsrechtliche Grundlage in die Zuständigkeit der Kantone (konkret in ihre Gewässerhoheit) eingreifen.

Bei den Variante 1 und 2 fehlt es an einer entsprechenden verfassungsrechtlichen Bundeskompetenz, auf die sich die ins Auge gefassten Finanzierungen stützen könnten, daher sind sie (bei Variante 2 zumindest in der vorgeschlagenen Form) verfassungswidrig.

Und hinsichtlich Variante 3 stellt sich die Frage, woher der Bund sich das Recht nehmen würde, den Kantonen Vorschriften hinsichtlich der Verwendung von Teilen des Wasserzinses zu machen. Da es an einer verfassungsrechtlichen Zuständigkeit fehlt, ist der Bund also nicht kompetent und die Variante 3 mit der Verfassung nicht vereinbar.

Hilfreich ist der Hinweis darauf, dass es dem Bundesgesetzgeber unbenommen sei, das Wasserzinsmaximum zu erhöhen, wodurch die Kantone über zusätzliche Mittel verfügen, die sie dann – in eigener Zuständigkeit – für neue Aufgaben im Bereich des Gewässerschutzes nutzen könnten. Das schiene mir – politisch – auch der klarere Weg als jener

über eine Modifikation von Variante 2. Es scheint mir grundsätzlich empfehlenswerter, für Abgaben klare und eindeutige (Kompetenz-)Normen zu erlassen, so dass jedermann sieht, wer wie viel zu bezahlen hat. Zu klaren Normen kann auch klar Stellung genommen werden, ohne dass man gleichsam die eine Kröte schlucken muss, weil man etwas anderes auf keinen Fall verlieren möchte.

Die Zweckbindung von Teilen der Wasserzinsenerträge betrifft die Konzessionäre bzw. die Inhaber eines wohlerworbenen Rechts nicht: Sie bezahlen, unabhängig von der späteren Verwendung der Erträge, „ihren“ Wasserzins gemäss Konzession.



# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Ausser bei Gewässerstrecken, die die Landesgrenze berühren, sind gemäss Art. 38 WRG die Kantone zuständig, Wasserrechte zu verleihen. Der Wasserzins darf dabei ein in Art. 49 Abs. 1 WRG festgelegtes Maximum nicht überschreiten (zurzeit 80 CHF/kW Bruttoleistung). Auch dürfen die Konzessionäre nicht mit besonderen Steuern belastet werden, es sei denn, der vom Kanton gesetzlich festgelegte Maximalwasserzins liege unterhalb des eidgenössischen Maximums gemäss Art. 49 Abs. 1 WRG und die besondere Steuer übersteige zusammen mit dem kantonalen Wasserzins die zulässigen 80 CHF/kW Bruttoleistung nicht.

Zurzeit liegen diverse politische Vorstösse zu Wasserzinsen vor:

- Anpassung der Wasserzinse: **Anpassung des höchstzulässigen Wasserzinses** sowie **Berücksichtigung der Speicherkapazität** und der damit verbundenen Möglichkeit zur Produktion von Spitzen- und Regelenergie (Postulat J.-N. Rey vom 24.3. 2006; Motion H. Inderkum vom 21.12. 2007 (daraus folgte die Kommissionsinitiative der UREK-S "Angemessene Wasserzinse"), Postulat S. Cathomas vom 20.3.2008)
- **Abschaffung des Wasserzinsmaximums** und der Wasserzinsvorgaben (Interpellation R. Escher vom 22.3. 2007)
- **Indexierung**: Anpassung der Wasserzinsen an die Geldentwertung (Interpellation Ch. Brändli vom 20.6. 2007; Motion H. Inderkum vom 21.12. 2007)
- **Teilzweckbindung** des Wasserzinses für Ausgleichs- und Renaturierungsfonds (wie von der Fischereiinitiative gefordert; Postulat H. Fässler-Osterwalder vom 21.6. 2007)

Als Basis für die strategischen Entscheidungen des BFE zu den Wasserzinsfragen sowie zur Beantwortung der politischen Vorstösse will das BFE die Grundlagen zur Wasserzins-thematik aufarbeiten. Die Wasserzinspolitik soll dabei in eine energiepolitische Gesamtkonzeption des BFE eingebettet werden. Dabei geht es neben den energiepolitischen Fragen (Nutzung erneuerbarer Wasserkraft und Nutzung von Speicherpotenzialen zur Produktion von Spitzen- und Regelenergie) einerseits um ressourcenökonomische Fragen (Entschädigung des Wassernutzungsrechtes) sowie um verteilungspolitische Fragen (Verteilung zwischen Wasserrechtsinhaber und Investor/Konzessionär sowie regionale Verteilung). Daneben sollen die rechtlichen Fragen bei allfälligen Anpassungen der aktuellen Wasserzinsregelungen geklärt werden.

## 1.2 Fragestellungen und Vorgehen

Ausgangspunkt für die Erarbeitung der Grundlagen sind die aktuellen Zielsetzungen der Energiepolitik, die vorgeschlagenen Aktionspläne des UVEK sowie die 'Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz' des BFE (März 2008), mit den folgenden Zielen und Fragestellungen:

- Nachhaltige Nutzung der Wasserkraft, Ausschöpfung von Um- und Ausbaupotenzialen
- Hemmnisanalyse bei Neu-, Um- und Ausbauten
- Massnahmen zur Überwindung bestehender Hemmnisse bei der Nutzung zusätzlicher Potenziale

In **Abschnitt 2** wird geklärt, ob der Wasserzins der richtige Ansatzpunkt für die Anliegen der parlamentarischen Vorstösse bildet. Zunächst wird in **Abschnitt 2.1** eine Bestandaufnahme zur Wasserzinsthematik erarbeitet. Dazu gehört ein Überblick über die historische Entwicklung der Wasserzinse in der Schweiz und die Klärung der Bedeutung der Wasserzinse für die konzedierenden Gemeinwesen und die Kraftwerksgesellschaften. Dabei wird auch auf die weiteren finanziellen Belastungen der Kraftwerksgesellschaften durch öffentliche Abgaben und Verpflichtungen eingegangen. **Abschnitt 2.2** zeigt die ressourcenökonomische Begründung des Wasserzinses auf. In **Abschnitt 2.3** werden ökonomisch fundierte Argumente für/gegen die bundesrechtliche Regulierung der Wasserzinse mittels bundesrechtlichem Wasserzinsmaximums dargelegt. Das Fazit in **Abschnitt 2.4** dient der Beantwortung der eingangs gestellten Frage bezüglich des Wasserzinsmaximums als richtigem Ansatzpunkt zur Behandlung der parlamentarischen Anliegen.

Die wichtigsten Fakten zur Entwicklung des Strommarktes in der Schweiz werden in **Abschnitt 3** dargestellt. Dabei wird insbesondere auf die Teuerung, die Strommarktliberalisierung, die vergangene und zukünftige Strompreisentwicklung, die Gestehungskosten der Wasserkraftwerke und die Gewinnentwicklung sowie die auf die künftige Entwicklung im liberalisierten Markt eingegangen.

In **Abschnitt 4** werden die Vor- und Nachteile der einzelnen Anliegen der parlamentarischen Vorstösse diskutiert und anhand der erarbeiteten Fakten in Abschnitt 3 überprüft. Insbesondere wird auf die einzelnen durch die Parlamentarier vorgebrachten Argumente eingegangen. Für jede Variante werden nach Möglichkeit die Auswirkungen auf die Einnahmen der Gemeinden und Kantone sowie auf die Belastungen der Kraftwerksgesellschaften abgeschätzt.

- **Abschnitt 4.1** behandelt das meist geforderte Anliegen der Erhöhung des Wasserzinsmaximums. Dabei wird insbesondere auf die Strompreisentwicklung in den verschiedenen Märkten eingegangen.
- **Abschnitt 4.2** nimmt die Forderung einer gesetzlich festgelegten automatischen Erhöhung des Wasserzinsmaximums anhand einer Indexierungsformel auf. Die Argumente hierfür sind eng verknüpft mit denen der einmaligen Erhöhung des Wasserzinsmaximums des vorherigen Abschnitts. Diskutiert werden einerseits die geforderte

Indexierung basierend auf dem Konsumentenpreisindex. Alternativ wird auch die Indexierung basierend auf einer Residualgewinnindexierung dargelegt.

- **Abschnitt 4.3** nimmt das früher bereits mehrfach diskutierte Konzept einer qualitativen Differenzierung der Wasserzinse in Form eines Speicherzuschlags auf.
- Die Forderung nach der Abschaffung des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums wird in **Abschnitt 4.4** behandelt.

In **Abschnitt 5** werden die diskutierten Argumente zusammengetragen und davon Empfehlungen abgeleitet.



## 2 Bestandesaufnahme und theoretische Grundlagen

### 2.1 Bestandesaufnahme der aktuellen Wasserzinsvorschriften

Die folgenden Abschnitte vermitteln eine kurze Einführung und Übersicht in die Thematik der Wasserzinse in der Schweiz. Die historische Entwicklung der Wasserzinsvorschriften in der Schweiz wird in Abschnitt 2.1.1 nachgezeichnet. 2.1.2 und 2.1.3 stellen aus der Perspektive der Gemeinwesen bzw. der Kraftwerksgesellschaften die finanzielle Bedeutung der Wasserzinse dar.

#### 2.1.1 Entwicklung aktuelle Wasserzinsvorschriften

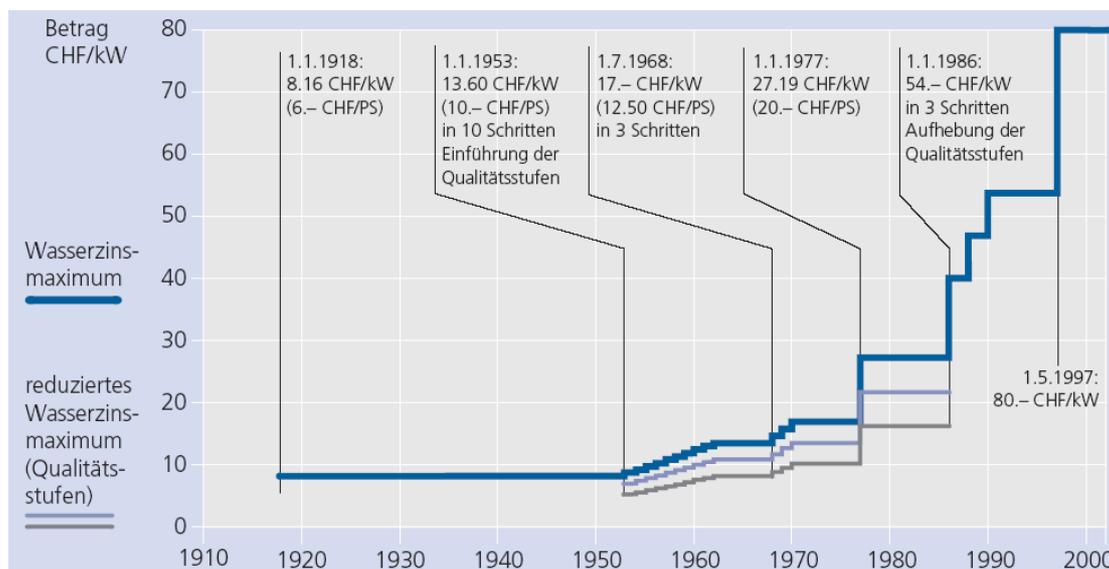
In der Schweiz liegt die Gewässerhoheit bei den Kantonen (Art. 76 Abs. 4 BV). Diese können für die Wassernutzung Abgaben erheben, welche aber das in der Bundesgesetzgebung (WRG) festgelegte Maximum nicht überschreiten dürfen. Das Recht zur Erzeugung von elektrischer Energie durch Verwertung eines Wasserkraftpotenzials stellt eine Sondernutzung dar. Der Wasserzins ist das Entgelt für die Vergabe dieses Rechts und ist damit rechtlich nicht als Steuer sondern als Kausalabgabe einzuordnen<sup>1</sup>.

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.

---

<sup>1</sup> Weiterführende Informationen zur Rechtsnatur des Wasserzinses sind im parallel zu diesem Bericht erstellten Gutachten durch J. Leimbacher zu finden.

### «Entwicklung des maximalen Wasserzinssatzes»



Figur 2: Entwicklung des nominalen Wasserzinssatzmaximums in CHF pro Kilowatt Bruttoleistung. Differenzierte Sätze nach Qualitätsstufen (jährliche Nutzungsdauer) zwischen 1953 und 1985. (Quelle: BWG 2002)

Figur 2 zeigt die Entwicklung des nominalen Wasserzinsmaximums. Seit seiner Einführung 1918 wurde es fünf mal erhöht und beträgt seit 1997 80 CHF/kW Bruttoleistung ( $\text{kW}_{\text{br}}$ ).

#### — 1918: Einführung des Wasserzinsmaximums

Schon vor 1918 wurden von kantonalen und kommunalen Gemeinwesen Wasserzinsen für die Ausbeutung der Wasserkraft eingefordert. Mit dem bundesstaatlich festgelegten Maximalzinssatz wurde ein Ausgleich zwischen den Interessen der Wasserkunftsgebiete (tendenziell wirtschaftlich schwache Gebiete), von denen hohe Wasserzinsforderungen befürchtet wurden, und dem Interesse an der Nutzung der Wasserkraft zur Stromproduktion und an einer preisgünstigen Versorgung der Schweiz mit Elektrizität aus inländischen Ressourcen angestrebt. Der Maximalsatz für die Wasserzinsen sollte also sicherstellen, dass diese nicht zu einem Hindernis für die Erschliessung der Wasserkräfte werden. Die Höhe des ab 1918 geltenden WZ-Max von 6 CHF/PS (8.16 CHF/kW) entsprach dem damals landesweit höchsten angewandten Wasserzinssatz (Kilchenmann 1993).

#### — Argumente für die Erhöhung des WZ-Max in den Diskussionen 1952, 1967, 1976, 1985 und 1996

Argument bezogen auf den Wertverlust des WZ-Max:

- Seit der Einführung/letzten Erhöhung des WZ-Max hat der Schweizer Franken erheblich an Kaufkraft verloren, wodurch der Realwert des WZ-Max gesunken ist

Fiskalische, verteilungspolitische und ressourcenökonomische Argumente für den Wasserzins

- Wasserzinsen sind eine wichtige Einnahmequelle der konzedierenden Gemeinwesen, besonders in den Gebirgsregionen
- Der Wasserzins ist ein Akt der schweizerischen Solidarität zu Gunsten der wirtschaftlich benachteiligten Kantone
- Der Wasserzins ist eine angemessene Entschädigung der verleihungsberechtigten Gemeinwesen für das zur Verfügung Stellen der Ressource Wasserkraft, welche mit der Zeit an Wert gewonnen hat
- Die Erhöhung des Wasserzinses ist ein Ausgleich für die Gewinnverschiebungen der Elektrizitätswirtschaft von den Produktions- zu den Verbraucherkantonen (Sigg 2005).

— *1953: Erhöhung des Wasserzinsmaximums und Einführung von Qualitätsstufen*

Mit der ersten stufenweisen Erhöhung des Wasserzinsmaximums auf 10 CHF/PS wurden 1953 auch so genannte Qualitätsstufen eingeführt. Das Ziel der Qualitätsstufen war die bessere Ausnutzung der vorhandenen Wasserkraft primär mittels Speichern. Die Nutzung von weniger häufig auftretenden Wassermengen war mit Mehrinvestitionen und damit höheren Gestehungskosten verbunden. Dies traf insbesondere auf Speicherkraftwerke zu. In Abhängigkeit der jährlichen Nutzungsdauer der verliehenen Wassermengen konnte das Wasserzinsmaximum auf 80% oder 60% des Normalsatzes reduziert werden (Banfi et al. 2004). Anders als bei der aktuellen Forderung nach einem Speicherzuschlag infolge des höheren Wertes von Spitzen- und Regelenergie aus Speicherkraftwerken, handelte es sich bei den Qualitätsstufen um einen «Speicherkraft-Abschlag». Gemäss der Argumentation des Bundesrates sollte dieser Abschlag der Tatsache Rechnung tragen, dass die möglichst vollständige Nutzung der Wasserkraftpotenziale bei Speicherkraftwerken in der Regel mit steigenden Grenzinvestitionen pro Kilowatt Leistung bzw. mit steigenden Gestehungskosten pro Kilowattstunde produzierte Elektrizität verbunden ist.

— *1968: Erhöhung des Wasserzinsmaximums*

Die stufenweise Erhöhung des WZ-Max auf 12.50 CHF/PS bzw. 17 CHF/kW wurde insbesondere mit dem stark gestiegenen Baukostenindex und damit den stark anwachsenden Kosten der Kantone und Gemeinden für öffentliche Arbeiten im Bereich Gewässerverbauung und Gewässerschutz begründet. Als Gegenargument wurde vorgebracht, dass die Marge des geltenden WZ-Max vielerorts noch nicht vollständig ausgeschöpft würde. Zu diesem Zeitpunkt wurde auch erstmals die Indexierung der Wasserzinse diskutiert. Die Ermittlung eines solchen Index schien jedoch zu heikel, da verschiedene Faktoren wie Löhne, Baukosten, Kapitalkosten, Verkaufspreise der Energie, etc. berücksichtigt werden müssten. Der tatsächliche Grund für das Verwerfen der Idee scheint jedoch eher darin zu liegen, dass damals die Indexierung einem Eingeständnis der Erwartung eines fortschreitenden Wertverlustes des Schweizer Frankens gleichgekommen wäre (Kilchenmann 1993).

— 1977: *Erhöhung des Wasserzinsmaximums*

Das WZ-Max wurde auf 20 CHF/PS bzw. 27.19 CHF/kW erhöht. Der Antrag, die Festsetzung des WZ-Max an den Bundesrat zu delegieren, wurde jedoch vom Parlament abgelehnt. So auch die Forderung der Gebirgskantone zur Aufhebung der Qualitätsstufen. Die Indexierung des WZ-Max lehnte der Bundesrat ab. Die Gründe dazu lagen in der Komplexität der Indexformel und der Befürchtung einer Teuerungswirkung (Kilchenmann 1993)<sup>2</sup>.

— 1986: *Erhöhung des Wasserzinsmaximums und Aufhebung der Qualitätsstufen*

Das WZ-Max wurde in drei Stufen auf 54 CHF/kW verdoppelt. Durch die gleichzeitige Aufhebung der Qualitätsstufen stiegen die Wasserzinse für Speicherkraftwerke um bis zu 230%. Die Erhöhung wurde durch Vergleiche mit den Energieträgern anderer Kraftwerkstypen begründet. Man empfand den Energieträger Wasserkraft als vergleichsweise zu billig. Gleichzeitig schätzte man den Strompreis gegenüber anderen Energiepreisen als zu tief ein.

— 1997: *Erhöhung des Wasserzinsmaximums*

Die Debatte zur WZ-Max-Erhöhung 1996 wurde massgeblich von der Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) geführt. Neben der Erhöhung des Basisansatzes von 54 CHF/kW auf 80 CHF/kW forderte sie die Einführung eines Speicherezuschlages. Aufgrund der höheren erzielbaren Preise von Speicherenergie sollte bei den Speicherkraftwerken ein Zuschlag basierend auf ihrer Speicherkapazität, d.h. auf dem Verhältnis der konzidierten Wassermenge zu dem ihnen zur Verfügung stehenden Speichervolumen, erhoben werden. Der Speicherezuschlag wurde in den eidgenössischen Räten knapp verworfen.

### 2.1.2 Bedeutung des Wasserzinses für Kantone und Gemeinden

Die Wasserkraftwerke produzierten 2007 36.4 TWh Strom. Dies sind 55.2% der gesamten Landeserzeugung (25.1% Laufwasserkraftwerke, 30.1% Speicherkraftwerke). Damit stellt die Wasserkraftnutzung für die Schweiz einen vitalen Bestandteil der Stromversorgung dar. Gleichzeitig kommt der Stromproduktion durch die Wasserzinse an den Produktionsstandorten auch eine fiskalische Bedeutung zu. Massgebend für die Berechnung des Wasserzinses ist die Bruttoleistung (vereinfacht ausgedrückt Wassermenge\*Gefälle). In der Schweiz sind rund 5 Mio. kW bzw. 5 GW Bruttoleistung wasserzinspflichtig.

Figur 3 zeigt die Aufteilung der wasserzinspflichtigen Bruttoleistungen nach Kantonen und damit ihre regional unterschiedliche Bedeutung. Ein Grossteil der zur Elektrizitätsgewinnung nutzbar gemachten Wasserkraft entfällt auf die Bergkantone Wallis, Graubünden, Tessin und Uri sowie auf die Mittelland-Kantone Bern und Aargau. Das bundesgesetzliche Maximum des Wasserzinses wird in den meisten Kantonen voll ausgenutzt. Der

<sup>2</sup> Siehe dazu Abschnitt 4.2 und das rechtliche Gutachten von J. Leimbacher

Kanton Tessin nahm aber beispielsweise die letzte WZ-Max-Erhöpfung stufenweise vor (Filippini 2001). Im Kanton Graubünden beziehen die konzederierenden Gemeinden grundsätzlich nur 90% der ihnen maximal zustehenden Wasserzinsen. Die restlichen 10% werden als Zugeständnis für die von den konzederierenden Gemeinden bezogene Gratis- bzw. Vorzugsenergie und anderen Leistungen verstanden (BWG 2002). Die Durchsetzung einer Erhöhung des Wasserzinsmaximums während einer laufenden Konzession hängt im Einzelfall vom Wortlaut der Verleihung ab. Eine Erhöhung ist nur zulässig, falls eine solche im Vertrag explizit vorgesehen ist (Kilchenmann 1993). Es bestehen keine Auswertungen dazu, wie viele Konzessionen ein fixe und wie viele eine flexible Definition des Wasserzinses enthalten. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die meisten Konzessionsverträge Anpassungen des Wasserzinses an das WZ-Max vorsehen (gemäss Einschätzung BFE und SWV)

### «Wasserzinspflichtige Bruttoleistung nach Kantonen»



Figur 3: Die wasserzinspflichtige Bruttoleistung [kW] für die verschiedenen Kantone (Quelle: BWG 2002).

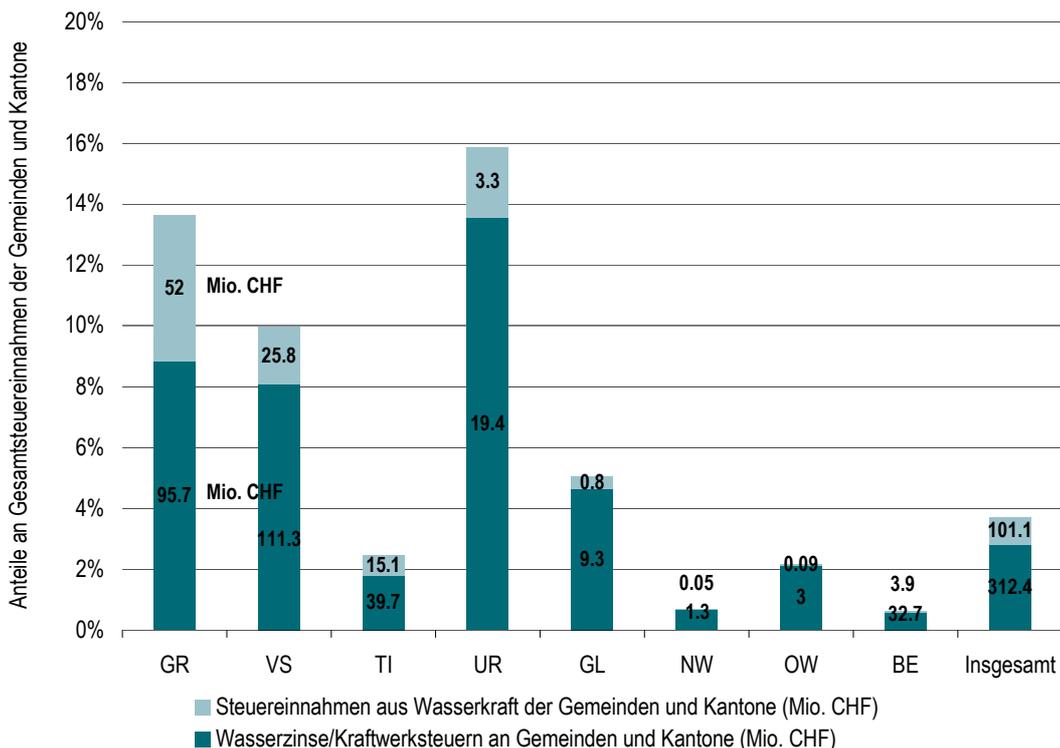
### Wasserzins- und Steuereinnahmen aus der Wasserkraftnutzung

Figur 4 zeigt die absoluten Wasserzinsen und die Steuereinnahmen aus Wasserkraft sowie deren relativen Anteil an den Gesamtsteuereinnahmen<sup>3</sup> der Kantone und Gemeinden in ausgewählten Kantonen. Die jährlichen Einnahmen aus dem Wasserzins der Kantone und Gemeinden betragen 2002 in der Schweiz rund 400 Mio. CHF (BWG 2002). Davon entfallen rund 270 Mio. CHF auf die Bergkantone Wallis (111 Mio. CHF), Graubünden (96), Tessin (40), Uri (19) und Obwalden (3). Im Kanton Uri ist die Bedeutung des

<sup>3</sup> Gesamte Steuereinnahmen der Kantone und Gemeinden: Steuern auf Einkommen und Vermögen sowie Besitz und Aufwandsteuern.

Wasserzinses mit knapp 14% an den Gesamtsteuereinnahmen (von Kanton **und** Gemeinden) am grössten. In den bedeutenden Wasserkantonen Graubünden und Wallis ist dieser Prozentsatz mit 8.8% bzw. 8.1% ebenfalls hoch. In den Kantonen Graubünden, Wallis und Uri sind auch die Steuereinnahmen aus der Wasserkraft als wirtschaftlich relevant zu betrachten (Banfi et al. 2004).

**«Anteile der Wasserzins- und Steuereinnahmen aus Wasserkraft an Gesamtsteuereinnahmen des Kantons und seinen Gemeinden »**



econcept

Figur 4: Relative und absolute Einnahmen der Gemeinden und Kantone aus Wasserzinsen und Steuern aus Wasserkraft im Jahr 2000. Im Kanton Graubünden sind aufgrund fehlender Werte nicht ganz alle Gemeinden berücksichtigt (Eigene Berechnungen und Darstellung; Quelle: Banfi et al. 2004).

*Verteilung der Wasserzinse und Wasserkraftsteuern zwischen Gemeinden und Kantonen*

Die Kantone kennen verschiedene Systeme zur Aufteilung der Einnahmen zwischen Kanton und Gemeinden. Tabelle 2 zeigt die Aufteilung der Einnahmen durch Wasserzinsen und Steuern aus Wasserkraft sowie deren jeweiliger Anteil an den gesamten Steuereinnahmen im Jahr 2000.

In den meisten Kantonen, gehen die Wasserzinse vollumfänglich an die Kantone. Der Kanton **Graubünden** teilt die Wasserzinseinnahmen (Wasserzins und Wasserwerksteuer) zur Hälfte mit den Gemeinden. Im Kanton **Wallis** vereinnahmt der Kanton alle Wasserzinse aus dem Hauptgewässer, der Rhone. Die Wasserzinseinnahmen aus den Seitengewässern gehen jedoch zu 40% an die Gemeinden. Für den Kanton machen die Wasserzinsen knapp 10% seiner Gesamtsteuereinnahmen aus, für die Gemeinden im Durchschnitt 6.1%. Im Kanton **Uri** erhalten die Korporation Uri und die Korporation Urse-

ren gemeinsam 10% der Wasserzinse. Für diese beträgt der Anteil ihres Steueraufkommens durch Wasserzinse lediglich 3.5%. Der Kanton hingegen weist mit 20% den höchsten Wert unter den Kantonen aus. Die Wasserkraftwerke des Kantons **Glarus** entrichten rund die Hälfte des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums an den Kanton und bis zu 50% an die jeweils ans genutzte Gewässer angrenzenden Grundeigentümer. Insgesamt gehen in den hier betrachteten Kantonen rund 71% der Einnahmen an die Kantone (Banfi et al. 2004; BWG 2002).

Kanton	Kasse	Einnahmen aus Wasserkraft im Jahr 2000 (Mio. CHF/a)			Anteil an den gesamten kantonalen Steuereinnahmen	
		Wasserzinse	Steuer- einnahmen	Summe	Wasserzinse	Wasserzinse und Steuern
<b>GR</b>	<b>Total</b>	<b>95.7</b>	<b>52</b>	<b>147.7</b>	<b>8.8%</b>	<b>13.6%</b>
	Kanton	51	39.8	90.8	9.2%	16.4%
	Gemeinden	44.7	12.2	56.9	8.5%	10.8%
<b>VS</b>	<b>Total</b>	<b>111.3</b>	<b>25.8</b>	<b>137.1</b>	<b>8.1%</b>	<b>9.9%</b>
	Kanton	70.7	12.3	83.0	9.9%	11.7%
	Gemeinden	40.6	13.5	54.1	6.1%	8.1%
<b>TI</b>	<b>Total</b>	<b>39.7</b>	<b>15.1</b>	<b>54.8</b>	<b>1.8%</b>	<b>2.5%</b>
	Kanton	39.7	6.3	46.0	2.9%	3.4%
	Gemeinden	0	8.8	8.8	0.0%	1.0%
<b>UR</b>	<b>Total</b>	<b>19.4</b>	<b>3.3</b>	<b>22.7</b>	<b>13.6%</b>	<b>15.9%</b>
	Kanton	17.4	1.5	18.9	20.4%	22.2%
	Gemeinden	2	1.8	3.8	3.4%	6.5%
<b>GL</b>	<b>Total</b>	<b>9.3</b>	<b>0.8</b>	<b>10.1</b>	<b>4.6%</b>	<b>5.0%</b>
	Kanton	4.7	0.6	5.3	2.9%	3.2%
	Gemeinden	4.6	0.2	4.8	12.5%	13.1%
<b>NW</b>	<b>Total</b>	<b>1.3</b>	<b>0.05</b>	<b>1.4</b>	<b>0.7%</b>	<b>0.7%</b>
	Kanton	1.3	0.02	1.3	1.4%	1.4%
	Gemeinden	0	0.03	0.0	0.0%	0.0%
<b>OW</b>	<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>0.09</b>	<b>3.1</b>	<b>2.1%</b>	<b>2.2%</b>
	Kanton	1.5	0.03	1.5	3.1%	3.1%
	Gemeinden	1.5	0.06	1.6	1.6%	1.7%
<b>BE</b>	<b>Total</b>	<b>32.7</b>	<b>3.9</b>	<b>36.6</b>	<b>0.6%</b>	<b>0.6%</b>
	Kanton	32.7	1.3	34.0	1.1%	1.1%
	Gemeinden	0	2.6	2.6	0.0%	0.1%
<b>Insgesamt</b>	<b>Total</b>	<b>312.4</b>	<b>101.1</b>	<b>413.5</b>	<b>2.8%</b>	<b>3.7%</b>
	Kanton	219	61.9	280.9	3.6%	4.7%
	Gemeinden	93.4	39.2	132.6	1.8%	2.6%

Tabelle 2: Anteil der Wasserzins- und Steuereinnahmen aus der Wasserkraft an den gesamten Steuereinnahmen jeweils aufgeteilt nach Kanton und Gemeinden im Jahr 2000 (Quelle: Banfi et al. 2004)

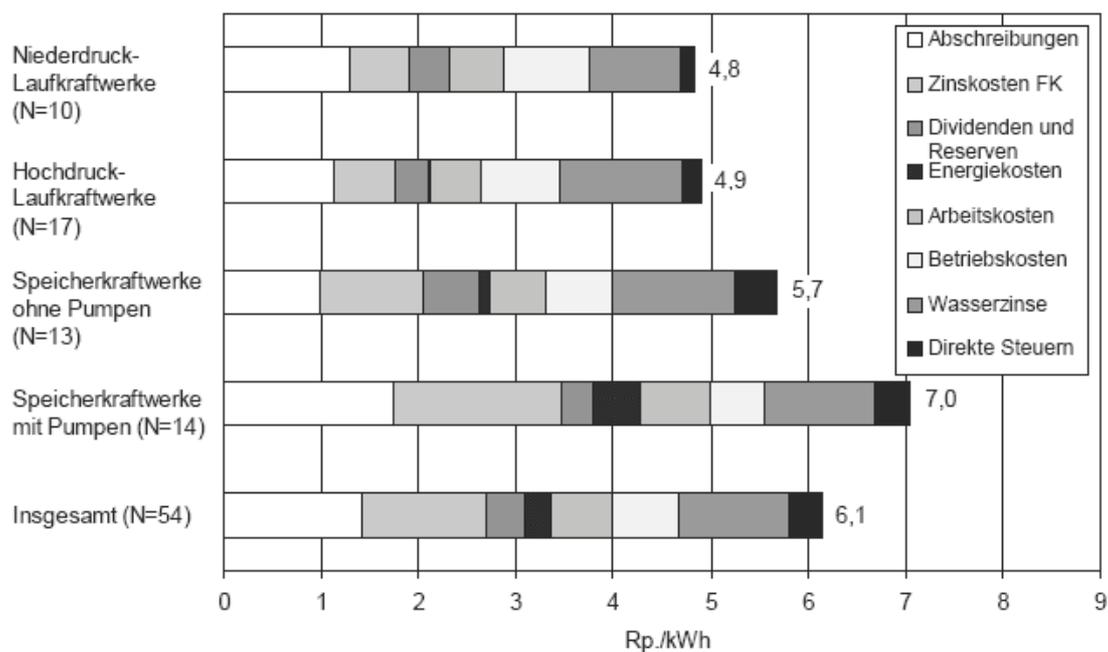
Auch die Einnahmen der Gemeinden innerhalb der Kantone variieren sehr stark. Beispielsweise erhalten von den 212 Gemeinden des Kantons Graubünden 156 Wasserzinsen. Für 58 Gemeinden beträgt der Anteil an den Gesamteinnahmen über 30%, für 25 sogar über 50% (Banfi et al. 2004).

In einigen Kantonen ist die Verwendung eines Anteils der Wasserzinseinnahmen gesetzlich geregelt. So werden im Kanton Graubünden 6% einem Fonds für den interkommunalen Finanzausgleich zugewiesen. 35% der Wasserzinseinnahmen des Kantons Wallis sind für den Gewässerunterhalt, den (teilweisen) Rückkauf von Wasserkraftanlagen und die Erhöhung des Aktienkapitals der Walliser Elektrizitätsgesellschaft reserviert (Banfi et al. 2004).

### 2.1.3 Leistungen der Kraftwerksgesellschaften (Steuern, Realleistungen)

Die durchschnittliche Belastung der Kraftwerksbetreiber durch die Wasserzinse betragen 1.2 Rp./kWh<sup>4</sup> (Filippini 2001). Figur 5 zeigt eine Schätzung für die Aufteilung der Gesteungskosten einzelner Kraftwerkstypen für das Jahr 2000. Die geringste Belastung durch Wasserzinse weisen die Niederdruckkraftwerke auf. Als Anteil der Gesamtkosten weisen die Hochdruck-Laufkraftwerke die grösste Belastung auf (Banfi et al. 2004).

#### «Gestehungskosten für die Schweizer Wasserkraftproduzenten, 2000 (Rp./kWh)»



Figur 5: Die Gestehungskosten pro Kraftwerkstyp und kWh Strom (Quelle: Banfi et al. 2004).

Neben dem Wasserzins erbringen die Kraftwerksbetreiber in der Regel noch weitere Leistungen für die konzederierenden Gemeinwesen.

- **Konzessionsgebühren:** In einigen Kantonen wird für die Erteilung von Wasserrechten eine einmalige Abgabe geschuldet. Das Bundesrecht enthält diesbezüglich keine Regelungen. In den meisten Kantonen richtet sich die Konzessionsgebühr wie der Wasserzins nach der Bruttoleistung und beträgt weniger als die erwarteten jährlichen Wasserzinse. Ausnahmen bilden die Kantone Bern und Wallis wo die einmalige Kon-

<sup>4</sup> Bei einem Wasserzins von 80 CHF pro kW Bruttoleistung (kW<sub>b</sub>) und einem mittleren Wirkungsgrad von 76%.

zessionsgebühr das sechsfache bzw. das vierfache des jährlichen Wasserzinses nicht überschreiten darf (Banfi et al. 2004). Gesamtschweizerisch betragen die Einnahmen aus Wasserzinsen und Konzessionsgebühren 505 Mio. CHF im Jahr 2000 und 450 Mio. CHF im Jahr 2006 (BFE 2008).

- **Steuern:** Gewinn- und Kapitalsteuern werden sowohl von Kantonen als auch von Gemeinden erhoben. Für die Gemeinden der Kantone, in denen die Wasserzinse vollumfänglich an die Kantone gehen, stellen die Gewinn- und Kapitalsteuern neben der Liegenschaftssteuer die wichtigste Einnahme aus Wasserkraft dar (Wyer 2006).
- **Pumpwerksteuern und Pumpwerkabgaben:** Dies sind Abgaben auf durch Pumpen "künstlich produzierte" Wasserkraft. Sie werden auf die Energie erhoben, welche für die Pumpleistung benötigt wird, um Wasser aus öffentlichen Gewässern wiederholt zu verwenden. Faktisch wird die Abgabe in den Kantonen Bern, Uri, Graubünden und Wallis erhoben und berechnet sich nach Massgabe der installierten Pumpleistung (Bern) bzw. der aufgewendeten Pumpenergie (Graubünden, Wallis). Die Einnahmen aus der Pumpwerkabgabe betragen im Kanton Bern im Jahr 2005 774'000 CHF (Wyer 2006). Bezogen auf die gesamten wasserkraftbezogenen Abgaben kann die Pumpwerksabgabe in den anderen Kantonen als nicht relevant bezeichnet werden (Banfi et al. 2004).
- **Abgabe von Gratis- und Vorzugsenergie / Bestimmungen über die Strompreise:** Viele Konzessionsverträge enthalten Bestimmungen über die Abgabe von Gratis- und Vorzugsenergie.
  - Die Kraftwerke im Kanton **Graubünden** sind verpflichtet insgesamt 18 GWh/a Gratisenergie und 67 GWh/a Vorzugsenergie zu durchschnittlich 3 bis 4 Rp./kWh an die Konzessionsgemeinden abzugeben. Zusätzlich berechtigen die Energiebezugsrechte des Kantons diesen zum Bezug von ca. 490 GWh/a zu Gestehungskosten (der Kanton Graubünden produziert jährlich ca. 7'800 GWh und verbraucht ca. 1'800 GWh). Durch deren Vermarktung werden im Mittel knapp 2 Mio. CHF/a in die Kantonskassen gespült (AEV Graubünden 2008).
  - Gemäss der nicht vollständigen Befragung der **Walliser** Gemeinden haben diese im Jahr 2000 mindestens 8 GWh/a Gratisenergie und 46 GWh/a Vorzugsenergie bezogen (Banfi et al. 2004).
  - Im Kanton **Uri** betragen die Rabatte auf Stromlieferung an Gemeinden, Kanton und Korporation im Jahr 2002 719'000 CHF (Banfi et al. 2004).
- **Heimfall- und Rückkaufsbestimmungen:** Nach Ablauf der Konzession fallen die wasserbenetzten Anlagenteile sowie die Gebäude, in denen sich diese Anlagenteile befinden, gratis an das verleihende Gemeinwesen heim. Verzichtet das Gemeinwesen - beispielsweise im Rahmen einer Neukonzessionierung - zugunsten des Konzessionärs auf den Heimfall dieser Anlagen- und Gebäudeteile, kann es vom Konzessionär dafür eine Heimfall-Entschädigung verlangen (Kilchenmann 1993).
- **Infrastrukturleistungen:** Den Konzessionären kann im Rahmen der Konzessionserteilung der Bau und/oder Unterhalt von Strassen, Wasserversorgungen, Kanalisatio-

nen, 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** (Kilchenmann 1993): Allfällige Schutz-, Wiederherstellungs- und Ersatzmassnahmen (wie Renaturierung von Flussläufen und Uferstrecken, Wiederherstellung von Habitaten bzw. Gewässerrevitalisierungen an einem anderen Ort etc.). Allerdings bleibt dabei unklar, wie weit diese Leistungen speziell zu erwähnen sind. In der Regel sind sie Voraussetzung dafür, dass ein gesetzeskonformes Projekt überhaupt realisiert werden kann und damit keine Zusatzleistung.

Tabelle 3 zeigt eine Übersicht der gesamten Leistungen der Wasserkraftwerke an öffentliche Gemeinwesen für die Jahre 1995 und 2006. Sie basiert auf einer Zusammenstellung über die unterschiedlichen finanziellen Belastungen durch Abgaben, Steuern, Wasserzins, Beiträge, Gratisleistungen etc. der Schweizer Wasserkraft, welche econcept in der Studie "Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz" (Ott et al. 2006) für das BFE erarbeitet hat.

Belastungsart	1995	1995	2006
	Mio. CHF/a (VSE 1995)	Mio. CHF/a (korrigiert) **	Mio. CHF/a (korrigiert)***
Mehrwertsteuer	420	0	0
Gewinnablieferung von Verteilwerken	310	0	0
Wasserzins	241	241	450
Konzessionsgebühren	162	162	
Ertragssteuern, Gewinnsteuern	144	144	
Vermögenssteuern, Kapitalsteuern	104	104	137*
Heimfallpotenzial	85	85	85*
Beiträge an Bau und Unterhalt von Infrastrukturanlagen	82	82	82*
Gratis-, Vorzugs-, Zusatz-, Gestehungskosten, Beteiligungsenergie	80	80	80*
Rückvergütungen, Provisionen	74	74	74*
Bildung von Rückstellungen und Reserven mit Eigenkapitalcharakter in Betrieben der öffentlichen Hand	62	0	0
Erstellung, Betrieb und Unterhalt der öffentlichen Beleuchtung unter den Selbstkosten	56	56	56*
Beiträge an andere Energieträger	55	55	55*
Verschiedene	183	47*	47*
<b>Total</b>	<b>2'058</b>	<b>1'130</b>	<b>1'077</b>

\* Schätzungen

\*\* Anpassung der VSE-Angaben für 1995 gemäss Flury 1996, und Ausschluss nicht relevanter Belastungen

\*\*\* Anpassungen der VSE-Angaben gemäss Flury 1996, BFE 2008a, Ott et. al. 2006 und Ausschluss nicht relevanter Belastungen (siehe Erläuterungen im Text)

**Tabelle 3:** Leistungen (nominal) der Schweizer Wasserkraftwerke an öffentliche Gemeinwesen für die Jahre 1995 und 2006 (Quelle: vgl. Ott et. al. 2006, BFE 2008a).

Der VSE beziffert in seinen Berechnungen für das Jahr 1995 die totale Belastung der Wasserkraft durch Abgaben und Beiträge an öffentliche Gemeinwesen auf über 2 Mrd. CHF (siehe Tabelle 3). Diese Zahl findet sich bis heute in vielen Publikationen zitiert.

Die zweite Spalte zeigt eine konzeptionelle Überarbeitung der berücksichtigten Belastungsarten, u.a. nach Flury (1996) sowie nach Ott et. al. (2006). Gegenüber den Berechnungen des VSE sind insbesondere die folgenden grundlegenden Änderungen vorgenommen worden:

- Die Mehrwertsteuer wird nicht berücksichtigt, da Industrie und Gewerbe bei der Mehrwertsteuer den Vorsteuerabzug geltend machen können und nur die Berücksichtigung der MwSt-Anteile der Lieferungen an Endkunden zulässig wären. Diese Daten sind nicht verfügbar.
- Die Gewinnablieferung der Verteilwerke wird nicht berücksichtigt, da hier lediglich Leistungen der Wasserkraftwerke von Interesse sind.
- Die Bildung von Rückstellungen und Reserven in der Bilanz entspricht den betriebswirtschaftlich üblichen Grundsätzen zur Abdeckung künftiger Geschäftsrisiken. Rückstellungen und Reserven sind keine fiskalischen Belastungen.

Die Korrekturen führen zu einer Reduktion der geschätzten Belastung um 45% auf 1'130 Mio. CHF/a im Jahr 1995.

Die dritte Spalte beinhaltet zusätzlich eine Aktualisierung für das Jahr 2006. Diese basiert auf Daten der Energiestatistik 2007 (BFE 2008a) sowie einer Hochrechnung der Daten von Banfi et al. (2004). Bei gewissen Beträgen handelt es sich um Hochrechnungen der Ergebnisse von 1995 auf das Jahr 2006. Dabei wird allgemein davon ausgegangen, dass sich bei den meisten Beträgen seit 1995 wenig geändert hat. Gesicherte Aussagen könnten jedoch nur durch detaillierte neue Erhebungen gemacht werden.

Die Leistungen der Wasserkraftwerke an öffentliche Gemeinwesen werden für das Jahr 2006 auf 1'077 Mio. CHF geschätzt. Bei einer durchschnittlichen Produktionserwartung von rund 36 TWh/a ergibt dies eine **durchschnittliche Belastung der Wasserkraft von rund 3 Rp./kWh** für Wasserzinse, Steuern, Abgaben und öffentliche Leistungen, davon rund 1.25 Rp./kWh für Wasserzinse und Konzessionsgebühren.

Damit sind die Belastungen seit 1995 nominal um knapp 5% gesunken. Dies ist auf den Rückgang der direkten Steuern zurückzuführen. Auch Banfi et al. (2004) kommen in ihrer empirischen Studie zum Schluss, dass die direkten Steuern im Zeitraum zwischen 1995 und 2000 gesunken sind. Die Wasserzinse stiegen im betrachteten Zeitraum aufgrund der Erhöhung per 1997 an.

## 2.2 Ressourcenökonomische Begründung des Wasserzinses

Bei der heutigen Erhebung des Wasserzinses handelt es sich wie in Kapitel 2.1.1 ausgeführt um ein historisch gewachsenes Regime, welches aufgrund von politischen, regio-

nalwirtschaftlichen und ökonomischen Überlegungen entstand. Die Liberalisierung des Strommarktes und die damit verbundene Aufhebung der lokalen Monopolsituationen stellen verstärkt die ökonomische Dimension des Wasserzinses in den Vordergrund (Luchsinger 2006).

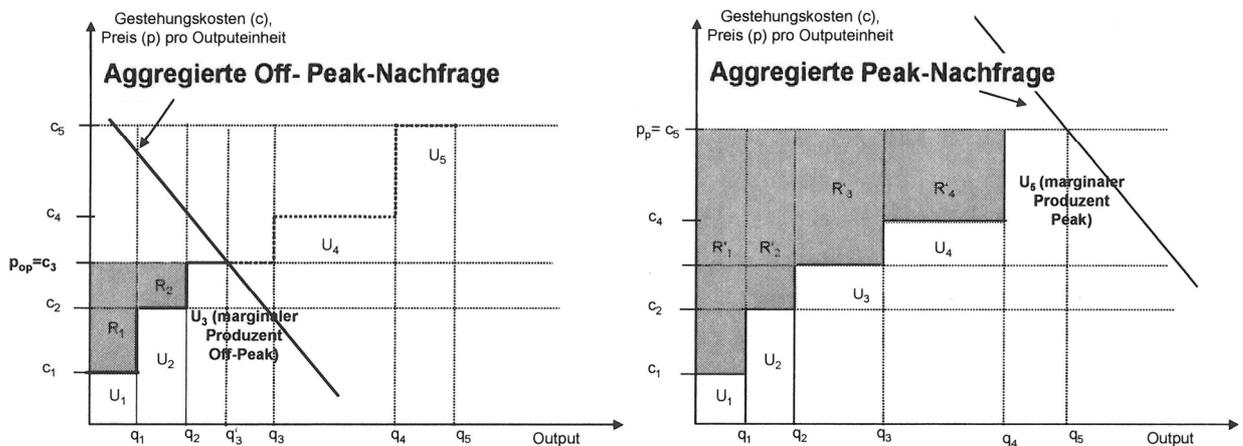
Ziel dieses Abschnittes ist die Klärung der ökonomischen Begründung einer Abgabe auf die Ressource Wasserkraft an sich, sowie die Darlegung der aus ökonomischer Sicht massgebenden Faktoren für die Höhe einer derartigen Abgabe. Für die Bewertung der natürlichen Ressource Wasser als Produktionsfaktor eines marktfähigen Gutes wird hier das Konzept der Ressourcenrente herangezogen (vgl. Banfi et al 2004).

### 2.2.1 Konzept der Ressourcenrente

Die zentrale Idee des Konzepts der Ressourcenrente besteht darin, dass der Nutzer durch die Nutzung der natürlichen Ressource die Möglichkeit hat, einen Mehrwert bzw. einen Extragewinn zu generieren. Dieser Mehrwert/Extragewinn wird als Ressourcenrente bezeichnet. Sie setzt sich zusammen aus einer so genannten Differenzial- und einer Knappheitsrente. Die **Differenzialrente** ergibt sich aus Qualitätsunterschieden der natürlichen Ressource. Qualitätsunterschiede aufgrund des Standorts der Wasserkraftproduktion sind beispielsweise die Topografie, die Bodenqualität, die Abgeschiedenheit der Anlage sowie die Niederschlagsmenge und deren Verteilung über das Jahr (Banfi et al. 2004). Aufgrund dieser Qualitätsunterschiede ergeben sich komparative Vorteile für einzelne Produzenten an bestimmten Standorten, welche sich in geringeren Gestehungskosten oder in zeitlich flexibleren Produktionsmöglichkeiten mit höheren Ertragsaussichten niederschlagen.

Aufgrund von bedeutenden tageszeitlichen und saisonalen Nachfrageschwankungen, die sich entsprechend den Gesetzmässigkeiten von Angebot und Nachfrage in höheren Preisen in nachfragestarken (Peak-) Zeiten auswirken, ist Elektrizität kein homogenes Gut. Der Qualitätsunterschied der Elektrizität besteht dabei in der zeitlichen Verfügbarkeit. Figur 6 zeigt beispielhaft, wie sich die Ressourcenrente kurzfristig zwischen Off-Peak-Nachfrage in nachfrageschwachen Perioden (links) und Peak-Nachfrage (rechts) ändert. Unter der Annahme eines liberalisierten Marktes mit perfekter Konkurrenz stellt sich das Gleichgewicht für die Off-Peak-Nachfrage beim Preis  $p_{op}$  ein, der den Grenzkosten  $c_c$  des marginalen Unternehmens  $U_3$  ( $c_3=p_{op}$ ) entspricht. Die Unternehmen  $U_1$  und  $U_2$  weisen aufgrund von Standortvorteilen einen Kostenvorteil ( $c_3-c_1$  bzw.  $c_3-c_2$ ) auf und können somit eine Rente  $R_1$  bzw.  $R_2$  abschöpfen. Diese Rente ist allein auf Differenzen der Standortqualität zurückzuführen und wird deshalb Differenzialrente genannt. Steigt die Nachfrage (Abbildung rechts: Verschiebung der Nachfragekurve nach aussen) stellt sich das Gleichgewicht beim höheren Preis  $p_p$  ein, der den Grenzkosten des marginalen Unternehmens  $U_5$  entspricht. Während der Peak-Nachfrage produzieren nun die Unternehmen  $U_{1-5}$  und die Unternehmen  $U_{1-4}$  erwirtschaften je eine Differenzialrente  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$  und  $R_4$  (Luchsinger 2006).

### «Differenzialrente bei Off-Peak- und Peak- Nachfrage»

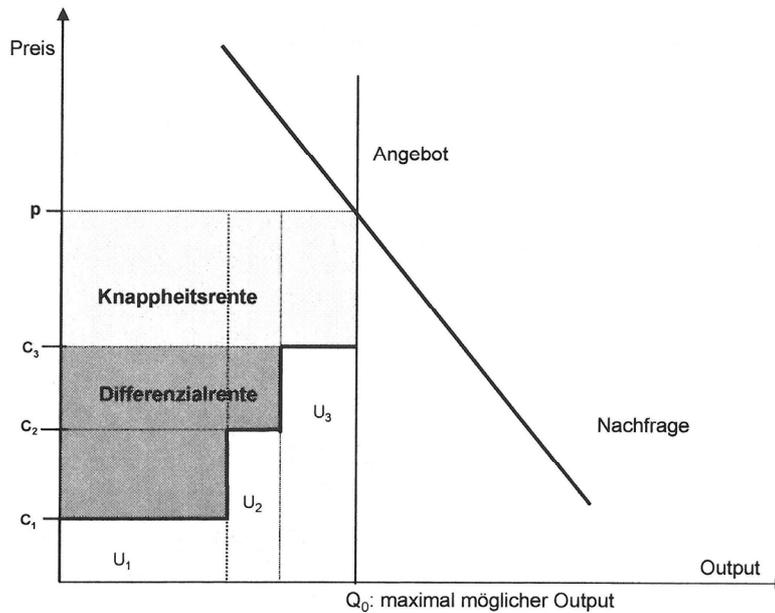


Figur 6: Konzept der ökonomischen Differenzialrente am Beispiel unterschiedlicher Elektrizitätsproduzenten und zeitlich variabler Marktpreise in einem liberalisierten Markt (Quelle: Banfi et al. 2004).

Von der Differenzialrente unterscheidet sich die Knappheitsrente. Sie ist auf die natürliche oder regulatorisch begründete Begrenztheit der natürlichen Ressource zurückzuführen. Für die Wasserkraft in der Schweiz 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 7 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 Produzenten im Markt  $U_1$ ,  $U_2$  und  $U_3$  eine Knappheitsrente ab, wobei die Produzenten  $U_1$  und  $U_2$  im Beispiel zusätzlich eine Differenzialrente abschöpfen.

Samuelson und Nordhaus (1995) definierten die Ressourcenrente als «Zahlungen, die für die Nutzung von Produktionsfaktoren mit vollkommen unelastischen (fixen) Angebotsmengen zu leisten sind.» Die Differenzialrente basiert also auf dem begrenzten Angebot (unelastische Angebotsmenge) bestimmter Qualitäten der natürlichen Ressource. Die Knappheitsrente hingegen auf der unelastischen (begrenzten) Angebotsmenge der natürlichen Ressource an sich.

### «Differenzial- und Knappheitsrente»



Figur 7: Differenzial- und Knappheitsrente bei begrenztem Angebot der natürlichen Ressource (Quelle: Banfi et al. 2004).

### 2.2.2 Berechnung der Ressourcenrente

Für die praktische Berechnung der Ressourcenrente ist die Unterscheidung zwischen Differenzial- und Knappheitsrente nicht notwendig. Es wird die betriebswirtschaftliche Perspektive des einzelnen Produzenten eingenommen und sowohl seine Kosten- wie auch seine Ertragsseite berücksichtigt. Die Ressourcenrente berechnet sich aus der Differenz zwischen dem Ertrag eines Gutes, das durch die Nutzung der natürlichen Ressource produziert wird und den Kosten für die Produktion des Gutes (Banfi et al. 2004). Die Kosten der Produktion entsprechen dabei dem Entgelt für die übrigen eingesetzten Produktionsfaktoren wie Arbeit, Material, Energie und Kapital. Dabei wird auch eine markt- und risikogerechte Eigenkapitalrendite zu den übrigen Gestehungskosten gezählt. Dies wird in Tabelle 4 dargestellt.

Produktionsfaktoren	Ertrag (aus Elektrizität)	Kosten	Rente
Arbeit	Verkaufspreis x verkaufte Menge	Löhne	Ertrag – Kosten = Ressourcenrente
Material		Materialkosten	
Energie		Energiekosten	
Fremdkapital		Fremdkapitalzinsen	
Eigenkapital		Eigenkapitalkosten	
Wasserkraft			

Tabelle 4: Berechnung der Ressourcenrente: Die Ressourcenrente der Wasserkraft berechnet sich als Differenzial zwischen dem Ertrag aus dem Verkauf der durch Wasserkraft produzierten Elektrizität und den Kosten für die anderen Produktionsfaktoren (eigene Darstellung).

### 2.2.3 Bestimmungsfaktoren des Wertes der Ressource Wasserkraft

Die Höhe der Ressourcenrente und damit des Wertes der Ressource wird durch zwei Eigenschaften der Wasserkraft massgeblich beeinflusst:

- Die Nutzung der Wasserkraft ist an einen Ort gebunden. Damit besitzt sie standort-spezifische Qualitätsmerkmale.
- Die Wasserkraft muss meist genutzt werden, wenn sie anfällt (ausser bei Speicher-, Pumpspeicher- oder Umwälzwerken). Dies begründet temporale Qualitätsmerkmale, weil die Wasserkraft saisonal ungleich verteilt anfällt und gleichzeitig im Tagesablauf unregelmässig nachgefragt wird.

<b>Standortspezifische Fakto- ren</b>	<b>Menge &amp; Preis</b>	<b>Produktionskapazität</b> (Fallhöhe, Wassermenge, Speicherkapazität): Beeinflusst das Produktionsprofil und damit die Erträge, welche mit dem Kraftwerk erwirtschaftet werden können
		Umweltauflagen: Restwassermengen, Erhaltung der Ufervegetation, Durchgängigkeit, Bestimmungen zu Schwall/Sunk etc. (sowohl kosten- als auch mengen- bzw. ertragswirksam)
	<b>Kosten</b>	<b>Topographische und geologische Begebenheiten:</b> Beeinflussen die Bauart und Kosten des Bauwerks und (falls nötig) der Speicher-Infrastruktur
		<b>Nähe zu Baumaterial:</b> Einfluss auf die Baukosten und damit auf die Kapitalkosten (Zinsen und Abschreibungen)
<b>Faktoren, welche die Preise (Systemgrenzkosten) beeinflus- sen</b>	<b>Charakteristik der Stromnachfrage:</b> Die Systemgrenzkosten hängen von der Last und dem Lastverlauf bzw. dem Timing der Nachfrage ab (Spitzen- vs. Bandlast).	
	<b>Grösse des Strommarktes:</b> Verbunde von Stromnetzen können – je nach Kapazität – die Rente erhöhen oder senken (wenn beispielsweise durch eine Netzzugangsausweitung billige Anbieter einen Teil der Unternehmen vom Markt drängen)	
	<b>Weltmarktpreise der Energieressourcen:</b> Öl-, Gas-, Kohle- und Uranpreise beeinflussen die Kosten alternativer Stromquellen	
	<b>Höhe der Kapitalkosten:</b> Üben Einfluss aus auf die Technologiewahl, da alternative Stromquellen sich bezüglich Aufteilung zwischen Kapital- und Betriebskosten unterscheiden.	

Tabelle 5: Einflussfaktoren auf die Ressourcenrente:  $Rente = Produktion \cdot Preis - Kosten$  (Quelle: vgl. Luchsinger 2006).

Tabelle 5 zeigt eine Einordnung der Einflussfaktoren auf die Ressourcenrente, basierend auf der Gleichung:  $Ressourcenrente = Produzierte\ Menge \times Preis - Kosten$ . Die Ressourcenrente, die bei einem spezifischen Wasserkraftwerk generiert wird, hängt einerseits von standortspezifischen Faktoren ab, die die Produktionskapazität und die Kosten beeinflussen und andererseits von Faktoren, die die Marktpreise beeinflussen. Zu den Faktoren, die Marktpreise beeinflussen, gehört auch die Charakteristik bzw. der Verlauf der Stromnachfrage. Diese kann je nach Ausprägung der temporalen Qualitätsmerkmale besser oder schlechter bedient werden.

### 2.2.4 Fazit

Die natürliche Ressource Wasserkraft mit der jeweiligen topographischen Situation stellen einen Produktionsfaktor für die Produktion von Hydroelektrizität dar. Gleich wie für andere Produktionsfaktoren wird deswegen dem Eigentümer des Produktionsfaktors ein

Entgelt geschuldet. In der Schweiz liegt die Gewässerhoheit bei den Kantonen. Sie sind somit in der Regel die «Eigentümer» der Wasserkraft (wie bereits erwähnt liegen die Wasserrechte in einzelnen Kantonen zum Teil bei den Gemeinden). Rechtlich wird der Wasserzins bereits heute als Entgelt für die Nutzung der Wasserkraft durch die Wasserkraftwerke verstanden (Kausalabgabe nicht Steuer). Der Preis für diesen Produktionsfaktor richtet sich zurzeit nicht direkt nach dessen Wert, sondern wird administrativ-politisch mitbestimmt, wobei politische und regionalwirtschaftliche Überlegungen eine wichtige Rolle spielen. Da im heutigen Zeitpunkt für den Produktionsfaktor Wasserkraft inklusive topographische Situation kein funktionierender Markt existiert (insbesondere durch Illiquidität infolge einer geringen Anzahl jährlich neuer/ erneuerter Konzessionen), kann der Wert des Produktionsfaktors bzw. der angemessene Wasserzins nicht anhand von Marktpreisen bestimmt werden. Alternativ kann der Wert deshalb als Residualgrösse zwischen dem Ertrag des produzierten Gutes Elektrizität und den Kosten für alle anderen Produktionsfaktoren bestimmt werden. Sowohl Ertrag wie auch Kosten sind jedoch standort- und kraftwerkspezifisch. Damit ist auch der Wert der Ressource Wasserkraft anlagenspezifisch. Daher müsste im Prinzip das Entgelt bzw. der Wasserzins für die Wassernutzungsmöglichkeit an einem bestimmten Standort mit einem bestimmten Kraftwerksdispositiv für jedes Wasserkraftwerk separat bestimmt werden.

## 2.3 Gründe für die Regulierung der Wasserzinse

Aufgrund der Ausführungen in Abschnitt 2.2 zum Konzept der Ressourcenrente könnte geschlossen werden, dass eine Regulierung der Wasserzinse auf Bundesebene ökonomisch nicht begründet ist. Die Bestimmung des Wasserzinses aufgrund der wirtschaftlichen Verhältnisse, d.h. der Kosten und Erträge der einzelnen Produzenten, ist jedoch mit gravierenden praktischen und systematischen Problemen behaftet. Im Folgenden werden diese Probleme kurz erläutert, woraus sich Argumente für die Regulierung der Wasserzinse ergeben.

### 2.3.1 Asymmetrische Information

Zur Berechnung der Ressourcenrente müssten den konzедierenden Gemeinwesen sowohl die Kosten wie auch die Erträge der einzelnen Wasserwerke bekannt sein. Grundsätzlich wäre die Ressourcenrente nur ex post genau determinierbar. Ex ante können Kosten und Erträge nur geschätzt werden und sind mit beträchtlichen Ungewissheiten verbunden. Ihre Abschätzung setzt beträchtliches Branchen- und Markt-Know-how voraus. Die Ungewissheit der Entwicklung der Kosten und Erträge steigt dabei mit dem Zeithorizont der Schätzung. In Zeiten einigermaßen stabiler Zinssätze sind die künftigen Kosten wegen der hohen Fixkosten der Wasserkraftanlagen in der Regel genauer schätzbar als die künftigen Erträge<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> 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.

Im Konzessionszeitpunkt sind diese Angaben nicht bekannt und müssen vom Anlageinhaber als Grundlage für seinen Investitionsentscheid generiert werden. Diese Angaben sind nicht öffentlich und der Konzedent muss sich entweder auf die Angaben des potenziellen Konzessionärs verlassen (asymmetrische Informationssituation) oder entsprechende Abschätzungen aufgrund des eingereichten Projektes selbst vornehmen lassen (→ Gutachterkosten für Konzedent, Projektkosten immer noch von den Informationen des Projektträgers abhängig).

Auch wenn der Wasserzins nicht ex ante und absolut vereinbart, sondern aufgrund einer ex ante vereinbarten Regel von den effektiven Kosten und Erträgen abhängig gemacht wird, besteht für den Konzedenten ein Informationsdefizit bezüglich der effektiven Kosten und Erträge. Er ist wiederum von Angaben des Anlagenbetreibers abhängig (asymmetrische Informationssituation). Sowohl bei den Kosten (Abschreibungen, Rückstellungen, Managementkosten, etc.) aber vor allem bei den Erträgen (Verrechnungspreise Partnerwerk-Muttergesellschaften) bestehen Bewertungsspielräume, welche die Höhe der realisierten Ressourcenrente bei der Produktion beeinflussen.

Die asymmetrische Informationslage verursacht immer dann, wenn auf die kraftwerkspezifischen Verhältnisse Bezug genommen werden soll, für das konzederende Gemeinwesen beträchtliche Informations- und danach auch Transaktionskosten (bei Uneinigkeit über die Bewertungen). Diese Faktoren sprechen für eine allgemeine, nicht kraftwerkspezifische Regulierung, auch wenn dies zulasten der Höhe des Wasserzinses gehen muss. Denn eine allgemeine Regel sollte auch noch beim Wasserrecht mit den relativ ungünstigsten Voraussetzungen die Nutzung des Wasserkraftpotenzials nicht verhindern. Neben einem aus der Sicht des Ressourcenwertes generell tiefen Wasserzinsniveau führt dies auch dazu, dass standortbedingte Differenzialrenten bei vorteilhaften topographischen und wassernutzungsspezifischen Verhältnissen nicht abgeschöpft werden können (beispielsweise bei der Möglichkeit, einen Speicher zu erstellen).

### 2.3.2 Marktmacht und integrierte Unternehmen

Der Schweizer Elektrizitätsmarkt wird dominiert von sieben zurzeit noch weitgehend vertikal integrierten Überlandwerken<sup>6</sup> plus der ebenfalls integrierten Rätia Energie AG (RE). Sie waren bisher die Besitzer und Betreiber der Höchstspannungsnetze. Am 15. Dezember 2006 wurde die Betriebsführung des Schweizer Übertragungsnetzes jedoch an die neu gegründete Nationale Netzgesellschaft Swissgrid AG übertragen. Bis 2013 werden auch die Eigentumsrechte des Höchstspannungsnetzes an die Swissgrid AG übergehen. Diese Entwicklung ist Teil der Umsetzung des Stromversorgungsgesetzes StromVG, welches die Strommarktöffnung für grosse Endverbraucher per 2009 und fünf Jahre später auch die vollständige Marktöffnung regelt. Bis dahin ist die Stromverteilung in viele kleine und einige sehr grosse Gebietsmonopole eingeteilt. Der fehlende Wettbewerb unter den Verteilern, welche Kostensteigerungen an ihre Kunden weitergeben können, sowie die bisherige Bindung der Stromkonsumenten an ihre lokalen Elektrizitätswer-

---

<sup>6</sup> Atel, BKW, CKW, EGL, EOS, EWZ, und NOK

ke führte bisher kaum zu Wettbewerb unter den Produzenten und somit zu weniger Anreizen zur Kosten minimierenden Produktion.

Auch nach der Strommarktöffnung sind die Überlandwerke in der gesamten Wertschöpfungskette (Produktion, Übertragung, Verteilung und Handel) präsent. Zwei Drittel der gesamten Elektrizitätsproduktion wird durch diese Unternehmungen erbracht. Jedoch produzieren sie nur einen Teil davon in eigenen Kraftwerken, einen grossen Teil beziehen sie aus Beteiligungen an so genannten Partnerwerken (Luchsinger 2006), bei denen sie über einen ihrer Aktienbeteiligung entsprechenden Anteil der Produktionsmöglichkeit des Partnerwerkes voll verfügen können. Im Jahr 2001 gab es in der Schweiz 365 Wasserkraftwerkzentralen mit einer Maximalleistung von >1 MW<sup>7</sup>, welche von 172 Unternehmen geführt wurden. Wegen der bisher fehlenden Marktöffnung und der wirtschaftlichen und rechtlichen Verflechtung der Produzenten und Stromverteiler, sind die bezahlten Grosshandelspreise ab Kraftwerk keine Marktpreise, sondern weisen den Charakter von unternehmensinternen Verrechnungspreisen auf. So geben die Partnerwerke ihre Produktion in der Regel zu Gestehungskosten bzw. Cost-Plus-Ansätzen an die beteiligten integrierten Unternehmen ab. Dadurch können Gewinnverschiebungen vom produzierenden Kraftwerk an die integrierte Gesellschaft vorgenommen werden, und die Bestimmung des Ertragspotentials des Kraftwerkes wird sehr schwierig.

Die Präsenz von integrierten Unternehmen und die noch mindestens 5 Jahre bestehende Verpflichtung der Belieferung der festen Endverbraucher (Grundversorgungskunden) zu Gestehungskosten (siehe Art. 4 StromVV<sup>8</sup>), mit bei diesem Kundensegment zum Teil politisch festgelegten Tarifen, führen zu Intransparenz im Markt, was die Beobachtung der wirtschaftlichen Situation eines einzelnen Wasserkraftwerkes erschwert. Die realisierte Ressourcenrente kann daher nicht direkt aus den Kosten und Erträgen der Betriebsrechnung der jeweiligen Produktionswerke abgeleitet werden.

### 2.3.3 Transaktionskosten

Die Vergabe von Wasserkraftkonzessionen ist mit erheblichen Transaktionskosten verbunden:

*Kosten Konzessions- und Genehmigungsverfahren:*

Das Konzessionsverfahren ist in der Regel Teil eines ein- oder zweistufigen Bewilligungsverfahrens zur Erstellung bzw. Erneuerung/Erweiterung eines Wasserkraftwerkes.

- Beim einstufigen Verfahren wird das Konzessionsverfahren mit dem Baubewilligungsverfahren kombiniert, was für den Projektträger mit höheren Risiken verbunden ist, weil nicht nur die Unterlagen für das Konzessionsverfahren, sondern auch die Unter-

<sup>7</sup> Die Leistung bezieht sich auf mehr als 1 MW Turbinen- oder Pumpleistung. Zentralen mit geringerer maximaler Turbinenleistung sind von der Wasserzinsabgabe befreit.

<sup>8</sup> Art. 4 StromVV: "Der Tarifanteil für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung orientiert sich an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers. Überschreiten die Gestehungskosten die Marktpreise, orientiert sich der Tarifanteil an den Marktpreisen."

lagen für die Bewilligung des Bauprojektes vorliegen müssen. Die Chance des einstufigen Verfahrens besteht in der kürzeren Verfahrensdauer, aber nur wenn das Verfahren erfolgreich abgewickelt werden kann (dürfte vor allem bei Neukonzessionierungen bestehender Anlagen und bei Projekten, bei denen wenig Probleme mit der Baubewilligung erwartet werden, gewählt werden).

- Beim zweistufigen Verfahren wird zuerst das Konzessionsverfahren abgewickelt. Dafür müssen bezüglich des Kraftwerkprojektes weniger detaillierte Unterlagen aufbereitet werden. Das Baubewilligungsverfahren wird erst nach erteilter Konzession durchlaufen. Das hat den Vorteil, dass erst dann die vollständigen und detaillierten Unterlagen für das Baubewilligungsverfahren erstellt werden müssen und dass die Konzessionsverhältnisse geklärt sind (keine Projektanpassungen infolge der Modifikation des Konzessionsentwurfes bei der Konzessionierung).

Für das Konzessionsverfahren und insbesondere für das Baubewilligungsverfahren muss die Einhaltung diverser rechtlicher Schutz- und Nutzungsregelungen nachgewiesen werden, so unter anderem:

- Wasserrechtsgesetz: Wahrung der Schönheit der Landschaft, Wahrung der Fischerei
- Gewässerschutzgesetz: Bewilligung zur Wasserentnahme, Nachweis der Mindestrestwassermenge, ev. Erhöhung der Mindestrestwassermenge, Nachweis der Verhinderung anderer nachteiliger Einwirkungen (auf Gewässermorphologie, Geschiebetrieb, Schwall/Sunk, etc.).
- Konformität mit den Anforderungen des Fischereigesetzes (u.a. Durchgängigkeit des Gewässers für Fische, etc.)
- Natur- und Heimatschutzgesetz: Biotopschutz, Schutz der Ufervegetation, Schutz der Bundesinventare und von Biotopen nationaler Bedeutung, kantonale Schutzgüter
- Umweltschutzgesetz: Vornahme einer Umweltverträglichkeitsprüfung

Mit der 2006 eingereichten Volksinitiative „Lebendiges Wasser“ (07.060) wird ein neuer Verfassungsartikel 76a „Renaturierung von Gewässern“ verlangt. Die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerats hat einen indirekten Gegenentwurf zur Volksinitiative „Lebendiges Wasser“ erarbeitet, welcher vom Bundesrat gutgeheissen wurde. Der Gegenentwurf schlägt Gesetzesbestimmungen zur Revitalisierung der Gewässer, zur Verminderung der negativen Auswirkungen von Schwall und Sunk unterhalb von Wasserkraftwerken, Ausnahmen von den Mindestrestwassermengen bei Gewässerabschnitten mit geringem ökologischem Potenzial, die Berücksichtigung schützenswerter Kleinwasserkraftwerke bei Restwassersanierungen und die Reaktivierung des Geschiebehaushalts vor und enthält einen Vorschlag zur Finanzierung entsprechender Massnahmen.

Diese Vorschriften verursachen beträchtliche Projektrisiken und ergeben Kosten- und Terminrisiken, die bei grösseren Projekten zurzeit schwer kalkulierbar geworden sind. Sie verteuern die Kosten der Wasserkraftnutzung. Insbesondere sind sie im Zeitpunkt der Konzessionsgewährung noch nicht oder bestenfalls teilweise abschätzbar. Im Falle einer Konzession mit ex ante festgelegten Wasserzinsen erschweren sie eine Orientierung an

den künftig realisierbaren Nettoerträgen bzw. an der Ressourcenrente der Produktionsanlage. Solange das Niveau der Wasserzinse tief ist, ist eine einheitliche Regulierung der Wasserzinsen vorteilhaft, weil keine zusätzlichen Transaktionskosten zur Ermittlung der Wasserzinse auftreten und die Projektträger mit einer leicht kalkulierbaren fixen Vorgabe während der Konzessionsdauer rechnen können (mit Ausnahme von allfälligen Anpassungen an Veränderungen des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums). Sind Verhandlungen über die Höhe des Wasserzinses aufgrund der spezifischen Situation erforderlich, steigen die Transaktionskosten der Konzessionsgewährung und für den Konzessionär nehmen die Kosten- und Projektrisiken zu.

#### *Bestimmung der Nettoerträge bzw. der Ressourcenrente*

Wie oben bereits erwähnt, ist die Bestimmung wirtschaftlich begründeter Wasserzinse im Einzelfall mit grossen systematischen und praktischen Schwierigkeiten verbunden (asymmetrische Information). In der Praxis wäre damit zu rechnen, dass die Erhebung der Informationen über die wirtschaftlichen Verhältnisse (der anlagenspezifische Nettoertrag bzw. die Ressourcenrente) mit erheblichen Kosten verbunden ist. Zudem kann auch bei Anwendung kostspieliger Erhebungsmethoden die wirtschaftlich gerechtfertigte Aufteilung des erwarteten (ex ante Festlegung Wasserzins) bzw. des resultierenden Nettoertrages (ex post Vergütung nach ex ante festgelegter Regel) umstritten bleiben und zu weiteren aufwändigen Auseinandersetzungen mit Gutachten und Gegengutachten führen. Allfällige Auseinandersetzungen vor der Projektrealisierung verursachten dabei weitere Projektverzögerungen und Zusatzkosten.

### **2.3.4 Risikoreduktion**

Das Geschäftsmodell von Wasserkraftwerkbetreibern ist sehr langfristig ausgelegt. Die Kostenstruktur von Wasserkraftanlagen wird von den langfristigen Investitionen in die Kraftwerksinfrastrukturen geprägt: Der Fixkostenanteil und die Abschreibungsfristen sind hoch. Die Produzenten haben kurzfristig einen sehr geringen Handlungsspielraum, um sich verändernden Marktgegebenheiten anzupassen. Im Investitionszeitpunkt müssen die Investoren die Wirtschaftlichkeit der Investition aufgrund der erwarteten Kosten- und Ertragsentwicklung über die kommenden ca. 50 Jahre schätzen, es sei denn, sie entscheiden sich, die Anlage nur zu realisieren, wenn sie aufgrund der zurzeit erwarteten Entwicklung der Kosten und Erträge in den nächsten 20-30 Jahren abgeschrieben werden kann<sup>9</sup>. Die in den bisherigen Konzessionsverträgen fix festgesetzten Wasserzinse sind ein Kostenelement, das die Nettoertragsmöglichkeiten schmälert. Die Wasserzinse sind aufgrund der bisherigen Konzessionsvereinbarungen abwärts nicht flexibel<sup>10</sup>. Bisher wurden sie periodisch erhöht, um ihre reale Verbilligung zu kompensieren.

<sup>9</sup> Das würde aber bedeuten, dass höhere Ansprüche an die Wirtschaftlichkeit gestellt werden müssten, wodurch ein Teil der Projekte unwirtschaftlich werden könnte.

<sup>10</sup> Ausgenommen Art. 50 Abs. 2 WRG: "Während der ersten sechs Jahre nach Ablauf der Baufrist kann der Konzessionär verlangen, dass der Wasserzins im jeweiligen Verhältnis der wirklich ausgenutzten zur verliehenen Wasserkraft, jedoch höchstens bis zur Hälfte herabgesetzt werde".

Angesichts dieser Verhältnisse ist es erstaunlich, dass bisher fast alle Wassernutzungs-Konzessionen einen fixen Wasserzins enthalten. Unter der Annahme fix festgesetzter Wasserzinse ist davon auszugehen, dass der Wasserzins relativ tief sein muss, damit die Investoren angesichts der hohen Fixkosten und Abschreibungsfristen von Wasserkraftanlagen das Investitionsrisiko überhaupt noch eingehen. Beim Regime von fixen Wasserzinsen kann es daher gesamtwirtschaftlich rational sein, dass ein – aus den oben beschriebenen Gründen relativ tiefes – Wasserzinsmaximum vorgegeben wird. Damit wird verhindert, dass jeder Konzessionsgeber versucht, in aufwändigen Verhandlungen, welche auf sehr langfristigen Annahmen über die zukünftige Entwicklung von Kosten und Erträgen beruhen müssten, sein Optimum herauszuholen, wodurch schlimmstenfalls ein Teil der Wasserkraftpotenziale nicht oder nur verzögert genutzt würden.

Bundesrechtlich festgesetzte Schranken des Wasserzinses haben den Vorteil, dass die politische Regulierung auf Bundesebene eher einen fairen Ausgleich der Gesamtinteressen gewährleistet als kantonale Regulierungen<sup>11</sup>. Bei kantonalen Regulierungen steigt das Risiko, dass Produzenten durch kantonale Partialinteressen unter Druck kommen.

### 2.3.5 Risikoverteilung und residualer Gewinnanspruch

Bei der Aushandlung der Wasserzinse im Rahmen der Konzessionsverhandlungen besteht in der Regel eine Art Duopol-Situation, in der sich zwei Monopolisten gegenüber stehen: Das Gemeinwesen mit dem Wassernutzungsrecht und die Kraftwerksgesellschaft mit dem Know-how und dem Kapital, das Wasser in einem Kraftwerk zur Stromproduktion wirtschaftlich zu nutzen (wobei allenfalls mehrere Kraftwerksgesellschaften für die Nutzung eines Gewässers in Frage kommen können<sup>12</sup>). Idealtypisch geht es in den Verhandlungen zwischen den beiden Partnern darum, wer wie viel Risiko trägt und wer welchen Anteil am 'Gewinn' d.h. am Nettoertrag bzw. der Ressourcenrente erhält. In der Theorie der Unternehmung liegt üblicherweise das Recht auf den Residualgewinn (Anspruch auf den Nettoertrag) beim Träger der Residualrisiken, d.h. beim Investor, der das Kapital einsetzt. Hier setzt das Gemeinwesen Naturkapital ein und die Kraftwerksgesellschaft Know-how und Finanzkapital. Bei Wasserkraftanlagen tätigt der Konzessionär hohe Investitionen, welche infolge ihrer langen Abschreibungsfristen ein hohes Risiko aufweisen<sup>13</sup>. Da das Risiko zum überwiegenden Teil beim Konzessionär liegt, ist es aufgrund der Theorie der Unternehmung gerechtfertigt, wenn der Konzessionär einen relevanten Anteil der Nettoerträge vor Wasserzins erhält. Auf der anderen Seite besteht bei Konzessionsverhandlungen eine Verhandlungssituation zwischen zwei Partnern, in der es a

<sup>11</sup> Es ist aber auch denkbar, dass regionale Interessen im Namen des "Gesamtinteressens" unter Druck kommen. Um ihre Interessen besser durchzusetzen, wurden seitens der wasserkraftreichen Gebirgskantone Anstrengungen unternommen, ihre Interessen gemeinsam wahrzunehmen ("Alpen-OPEC")

<sup>12</sup> Es wäre denkbar, dass eine Gemeinde/ein Kanton das Wassernutzungsrecht ausschreibt und dem 'Meistbietenden' eine Konzession anbietet. Allerdings bedingt das für die Bietenden, dass sie ein Projekt soweit ausarbeiten, dass sie ungefähr die wirtschaftlichen Möglichkeiten der Gewässernutzung und damit den Wasserzins, den sie anbieten wollen, bestimmen können → zusätzliche Risiken für die Projektkonkurrenten sowie zusätzliche Transaktionskosten für die Projektierung.

<sup>13</sup> Das Risiko ist schwer einzuschätzen und hängt entscheidend von den Annahmen ab, die zur künftigen Entwicklung von Kosten und Erträgen getroffen werden. Werden sie bei Wasserrechtsverleihung sehr konservativ festgesetzt, ist das Risiko klein und entsprechend sollte dann der Anteil des verleihenden Gemeinwesens an der noch resultierenden Ressourcenrente (bzw. am Nettoertrag vor Wasserzins) grösser sein.

priori unklar ist, welcher Partner welchen Anteil am Residuum Nettoertrag (vor Wasserzins) erhalten soll. Auch für das verleihende Gemeinwesen bestehen gewisse künftige Risiken; beispielsweise in der Form von wegen der Folgen der Wasserkraftnutzung nicht realisierbaren touristischen Ertragsmöglichkeiten bei einer starken künftigen Aufwertung von Naturlandschaften, etc.

### 2.3.6 Energie- und verteilungspolitische Aspekte

Die energiepolitischen Gründe, die für eine Regulierung des Wasserzinsmaximums sprechen, sind mindestens für die bestehenden Anlagen eher historischer Natur. So war es in den Anfängen der Wasserkraftnutzung vermutlich gerechtfertigt, dass ein Wasserzinsmaximum übermässigen regionalen Forderungen, welche den Ausbau der Wasserkraft hätten verzögern können, eine Grenze gesetzt hat (wobei es unklar ist, ob das wirklich notwendig war). In der heutigen Welt dürfte dieser Regulierungsgrund weitgehend dahinfallen, weil der Grossteil des Ausbaupotenzials der Wasserkraft genutzt ist und zudem wegen der Marktöffnung bei der Stromproduktion in Zukunft Wettbewerb herrschen wird. Dieser verhindert, dass die verleihenden Gemeinwesen bei Konzessionserneuerungen oder bei neuen Konzessionen mit hohen Wasserzinsforderungen den Strompreis hochtreiben können<sup>14</sup>. Nach der Marktöffnung geht es zunehmend nur noch darum, wer welchen Anteil der realisierbaren Ressourcenrente erhält. Bei den heutigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen kann davon ausgegangen werden, dass die Gemeinwesen kein Interesse an prohibitiven Wasserzinsen haben, welche dazu führen, dass die Wasserkraftnutzung unterbleibt bzw. nach Auslaufen der bestehenden Konzession keine neue Konzession mehr zustande kommt. Beim Ablauf bestehender Konzessionen können die Gemeinwesen den Heimfall ausüben und das Kraftwerk selbst oder als Partner mit anderen betreiben. Verzichten sie auf den Heimfall, können sie sich ohnehin mit der Heimfallverzichtsentschädigung einen Teil der künftigen Ressourcenrente aneignen.

Bezüglich der energiepolitischen Zielsetzung, mit Wirkungsgradverbesserungen bei bestehenden Anlagen und der Nutzung noch bestehender Wasserkraftpotenziale den Anteil erneuerbar produzierter Elektrizität zu erhöhen, weist die bisherige Regulierung des Wasserzinsmaximums gewisse Vorteile auf. Die weitgehende Ausrichtung der Wasserzinse auf das jeweils vom Bund festgesetzte Maximum führt - wie oben erwähnt - tendenziell dazu, dass dieses Maximum so festgelegt wird, dass es bei allen bestehenden Anlagen zu keiner übermässigen Belastung führt. Ohne Regulierung müsste eher davon ausgegangen werden, dass die Konzessionsgeber bei vorteilhaften Verhältnissen einen Teil der möglichen Differenzialrente abschöpfen und höhere Wasserzinse einfordern würden. Diese Möglichkeit könnte dazu führen, dass wegen den zu erwartenden Transaktionskosten für die Verhandlungen und der Unsicherheit über den resultierenden Wasserzins Erneuerungen bestehender Anlagen (mit Wirkungsgradverbesserungen und Nutzung zusätzlicher Produktionsmöglichkeiten) behindert oder hinausgeschoben wür-

---

<sup>14</sup> Zu Monopolzeiten wäre es ohne Wasserzinsmaximum denkbar gewesen, dass hohe Wasserzinse eingefordert worden wären, welche die Produzenten mit der im Monopol möglichen Preissetzung nach Cost Plus-Grundsätzen auf die Verbraucher hätten überwälzen können.

den. Bei Neuanlagen sind ohne Wasserzinsregulierung höchstens wegen den Verhandlungskosten gewisse Nachteile gegenüber einer Situation mit Regulierung des Wasserzinsmaximums zu erwarten.

Verteilungspolitisch hat das Wasserzinsmaximum einen vertikalen und einen horizontalen Aspekt:

- Horizontal (Vergleich unterschiedlicher Anlagen) verhindert das aktuelle Wasserzinsmaximum, dass für sehr gute Wassernutzungspotenziale ein höherer Wasserzins vereinbart werden kann (keine Abschöpfung von Differenzialrenten). Da in den meisten Kantonen das Wasserzinsmaximum für alle Standorte voll ausgeschöpft wird, kann daraus geschlossen werden, dass für die sehr guten Wassernutzungspotenziale ein höherer Wasserzins verlangt werden könnte. Regionalpolitisch dürfte die heutige Regelung als nicht optimal erscheinen, sollte doch im Rahmen der aktuellen potenzialorientierten Regionalpolitik jede Region mit ihren Ressourcen das Optimum an nachhaltiger regionaler Wertschöpfung erzielen können.<sup>15</sup>
- Vertikal erschwert das Wasserzinsmaximum je nach Rahmenbedingungen, dass die verleihenden Gemeinwesen mit den verliehenen Wasserrechten das wirtschaftliche Optimum erwirtschaften. Die bisherige Regelung gewährte den konzедierenden Gemeinwesen bis 1986 einen Teuerungsausgleich und danach auch reale Erhöhungen, welche den gestiegenen Wert der Stromproduktion zum Teil widerspiegelt. Die Gemeinwesen können aber nur soweit an Wertsteigerungen der Ressource Wasserkraft partizipieren, als das bundesrechtliche Maximum erhöht wird. Bei der steigenden Wertschätzung der Hydroelektrizität resultiert dadurch zurzeit eine Umverteilung von Ertragsmöglichkeiten von den Konzedenten (tendenziell in wirtschaftlich schwache Regionen) voll zu den Konzessionären, d.h. zu den Kraftwerksgesellschaften und ihren Aktionären/Eigentümern (Gemeinden/Kantone/Private, eher in wirtschaftlich starken Regionen). Damit profitieren primär die Aktionäre der Konzessionäre (Kraftwerksgesellschaften) von dieser Situation, was regionalpolitisch nicht optimal ist.

## 2.4 Fazit

Die Anliegen bei den eingereichten Postulaten, Interpellationen und bei der Motion Inderkum zielen alle in die Richtung der Sicherung sowie der Erhöhung der realen Erlöse aus der Verleihung von Wasserrechten. Die Parlamentarier argumentieren mit

- dem gestiegenen Wert der aufgrund der Wasserrechtnutzung möglichen Produktion von Hydroelektrizität (Höhe Wasserzins)
- der fehlenden Berücksichtigung qualitativer bzw. situationsspezifischer Aspekte ausser dem Gefälle und der Wassermenge bei den bisherigen Wasserzinsen (Speicherzuschlag)

---

<sup>15</sup> Gemäss des Grundkonzeptes des Nationalen Finanzausgleichs NFA.

- dem gestiegenen Wert der durch die Wasserrechtsnutzung beanspruchten Landschafts-, Natur- und Umweltgüter (Höhe Wasserzins und Speicherzuschlag).

Letztlich geht es um die adäquate und/oder faire Entgeltung der Nutzung der Ressource Wasserkraft. Eine solche Abgeltung setzt zweckmässigerweise am genutzten Gut an, d.h. am verliehenen Wasserrecht mit den dieses konstituierenden Aspekten Gefälle und nutzbare Wassermenge. Aus sachlicher Sicht ist der Einbezug der lokalen topographischen Verhältnisse gerechtfertigt, welche den Aufwand für die Verwertung der zur Verfügung stehenden Wasserressource und die Möglichkeiten zur Veredelung der Produktion (Speicherung) bestimmen (→ Differenzierung Wasserzinssätze bzw. Speicherzuschlag). Aus dieser Sicht erachten wir den Wasserzins als Abgeltung für die Ressourcennutzung grundsätzlich als das richtige Instrument, so dass die Frage verbleibt, wie der Wasserzins zweckmässig auszugestalten ist. Neben der Abgeltung für das verliehene Gefälle und die nutzbare Wassermenge geht es zusätzlich wie oben erwähnt um weitere qualitative Aspekte wie die Nutzung von Landschaftsräumen und Naturgütern zur Veredelung bzw. wirtschaftlich vorteilhafteren Nutzung der verliehenen Wasserrechte (Gefälle x nutzbare Wassermenge) mittels Speicherung in einem Speichersee. Es zeigt sich, dass es möglich ist, qualitativen Aspekten mit einem entsprechend ausgestalteten Wasserzinsregime Rechnung zu tragen.

Die Bundesverfassung verlangt, dass die Abgabenerhebung der Kantone für die Verleihung von Wassernutzungsrechten innerhalb der Schranken zu erfolgen hat, die das Bundesrecht setzt (eidgenössisches Wasserrechtsgesetz WRG). Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten, verfassungsgemäss der Abgabenerhebung der Kantone Schranken zu setzen:

- Vorgabe eines einheitlichen zahlenmässig fix festgelegten bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums im Rahmen der Bundesgesetzgebung (heutige Regelung gemäss WRG).
- Vorgabe eines einheitlichen Wasserzinsmaximums, das aber gemäss einer festgelegten Regel jährlich oder periodisch der Entwicklung der Rahmenbedingungen der Wasserkraftnutzung angepasst wird (Indexierung).
- Vorgabe einer Regel, wie der Wasserzins anlagenspezifisch sowie aufgrund der Entwicklung der Rahmenbedingungen der Wasserkraftnutzung nach oben zu begrenzen ist. Eine Umsetzungsmöglichkeit wäre die Orientierung des anlagenspezifischen Wasserzinsmaximums am Nettoertrag vor Wasserzins bzw. an der Ressourcenrente: beispielsweise als Anteil des Gemeinwesens von x % am jährlichen Nettoertrag vor Wasserzins (tendenziell deutlich unter 50%, weil das Gemeinwesen kein Investitionsrisiko trägt).

Die obigen Ausführungen zeigen, dass bei der Wasserkraftnutzung sehr langfristige Entscheidungen mit hoher Kapitalbindung eingegangen werden. Die weitgehende Nutzung der Wasserkraftpotenziale in der Schweiz erübrigt es aber heute, dass aus energiepolitischen Gründen mit einem eidgenössisch festgesetzten Wasserzinsmaximum sicher-

gestellt wird, dass die Nutzung von Wasserkraftpotenzialen nicht durch übermässige Wasserzinsforderungen verhindert wird. Der Schutz der Stromkonsumenten durch die im bisherigen Monopol mögliche Überwälzung hoher Wasserzinse auf die Strompreise ist nach der Marktöffnung nicht mehr notwendig, weil die Wasserzinse ohnehin durch die Höhe der am Markt lösbaren Preise für die Wasserkraftproduktion begrenzt sein werden.

Die heutige Regelung mit einem für alle Anlagen geltenden einheitlichen Wasserzinsmaximum auf Bundesebene, das von der Legislative beschlossen wird, sichert einen gewissen gesamtwirtschaftlichen Ausgleich. Die Regelung hat den grossen Vorteil, dass sie klar und einfach ist und – ausser bei den periodischen Anpassungen des Wasserzinsmaximums - wenig Informations- und Transaktionskosten erzeugt. Die heutige Regelung verunmöglicht aber, dass Wasserrechtseigner mit vorteilhafteren Wasserrechten (beispielsweise geringe Kosten der Erschliessung der Wasserkraft, günstige Speichermöglichkeiten), mit einem entsprechend höheren Wasserzins von diesen Voraussetzungen profitieren (keine Differenzialrente). Die Partizipation am gestiegenen Wert der Wasserkraftproduktion sowie eine Kompensation der Teuerung sind bisher ganz generell nur in dem Umfang möglich gewesen, in dem Erhöhungen des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums politisch durchgesetzt werden können. Die heutige Regelung stellt daher primär einen Schutz der Kraftwerkseigner und ihrer Investitionen sowie der Stromkonsumenten vor in der früheren Monopolsituation möglichen Überwälzungen von Wasserzinsforderungen der Konzessionäre auf die Strompreise dar. Regionalpolitisch wird dadurch aber verhindert, dass die Wasserkraftregionen den Wert ihrer Ressource voll nutzen können.

Dasselbe gilt für eine regelgebundene aber einheitliche Regulierung des Wasserzinsmaximums für alle Kraftwerke, wenn beispielsweise eine Indexregel für die Bestimmung des einheitlich geltenden Wasserzinsmaximums vereinbart würde.

Eine anlagenspezifische Regulierung des Wasserzinsmaximums, bei der eine einheitliche Regel für die Ermittlung des Wasserzinsmaximums bei den jeweiligen Konzessionen vorgegeben wird, würde eine periodische Erhebung von anlagenspezifischen Kosten- und Ertragskenngrössen erfordern. Aus den dargelegten Gründen (schwierige Transparenz der erforderlichen Kennwerte, asymmetrische Informationen) haben derartige Ermittlungen ein latentes Konfliktpotenzial und verursachen daher höhere Informations- und Transaktionskosten. Für die konzedierenden Gemeinwesen besteht das Problem asymmetrischer Informationen, welches zwar durch die Marktöffnung vermindert aber nicht aus der Welt geschaffen wird.<sup>16</sup> Jede solche Regelung schafft bei integrierten Produktions-, Handels- und Versorgungsgesellschaften einen zusätzlichen Anreiz, die Gewinne der Produktion in die anderen Unternehmungsteile zu verschieben (schwer kontrollierbare Verrechnungspreise und gegenseitige Leistungen), um zu tiefen Wasserzinsen zu kommen. Das gilt auch dann, wenn aufgrund der Marktöffnung die verschiedenen Spar-

---

<sup>16</sup>. Die Bedeutung von asymmetrischer Information sowie der resultierenden Informations- und Transaktionskosten ist in Zukunft tendenziell abnehmend, weil spätestens mit der vollen Marktöffnung Informationen über den Wert der Produktion (die Ertragsmöglichkeiten bzw. die Erträge der Konzessionäre) öffentlich verfügbar sein werden.

ten buchhalterisch getrennt oder in selbständige Gesellschaften innerhalb einer Holding ausgegliedert werden.

Problematisch ist aber nicht nur die immer wieder als nicht sachgerecht empfundene bundesrechtliche Regulierung eines einheitlichen frankenmässigen Wasserzinsmaximums. Auch die in den Konzessionsverträgen bisher vereinbarten Wasserzinse, die über die Lebensdauer fix sind, bzw. dem bundesrechtlich festgelegten Wasserzinsmaximum entsprechen, dürften in Zukunft immer weniger sachgerecht sein. Im Zeitalter der Marktöffnung können nicht mehr alle Produktionskosten unbesehen überwältigt werden (Wettbewerb auf der Produktionsebene vorausgesetzt). Angesichts der erwähnten Langfristrisiken von Kraftwerksinvestitionen, aber auch angesichts der sich zurzeit abzeichnenden grossen Gewinnmöglichkeiten für die erneuerbare Wasserkraft, ist es nicht zweckmässig, dass weiterhin starre Wasserzinsbeträge vereinbart werden. Dass der fixe Wasserzinsatz überhaupt solange Bestand hatte, dürfte einerseits daran liegen, dass früher aufgrund der Gebietsmonopole die Kosten überwälzbar waren (was in Zukunft nicht mehr gilt) und dass die Wasserzinse tief waren. Die erwähnten Ungewissheiten sprechen im Prinzip eher für eine **Wasserzinsregel** in den jeweiligen Konzessionsverträgen anstelle eines fixierten Wasserzinses.

Das gilt natürlich nur dann, wenn das bundesrechtlich festgelegte Wasserzinsmaximum nicht so tief liegt, dass in den Konzessionsverträgen kein Spielraum für die Anwendung einer Regel zur Ermittlung des Wasserzinses mehr besteht und alle Verträge ohnehin das bundesrechtliche Maximum vereinbaren. Regelgebundene Wasserzinsvereinbarungen in den einzelnen Konzessionsverträgen setzten demnach voraus, dass das Wasserzinsmaximum deutlich erhöht wird, dass die fixe Kopplung von vertraglich an das bundesrechtliche Maximum gebundenen Wasserzinsen aufgehoben wird und dass danach kraftwerkspezifische Wasserzinse vereinbart werden (welche dann nur noch bei Kraftwerken mit guten Verwertungsvoraussetzungen dem Wasserzinsmaximum entsprechen würden).

Aus sachlicher Sicht ist mindestens eine **Indexierung des einheitlichen Wasserzinsmaximums** angebracht. Diese soll die Geldentwertung sowie der Entwicklung der Wertschätzung und der Kosten der Wasserkraftproduktion berücksichtigen (d.h. die Entwicklung der Differenz [Produktionsertrag - Produktionskosten ohne Wasserzins]). Diese Lösung hat den grossen Vorteil, dass nach der Vereinbarung der Indexformel und der Anfangswerte für die Wasserzinse die Auseinandersetzungen und damit die Transaktionskosten der Wasserzinsvereinbarung gering gehalten werden können.

Solange ein einheitliches Wasserzinsmaximum gilt und die meisten Konzessionsverträge sich am einheitlichen bundesrechtlichen Wasserzinsmaximum orientieren, erachten wir **Speicherzuschläge** zur Berücksichtigung der topographischen Vorteile, die eine Speichernutzung erlauben sowie zur Berücksichtigung des Landschaftsverbrauches der Speicherseen als sachgerecht. Dadurch wird es bei Konzessionsverhältnissen mit Speicherseen möglich, ein Entgelt für einen lokalen topographischen Vorteil zu realisieren. Bei

einheitlichen Speicherzuschlägen für alle Speicherkraftwerke<sup>17</sup> gilt wie bei einheitlichen Wasserzinsmaxima, dass die Zuschläge tendenziell relativ tief sein werden, um in allen Situationen wirtschaftlich tragbar zu sein (einheitliche Differenzialrente).

**Regelgebundene anlagenspezifische Bestimmung des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums nach Massgabe der Nettoertragsmöglichkeiten:** Grundsätzlich ist aus ressourcenökonomischer Sicht diese Art von Bundesregulierung anzustreben. Die standortspezifischen Voraussetzungen werden bei der Festlegung des Wasserzinsmaximums voll mitberücksichtigt. Speicherzuschläge sind nicht mehr notwendig, weil die Speichermöglichkeiten bei der Ermittlung der Nettoertragsmöglichkeiten mitberücksichtigt werden. Gegenüber den anderen Regulierungsmöglichkeiten besteht der Vorteil, dass lokale Standortverhältnisse im Wasserzinsmaximum abgebildet werden und das Wasserzinsmaximum nicht auf die am wenigsten rentablen Kraftwerke ausgerichtet werden muss. Grundsätzlich kann von einer derartigen Lösung erwartet werden, dass sich der Anteil der Konzessionsgeber an den Erträgen aus der Wasserkraftproduktion zulasten der Produzenten erhöht und eine stärkere Differenzierung erfährt.

Zusätzlich zur regelgebundenen anlagenspezifischen Festlegung des Wasserzinsmaximums könnten auch die **Wasserzinse in den Konzessionsverträgen** auf diese Weise vereinbart werden, wodurch eine nettoertragsorientierte Vergütung für die Verleihung des Wasserrechtes resultieren würde.

Diesen Vorteilen einer regelgebundenen anlagenspezifischen Regulierung des Wasserzinsmaximums steht als Nachteil die schwierige und konfliktgefährdete Beschaffung der Informationen zur Ermittlung des Wasserzinsmaximums gegenüber. Fehlende Transparenz und asymmetrische Informationen zulasten der Konzessionsgeber verursachen potenziell beträchtliche Informations- und Transaktionskosten (Informationsbeschaffung, Gutachten, Auseinandersetzungen), welche die politische Akzeptanz dieser Art von Regulierung in Frage stellen. Bisherige Vorstösse in diese Richtung blieben chancenlos. Dank der Marktöffnung könnten in Zukunft jedoch die Chancen steigen, da mehr und leichter zugängliche Informationen zu den Ertragsmöglichkeiten längerfristig verfügbar sein sollten. Daher sollte diese Art der Regulierung des Wasserzinsmaximums zumindest längerfristig (nach der vollen Marktöffnung) geprüft werden. Dasselbe gilt für Wasserzinsvereinbarungen in neuen bzw. erneuerten Konzessionen.

---

<sup>17</sup> D.h. bei Speicherzuschlägen, die nur die Zufluss- und Speicherverhältnisse aber nicht die Kosten für den Speicher berücksichtigen (s. aktuelle Vorschläge).



## 3 Marktentwicklung

In diesem Abschnitt sollen die wichtigsten Fakten zur Marktentwicklung zusammengetragen werden, welche im nachfolgenden Abschnitt 4 als Grundlage für die Diskussion der parlamentarischen Anliegen herangezogen werden sollen.

### 3.1 Veränderung des allgemeinen Preisniveaus

#### 3.1.1 Landesindex der Konsumentenpreise (KPI)

Der Landesindex der Konsumentenpreise (KPI) misst die Teuerung von Konsumgütern und gibt damit die Veränderung des Preisniveaus aus Sicht der Konsumenten wieder. Er dient häufig auch als Grundlage für die Messung von Inflationsraten, der so genannten Geldentwertung<sup>18</sup>.

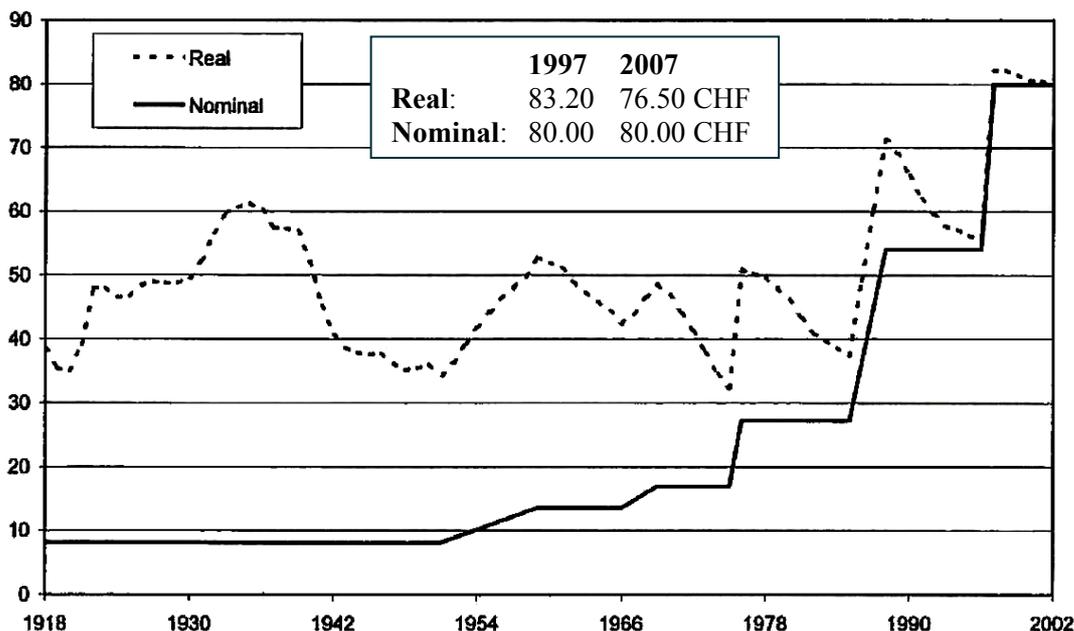
Eine Anpassung des Wasserzinsmaximums auf der Basis des KPI gewährleistet den Ausgleich des Kaufkraftverlustes der Wasserzinseinnahmen für die verleihenden Gemeinwesen. Für die Kraftwerksgesellschaften führt ein derartiger Teuerungsausgleich dann zu einer Erhöhung der realen Kosten, wenn die Nettoerträge nicht im selben Ausmass gestiegen sind. Die Teuerung ist zwar ein Faktor, der die Nominalzinssätze erhöht, gleichzeitig werden aber die langfristigen Schulden von Wasserkraftwerken entwertet, was unter anderem einer der Gründe ist, dass die langlebigen Wasserkraftwerke aus den fünfziger und sechziger Jahren zurzeit geringe Produktionskosten aufweisen.

Die Teuerung, basierend auf dem Landesindex der Konsumentenpreise, beträgt für den Zeitraum Mai 1997 bis Juni 2008 12.5%. Um den Kaufkraftverlust auszugleichen, wäre damit eine Erhöhung des WZ-Max um 10 CHF/kW von 80 CHF/kW auf 90 CHF/kW notwendig (für den jahresdurchschnittlichen KPI von 1997 bis zum jahresdurchschnittlichen KPI 2007 beträgt die Teuerung 8.8% bzw. 7 CHF/kW).

---

<sup>18</sup> Neu wird für internationale Vergleiche der HVPI (Harmonisierter Verbraucherpreisindex) nach einer standardisierten Berechnungsmethode von Eurostat verwendet.

## «Entwicklung des WZ-Max Nominal und Real»



Figur 8: Entwicklung des WZ-Max real und nominal, berechnet in «Franken 2002». Der reale Wasserzins im Jahr 2007 beträgt 76.52 CHF/kW, im Jahr 1997 betrug er 83.20 CHF/kW. (Quelle: Banfi et al. 2004).

Figur 8 zeigt den Verlauf des WZ-Max sowohl nominal als auch real zu Preisen von 2002. Erst ab 1942 fiel der Realwert des WZ-Max unter den Anfangswert von 1918. Die beiden letzten Erhöhungen des WZ-Max ermöglichten der öffentlichen Hand erstmals ein substantiell höheres reales Entgelt für die Wasserkraft (Quelle: Banfi et al. 2004). Die Teuerung beträgt im Zeitraum zwischen Mai 1997 und September 2008 11.8%. Um für die Gemeinwesen wieder das Einnahmenniveau von 1997 zu erreichen, ist somit aufgrund der Teuerung eine WZ-Max-Erhöhung um 10 CHF/kW (genauer 9.44 CHF) begründet. Dabei ist zu bedenken, dass das aktuelle reale WZ-Max noch immer klar über dem langjährigen Durchschnitt seit seiner Einführung liegt.

### 3.1.2 Baukostenindex

Der KPI gibt die relevante Teuerung in Bezug auf die Abgabeeinnahmen der Gemeinwesen wieder. Der Ausgleich des gestiegenen Preisniveaus der Konsumentenpreise ermöglicht den Gemeinwesen die Finanzierung einer konstanten Gütermenge.

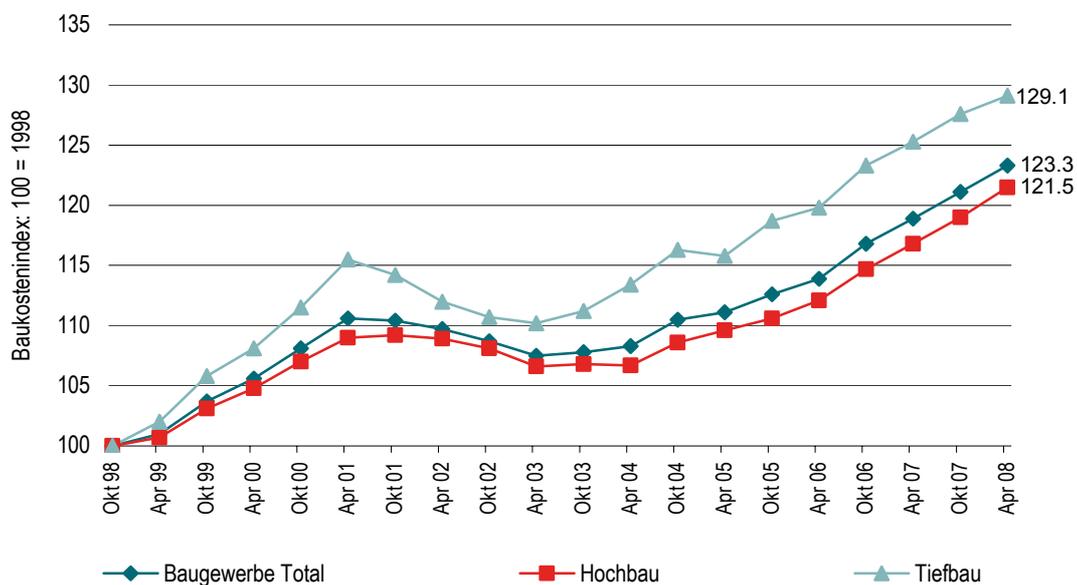
Für die Wasserkraftwerke ist jedoch nicht die Teuerung eines umfassenden Warenkorbes relevant. Ihre Kosten sind charakterisiert durch einen grossen Anteil an Bau- und Infrastrukturkosten. Ihre Kostenentwicklung wird besser durch den Preisindex eines spezifischeren Warenkorbes dargestellt. Der Schweizer Baupreisindex<sup>19</sup> misst das Preisniveau

<sup>19</sup> In der Schweiz gibt es den Zürcher Index der Wohnbaukosten und seit 1998 zusätzlich den Schweizerischen Baupreisindex des Bundesamtes für Statistik. Beide Indizes geben Auskunft über die zeitliche Entwicklung der Baupreise. Der Zürcher Wohnbaukostenindex basiert auf Offertpreisen für den Wohnungsbau. Der schweizerische Baupreisindex beruht auf Vertragspreisen und wird für sechs Bauobjekte des Hoch- und Tiefbaus ausgewiesen.

von sechs Bauobjekten des Hoch- und Tiefbaus gesamtschweizerisch und nach Regionen unterschieden. Figur 9 zeigt die Entwicklung des Schweizer Baukostenindex für Hochbau, Tiefbau und insgesamt. Seit der letzten WZ-Max-Erhöhung sind die Tiefbaukosten um 29.1% und die Hochbaukosten um 21.5% gestiegen. Das Preisniveau der Baukosten ist damit um 12-20%-Punkte stärker angestiegen als das der Konsumentenpreise.

Auch für die Gemeinwesen ist der Baupreisindex relevant. Er dient als Indikator für die Kosten von Bauten, Gewässerverbauungen und gewässerbaulichen Umweltschutzmassnahmen.

#### «Schweizer Baupreisindex 1998-2008»



Figur 9: Entwicklung des Schweizer Baupreisindex 1998-2008. Die bezahlten Preise für Tiefbauprojekte sind signifikant stärker gestiegen als die der Hochbauprojekte (Quelle: vgl. SNB 2008, Statistik Aargau 2008).

Neben den hier dargestellten Preisindikatoren werden unter anderem auch verschiedene Produzentenpreisindizes veröffentlicht. Dazu gehört beispielsweise der BIP-Deflator. Er gibt die Veränderung des Preisniveaus der inländischen Wertschöpfung wieder. Gegenüber dem KPI berücksichtigt er beispielsweise keine Importpreise, dafür werden die für die Schweizer Produzenten relevanten Exportpreise berücksichtigt.

## 3.2 Strommarktliberalisierung

Die Marktöffnung bzw. -liberalisierung bedeutet für Endverbraucher, dass sie den Strom neu von einem beliebigen Lieferanten/Verteiler beziehen können. Dies erfordert den Transport über Elektrizitätsnetze, welche sich oft nicht im Besitz des Lieferanten sondern von Dritten befinden. Der freie Netzzugang beinhaltet ein Recht auf Nutzung des Elektri-

zitätsnetzes eines Dritten zur Durchleitung von Strom gegen ein Durchleitungsentgelt. Erst durch dieses Recht wird den Verbrauchern der Wechsel des Stromlieferanten ermöglicht, womit die gewünschte Wettbewerbssituation zwischen Elektrizitätsanbietern und damit auch zwischen den Produzenten geschaffen wird.

#### *Prozess in der EU*

Die erste Richtlinie der EU zur Strommarktliberalisierung ist im Februar 1999 in Kraft getreten. Diese fordert mindestens die buchhalterische Trennung (Unbundling) von Stromproduktion, Stromtransport und Stromverteilung. Die Durchleitungspflicht (Third Party Access) mit Reziprozitätsklausel soll die bis dahin bestehenden Verteilungsgebietsmonopole auflösen.

#### *Prozess in der Schweiz*

In der Schweiz traten das Stromversorgungsgesetz (StromVG) grösstenteils per 1. Januar 2008 und die Stromversorgungsverordnung (StromVV) grösstenteils per 1. April 2008 in Kraft. Die neuen Bestimmungen über den Anspruch auf Netzzugang (Marktöffnung) für Grossverbraucher ab 100'000 kWh/Jahr und die kostendeckende Einspeisevergütung für dezentrale Elektrizitätsproduktion aus erneuerbarer Energie werden per 1. Januar 2009 in Kraft gesetzt. Das Anmeldeverfahren für Anlagen, die von der kostendeckenden Einspeisevergütung profitieren können, läuft seit Mai 2008. Der erste Schritt zur Entflechtung von Stromproduktion und Netzbetrieb wurde bereits Ende 2006 mit der Übernahme der Betriebsführung des Schweizer Übertragungsnetzes durch die Nationale Netzgesellschaft Swissgrid gemacht. Die Marktöffnung für die mittleren und kleinen Verbraucher (<100'000 kWh/a) ist ab 2014 per Bundesbeschluss durch den Bundesrat geplant. Dieser wird dem fakultativen Referendum unterstehen.

### 3.3 Vergangene/aktuelle Strompreisentwicklung

#### **3.3.1 Beobachtbarkeit von Preisen**

Die von den Kraftwerken erzielten Preise (Produktionspreise) sind heute praktisch nicht beobachtbar. Die grossen integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU<sup>20</sup>) halten vielfach Beteiligungen an einzelnen Kraftwerken, welche als so genannte Partnerwerke bezeichnet werden (im Besitz mehrerer Partner). Die beteiligten Partner verfügen als Aktionäre über einen ihrem Aktienanteil entsprechenden Teil der Produktion des Partnerwerkes (vgl. Abschnitt 2.3.2). Die Abnahmepreise ab Kraftwerk sind somit interne Verrechnungspreise und Gegenstand der betriebswirtschaftlichen Steueroptimierung (im

<sup>20</sup> Dies sind in der Schweiz Aare-Tessin AG für Elektrizität (Atel), Axpo Holding (Axpo: dazu gehören Centralschweizerische Kraftwerke (CKW); Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg (EGL); Nordostschweizerische Kraftwerke (NOK)), BKW/FMB Energie AG (BKW), Energie Ouest Suisse (EOS), Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ) sowie die Industriellen Betriebe Basel (IWB), die Rätia Energie (RE), und das Elektrizitätswerk der Stadt Bern (ewb)

Rahmen der gesetzlichen Bestimmungen). Es handelt sich auch nicht um Abnahmeverträge im engeren Sinne, da die Laufzeit der Abnahme von den Eigentumsrechten abhängt.

Die Überlandwerke beherrschen zusammen mit der ewb und der Rätia Energie 80-90% der Produktion (Burri (EiCom) 2008). Grundsätzlich haben auch ohne Beteiligungsverhältnis weder Produzenten noch die gebietsmonopolistischen Verteiler ein Interesse an der Veröffentlichung der Produzentenpreise<sup>21</sup>. Daher ist die Entwicklung der Ertragslage der einzelnen Kraftwerke bisher in der Regel nicht beobachtbar. Neben diesen nicht beobachtbaren OTC-Geschäften (Over the counter) wurden im laufenden Jahr 2008 ca. 10% des landesweiten Verbrauchs über die Strombörsen abgewickelt. Die Inlandpreise können zurzeit lediglich über diese Börsenpreise- und teilweise über Import/Export-Preise abgeschätzt werden.

### 3.3.2 Spotmarkt: Schweizer Elektrizitätspreisindex SWEP

Zur Illustration der Ertragsentwicklung der Stromproduzenten wird aufgrund der fehlenden Informationen zu den Preisen oder Kosten der einzelnen Kraftwerke die Preisentwicklung auf den Spotmärkten herangezogen (die parlamentarischen Eingaben von Rey, Inderkum, Cathomas, Fässler-Osterwalder bezogen sich in ihrer Argumentation auf den Schweizer Spotmarktindex SWEP).

Der börsenbasierte Strommarkt<sup>22</sup> unterscheidet zwischen dem Spotmarkt und den Terminmärkten. An den Terminmärkten werden Kontrakte für Lieferungen mehr als 3 Tage vor Fälligkeit gehandelt, überwiegend 1-2 Jahre vor Fälligkeit. Bei vielen Transaktionen handelt es sich um spekulative Geschäfte, bei denen physisch kein Strom geliefert wird.

Am Spotmarkt werden kurzfristige, innerhalb eines Tages bzw. für den nächsten Tag physisch zu liefernde Strommengen gehandelt. Er dient dem Ausgleich von kurzfristigen Abweichungen im Beschaffungsportfolio. Die Preise sind sehr volatil und werden massgeblich durch Kraftwerksverfügbarkeit, Temperatur, Niederschlagsmengen, Speicherinhalte und Auslandsnachfrage beeinflusst. Die Preisentwicklung weist deshalb eine zyklische Tages-, Monats- und Jahresstruktur auf (IfnE 2007).

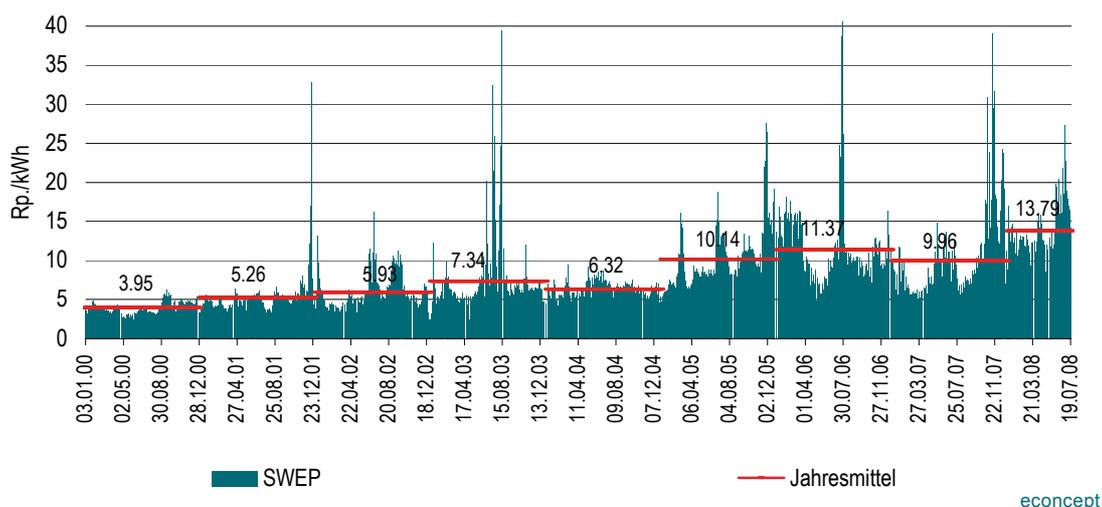
Der Schweizer Energiepreisindex SWEP wird seit 1998 veröffentlicht und bildet den Spotmarktpreis für kurzfristig gehandelte elektrische Energie auf der Höchstspannungsebene 220/380 kV an der Sammelschiene in Laufenburg ab. Kurzfristige Geschäfte werden im Stundenraster abgeschlossen, da der Wert der Elektrizität tageszeitabhängig ist. Der volumengewichtete Index berücksichtigt alle Spotgeschäfte des folgenden Tages mit einer Laufzeit von max. 24h, vorausgesetzt die Referenzstunde 11-12 Uhr ist in der Lieferperiode enthalten. Der SWEP gibt einen synthetischen Preis wieder, denn alle Transaktionen werden auf die Lieferstunde 11-12 Uhr (12. Lieferstunde) des nächsten Tages umgerechnet. Dieses Berechnungsverfahren macht eine Nachvollziehbarkeit für

<sup>21</sup> Es konnten keine Informationen über inländische Vertragspreise oder Vertragslaufzeiten beschafft werden.

<sup>22</sup> Daneben gibt es noch den ausserbörslichen, so genannten OTC (Over the Counter) Markt.

Marktteilnehmer und insbesondere für externe Analysten schwierig (IfnE 2007). Zudem handelt es sich bei der Stunde zwischen 11-12 Uhr um die teuerste Lieferstunde des Tages, weswegen der durchschnittliche Handelspreis tendenziell tiefer liegt. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass es sich um einen Grosshandelspreis handelt, welcher vom Konsumentenpreis zu unterscheiden ist. Der SWEP enthält zudem keine Kosten für Systemdienstleistungen wie Transport, Transportverluste, Transformation, Ausgleich von Verbrauchsschwankungen, Regulierung der Frequenz und Bereitstellung von Reservekapazitäten (BFE 2008a).

#### «Preisentwicklung SWEP 2000-2008»



Figur 10: Preisentwicklung des SWEP 2000-2008 in Rappen pro Kilowattstunde und Jahresmittelwerte (Quelle: gemäss EGL 2008).

Figur 10 zeigt die Preisentwicklung des SWEP seit 2000 bis zum 21. Juli 2007. Auffällig sind einerseits die grosse, bereits angesprochene Volatilität des Indexes und die tendenziell steigenden Jahresmittelwerte. Im laufenden Jahr 2008 liegt der Mittelwert mit 13.8 Rp./kWh rund 393% über demjenigen von 1999 mit 2.8 Rp./kWh (EGL 2008).

Bei der Interpretation der Entwicklung des SWEP als Marktpreis darf nicht ausser Acht gelassen werden, dass das Transaktionsvolumen dieses Marktplatzes verhältnismässig gering ist. So sank das tägliche Transaktionsvolumen des SWEP von 1'712 MWh im Jahr 2007 auf 1'200 MWh im laufenden Jahr 2008. Dies entspricht weniger als 1% des Tagesverbrauchs der Schweiz.

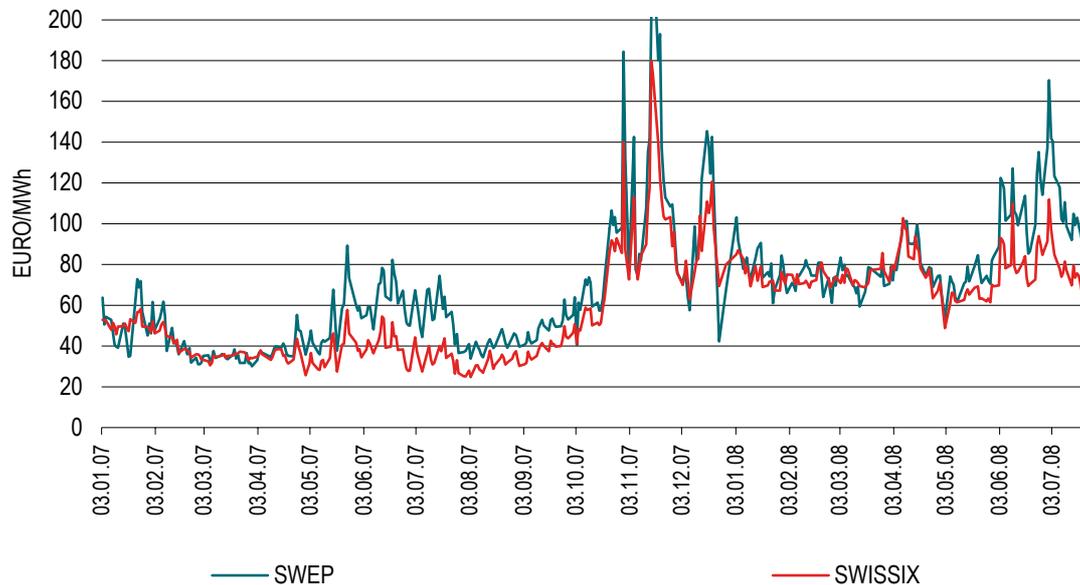
### 3.3.3 Spotmarkt: Swissix Index und europäische Indizes

#### Swissix

Seit September 2006 führt die deutsche Strombörse EEX (European Energy Exchange in Leipzig) ein separates Marktgebiet für die Schweiz und publiziert dazu den Schweizer Preisindex Swissix. Der SWEP zeigt gegenüber dem Swissix und anderen europäischen

Indizes eine weitgehend parallele Preisentwicklung allerdings auf einem höheren Preisniveau.

#### «Preisentwicklung SWISSIX und SWEP von Januar 2007 – Juli 2008»



econcept

Figur 11: Indexvergleich von Swissix Day Base und SWEP in Cents pro Kilowattstunde. Der SWEP liegt mit 6.95 ct/kWh (11.26 Rp./kWh)<sup>23</sup> im Schnitt gut 17% über dem Swissix mit 5.93 ct/kWh (9.61 Rp./kWh; Quelle: vgl. EEX, EGL).

Figur 11 zeigt, dass der Swissix im Zeitraum seit Anfang 2007 mit 5.93 ct/kWh (9.61 Rp./kWh) im Schnitt gut 17% unter dem SWEP mit 6.95 ct/kWh (11.26 Rp./kWh) liegt. Im laufenden Jahr 2008 liegt der Swissix im Schnitt rund 13% tiefer als der SWEP. Der Hauptgrund für diese Abweichung dürfte in der Umrechnung des SWEP auf die 12. Lieferstunde zu suchen sein, denn an den beiden Handelsplätzen Laufenburg und EEX sind weitgehend die gleichen Schweizer Elektrizitätsunternehmen aktiv. An der EEX nehmen 25 Schweizer Unternehmen teil, davon 15 am Stromspotmarkt. Dabei sind auch alle grossen Elektrizitätsunternehmen vertreten<sup>24</sup> (EGL 2008, EEX 2008).

Das Handelsvolumen an der EEX für das Marktgebiet Schweiz (Swissix) stieg 2008 gegenüber 2007 von 11'900 MWh auf 16'100 MWh pro Tag. Damit umfasst der Swissix immerhin rund 10% des Schweizer Tagesverbrauches. Die Verteilung der gehandelten Volumina über die Lieferstunden zeigt, dass keineswegs nur Spitzenenergie bzw. Peakload gehandelt wird. Das Handelsvolumen an der EEX (Swissix) ist zwar für die 12. Lieferstunde am höchsten, allerdings liegt das Volumen für die Stunde mit der geringsten Handelsaktivität lediglich 15-20% tiefer (BFE 2008a, EEX 2008).

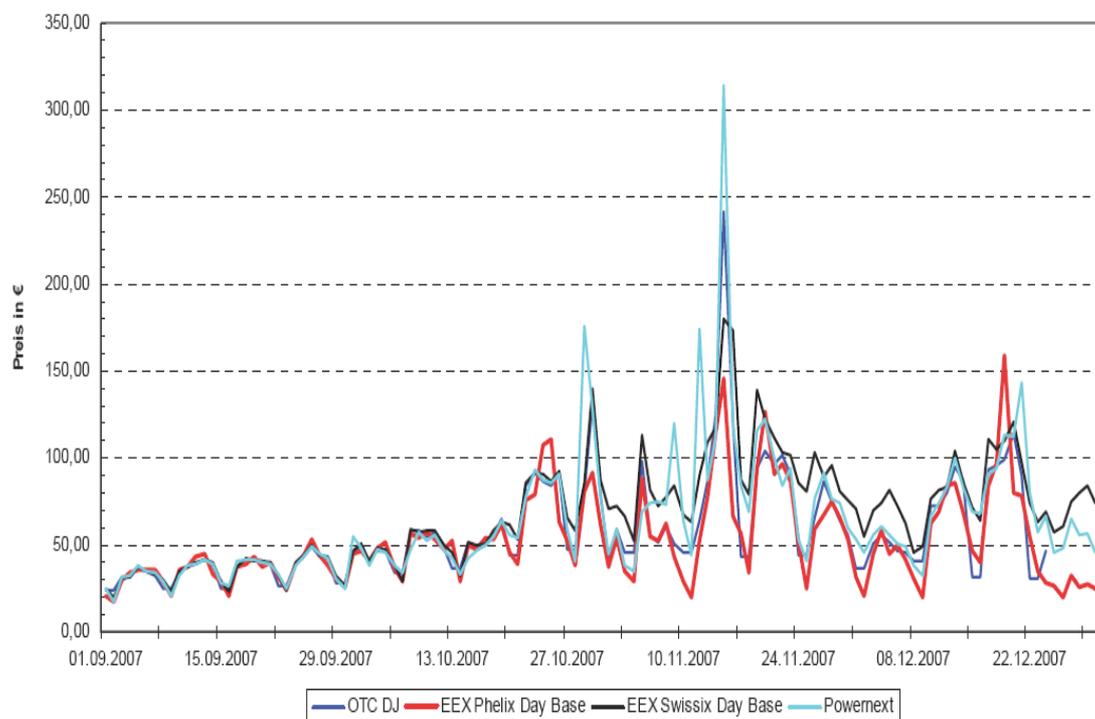
<sup>23</sup> 69.50 €/MWh entsprechen 6.95 ct/kWh. Der Wechselkurs €/CHF bewegte sich in der dargestellten Zeitspanne Januar 2007 bis Juli 2008 zwischen 1.56-1.68 CHF/€. Angenommener Durchschnittswert für die Umrechnung: 1.62 CHF/€.

<sup>24</sup> Siehe Anhang 1 für eine Liste der Schweizer Marktteilnehmer am Stromspotmarkt der EEX.

### Europäische Indizes

Analog zum Schweizer Spotmarktindizes EEX Swissix wird an der EEX für das Deutsche Marktgebiet der EEX Phelix Day Base ausgewiesen. Der französische Spotmarkt ist an der französischen Energiebörse Powernext angegliedert. Im Zeitraum von Mitte 2004 bis Ende 2006 lag der SWEF durchschnittlich 27% über den französischen und deutschen Indizes. Der Grund dafür ist im noch nicht liberalisierten Schweizer Elektrizitätsmarkt und in der Umrechnung auf die 12. Lieferstunde zu suchen. Seit der Einführung des Swissix, der die gleichen Berechnungsmethoden wie der Phelix aufweist, hat sich dieser tendenziell den übrigen europäischen Indizes angenähert. Figur 12 vergleicht den Swissix mit den deutschen und französischen Spotmarkt-Indizes im 4. Quartal 2007. Der Schweizer Index liegt tendenziell höher, zeigt aber weniger starke Ausschläge als die Vergleichsindizes. Im 2. Quartal 2008 waren die Wochendurchschnittswerte des Swissix beinahe identisch mit den deutschen und französischen Werten. Differenzen sind vornehmlich auf die noch nicht vollzogene Strommarktliberalisierung in der Schweiz zurückzuführen. Erst wenn 2008 (für Grossverbraucher) bzw. ab 2014 (für alle Verbraucher) die Aufhebung der Absatzgebietsmonopole erfolgt, werden die Stromerzeuger voll im Wettbewerb miteinander stehen. Die zurzeit nach Kartellrecht bestehende faktische Durchleitungsverpflichtung vermag noch keine echte Konkurrenzsituation zu schaffen. Es ist aber zu erwarten, dass sich die Schweizer Preise nach der Marktöffnung stärker dem Niveau von Deutschland und Frankreich angleichen werden (Ifne 2007).

#### «Spotmarkt: Indexvergleich EEX Swissix, EEX Phelix und Powernext»

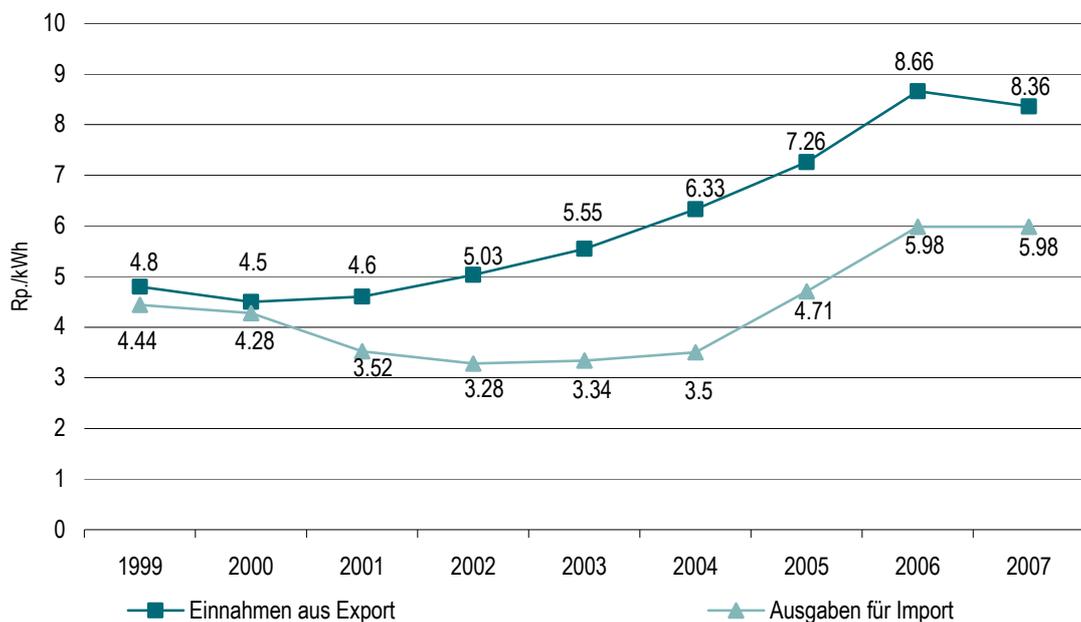


Figur 12: Preisentwicklung des OTC DJ für Elektrizitätsgeschäfte an der deutschen EEX und den Spotmarktindizes Swissix (für das Schweizer Handelsgebietes an der EEX), Phelix (deutsch/ österreichisches Handelsgebiet an der EEX) und Powernext (französischer Spotmarktindex) September – Dezember 2007 in Euro pro MWh (Quelle: EEX 2008).

### 3.3.4 Preisentwicklung Import/Export

Neben den Spotmarktindizes liefert auch die durchschnittliche Preisentwicklung im Import/Export Hinweise für die inländische Preisentwicklung. Die jährlichen schweizerischen Export- (50.5 TWh im Jahr 2007) und Importvolumina (48.4 TWh im Jahr 2007) erreichen jeweils beinahe das Niveau des jährlichen Schweizer Produktionsvolumens (65.9 TWh im Jahr 2007; BFE 2008a). Aufgrund des grossen Volumens gelten diese Preise als sehr verlässliche und stabile Indikatoren, sofern allfällige Änderungen in der Zusammensetzung Spitzen-/Bandenergie berücksichtigt werden.

#### «Durchschnittliche Einnahmen aus Stromexport und Ausgaben für Stromimport»



econcept

Figur 13: Entwicklung der durchschnittlich erzielten und bezahlten Preise für Exporte respektive Importe (Quelle: vgl. BFE 2008a).

Die Exportpreise pro Kilowattstunde stiegen zwischen 1999 und 2007 um 74%, die Importpreise um 35%. Diese Wachstumsraten liegen signifikant unter denen der Spotmarkt-Preisindizes.

Der Preisunterschied zwischen Import und Export ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass die Schweiz günstige Bandenergie (grösstenteils Atomstrom aus Frankreich) importiert und teure Spitzenenergie exportiert (Veredelung). Daneben ist auch das unterschiedliche Preisniveau der Schweiz gegenüber den Nachbarstaaten von Bedeutung. 50% des Imports kommen durch langfristige Verträge mit einer Vertragsdauer von mehr als 5 Jahren zustande. Das Exportgeschäft hingegen weist einen weitaus kurzfristigeren Charakter auf. 84% des Volumens werden dabei über Abmachungen mit einer Vertragsdauer von weniger als 2 Jahren und Tagesgeschäfte abgewickelt. Aufgrund der grossen Kapazitäten an hydraulischer Speicherenergie kann ein grösserer Anteil zum Hochtarif (Montag-Samstag 6-22 Uhr) exportiert werden (BFE 2008a).

### 3.3.5 Zusammenfassung

Tabelle 6 zeigt eine Übersicht über die in diesem Kapitel diskutierten Indikatoren für die Strompreisentwicklung.

Indikator (Jahresdurchschnitte)	Euro-Cents / kWh		Rappen / kWh		
	2008	2007	2008	2007	1999
SWEP	8.58	6.05	13.79	9.96	2.80
Swissix Day Baseload	7.57	5.02	12.18	8.26	
Phelix Day Baseload	6.20	5.20	9.97	8.56	
Importpreise		3.63		5.98	4.44
Exportpreise		5.08		8.36	4.80

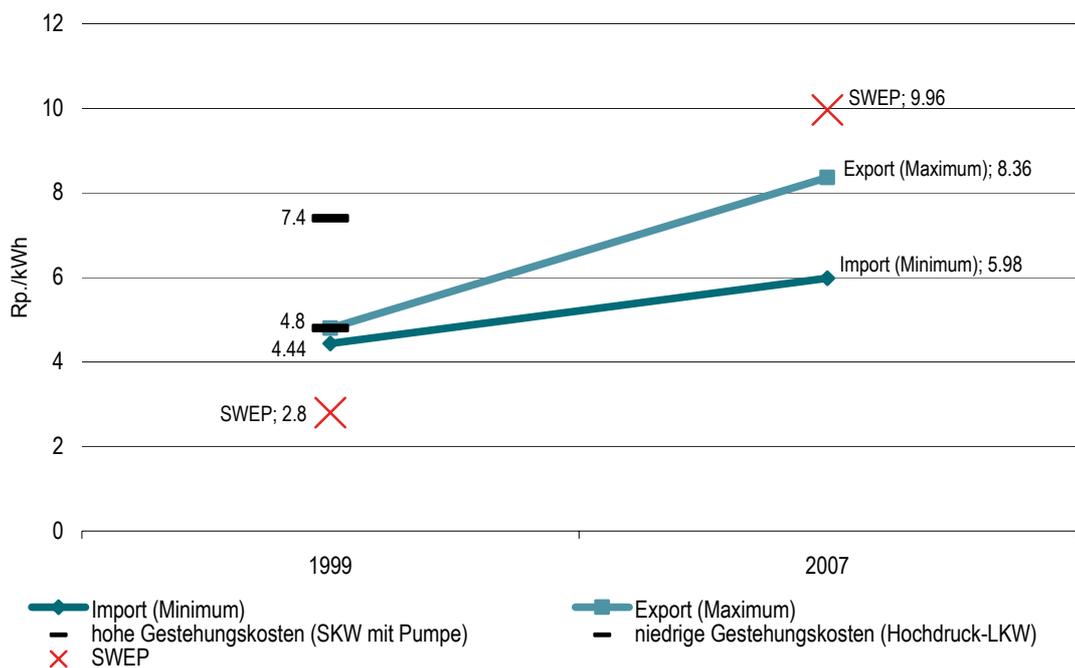
Tabelle 6: Übersicht der Jahresdurchschnittspreise der Spotmarkt-Indikatoren und Import/Export-Preise für die Jahre 2008 (Rumpfsjahr bis 28. Juli), 2007 und 1999 (eigene Darstellung).

Inwieweit die Preisentwicklung der Schweizer Spotmarktindizes die allgemeine Grosshandelspreisentwicklung wiedergibt, lässt sich einerseits anhand der Korrelation mit den europäischen Indizes und andererseits an den Handelsvolumina erörtern.

- Die Spot- (wie auch die Termin-) Marktpreise bilden bisher nur einen kleinen und spezifischen Bereich des Schweizer Elektrizitätsmarktes ab (Vermarktung von 'Überschüssen' für die keine Versorgungspflicht besteht), was die Repräsentativität der entsprechenden Indizes in Frage stellt.
- Die Korrelation mit den europäischen Spotmarktindizes ist bereits vor der Strommarktliberalisierung in der Schweiz hoch, allerdings auf einem höheren Preisniveau. Durch die Marktöffnung ist von einer weiteren Angleichung an die europäischen Preise auszugehen.

Gleichzeitig ist bei der Interpretation Folgendes zu beachten: Das Marktgleichgewicht (und dadurch die resultierenden durchschnittlichen Grosshandelspreise) wird an den Spotmärkten durch andere Faktoren bestimmt als bei langfristigeren Abnahmeverträgen und Terminkontrakten. An den Spotmärkten spielen ungeplante Angebots-/Nachfrageüberschüsse bei gleichzeitig unelastischer Nachfrage eine weitaus zentralere Rolle. In mittel- bis langfristigen Kontrakten werden hingegen die Gestehungskosten der Werke und die langfristigen Systemgrenzkosten stärker berücksichtigt. Beispielsweise lag der Jahresdurchschnitt des SWEP 1999 deutlich unter und seit 2007 über den Gestehungskosten der schweizerischen Produktionsanlagen. Anhand der **Import- und Exportpreise** lässt sich eine Bandbreite der Inlandpreise berechnen. So ist davon auszugehen, dass der durchschnittliche Grosshandelspreis im Inland zwischen dem Import- und dem Exportpreis liegt. Dies wird in Figur 14 dargestellt.

### «Bandbreite der Grosshandelspreise in der Schweiz»



econcept

Figur 14: Bandbreite der Grosshandelspreise in der Schweiz 1999 und 2007 anhand von Export-/ Importpreisen. Der SWEP liegt in beiden Jahren ausserhalb des Bandes und 1999 weit unter den Gestehungskosten und widerspiegelt tendenziell die Kapazitätsverhältnisse im europäischen Markt.

Die EICOM vertritt die Auffassung, dass vergleichbare Produkte (Fristigkeit, Menge, Laufzeit) von Börsen- und OTC-Geschäften in etwa gleiche Preise erzielen dürften. Weil aber die Tarife bei Grundversorgten zum Teil gegeben sind, bzw. in der ersten Phase der Marktöffnung nicht unbegründet erhöht werden dürfen (Art. 4 StromVV), sind OTC-Preise tendenziell tiefer. Damit überschätzen die Börsenpreise die aktuellen mittleren Grosshandels-Absatzpreise in der Schweiz.

### 3.4 Zukünftige Strompreisentwicklung: Terminmarkt

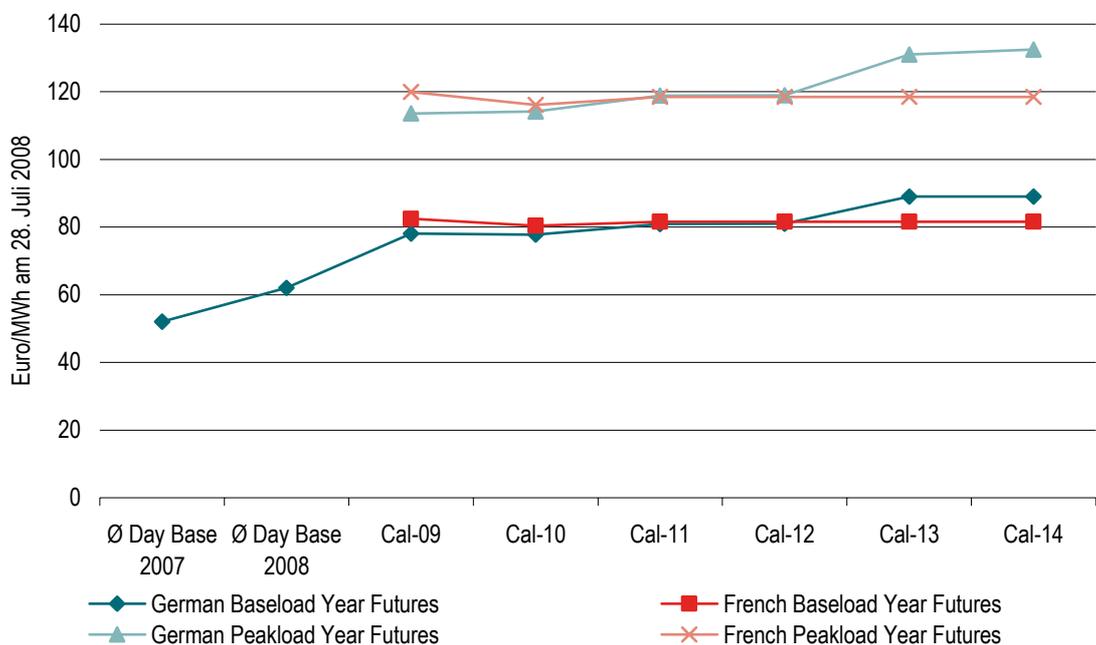
Aufschluss über zukünftig erwartete Strommarktpreise geben die Kurse von Terminkontrakten. Ein Terminprodukt ist eine zu einem späteren Zeitpunkt zu liefernde Menge zu vordefinierten Konditionen. Über den OTC-Markt werden Forwards gehandelt. So werden am Strommarkt Vereinbarungen über physische Stromlieferungen ab einem bestimmten zukünftigen Termin über einen definierten Fälligkeitszeitraum bezeichnet. Diese werden individuell vereinbart und sind deshalb nicht für die Bildung von Indizes geeignet. An der EEX werden standardisierte Terminprodukte, so genannte Futures gehandelt. Diese rein finanziellen Produkte dienen der Absicherung von Preisrisiken. Die physische Abwicklung der abgesicherten Transaktionen läuft dabei über den Spot- oder OTC-Markt. An der EEX werden Futures über eine Lieferdauer von 1 Monat (Phelix Month Futures) ab ca. 7 Monaten vor Fälligkeit, von 3 Monaten (Phelix Quarter Futures) und ab ca. 30 Monaten vor Fälligkeit sowie Jahreskontrakte (Phelix Year Futures) ab ca. 6 Jahren vor Fälligkeit

gehandelt. Zudem wird jeweils zwischen Baseload- und Peakload-Futures unterschieden, d.h. zwischen Kontrakten über Band- und Spitzenenergie. Der Kurs der Phelix Baseload Year Futures Cal-14 widerspiegelt beispielsweise den erwarteten Wert einer MWh Elektrizität, die ab dem 1. Januar 2014 bis zum 31. Dezember 2014 geliefert werden wird. Somit können aktuelle Kurse für die Abschätzung der zukünftigen Preisentwicklung herangezogen werden.

Figur 15 zeigt die Kurse für Jahreskontrakte (Baseload und Peakload) mit Fälligkeit in den Jahren 2009-2014 sowohl am deutschen (EEX) und französischen Terminmarkt (Powernext). Zusätzlich werden die durchschnittlichen Spotmarktpreise für Bandenergie der Jahre 2007 und 2008 zur Illustration angegeben. Bereits für das Jahr 2009 wird mit einem klaren Preisanstieg gegenüber dem durchschnittlichen Indexpreis des laufenden Jahres gerechnet. Dieser zeichnet sich insofern bereits ab, als der 30-Tage-Durchschnitt des Phelix Day Baseload am 28. Juli bereits die 70€/MWh-Marke erreicht hat.

Die Preise für Spitzenenergie liegen rund 40€/MWh bzw. 50% über denen für Bandenergie. Gemäss den französischen Jahreskontrakten wird ab 2009 von einer Stabilisierung der Preise ausgegangen. Die deutschen Kontrakte weisen auf einen weiteren Preisanstieg ab 2012 hin. Aufgrund der geringen Handelsvolumina der Cal-12, Cal-13 und Cal-14 sind diese Werte jedoch vorsichtig zu interpretieren.

#### «Erwartete zukünftige Preisentwicklung anhand von Year Futures»



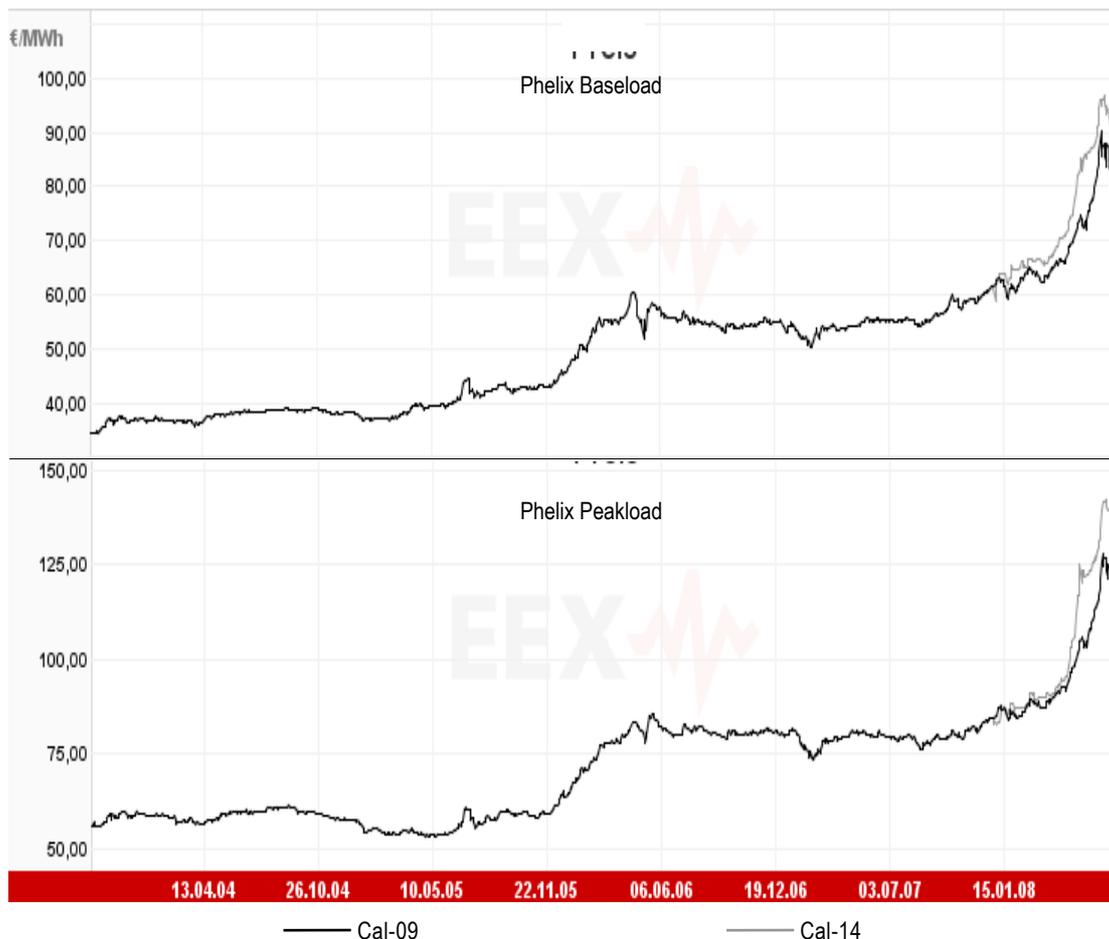
econcept

Figur 15: Kurs von deutschen und französischen Year Futures am 28. Juli 2008. Erster Liefertag eines Cal-09 (Cal-14) ist der 1. Jan 2009 (1. Jan 2014) und der letzte Liefertag der 31. Dez 2009. (31. Dez 2014). Zu Vergleichszwecken wird noch der durchschnittliche Kurs des Phelix Day Base 2007 und 2008 angegeben (Quelle: EEX 2008).

Figur 16 zeigt die Kursentwicklung der Jahreskontrakte Cal-09 und Cal-14 an der EEX sowohl für Band- als auch für Spitzenenergie. Cal-09 sind seit ihrer Auflage um mehr als

100% gestiegen. Sie werden per 1. Januar 2009 fällig. Cal-14 werden erst seit dem 1. Januar 2008 gehandelt. Seit dem ersten Quartal 2008 weisen sie im Mittel einen 15-20% höheren Wert als die Jahreskontrakte 2009 auf. Die Analyse der Kursentwicklung weiter in der Zukunft liegender Jahreskontrakte (Cal-10 bis Cal-14) lässt auf die Erwartung von anhaltend hoher bis leicht steigender Preise schliessen.

#### «Kursentwicklung Phelix Baseload / Peakload Year Futures 2004-2008»



Figur 16: Kursentwicklung Phelix Baseload/Peakload Year Futures Cal-09 und Cal-14 im Zeitraum 2004-2008 Stand 28. Juli 2008 (EEX 2008).

## 3.5 Gestehungskosten und Ausbaupotenziale

### 3.5.1 Gestehungskosten Wasserkraft

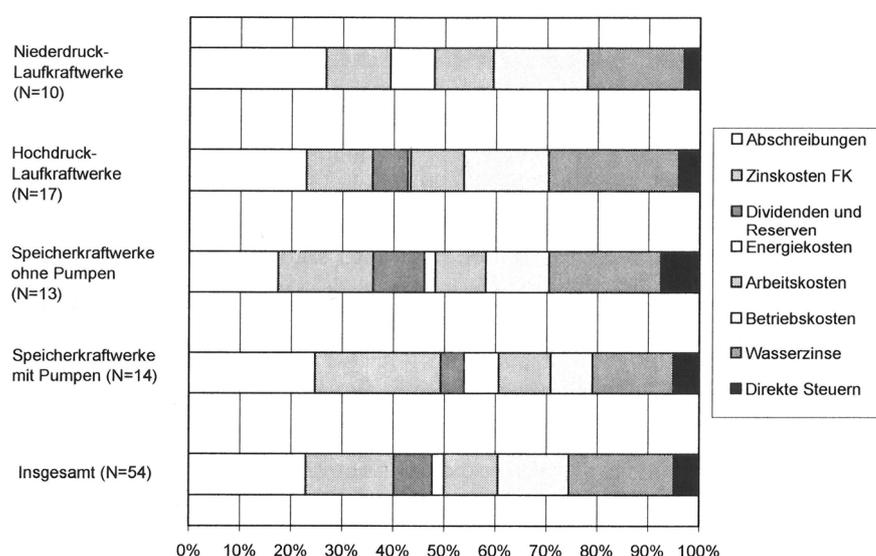
In diesem Abschnitt soll die Entwicklung der Kostenseite der Wasserkraftwerke beleuchtet werden. Figur 17 zeigt die prozentuale Aufteilung der Gestehungskosten nach Kraftwerktyp. Dabei fällt folgendes auf:

- Für Speicherkraftwerke ohne Pumpen und für Hochdruck-Laufkraftwerke betragen die direkten Steuern und die Wasserzinsen zusammen 30% der Gestehungskosten. Bei

den Niederdruck-Laufkraftwerken und den Speicherkraftwerken mit Pumpen beträgt dieser Anteil lediglich 23% bzw. 21%.

- Die Wasserzinse betragen das drei- bis sechsfache des Steueranteils.
- Die variablen Kosten (Energie-, Arbeits- und sonstige Betriebskosten) liegen bei Laufkraftwerken mit 30% resp. 28% über denjenigen der Speicherkraftwerke.
- Die Kapitalkosten (Abschreibungen, Zinskosten Fremdkapital (FK) sowie Dividenden und Reserven) belaufen sich zusammen auf 43%-54% der Gestehungskosten.

#### «Prozentuale Aufteilung der Gestehungskosten nach Kraftwerktyp»



Figur 17: Aufteilung der Gestehungskosten nach öffentlichen Abgaben (direkte Steuern, Wasserzinse), variable Kosten (Energie-, Arbeits- und sonstige Betriebskosten) und Kapitalkosten (Abschreibungen, Zinskosten FK sowie Dividenden und Reserven) im Jahr 2000 (Banfi et al. 2004).

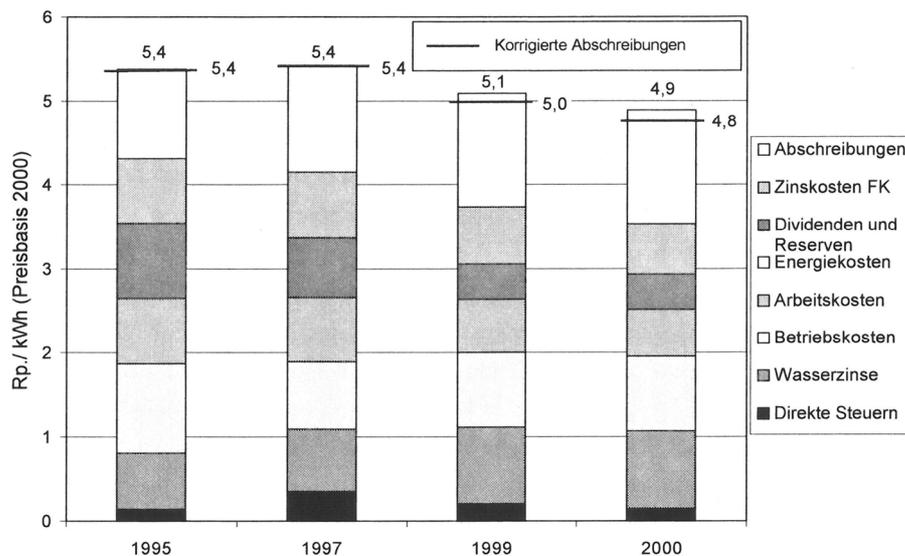
Im Folgenden wird die Entwicklung der Zusammensetzung der Gestehungskosten pro Kraftwerktyp für die Jahre 1995, 1997, 1999 und 2000 dargestellt. Die Kosten werden pro kWh produzierte Elektrizität ausgewiesen. Zur besseren Vergleichbarkeit werden die Abschreibungen auf 8% des Anlagevermögens korrigiert, damit wird Verfälschungen durch Sonderabschreibungen vorgebeugt. Der Vergleich von Figur 18 - Figur 21 zeigt:

- Nach Korrektur der Abschreibungen sind die Gestehungskosten bei allen Kraftwerktypen aus der Gruppe der Hochdruck-Laufkraftwerke gesunken.
- Die Gestehungskosten ohne Abschreibungen sind über alle Kategorien hinweg zurückgegangen. Insbesondere die Arbeitskosten, die Dividendenzahlungen und die Reservenbildung waren rückläufig.
- Der Rückgang der Arbeitskosten geht teilweise mit einem Anstieg der Betriebskosten einher, was auf vermehrten Einkauf von Leistungen Dritter deutet. Dies kann als frühzeitige Massnahme für die künftige Marktöffnung interpretiert werden. Der Spielraum für weitere Auslagerungen ist damit enger geworden.

- Die Wasserzinse sind zwischen 1997 und 1999 aufgrund der Erhöhung des WZ-Max 1997 gestiegen.
- Die Speicherkraftwerke mit Pumpen weisen die höchsten Kapitalkosten auf. Die überdurchschnittlichen Abschreibungen im Jahr 2000 sind auf Sonderabschreibungen einzelner Unternehmen zurückzuführen
- Die Gesteuerungskosten der Speicherkraftwerke ohne Pumpen liegen durchschnittlich rund 1 Rp./kWh höher als diejenigen der Laufkraftwerke. Diejenigen der Speicherkraftwerke mit Pumpen sogar mehr als 2 Rp./kWh.
- Banfi et al. (2004) schliessen aus der Analyse der Entwicklung der Gesteuerungskosten, dass die Kosten in Zukunft nicht weiter zunehmen werden. Insbesondere gehen sie von künftig sinkenden Abschreibungen aus.

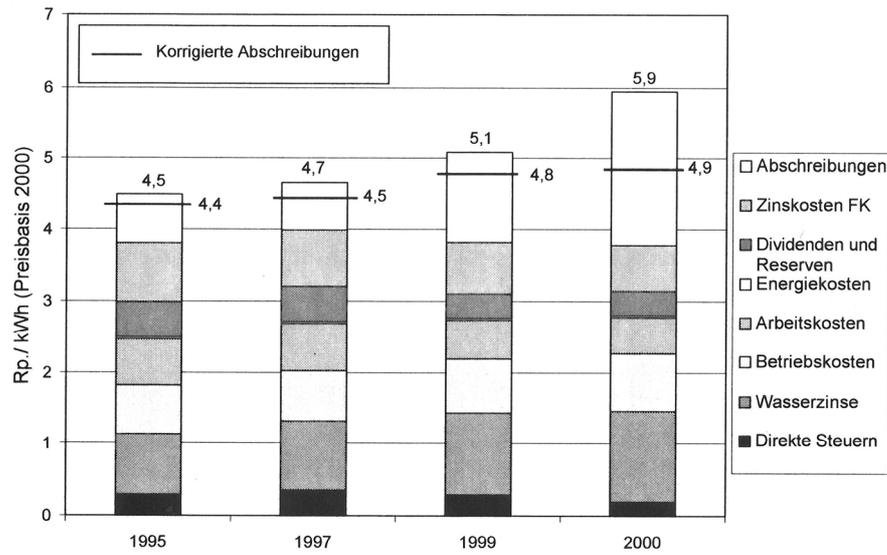
Die nachfolgenden vier Figuren zeigen die Entwicklung der Höhe der einzelnen Kostenkomponenten der Kraftwerke aufgeteilt nach Kraftwerktypen.

#### «Entwicklung von Gesteuerungskosten von Niederdruck-Laufkraftwerken»



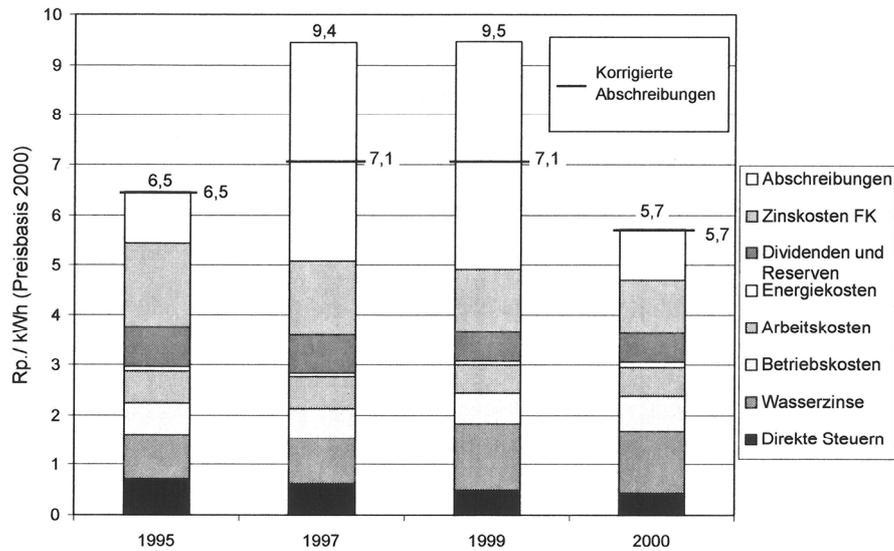
Figur 18: Entwicklung der Gesteuerungskosten von Niederdruck-Laufkraftwerken nach Kostenarten in Rp./kWh (Banfi et al. 2004, N=10).

«Entwicklung von Gesteungskosten von Hochdruck-Laufkraftwerken»



Figur 19: Entwicklung der Gesteungskosten von Hochdruck-Laufkraftwerken nach Kostenarten in Rp./kWh (Banfi et al. 2004, N=17).

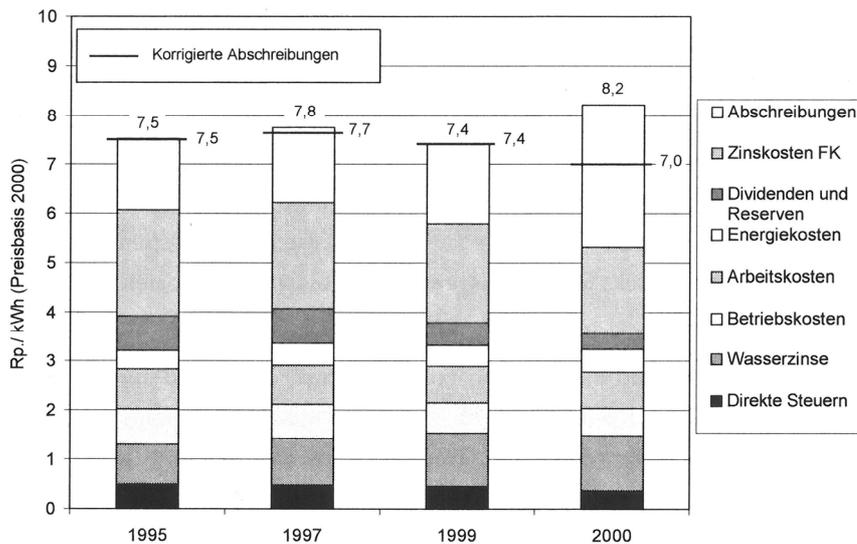
«Entwicklung von Gesteungskosten von Speicherkraftwerken ohne Pumpen»



econcept

Figur 20: Entwicklung der Gesteungskosten von Speicherkraftwerken ohne Pumpen nach Kostenarten in Rp./kWh (Quelle: Banfi et al. 2004, N=13).

### «Entwicklung von Gestehungskosten von Speicherkraftwerken mit Pumpen»



Figur 21: Entwicklung der Gestehungskosten von Speicherkraftwerken mit Pumpen nach Kostenarten in Rp./kWh (Quelle: Banfi et al. 2004, N=14).

### 3.5.2 Zukünftige Entwicklung der Gestehungskosten – Initiative «lebendiges Wasser»

Für die Entwicklung der Gestehungskosten der Stromerzeugung aus Wasserkraft ist die Umsetzung der bestehenden bzw. der neu geforderten Umweltauflagen zu Restwassermengen, Schwall/Sunk, Renaturierungsmassnahmen etc. bedeutsam. Diese führen zu geringeren Produktionsausfällen und/oder zu höheren Kosten für bauliche Massnahmen.

In verschiedenen Studien wurden Produktionseinbussen aufgrund von Restwasserbestimmungen von 400-1'400 GWh im Jahr 2025 berechnet. Bis ins Jahr 2070 geht das BFE von restwasserbedingten Einbussen gemäss Regelungen in Art. 33 GSchG von ca. 1'900 GWh/a aus. Die Einbussen aufgrund der Regelungen in Art. 31 GSchG sind derzeit unklar und hängen von der kantonalen Praxis ab. (BFE 2004).

In der Schweiz bestehen derzeit keine zwingenden Regelungen zur Sunk/Schwall-Problematik. ECOPLAN und NATURA (2007) schätzen in ihrer Studie zur Initiative «Lebendiges Wasser»<sup>25</sup>, dass etwa ein Viertel der Kraftwerkbetreiber Massnahmen ergreifen müsste, um ökologische Grenzwerte im Bereich Schwall/Sunk einzuhalten. Die zusätzlichen Gestehungskosten für diese Betreiber werden für bauliche Massnahmen (Sammelbecken unterhalb des Kraftwerkes) auf 0.4 Rp./kWh und für betriebliche Massnahmen (Produktionseinbussen) auf 0.6 Rp./kWh geschätzt (jährliche Gesamtkosten von bis zu 50 Mio. CHF). Allerdings hält das BFE in seiner Strategie Wasserkraftnutzung fest, dass allfällige Vorschriften bezüglich Schwall/Sunk auf bauliche Massnahmen zu begrenzen sind.

<sup>25</sup> Auch "Fischerei"-Initiative genannt

Für die Reaktivierung des Geschiebehaushaltes im Sinne der Initiative "Lebendiges Wasser" wird von Zusatzkosten von 3 Mio. CHF pro Jahr ausgegangen, welche gemeinsam von der öffentlichen Hand und den Kraftwerksbetreibern getragen würden.

Die in der Initiative geforderten Renaturierungsmassnahmen der Flüsse würden vollständig von der öffentlichen Hand getragen. Die Kosten der Umsetzung innerhalb von 75-80 Jahren würden zu einer Verdoppelung der heutigen Ausgaben in diesem Bereich von 120 auf 240 Mio. CHF pro Jahr führen (ECOPLAN und NATURA 2007).

### 3.5.3 Ausbaupotenziale der Wasserkraft

In diesem Abschnitt wird das Ausbaupotenzial der Wasserkraft in der Schweiz und der mögliche Einfluss einer WZ-Max-Erhöhung auf dessen Realisierung untersucht. Die in einzelnen Publikationen veröffentlichten Ausbaupotenziale und Gestehungskosten weisen sehr grosse Bandbreiten auf.

Im Szenario II der Energieperspektiven wird von einem ökonomischen Ausbaupotenzial bis 2035 von 2.5 TWh/a ausgegangen (Prognos 2007). Das BFE geht in seiner Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz (2008) von einem Produktionsausbaupotenzial der Wasserkraft von maximal 4.3 bis 5 TWh/a bis 2050 aus, davon können rund 2 TWh/a durch den Ausbau bestehender Anlagen erreicht werden. Tabelle 7 zeigt eine detaillierte Aufstellung dieses Potenzials mit den entsprechenden Gestehungskosten.

Produktionsausbaupotenziale (bis 2050)	Produktion	Gestehungskosten	
<b>Ausrüstungsersatz</b>	970 GWh/a	0.8 bis 8.3 Rp./kWh	Ausbau bestehender Anlagen: 2 TWh/a
• grössere Maschinen			
• Wirkungsgraderhöhungen			
• grössere Ausbauwassermengen			
• Einbau von Dotierturbinen bei Restwasserbestimmungen			
<b>Ausbaggerungen/ Gefällserhöhungen</b>	200 GWh/a	6.7 Rp./kWh	
<b>Erschliessung neuer Zuflüsse</b>	940 GWh/a	6.7 bis 15 Rp./kWh	Neu- bauten
<b>Staumauererhöhungen</b>		(Umbauten)	
<b>Bau neuer Niederdruck-, Hochdruck- und Speicherkraftwerke (&gt;10 MW)</b>	1'100 bis 1'800 GWh/a	15 bis 29.2 Rp./kWh	
<b>Neubau Kleinwasserkraft (≤10 MW)</b>	1'100 GWh/a	10 bis 25 Rp./kWh	

Tabelle 7: Erwartetes Produktionsausbaupotenzial der Schweizer Wasserkraft und dessen Gestehungskosten (Quelle: BFE 2008).

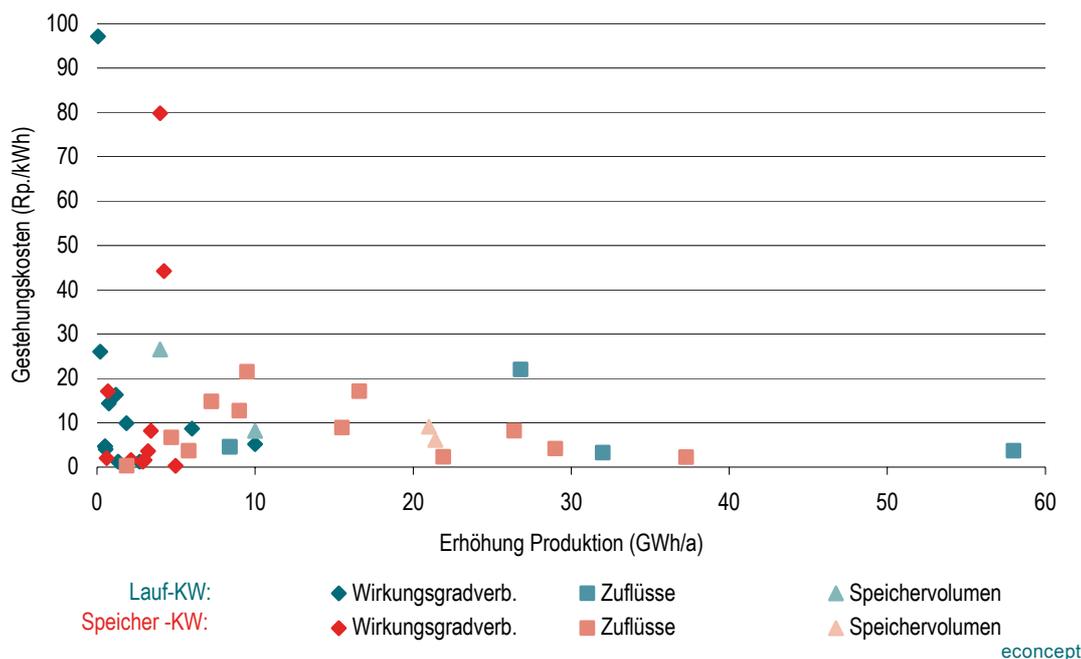
Ein negativer Einfluss auf die Realisierung von Ausbaupotenzialen durch eine Erhöhung des WZ-Max wäre dann zu erwarten, wenn aufgrund einer effektiven Wasserzinserhöhung die gestiegenen Gestehungskosten (inkl. 'Normalgewinn und Risikoprämie' für den investierenden Produzenten) über den am Markt erzielbaren Preisen liegen würden. Eine WZ-Max-Erhöhung von 20 CHF/kW<sub>br</sub> würde eine Erhöhung der Gestehungskosten von 0.3 Rp./kWh bedeuten. Die angegebenen Bandbreiten der Gestehungskosten betragen für die meisten Ausbauten ein Mehrfaches der Kostensteigerung durch die WZ-Max-

Erhöhung. Damit sind Aussagen zu den Auswirkungen einer solchen WZ-Max-Erhöhung auf die wirtschaftliche Realisierbarkeit dieser Ausbaupotenziale schwierig.

In diesem Zusammenhang ist jedoch darauf hinzuweisen, dass es sich beim WZ-Max lediglich um ein Maximum handelt. Um die Realisierung von Ausbaupotenzialen nicht zu gefährden, können für solche Projekte auch niedrigere Wasserzinssätze vereinbart werden. Dies scheint insbesondere für Neubauprojekte notwendig, deren Gestehungskosten bereits heute deutlich über dem erzielbaren Preis liegen und zur Realisierung auf staatliche Förderung angewiesen sind.

Untersuchungen konkreter Ausbauprojekte in den Kantonen Wallis und Graubünden<sup>26</sup> liefern detailliertere Angaben zu den Gestehungskosten bei unterschiedlichen Ausbaumassnahmen bei Lauf- und Speicherkraftwerken. Dabei wird zwischen den drei Massnahmengruppen Wirkungsgraderhöhung, Nutzung zusätzlicher Zuflüsse und Erhöhung Speichervolumen unterschieden. Figur 22 vermittelt einen Überblick über die totalen Gestehungskosten der Projekte und die dafür geschaffenen Produktionspotenziale.

«Wirtschaftlichkeit von Lauf- und Speicherkraftwerk-Projekten in VS und GR»

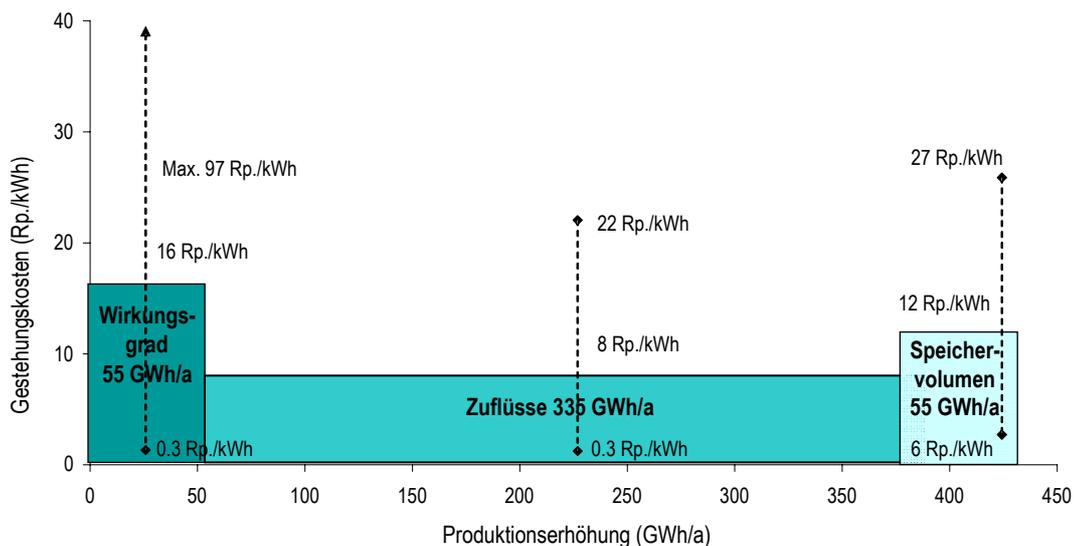


Figur 22: Gestehungskosten und Ausbaupotenzial von konkreten Lauf- und Speicherkraftwerk-Projekten in den Kantonen Wallis und Graubünden (Quelle: Ott et al. 2006 nach Graubünden 1997 und Wallis 2000).

In Figur 23 werden für jeden Massnahmetyp die mittleren Gestehungskosten, die Spannweite der Gestehungskosten und das Ausbaupotenzial ausgewiesen. Massnahmen zur Fassung zusätzlicher Zuflüsse weisen die geringsten Gestehungskosten und gleichzeitig das grösste Ausbaupotenzial auf.

<sup>26</sup> Konkrete Ausbauprojekte im Wallis und in Graubünden, welche in Studien des BWG im Jahr 2000 bzw. des BWW im Jahr 1997 erarbeitet worden waren. Bis ins Jahr 2006 realisierte Projekte wurden nicht berücksichtigt.

### «Konkrete Produktionspotenziale und Kosten für 44 Projekte in VS und GR»



econcept

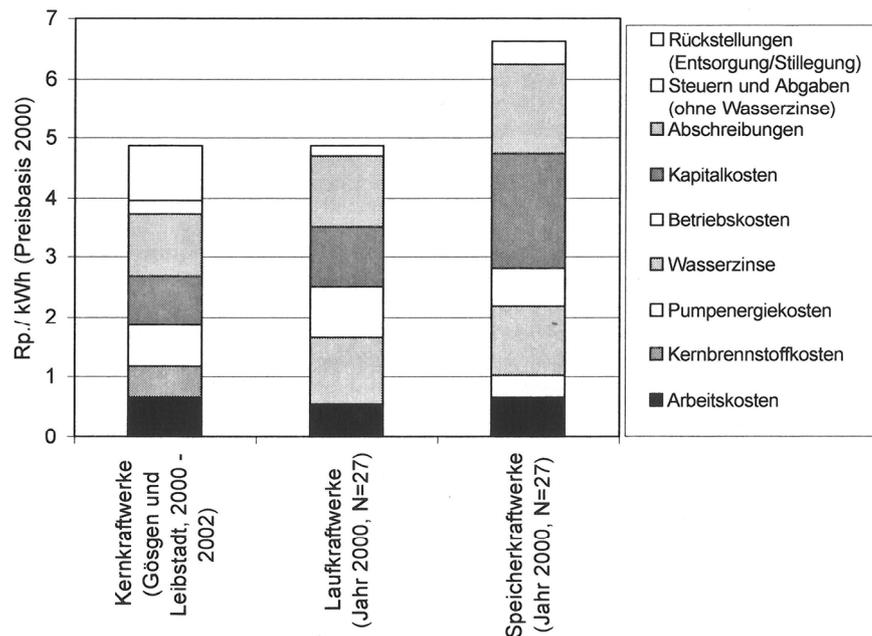
Figur 23: Durchschnittliche Gestehungskosten und Ausbaupotenziale von konkreten Lauf- und Speicherkraftwerk-Projekten nach Massnahmentypen in den Kantonen Wallis und Graubünden (Quelle: Ott et al. 2006 nach Graubünden 1997 und Wallis 2000).

#### 3.5.4 Gestehungskosten anderer Stromerzeugungstechnologien

Im Folgenden sollen die Gestehungskosten der Wasserkraft mit den Gestehungskosten anderer Stromerzeugungstechnologien in der Schweiz verglichen werden. Figur 24 zeigt die Gestehungskosten von Lauf- und Speicherkraftwerken im Vergleich mit den Gestehungskosten der beiden Kernkraftwerke Gösigen und Leibstadt<sup>27</sup>. Banfi et al. (2004) weisen auf einige Einschränkungen in der Zulässigkeit eines solchen Vergleiches hin. Insbesondere dürfen die Wasserzinse nicht direkt mit den Kernbrennstoffkosten verglichen werden. Allerdings ermöglicht die Darstellung eine Gegenüberstellung der Steuerbelastung und der Gesamtgestehungskosten der beiden wichtigsten Elektrizitätsproduktionstechnologien in der Schweiz. Es fällt auf, dass bei einem aktuellen Wasserzinssatz von 80 CHF/kW<sub>br</sub> die beiden Technologien Kernkraft und Laufwasserkraft für die Erzeugung von Bandenergie beinahe identische Gesamtgestehungskosten aufweisen. Wie bereits erläutert, liegen die Kosten der hydraulischen Speicherkraftwerke zur Erzeugung von Spitzenenergie um 1-2 Rp./kWh höher.

<sup>27</sup> Die Kosten für die Kernkraftwerke Gösigen und Leibstadt beruhen auf den Geschäftsberichten 2000-2002 dieser beiden Werke.

### «Gestehungskosten von Kernkraft- und Wasserkraftwerken in der Schweiz 2000»

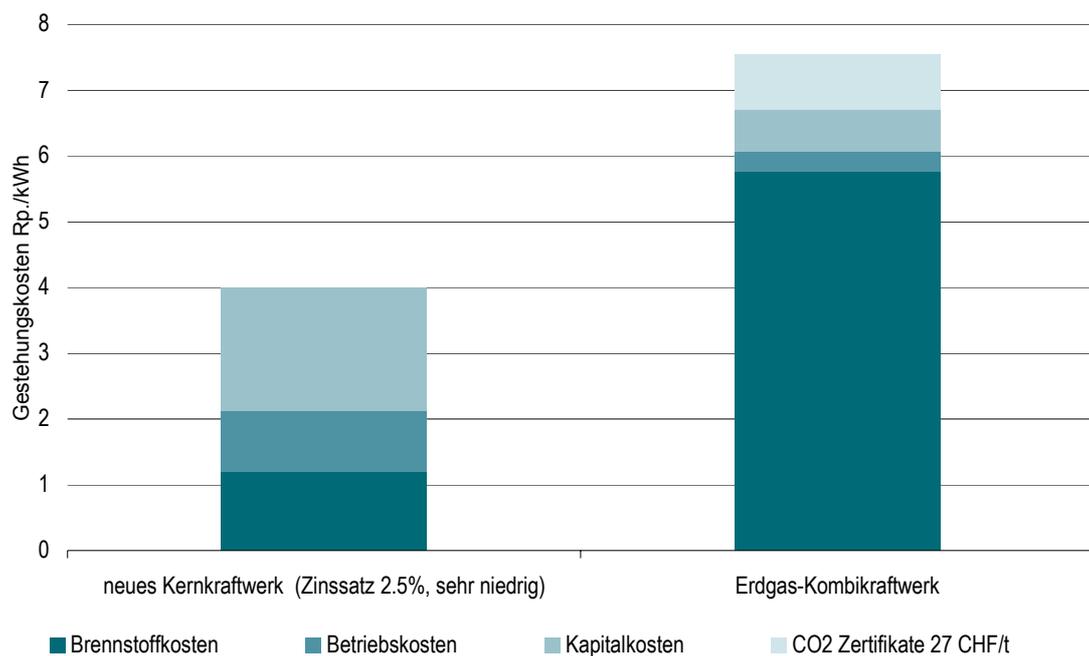


Figur 24: Vergleich der Gestehungskosten von Kernkraftwerken, Laufkraftwerken und Speicherkraftwerken (Quelle: Banfi et al. 2004).

In den Energieperspektiven 2035 (Prognos 2007) werden für Kernkraftwerke und Erdgas-Kombikraftwerke Gestehungskosten gemäss Figur 25 unterstellt. Die Gestehungskosten der Stromerzeugung aus Kernkraft liegen mit 4 Rp./kW unter den Werten anderer Studien, da von verhältnismässig geringen Kapitalkosten ausgegangen wird (Zinssatz von 2.5% bei einer Laufzeit von 60 Jahren). Die Entwicklung der Kapitalzinssätze ist auch für die zukünftige Entwicklung der Gestehungskosten von Kernkraftwerken entscheidend. Die Kostenentwicklung für den Primärenergieträger Uran ist dabei sekundär (4% der Gestehungskosten). Für Neubauten von Kernkraftwerken sind zusätzlich die schwer im Voraus abschätzbaren Investitionskosten zu berücksichtigen. So mussten die Schätzungen für die Bauzeit und die Baukosten des neuen Kernkraftwerkes in Olkiluoto (Finnland) um mehr als 50% nach oben korrigiert werden. Ähnliche Kostenkorrekturen aufgrund von Verzögerungen mussten bei Neubauten in Asien vorgenommen werden (FAZ 2008).

Die Gestehungskosten von Erdgas-Kombikraftwerken werden massgeblich von den Brennstoffkosten (Erdgas) bestimmt, da diese 86% der Gestehungskosten verursachen.

### «Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken und Erdgas-Kombikraftwerken in den Energieperspektiven für das Jahr 2035»



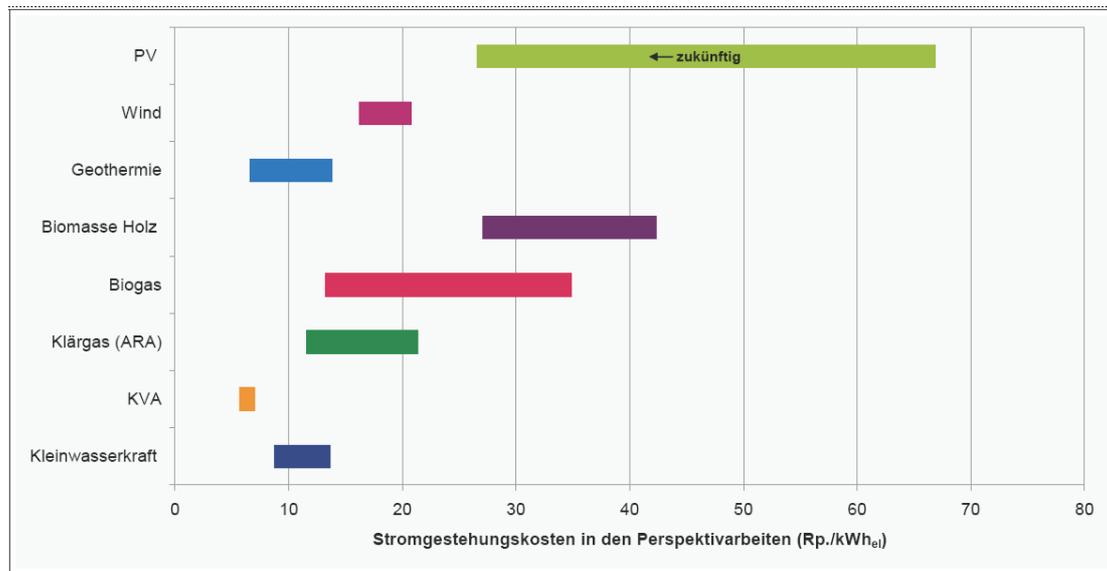
econcept

Figur 25: Gestehungskosten von einem neuen Kernkraftwerk und einem Erdgas-Kombikraftwerk in Rp./kWh 2035 (Quelle: Prognos 2007)

Die Gestehungskosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien liegen gemäss Figur 26 über denen des bestehenden Wasserkraftwerksparks der Schweiz. Die Stromerzeugung aus Kehrichtsverbrennungsanlagen ist zwar kostengünstig aber beschränkt in der Kapazität. Die Geothermie ist noch nicht ausgereift.

Die Gestehungskosten von Wind-, Biogas- und Klärgasanlagen liegen im Bereich der Gestehungskosten von Wasserkraftwerkneubauten (insbesondere von grossen Wasserkraftwerken >10 MW) und über den Kosten von Ausbaumassnahmen bestehender Wasserkraftwerke. Die geforderte Erhöhung des WZ-Max ist auch für diese Bandbreiten zu klein, um einen Einfluss auf die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft auszuüben. Die Technologien, welche aus erneuerbarer Energie Strom produzieren, werden künftig von der Regelung der kostendeckenden Einspeisevergütung profitieren.

### «Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien»



Figur 26: Bandbreiten der Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien in Rp./kWh (Prognos 2007)

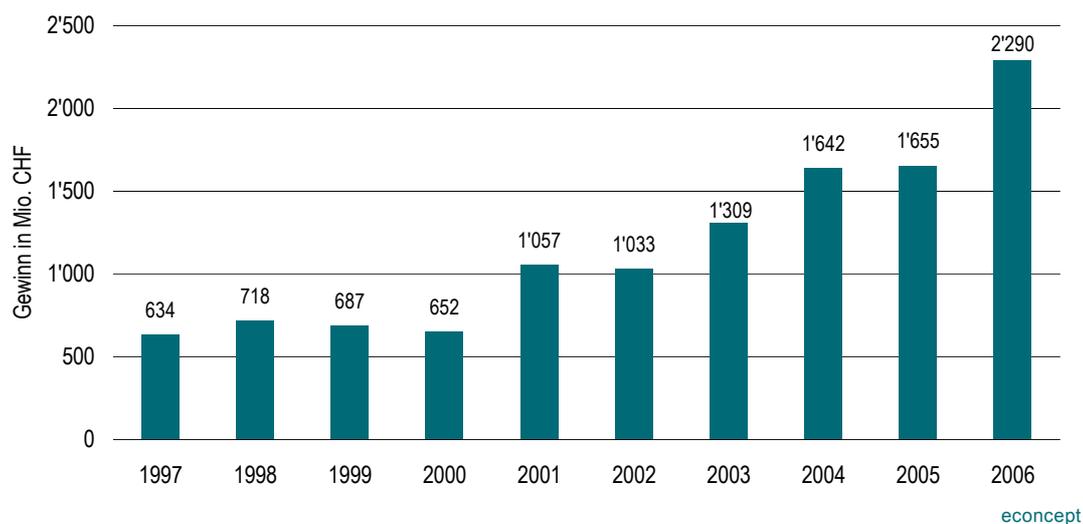
### 3.6 Gewinnentwicklung der Wasserkraftwerke

Neben dem Teuerungsausgleich und steigenden Spotmarktpreisen werden in den parlamentarischen Eingaben auch steigende Gewinne der Wasserkraftwerke als Argument für die Erhöhung des WZ-Max angeführt. Die Gewinnsteigerungen werden einerseits durch Preissteigerungen auf dem Grosshandelsmarkt und durch Kurssteigerungen der Aktien von Schweizer Elektrizitätsunternehmen belegt.

Zur Entwicklung der Gewinne der Wasserkraftwerke stehen keine Daten zur Verfügung. Die Schweizer Elektrizitätsstatistik (BFE 2008a) weist lediglich die aggregierte (nur teilweise konsolidierte) Bilanz und Erfolgsrechnung der Elektrizitätswirtschaft aus. Der Reingewinn der erfassten Unternehmen<sup>28</sup> stieg zwischen 1999 und 2006 von 0.63 auf 2.29 Mrd. CHF/a. Die Entwicklung der Reingewinne widerspiegelt die in den letzten Jahren stark erhöhten Abschreibungen, welche die Chancen für zusätzliche Gewinne in der Zukunft erhöhen, noch nicht (die Kursentwicklung der Aktien schweizerischer Elektrizitätsgesellschaften dürfte diesem Aspekt Rechnung tragen, s. unten).

<sup>28</sup> Enthalten sind 183 Elektrizitätsunternehmen, welche gemeinsam 95% der gesamtschweizerischen Landeserzeugung und 62.8% der gesamtschweizerischen Endversorgung (Verteiler) auf sich vereinen.

### «Reingewinn der Schweizer Elektrizitätsunternehmen 1997-2006»



Figur 27: Entwicklung des erwirtschafteten Reingewinns (zu laufenden Preisen) der Schweizer Elektrizitätsunternehmen von 1997 bis 2006 (BFE 2008a, 2002).

An den Finanzmärkten verzeichneten die Wertpapiere der Schweizer Elektrizitätsunternehmen in den letzten Jahren grosse Kursgewinne. Bei der Interpretation solcher Kursgewinne ist zu beachten, dass der Marktwert einer Unternehmung sich weniger an der aktuellen Gewinnsituation sondern an den zukünftig erwarteten Gewinnen orientiert. Die Kursgewinne könnten auch eine Einschätzung der Investoren widerspiegeln, in der die Schweizer Elektrizitätsunternehmen für die zukünftige Marktliberalisierung über eine gute Ausgangsposition verfügen. Gleichzeitig ist zu bedenken, dass die Schweizer Elektrizitätsunternehmen vermehrt zusätzliche Energiedienstleistungen anbieten und ihre Geschäftsaktivitäten ins europäische Ausland expandieren. Die Gewinn- und Kurssteigerungen sind deshalb auch auf das wachsende Geschäftsvolumen dieser Unternehmen (im Ausland) zurückzuführen.

## 3.7 Zukünftige Entwicklung im liberalisierten Markt

### 3.7.1 Die Liberalisierung des schweizerischen Strommarktes

Die Liberalisierung des schweizerischen Strommarktes erfolgt in zwei Etappen. In der ersten Etappe haben ab 1.1. 2009 grössere Endverbraucher oder Verteilwerke mit einem Jahresverbrauch von >100 MWh freien Marktzugang und können ihren Stromlieferanten frei wählen. Ab diesem Zeitpunkt gilt auch der freie Netzzugang für Produzenten und eine generelle Durchleitungspflicht. In der Stromrechnung der Endkonsumenten müssen die Übertragungs- und Verteilkosten separat von den Kosten der Stromlieferung ausgewiesen werden, was voraussetzt, dass die Stromversorgungsunternehmen getrennte Kosten-/Leistungsrechnungen für die Stromproduktion und die Übertragung/Verteilung erstellen.

Gemäss Art. 6 Abs. 1 StromVG gilt, dass die Betreiber der Verteilnetze in ihrem Netzgebiet den festen Endverbrauchern (ohne Anspruch auf Netzzugang) und jenen Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern können.

Art. 4 Abs. 1 der StromVV macht folgende Vorgaben für die Tarife von Energielieferungen an feste Endverbraucher: «Der Tarifanteil für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung orientiert sich an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers. Überschreiten die Gestehungskosten die Marktpreise, orientiert sich der Tarifanteil an den Marktpreisen.»

In der zweiten Etappe der Marktöffnung, haben alle Strombezüger Zugang zum Strommarkt. Laut Art. 7 des StromVG besteht für Endverbraucher mit weniger als 100 MWh/a ein 'Wahlmodell abgesicherte Stromversorgung'. Die Betreiber der Verteilnetze haben die erforderlichen Massnahmen zu treffen, damit sie in ihrem Netzgebiet den Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte, die von ihrem Netzzugang nach Artikel 13 Absatz 1 StromVG keinen Gebrauch machen, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität zu angemessenen Tarifen liefern können.

Diese Ausführungen zeigen, dass für die ersten fünf Jahre für die kleinen und mittleren Endverbraucher (<100 MWh/a) und für die grossen Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten, die Elektrizität zu kostenorientierten Tarifen geliefert werden muss. Nach der vollen Marktöffnung gilt dies noch für die Endbezüger mit <100 MWh Jahresverbrauch, welche auf den freien Marktzugang verzichten. Die Lieferverpflichtungen der Betreiber der Verteilnetze bestehen nur solange, als die Endbezüger keinen freien Marktzugang fordern und im Grundversorgungsmodell bleiben. Dabei gilt der Grundsatz «einmal frei, immer frei».

Diese Vorgaben von StromVG und StromVV können dazu führen, dass weiterhin ein relevanter Teil der Stromlieferungen von den Betreibern der Verteilnetze zu kostenorientierten Tarifen erfolgen wird (administrative 'politische' Preisvorgabe). Das Ausmass der Inanspruchnahme des Netzzugangs hängt vom Verhältnis zwischen den am (europäischen) Markt geltenden Lieferpreisen und den jeweiligen kostenorientierten Tarifen der Grundversorgung ab. Sind die Tarife der Grundversorgung günstiger, wird der Netzzugang wenig beansprucht werden (trifft heute für die Situation in diversen Regionen zu: beispielsweise im EWZ-Gebiet oder im NOK-Gebiet).

Momentan sind die schweizerischen Produktionspreise tendenziell tiefer als die Marktpreise. Strombezüger haben in einer solchen Situation kaum Interesse am Netzzugang und dem Wechsel des Lieferanten, weil sie dadurch bei ihrem bisherigen Betreiber des Verteilnetzes aus der günstigeren Grundversorgung zu kostenorientierten Tarifen hinausfallen würden. Dies führt zu einer Verzögerung der Liberalisierung und vor allem zu einer u.U. starken Verzögerung der Anpassung der Schweizer Lieferantenpreise an das internationale Niveau der Produzentenpreise (es sei denn, die EVU finden andere Wege und

Argumente zu Preiserhöhungen (vgl. die Diskussionen zu den zurzeit angekündigten Preiserhöhungen vieler EVU)).

Viele Kantone befinden sich zurzeit in einer Doppelrolle, beispielsweise die Kantone Aargau, Glarus, Zürich, St. Gallen, Thurgau, Schaffhausen, Schwyz, Appenzell A.-Rh. und Zug als Aktionäre und Verwaltungsräte von NOK-AXPO sowie zum Teil der kantonalen Verteilwerke. Dabei müssen sie sich mit widersprechenden Zielsetzungen auseinandersetzen. Einerseits haben sie aus industrie- und standortpolitischen Gründen ein Interesse an tiefen Strompreisen, insbesondere dann, wenn sie stromintensive Betriebe aufweisen. Als Aktionäre der NOK-AXPO müssten sie dagegen danach trachten, für die NOK-Stromlieferungen (europäische) Marktpreise zu erzielen. In der gegenwärtigen Situation würde das zu deutlichen Erhöhungen der Lieferpreise und zu hohen (Windfall-) Zusatzgewinnen führen. Es wird interessant sein, wie sich diese Kantone in Zukunft verhalten werden und wie lange politische Einflüsse über die kantonalen Verwaltungsräte und Aktionäre eine Angleichung der Lieferpreise an das europäische Niveau der Stromproduktionskosten verzögern werden. Langfristig ist aber davon auszugehen, dass sich die europäischen Marktpreise durchsetzen werden. Diese hängen von den für den jeweiligen Lieferzeitpunkt massgeblichen Systemgrenzkosten ab, allenfalls mit grossregionalen Differenzen infolge knapper Transportkapazitäten und der Transportkosten.

Bei den hier gemachten Aussagen zu den aktuellen und künftigen Wasserzinsen, insbesondere zur ressourcenorientierten Wasserzinsfestsetzung, müssen kurz- und mittelfristig diese regulierungsbedingten politischen Einflussfaktoren mitberücksichtigt werden. So muss bei der Abschätzung der nicht am Markt beobachtbaren Nettoerträge (Residualgewinne) der Produzenten beachtet werden, dass je nach Grundversorgungsanteil und politischer Einflussnahme der Aktionäre nicht die am Markt möglichen Nettoerträge realisiert werden, falls die Anpassung ans europäische Stromlieferungsniveau verzögert wird. Die Vernachlässigung dieser Tatsache könnte zu einer zu starken Erhöhung der Wasserzinse führen.

### **3.7.2 Grosshandelspreise**

Die Marktöffnung in der Schweiz führt mit den oben erläuterten Verzögerungen langfristig zum verstärkten Anschluss an den europäischen Strommarkt. Durch den freien Netzzugang wird ein derzeitiges Handelshemmnis für die Schweizer Produzenten und Konsumenten aufgehoben. Langfristig wird es zu einer weiteren Angleichung der Stromgrosshandelspreise an die Nachbarländer kommen. Dabei ist festzuhalten, dass derzeit auch zwischen den verschiedenen Ländern teilweise grosse Unterschiede in den Börsenpreisen vorliegen.

Europäische Bestrebungen beabsichtigen, die häufigen und handelshemmenden Übertragungsempässe an den europäischen Landesgrenzen zu lösen. Aktuell werden die Kapazitäten der grenzüberschreitenden Kuppelleitungen auktioniert, was Importe und Exporte in den Engpassperioden verteuert und damit erschwert. Die Aufhebung der Kapazitätsempässe dürfte den internationalen Handel weiter verstärken. Von der intensi-

vierten Wettbewerbssituation wird eine drosselnde Wirkung auf die Grosshandelspreisentwicklung erwartet (IfnE 2007).

### 3.7.3 Angebotslücke: Kapazitäten, Produktionstechnologien und Gestehungskosten

In vielen europäischen Ländern, allen voran in Italien und so wie es zurzeit aussieht auch in Deutschland, zeichnet sich wie in der Schweiz eine künftige Angebotslücke ab. Die europäischen Überschusskapazitäten wurden in den letzten Jahren kontinuierlich abgebaut, was unter anderem die beobachteten massiven Preissteigerungen an den Spotmärkten seit 1999 erklärt. 1999 lagen die durchschnittlichen Spotmarktpreise deutlich unter den durchschnittlichen langfristigen (nicht variablen) Gestehungskosten, heute liegen sie klar darüber (siehe auch Figur 14).

Mit welchen Technologien und energiepolitischen Strategien die prognostizierten Angebotslücken in Zukunft geschlossen werden sollen, ist in den meisten Ländern noch nicht beschlossen. So ist unter anderem in vielen Ländern offen, welche Rolle die Kernenergienutzung spielt und ob Beschlüsse zum Ausstieg aus der Atomenergie umgesetzt werden (z.B. Deutschland und Schweden). Der künftige Stellenwert der fossilen Stromproduktion ist ebenfalls unklar. Einerseits aufgrund der hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen; andererseits aufgrund der Entwicklung der fossilen Energiepreise und von allfälligen CO<sub>2</sub>-Abgaben bzw. Emissionsreduktionsverpflichtungen, welche die fossilen Stromgestehungskosten massiv erhöhen können. Bei Erdöl und Gas werden in Zukunft knappheitsbedingte Preissteigerungen erwartet. Bei der Kohle werden Preissteigerungen nicht primär aufgrund des Ressourcenpreises sondern aufgrund der Belastungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. der zunehmenden Belastungen durch CO<sub>2</sub>-Abgaben erwartet. Umweltaspekte und erlassene Umweltauflagen spielen eine wichtige Rolle für Entscheidungen betreffend dem zukünftigen Kraftwerkpark. Die Rolle von erneuerbaren Stromproduktionsmöglichkeiten und von Stromeffizienzmassnahmen hängt stark von der Politik (Umsetzung von Stromeffizienzmassnahmen, Höhe der Förderung Erneuerbarer), den bestehenden Potenzialen (bei den Erneuerbaren zum Teil begrenzt) und der Technologieentwicklung ab (Kosten der Stromproduktion aus Erneuerbaren). Bei der Wasserkraft in der Schweiz sind die potenziell nutzbaren Kapazitäten bereits weitgehend ausgeschöpft. Unter Berücksichtigung der künftigen Einbussen infolge der Umsetzung der Restwasservorschriften und der veränderten künftigen Abflussverhältnisse wegen des Klimawandels kann in Zukunft nur noch mit geringen Produktionssteigerungen bei der Wasserkraft gerechnet werden.

Die gewählten Produktionstechnologien, die Technologieentwicklung, die Preisentwicklung der eingesetzten primären Energieträger sowie die Ausgestaltung von Klima- und Umweltauflagen und -abgaben werden die künftigen **Gestehungskosten** bestimmen. Der rechtzeitige Ausbau der Kapazitäten im gesamten europäischen Markt bzw. allfällige künftige Engpässe werden die mittel- bis langfristige Strom**preisentwicklung** beeinflussen. Falls der rechtzeitige Ausbau der Kapazitäten bzw. die Reduktion der Nachfrageentwicklung durch Stromeffizienzmassnahmen nicht gelingen sollten, sind infolge der

relativ unelastischen Elektrizitätsnachfrage Perioden mit starken Strompreisschwankungen (hohe Preisausschläge) mit deutlich steigenden mittleren Strompreisen zu erwarten. Ein europäischer Nachfrageüberhang würde deshalb zu einem generellen Preisanstieg führen, was den aktuellen Inhabern von Wasserkraftwerken die Abschöpfung von (hohen) Knappheitsrenten ermöglichen würde.

### 3.7.4 Neue Kostenkomponenten durch Unbundling und Swissgrid

Die Strommarktliberalisierung fordert die Entbündelung des Übertragungsnetzes. Dadurch fallen neue Kostenkomponenten an<sup>29</sup>. Dazu gehören beispielsweise das Entgelt für Netzdienstleistungen durch die neu gegründete Swissgrid von 0.9 Rp./kWh, andere Durchleitungskosten und die kostendeckende Einspeisevergütung von 0.45 Rp./kWh (für 2009). Diese Kostenkomponenten sind fix. Das heisst, sie sind weder durch die Marktsituation noch durch Kostensenkungsmassnahmen der Produzenten beeinflussbar. Bei bisher integrierten Stromversorgern (Produktion bis Endkundenbelieferung) müssen deshalb Gewinnschwankungen (Veränderungen in der Differenz von Gestehungskosten und Verkaufspreis) auf einem kleineren Abschnitt der Wertschöpfungskette aufgefangen werden (ohne die stabile Hochspannungstransmission), was zu einer höheren Volatilität der Gewinne führt. Diesem gesteigerten Geschäftsrisiko muss durch die Bildung von Liquiditätsreserven und verstärkter Eigenkapitalfinanzierung begegnet werden.

Die Begründung der höheren Kosten und Tarife der Übertragung und der Systemdienstleistungen durch Swissgrid ist bis auf den Anteil für die Einspeisevergütungen umstritten. Die Begründungen von Swissgrid und von diversen Überlandwerken und Verteilnetzbetreibern rufen nach weiteren Klärungen. So reklamiert Swissgrid höhere Kosten für den Einkauf von Reserveleistung (Kapazität eines Grosskraftwerkes). Der Einkauf erfolgt vermutlich mehrheitlich bei den ehemaligen Kantonswerken und Swissgrid- Aktionären. Diese müssen diese Reserven nicht mehr selbst bereithalten und finanzieren, sondern verkaufen sie jetzt der Swissgrid zu aktuellen Marktpreisen und nicht mehr kostenorientiert. Das führt zu einer schnelleren Anpassung an die Marktpreise und zu höheren Erträgen bei den Lieferanten der Reserveleistung. Interessanterweise dürften das zum Teil diejenigen Unternehmungen sein, die als Verteilnetzbetreiber nun höhere Preise fordern und mit den gestiegenen Netz- und Systemdienstleistungskosten von Swissgrid begründen.

Die zum Teil erstaunlichen aktuellen Preiserhöhungsbegehren von Verteilnetzbetreibern deuten darauf hin, dass die Preisdifferenz zwischen schweizerischen Produzentenpreisen und den europäischen Preisen trotz politischer Hindernisse in absehbarer Zeit abgebaut sein wird.

---

<sup>29</sup> Bei integrierten Gesellschaften sollten jedoch auch Kosten wegfallen. Zudem sollte die Zusammenfassung der bisherigen Bilanzkreise zu einem einzigen Bilanzkreis Schweiz auch Kostenreduktionen ermöglichen.

## 4 Ansätze zur Anpassung der Wasserzinsvorschriften

Im Folgenden werden die Argumente der parlamentarischen Eingaben als Grundlage für die Diskussion der verschiedenen Varianten einer Änderung der Ausgestaltung des Wasserzinsmaximums genommen. Tabelle 8 zeigt eine Übersicht der parlamentarischen Vorstösse und die darin geforderten Änderungen in Bezug auf das WZ-Max. Für jede Variante werden jeweils die Auswirkungen auf die Einnahmen der Gemeinwesen und die Gestehungskosten der Kraftwerksbetreiber aufgezeigt.

	Jean-Noël Rey	Rolf Escher	Christoffel Brändli	Fässler-Oster- walder Hildegard	Hansheiri Inderkum	Sep Cathomas
	Postulat	Interpellation	Interpellation	Postulat	Motion <sup>30</sup>	Postulat
	24.03.2006	22.03.2007	20.06.2007	21.06.2007	21.12.2007	20.03.2008
Erhöhung des WZ-Max	x				x	x
Indexierung des WZ-Max			x		x	
Speicherzuschlag	x			(x)	x	x
Abschaffung des WZ-Max		x				
Teilzweckbindung				x		

Tabelle 8: Übersicht der Hauptanliegen der parlamentarischen Eingaben mit Bezug zum Wasserzinsmaximum (eigene Darstellung).

<sup>30</sup> → Initiative UREK-S

## 4.1 Erhöhung des Wasserzinsmaximums

Die Begründungen, die in den parlamentarischen Eingaben mit dem Ersuchen um Erhöhung des Wasserzinsmaximums vorgebracht werden, lassen sich in zwei Hauptargumente zusammenfassen:

- Ausgleich des Kaufkraftschwundes der Wasserzinseinnahmen der Gemeinwesen: Teuerungsausgleich seit der letzten WZ-Max-Erhöpfung von 1997
- Höhere Entschädigung der Ressource Wasserkraft aufgrund gestiegener Wertschöpfung der Wasserkraftnutzung.

Tabelle 9 stellt die WZ-Max-Erhöhpungen seit 1918 den seit der jeweils letzten Anpassung notwendigen Erhöhpungen für den Teuerungsausgleich gegenüber. Die sechste Spalte zeigt den Anteil des Teuerungsausgleichs an den nominalen WZ-Max-Erhöhpungen. Die nominalen WZ-Max-Erhöhpungen lagen jeweils höher als der reine Teuerungsausgleich. Einzig bei der WZ-Max-Erhöpfung 1968 wurde die Teuerung gegenüber 1953 nicht vollständig ausgeglichen (gegenüber 1918 jedoch schon, siehe auch Figur 8). Der politische Entscheid für die vorgeschlagene Erhöpfung des WZ-Max um 20 CHF auf 100 CHF/kW<sub>br</sub> wäre zu 47% (9.44 CHF/kW<sub>br</sub>) durch den Kaufkraftschwund begründet. Die verbleibenden 53% wären durch den gestiegenen Wert der Ressource Wasserkraft zu begründen (Stand September 2008).

Jahr	Entwicklung des WZ-Max in CHF/kW <sub>br</sub>		Erhöpfung des WZ-Max in CHF/kW <sub>br</sub> (pro Periode)		%Anteil an der WZ-Max-Erhöpfung (pro Periode)		Realer Anstieg des WZ-Max seit 1918 in %
	nominal	WZ-Max <sub>1918</sub> mit Teuerungsausgleich	nominal in CHF/kW <sub>br</sub>	davon Teuerungsausgleich	Teuerungsausgleich	Realer Anstieg des WZ-Max	
1918	8.18	8.18					
1953 (1962)	13.60	9.34 (10.72)	5.42	1.16 (2.54)	21% (47%)	79% (53%)	46% (13%)
1968	17.00	13.13	3.40	5.52	100%*	Werteinbusse*	29%
1977	27.19	20.77	10.19	9.88	97%	3%	31%
1986	54.00	28.34	26.81	9.92	37%	63%	91%
1997	80.00	37.64	26.00	17.71	68%	32%	113%
2008	100.00	42.08	20.00	9.44	47%	53%	138%

\* Die Wasserzinserhöpfung um 3.40 CHF/kW<sub>br</sub> wird voll zugunsten des Teuerungsausgleichs eingesetzt, der 5.52 CHF/kW<sub>br</sub> betragen müsste. D.h. die Teuerung wird nicht voll ausgeglichen = reale Werteinbusse.

Tabelle 9: Anteil des Teuerungsausgleichs an den Parlamentsentscheiden zur WZ-Max-Erhöpfung. Die per 1953 beschlossene WZ-Max-Erhöpfung wurde in 10 Schritten bis 1962 umgesetzt (eigene Berechnungen)

Im Folgenden werden die Argumente für den Teuerungsausgleich gemäss dem Konsumentenpreisindex und für die höhere Entschädigung der Ressource Wasserkraft aufgrund ihrer Wertsteigerung diskutiert.

#### 4.1.1 Argument 1: Teuerungsausgleich

Die **Konsumentenpreise (KPI)** sind seit der letzten WZ-Max-Erhöhung im Mai 1997 bis Juni 2008 um 12.5% gestiegen. Dies entspricht einem Kaufkraftschwund der Wasserzinseinnahmen der Gemeinwesen von 10 CHF/kW<sub>br</sub>. Der Ausgleich der real gesunkenen Einnahmen erfordert somit die Erhöhung des Wasserzinsmaximums von bisher 80 CHF auf 90 CHF pro kW<sub>br</sub>.

Diese Argumentation des Teuerungsausgleiches gründet im Bestreben, die reale ökonomische Situation, wie sie per 1998 beschlossen wurde, wiederherzustellen. Allerdings tut sie dies einseitig aus der **Perspektive der Gemeinwesen (Besitzstandswahrung)**, für welche die Wasserzinse eine Finanzierungsquelle für vielfältige kostenwirksame Aufgaben darstellen. Daher wird in diesem Zusammenhang auch häufig von einem «Steuer-ausfall» aufgrund der Teuerung gesprochen.

Aus der **Perspektive der Kraftwerkeigentümer** ist die Erhöhung der Kostenkomponente Wasserzins gemäss dem Anstieg der Konsumentenpreise nicht zwingend gleichbedeutend mit der Wiederherstellung der Situation im Jahr 1998. Dies trifft nur dann zu, wenn ihre übrigen Kosten und die erzielten Strompreise der gleichen Wachstums- bzw. Teuerungsrate wie die Konsumentenpreise unterworfen wären (siehe dazu auch Abschnitt 4.2).

#### 4.1.2 Argument 2: Höhere Entschädigung der Ressource Wasserkraft

Das zweite Argument fordert die Erhöhung des Wasserzinsmaximums aufgrund des gestiegenen Wertes der Wasserkraft. Diese Aussage wird wie folgt begründet:

- Gestiegene Gewinnmargen der Wasserkraftwerke aufgrund gestiegener Grosshandelspreise für Strom
- Gestiegener Wert der Ressource Wasserkraft im Vergleich mit anderen Stromproduktionstechnologien.

##### *Gestiegene Gewinnmargen*

Das erste Argument basiert auf der betriebswirtschaftlichen Perspektive der Wasserkraftwerke und versucht anhand der am Markt erzielten Ressourcenrente (Gewinne) den gestiegenen Wert der Ressource Wasserkraft aufzuzeigen. Dabei wird vornehmlich auf den gestiegenen Strompreis für alle Produktionstechnologien abgestellt (Knappheitsrenten).

- Konkret wird mehrmals der Anstieg des **Spotmarkt-Index SWEP** (Jahresmittel) von 2.8 Rp./kWh im Jahr 1999 auf 10 Rp./kWh im Jahr 2007 bzw. auf 13.8 Rp./kWh. im laufenden Jahr 2008<sup>31</sup> verwiesen. Dies ergibt eine Preissteigerung um 257% bzw. 392%. In Abschnitt 3.3 wird die Berechnung und Bedeutung des SWEP erläutert. Dar-

<sup>31</sup> Bzw. auf den durchschnittlichen SWEP zum jeweiligen Zeitpunkt der parlamentarischen Eingabe.

aus geht hervor, dass der SWEP nicht zur Abschätzung des durchschnittlichen Schweizer Grosshandelspreises geeignet ist. Einerseits erfasst er ein Handelsvolumen, das weniger als 1% des Gesamtverbrauchs in der Schweiz entspricht. Andererseits werden Spotmarktpreise stark von den im Markt verfügbaren Kapazitätsreserven zum Ausgleich von **kurzfristigen** Angebot-Nachfrage-Ungleichgewichten bestimmt. Dies zeigt sich darin, dass der SWEP 1999 weit unter den durchschnittlichen Gesteungskosten und unter dem Importpreis lag. 2007 lag er hingegen deutlich über den Exportpreisen (siehe Figur 14).

- Die **Exportpreise** stiegen in dieser Zeit um 74%, die **Importpreise** lediglich um 35%.
- Die **europäischen Bandenergiepreise** werden gemäss den derzeitigen Kursen der Year Baseload Futures (Figur 15 und Figur 16) bis 2009 auf ca. 80 €/MWh (13 Rp./kWh) steigen und sich dort in den nächsten 5 Jahren stabilisieren. Im ersten Quartal 2008 lagen die Erwartungen lange unter 60 €/MWh (9.8 Rp./kWh).
- Zur Entwicklung der **Gesteungskosten** in diesem Zeitraum liegen keine konkreten Daten vor. Für den Zeitraum 1995 bis 2000 fanden Banfi et al. (2004) keine Kostenanstiege. Auch bestehen derzeit wenig Anhaltspunkte für einen signifikanten Kostenanstieg in der Zukunft. Viele Kraftwerke haben bereits bei der Ankündigung der Strommarktliberalisierung zwischen 1997 und 2000 grosse Sonderabschreibungen auf ihren Anlagen getätigt, was in Zukunft kostendämpfend wirken wird (Figur 18 bis Figur 21). Einzig eine deutliche Erhöhung des Zinsniveaus in der Schweiz könnte über höhere Fremdkapitalkosten zu Kostenerhöhungen führen<sup>32</sup>. Für neuerstellte und zukünftige Anlagen kann der Baukostenindex als Indikator für die Entwicklung der Investitionskosten verwendet werden. Dieser ist seit der letzten WZ-Max-Erhöhung um 21-29% gestiegen (Figur 9).
- Die **Aussage** «Die Durchschnittspreise für Spitzenenergie sind an der Schweizer und an europäischen Strombörsen von 2,8 Rappen/kWh im Jahr 1999 bis auf 12,4 Rappen/kWh im Jahr 2006 gestiegen. Bei 35 TWh Wasserkrafterzeugung erzielten die Elektrizitätswerke 2006 rund 3,3 Milliarden Franken Mehreinnahmen gegenüber 1999» **ist nicht korrekt** (Fässler-Osterwalder 2007). Wie bereits mehrfach erläutert ist die Entwicklung des SWEP nicht repräsentativ für die Entwicklung der durchschnittlich erzielten Produzentenpreise, weil nur ein geringer Teil der Produktion mit SWEP-Preisen abgesetzt wurde und dieser die Kapazitätsreserven im europäischen Markt widerspiegelt. Der SWEP kann deshalb auch nicht direkt zur Berechnung der Erträge der Wasserkraftwerke herangezogen werden. Richtig ist, dass im Jahr 2007 mit Wasserkraft 36.4 TWh erzeugt wurden. Davon entfallen jedoch lediglich 55% oder 19.8 TWh auf Speicherkraftwerke, die restlichen 45 % wurden von Laufwasserkraftwerken produziert. Laufwasserkraftwerke erzeugen Band- und nicht Spitzenenergie (BFE 2008a).

<sup>32</sup>Nur bei den noch bestehenden Fremdkapitalschulden und zudem für Obligationen verzögert.

- Der **erwirtschaftete Reingewinn der Elektrizitätswirtschaft** ist gemäss Figur 27 von 718 Mio. CHF im Jahr 1999 auf 2'290 Mio. CHF im Jahr 2006 gestiegen (hier sollte eigentlich nicht der verteilbare Reingewinn betrachtet werden, da dieser Gewinnvorträge von Vorjahren enthält). Dabei bleibt unklar, wieweit die Gewinnzunahme durch Gewinne beim Verkauf der Produktion der Wasserkraftwerke (Hydrologie, höhere Absatzpreise) oder durch Effizienzgewinne bei der Höchstspannungsübertragung, der regionalen oder lokalen Verteilung, beim Vertrieb/Verkauf oder durch die Auktion knapper Höchstspannungs-Übertragungskapazitäten erzielt wurden.
- Die börsenkotierten **Schweizer Elektrizitätsunternehmen** konnten in den letzten Jahren massive **Kursgewinne** verbuchen. Das sind zwar starke Indizien für höhere Produktionsnettoerlöse. Gemäss Abschnitt 3.6 können daraus jedoch keine direkten Folgerungen für die Entwicklung der Gewinne von Wasserkraftwerken abgeleitet werden (siehe auch Punkt «erwirtschafteter Reingewinn der Elektrizitätswirtschaft»).

Die Terminmärkte weisen künftig auf weiter steigende Grosshandelspreise hin. Das Ausmass der in den parlamentarischen Vorstössen beschriebenen Preissteigerungen wurde zwar relativiert. Trotzdem trifft bei stabilen Gestehungskosten die Aussage zu, dass die Gewinnmargen der Kraftwerke seit der letzten WZ-Max-Erhöhung signifikant gestiegen sind.

Der Gewinn nach Abzug der Eigenkapitalzinsen entspricht der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Ressourcenrente. Auch unter der Annahme eines leichten Anstiegs der marktgerechten Eigenkapitalzinsen ist somit die **Ressourcenrente der Wasserkraft seit 1998 gestiegen** (siehe auch Figur 14).

#### *Gestiegener Wert der Ressource Wasserkraft gegenüber anderen Produktionstechnologien*

Die zweite Begründung für den Wertzuwachs der natürlichen Ressource Wasserkraft basiert auf dem qualitativen Vergleich mit anderen Produktionstechnologien. Die folgenden Punkte zeigen, dass der Wert des Stroms aus der Nutzung von Wasserkraft gegenüber anderen Produktionstechnologien gestiegen ist.

- Als Strom aus erneuerbarer Energie lässt sich dieser besser vermarkten, beispielsweise mit einem **Ökostrom**-Label.
- Als CO<sub>2</sub>-freie Technologie ergibt sich gegenüber den fossilen Produktionstechnologien, welche einer **CO<sub>2</sub>-Abgabe** oder Kompensationsverpflichtungen unterliegen, ein Kostenvorteil.
- Die massiv **gestiegenen Preise für die primären Energieträger** der fossilen Stromproduktionstechnologien führen ebenfalls zu einem Kostenvorteil der Wasserkraftnutzung.

Dieser Anstieg des relativen Wertes der Ressource Wasserkraft begründet eine Erhöhung der realisierbaren Ressourcenrente. Wieweit das gestiegene Ertragspotential am Markt durch höhere Preise realisiert werden kann, hängt vom unternehmerischen Geschick der Wasserkraftwerkbetreiber ab sowie von ihren Möglichkeiten, die höhere Wert-

schätzung der Hydroelektrizität effektiv auf die Absatzpreise zu überwälzen (vor der Marktöffnung bzw. bei partieller Marktöffnung sind in den noch nicht liberalisierten Bereichen Preiserhöhungen, die nicht durch Kostenerhöhungen begründet sind, nicht ohne weiteres durchsetzbar).

#### *Verteilung der gestiegenen Ressourcenrente/ Wert der Ressource*

Steigt die realisierbare Ressourcenrente infolge verknappungsbedingter Höherbewertung der Hydroelektrizität bzw. infolge einer Verteuerung der übrigen Stromproduktionstechnologien (Knappheitsrente), stellt sich die Frage, wem die höhere Ressourcenrente zusteht. In Abschnitt 2.3 wird argumentiert, dass die Verteilung letztlich unklar ist und in der Praxis bisher weitgehend politisch durch den Gesetzgeber mit der Festsetzung des Wasserzinsmaximums gefällt wurde. Grundsätzlich scheint es fair, dass der hauptrisikotragende Partner des Konzessionsverhältnisses (der Investor) einen grösseren Anteil an der (zusätzlichen) Ressourcenrente beansprucht (auch wenn - wie vorne erwähnt - auch der Ressourceneigner ein gewisses Risiko eingeht: Dass beispielsweise die Ressourcen Wasser und Landschaft während der Laufzeit der Konzession an Wert gewinnen (z.B. für touristische Wertschöpfung), was auch eine höhere Abgeltung begründet).

### 4.1.3 Kosten der Konzessionäre

Die geforderte Erhöhung der Wasserzinse von 80 auf 100 CHF/kW<sub>br</sub> bedeutet für die Wasserkraftwerke im Schnitt einen Anstieg des Kostenanteils der Wasserzinse von 1.2 auf 1.5 Rp./kWh. Tabelle 10 zeigt die Veränderung der Gestehungskosten pro Kraftwerktyp. Insgesamt steigen die mittleren Gestehungskosten von 6.1 auf 6.4 Rp. kWh.

Gestehungskosten [Rp./kWh]	bei 80 CHF/kW <sub>br</sub>	bei 100 CHF/kW <sub>br</sub>	Zusätzliche Belastung
Niederdruck-Laufkraftwerke	4.8	5.1	+ 0.3
Hochdruck-Laufkraftwerke	4.9	5.2	+ 0.3
Speicherkraftwerke ohne Pumpen	5.7	6.0	+ 0.3
Speicherkraftwerke mit Pumpen	7.0	7.3	+ 0.3
Insgesamt	6.1	6.4	+ 0.3

Tabelle 10: Auswirkung der Wasserzinserhöhung von 80 auf 100 CHF/kW<sub>br</sub> auf die Gestehungskosten (in Rp./kWh) der verschiedenen Kraftwerktypen (Quelle: Banfi et al. 2004, eigene Berechnungen).

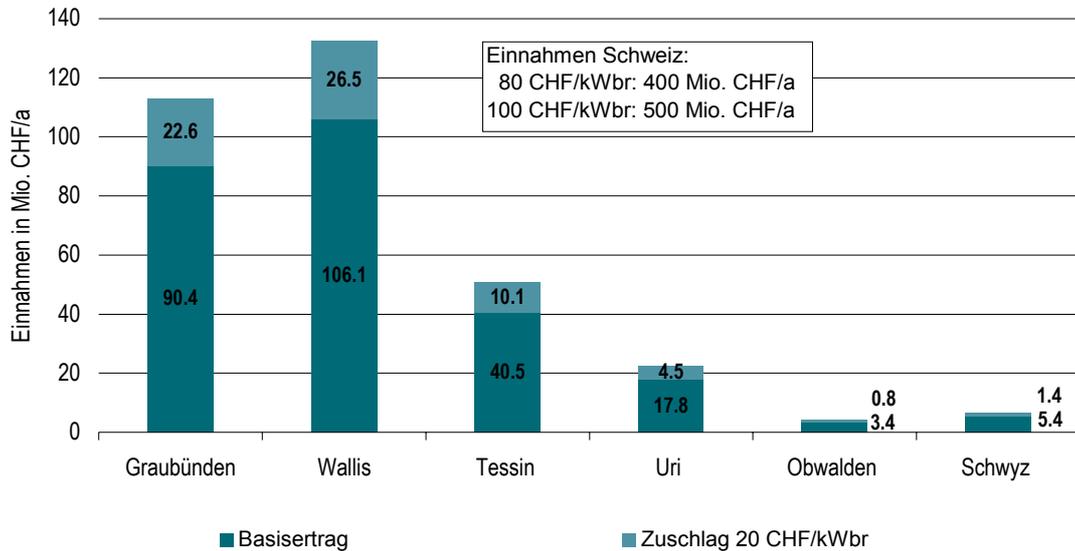
### 4.1.4 Einnahmen der Gemeinwesen

Die Erhöhung des WZ-Max von 80 auf 100 CHF/kW<sub>br</sub> führt bei den Gemeinwesen zu zusätzlichen Einnahmen von rund 100 Mio. CHF. Figur 28 zeigt die Mehreinnahmen unter der Annahme der vollständigen Ausschöpfung des Maximalsatzes<sup>33</sup>. Im Kanton

<sup>33</sup> Die Angaben können sich von denjenigen im Abschnitt 2 unterscheiden, welche für das Jahr 2000 direkt bei den Gemeinwesen erhoben wurden. Tatsächlich wird das bundesrechtliche Wasserzinsmaximum nicht überall ausgeschöpft, so beispielsweise im Kanton Graubünden. Die hier dargestellten Berechnungen basieren auf den Angaben der RKGK aus dem Jahr 1996 zur konzidierten Bruttowasserkraft für Lauf- und Speicherkraftwerke. Die genutzte Wasserkraft durch Wasser-

Wallis steigen die Einnahmen für Gemeinden und Kanton von 106.1 Mio. CHF/a um 26.5 Mio. CHF/a auf 132.6 Mio. CHF/a. Falls die WZ-Max-Erhöhung nicht bei allen Konzessionsverhältnissen umgesetzt werden kann, werden die zusätzlichen Einnahmen aus Wasserzinsen entsprechend geringer ausfallen.

#### «Wasserzinseinnahmen bei Erhöhung des WZ-Max auf 100 CHF/kW<sub>br</sub>»



econconcept

Figur 28: Anstieg der Einnahmen der Gemeinwesen (Kantone, Gemeinden, Korporation, Wuhrgemeinschaften) durch die Erhöhung des WZ-Max von 80 auf 100 CHF/kW<sub>br</sub>. Annahme: die Erhöhung kann bei sämtlichen Konzessionsverhältnissen durchgesetzt werden (Quelle: Banfi et al. 2004, eigene Berechnungen).

### 4.1.5 Fazit und Empfehlung

#### Argument des Teuerungsausgleichs

Die Erhöhung des Wasserzinsmaximums wird durch den Anstieg der Konsumentenpreise seit der letzten WZ-Max-Erhöhung und mit dem Anstieg des Wertes der Ressource Wasserkraft begründet. Das erste Argument entspricht der Perspektive der Konzedenten, welche durch den Teuerungsausgleich die Besitzstandswahrung erreichen wollen. Es ist nur dann gerechtfertigt, wenn auch die Ertragsseite die Teuerungsentwicklung mitgemacht hat, was für den Zeitraum von 1997 – 2008 zutrifft. Der Teuerungsausgleich für den Zeitraum seit der letzten Erhöhung beträgt 9.44 CHF/kW<sub>br</sub>. Durch die Erhöhung des WZ-Max um 20 CHF/kW<sub>br</sub> auf 100 CHF/kW<sub>br</sub> würden die Einnahmen der konzedierenden Gemeinwesen von 400 auf 500 Mio. CHF/a steigen. Gegenüber 1997 entspricht dies einer **realen Erhöhung** der Einnahmen von rund 10%, womit nicht nur die Teuerung

kraftwerke mit einer Leistung > 1MW ist seither kaum gestiegen. Die Erträge wurden als Produkt des WZ-Max und der konzedierten Bruttoleistung des Jahres 1996 berechnet. Die Speicherzuschläge basieren auf dem Verhältnis der jährlichen Zuflüsse in m<sup>3</sup> zum nutzbaren Speichervolumen in m<sup>3</sup> und müssen für jedes Kraftwerk einzeln erfolgen. Diese Daten liegen lediglich für die Mitglieder der RKGK vor und stammen ebenfalls aus dem Jahr 1996.

ausgeglichen würde, sondern auch ein Beitrag für die Wertsteigerung der Ressource erzielt würde.

#### *Argument des Anstiegs der Residualgewinne*

In Abschnitt 4.1.2 wurde gezeigt, dass die durchschnittlichen durch die Wasserkraftwerk-eigner erwirtschafteten Residualgewinne seit der letzten WZ-Max-Erhöhung gestiegen sind. Dies ergibt sich aus den gestiegenen Preisindikatoren für den Grosshandelspreis in der Schweiz (Import-/Exportpreise, Swissix, SWEP, europäische Preisindizes) und die relativ konstanten Gestehungskosten. Aufgrund der Marktöffnung und der prognostizierten Kapazitätslücke in Europa ist auch mit einem weiteren Anstieg der durchschnittlichen Knappheitsrenten und damit der Ressourcenrenten zu rechnen. Die aktuellen Kurswerte an den europäischen Strombörsen weisen tendenziell auf weiter steigende Grosshandelspreise und damit auf steigende Ressourcenrenten für bestehende Wasserkraftwerke hin. Die Erhöhung der durchschnittlichen Gestehungskosten um 0.3 Rp./kWh aufgrund einer WZ-Max-Erhöhung auf 100 CHF/kW<sub>br</sub> entspricht jedoch lediglich einer teilweisen Abschöpfung der zusätzlichen Ressourcenrente. Die übrigen Gestehungskosten sind seit der letzten WZ-Max-Erhöhung kaum gestiegen und die Preissteigerungen übersteigen die 0.3 Rp./kWh um ein Vielfaches (s. Figur 14)

#### *Argument des komparativen Vorteils gegenüber anderen Produktionstechnologien*

Der Wert der natürlichen Ressource Wasserkraft stieg im qualitativen Vergleich mit anderen Produktionstechnologien. So lässt sich Strom aus Wasserkraft beispielsweise unter Ökostrom-Labeln besser vermarkten, sie ist von der CO<sub>2</sub>-Abgabe nicht betroffen und erhält einen Kostenvorteil gegenüber fossilen Stromproduktionstechnologien durch den Preisanstieg der primären fossilen Energieträger.

#### *Empfehlung*

Aus ökonomischer Sicht ist eine Erhöhung des WZ-Max aufgrund der obenstehenden Argumente begründet. Die qualitativen Überlegungen deuten darauf hin, dass der reale Wert der Ressource Wasserkraft seit 1997 um mehr als 10% gestiegen ist. Die Datengrundlage der Argumentation kann zwar zeigen, dass die Erhöhung um 20 CHF/kW<sub>br</sub> gut zu rechtfertigen ist. Um auszuloten wie gross die Erhöhung des Wasserzinsmaximums aufgrund der zu erwartenden Nettoerträge der Betreiber der Produktionsanlagen in etwa sein könnte, müssten zusätzliche Ertrags- und Kosteninformationen ausgewertet werden. Die hier verfügbaren Informationen zur Entwicklung der von den Produzenten effektiv realisierten Preise sind zu vage, um eine grössere Anhebung des allgemeinen WZ-Max quantitativ überzeugend zu stützen.

Ein einheitliches Wasserzinsmaximum, das durch die meisten kantonalen Gesetzgebungen voll ausgeschöpft wird, hat - wie oben erwähnt - den Nachteil, dass es auch für die wirtschaftlich ungünstigeren Konzessionsverhältnisse tragbar sein muss, was ein Grund für tendenziell tiefe Wasserzinsmaxima sein dürfte. Im Prinzip ist es heute im Rahmen

des Konzessionsvertrages möglich, Anlagen mit hohen Gestehungskosten die Möglichkeit einzuräumen, ihre Nettoerträge zu dokumentieren, um allenfalls eine Reduktion des sonst an das bundesrechtliche Maximum gebundenen Wasserzinses im Einzelfall zu erwirken. Es gibt jedoch kaum Hinweise, dass dieser Spielraum ausgenutzt wird. Grund dafür könnte das Risiko vermehrter Rekurse damit erhöhter Transaktionskosten sein.

## 4.2 Indexierung des Wasserzinses

Eine sogenannte Indexklausel wurde erstmals im Rahmen der WZ-Max-Erhöhung von 1967 im Bundesrat diskutiert. Die Änderung des WZ-Max sollte im Gesetz vorgesehen und geregelt werden. Sie bedürfte somit in Zukunft keiner Gesetzesrevision mehr, sondern würde eine automatische Anpassung an sich ändernde wirtschaftliche Gegebenheiten ermöglichen. Bisher scheiterte die häufig diskutierte Idee der Indexierung an der Definition eines solchen Indexes. Als relevante und zu berücksichtigende Faktoren neben Preisniveauindizes (wie KPI) wurden in der Vergangenheit auch Löhne, Baukosten, Kapitalzinsen und Verkaufspreise der Energie genannt. Ein weiterer Grund, dass die Indexierung nicht eingeführt wurde, war, dass man fürchtete, die Indexierung würde als Eingeständnis des Gesetzgebers verstanden, dass ein weiterer Kaufkraftverlust zu erwarten ist (Kilchenmann 1993). Dieses Argument ist heute nicht mehr relevant.

### 4.2.1 Argumentation für eine Indexierung basierend auf KPI

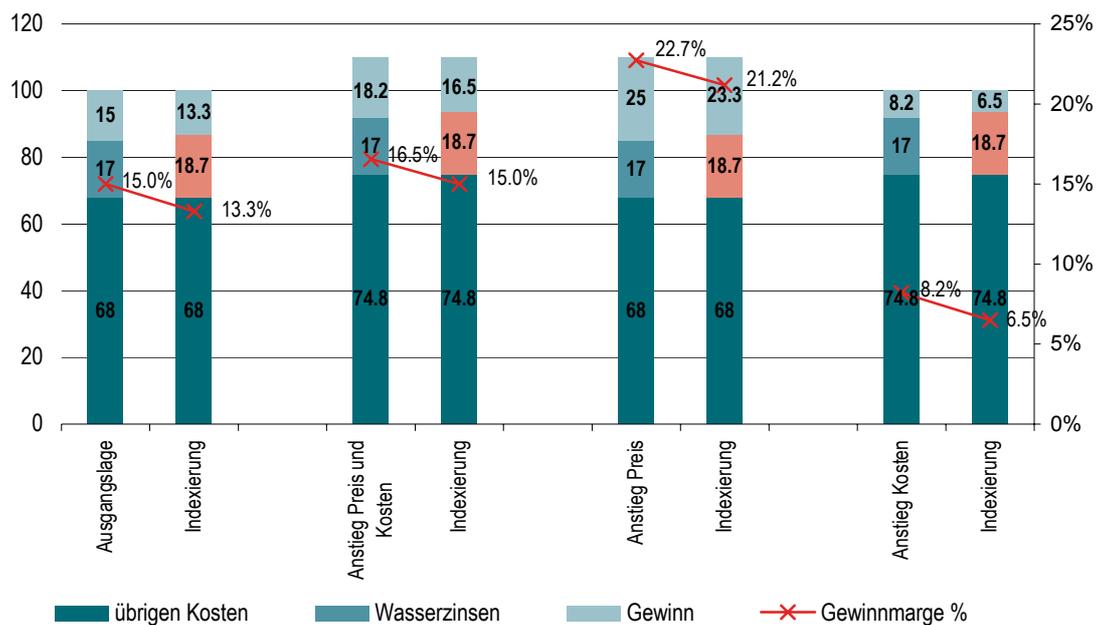
Die Argumentation für die Indexierung des WZ-Max basierend auf dem Konsumentenpreisindex entspricht dem in Abschnitt 4.1.1 diskutierten Argument für die Erhöhung des WZ-Max, um den Kaufkraftschwund der Einnahmen der Gemeinwesen auszugleichen.

#### *Kosten der Konzessionäre*

Die Auswirkungen der Indexierung auf die Gestehungskosten und die ökonomische Lage der Wasserkraftwerkbetreiber hängt von den Preissteigerungen ihrer Kostenkomponenten und den erzielten Absatzpreisen ab. Diese weisen meist eine andere Teuerungsrate als der KPI auf, welcher die Teuerung eines Korbes von Konsumgütern abbildet.

Figur 29 zeigt eine Sensitivitätsanalyse nach einer realisierten Teuerung der Konsumgüter von 10%. In der Ausgangslage wird bei einem durchschnittlichen Wasserkraftwerk angenommen, dass 85% des indexierten Absatzpreises von 100 der Kostendeckung dienen und eine Gewinnmarge von 15% erwirtschaftet wird (Säule 1). Die Wasserzinse betragen 20% der Gestehungskosten (20% von 85). Säule 2 zeigt, dass die Indexierung des Wasserzinsmaximums ohne gleichzeitigen Anstieg der übrigen Gestehungskosten und der Erträge eine Reduktion der Gewinnmarge auf 13.3% bewirkt. Bei einer simultanen Steigerung der Erträge und der übrigen Gestehungskosten um 10% führt die Indexierung wiederum zu einer Gewinnmarge von 15% (Säule 4). Säulen 5 und 6 zeigen die Situation, wenn lediglich die Absatzpreise dem KPI folgen, die Kosten jedoch konstant bleiben. Die Indexierung des WZ-Max führt zu einer Steigerung der Gewinnmarge auf 21.2% anstelle von 22.7%. Falls lediglich die Kostenkomponenten dem KPI folgen, die Strompreise jedoch konstant bleiben, führt die Indexierung des Wasserzinsmaximums zu einer Gewinnmarge von 6.5% anstelle von 8.2 %.

### «Sensitivitätsanalyse der Indexierung basierend auf dem KPI»



econcept

Figur 29: Sensitivitätsanalyse der Indexierung (Teuerungsausgleich von 10% basierend auf dem Konsumentenpreisindex), ist abhängig davon, ob die übrigen Kosten und der erzielte Absatzpreis dem KPI folgen oder nicht. Annahmen für die Ausgangslage: Gewinnmarge 15%, Anteil der Wasserzinsse an den Gesamtgestehungskosten (ohne Gewinn) 20%, Indexiertes Preisniveau 100.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt die Indexierung nach einem Anstieg des KPI von 10%, was ungefähr der Teuerung in den letzten 10 Jahren entspricht. Unabhängig davon wie sich die Preise und Kosten entwickeln, hat die Indexierung lediglich einen geringfügigen Einfluss auf die Gewinnmarge. Potentiell problematisch ist die Indexierung, wenn sie zu einer geringeren Gewinnmarge als in der Ausgangslage führt (Säule 2 und 8). In diesen Szenarien fällt die Gewinnmarge jeweils 1.7% tiefer aus als ohne Indexierung. Weitere Analysen zeigen, dass nach einem Anstieg des KPI von 20% bereits Unterschiede von bis zu 3.4% der Gewinnmarge auftreten.<sup>34</sup>

Aus der Analyse kann gefolgert werden, dass die Indexierung des WZ-Max basierend auf dem KPI bei geringer kumulierter Teuerung einen geringen Einfluss auf die ökonomische Situation der Konzessionäre hat und höchstens dann problematisch sein könnte, wenn die Absatzpreise weniger steigen als die Konsumentenpreise und die Gestehungskosten.

#### *Einnahmen der Gemeinwesen*

Die Indexierung basierend auf dem KPI garantiert den konzessionierenden Gemeinwesen real konstante Einnahmen. Da sie die Einnahmen aus den Wasserzinsen für die Finanzierung vielfältiger Aufgaben verwenden, kann davon ausgegangen werden, dass der KPI das Preisniveau ihrer Ausgabenposten gut bis sehr gut abbildet. Wie bei der heutigen Regelung erlaubt es die Indexierung basierend auf dem KPI den Gemeinwesen jedoch

<sup>34</sup> Natürlich können die negativen Auswirkungen noch stärker ausfallen, wenn die übrigen Kosten schneller ansteigen als der KPI und die Preise konstant bleiben oder sogar fallen.

nicht, an real steigenden Gewinnen der Kraftwerkeigentümer infolge höherer Wertschätzung der produzierten Hydroelektrizität zu partizipieren.

#### **4.2.2 Argumentation für eine Indexierung basierend auf dem Residualgewinn**

Da in den meisten Konzessionsverhältnissen der Wasserzinssatz an das bundesrechtliche Wasserzinsmaximum gekoppelt wird, handelt es sich um einen fixen Wasserzinssatz, der unabhängig von der ökonomischen Situation der Kraftwerksbetreiber berechnet wird. Die Indexierung des Wasserzinsmaximums basierend auf dem KPI stellt grundsätzlich ein Festhalten an dieser Situation dar.

Im Folgenden soll das Konzept einer Indexierung des Wasserzinses basierend auf einer Indexierung des Residualgewinns vorgestellt und diskutiert werden, welche nicht nur eine Anpassung an die Veränderung (Entwertung) der allgemeinen Preise (Inflation) ermöglicht, sondern auch relativen Wertveränderungen Rechnung tragen kann (verknappungsbedingte Preiserhöhungen für Elektrizität oder relative Verteuerung der Stromproduktion der übrigen Produktionstechnologien mit der Möglichkeit von 'windfall-profits' für bestehende Wasserkraftanlagen).

##### *Indexierung des Wasserzinses basierend auf der Indexierung des Residualgewinns*

Gemäss dem Konzept der Ressourcenrente sind die Wasserzinse in Abhängigkeit vom Residualgewinn der Konzessionäre nach Abzug marktgerechter Eigenkapitalzinsen zu berechnen. Bei der Aufteilung des Residualgewinnes bzw. bei der Berechnung einer marktgerechten Eigenkapitalrendite ist die Risikoverteilung zwischen Konzessionär und Konzedent zu berücksichtigen. Die Investitionsrisiken liegen grösstenteils bei den Konzessionären. Daher dürfte eine Regelung sinnvoll und fair sein, die die Teilung des Residualgewinns prozentual festlegt. Sie ist auch für die Anreizsetzung für eine gewinnmaximierende Produktion einer fixen Eigenkapitalrendite vorzuziehen. Die prozentuale Regelung für die Verteilung des Residualgewinns bietet zudem den Vorteil, dass der Residualgewinn und die Wasserzinse (Anteil des Konzedenten) die gleiche Wachstumsrate aufweisen. Wird ein hinreichend geeigneter Index für die Berechnung des Residualgewinns gefunden, kann dieser somit für die Berechnung der geschuldeten Wasserzinse verwendet werden.

##### *Ziel der Indexierung*

Die oben vorgeschlagene prozentuale Teilungsregel kann theoretisch auf den jährlich für jedes Kraftwerk individuell berechneten Residualgewinn angewandt werden. Ein solches Vorgehen ist jedoch mit grossen Transaktionskosten verbunden. Anstelle des tatsächlich erwirtschafteten Residualgewinns, soll deswegen der Wasserzins basierend auf dem durch den Markt ermöglichten potentiellen Residualgewinn berechnet werden. Der Residualgewinn berechnet sich aus der Differenz zwischen den erzielten Grosshandels-

preisen und Kosten. Sowohl die Entwicklung des Niveaus der Grosshandelspreise wie auch die Entwicklung des Kostenniveaus sind grösstenteils durch den Markt bestimmt:

- Grosshandelspreis: Die Wasserkraftbetreiber besitzen keine Marktmacht und sind daher Preisnehmer. Ihr potentieller Ertrag wird durch das Preisniveau des Elektrizitätsmarktes bestimmt.
- Kosten: Gemäss Figur 17 handelt es sich bei den übrigen Gestehungskosten der Wasserkraftwerke (ohne Wasserzins) zu 62% um Kapitalkosten. Deren Entwicklung hängt weitgehend von der Entwicklung des Zinsniveaus ab. 13% sind Arbeitskosten, welche durch den Lohnkostenindex abgebildet werden können. Bei verbleibenden Kosten handelt es sich um übrige Betriebskosten und Energiekosten.

### *Berechnung des Residualgewinnindex*

Können je geeignete Indizes gefunden werden, welche die Kosten- und Preisentwicklung abzubilden vermögen, so berechnet sich der Residualgewinnindex, welcher bei der prozentualen Teilungsregel dem Wasserzinsindex entspricht, nach der folgenden Formel:<sup>35</sup>

$$\text{Wasserzinsindex} = \text{Residualgewinnindex} = \frac{\text{Preisindex} - \text{Kostenindex} \times (1 - \text{Res.gewinnmarge}_{\text{Indexstart}})}{\text{Res.gewinnmarge}_{\text{Indexstart}}}$$

$$\text{wobei: Residualgewinnmarge}_{\text{Indexstart}} = \frac{\text{Marktpreis}_{\text{Indexstart}} - \text{durchsch.Gestehungskosten}_{\text{Indexstart}}}{\text{Marktpreis}_{\text{Indexstart}}}$$

Neben dem Preis- und Kostenindex ist die bei Beginn der Indexierung geltende Residualgewinnmarge (RGM) ein für die Berechnung notwendiger Parameter. Je kleiner die Marge zwischen Preis und Kosten, desto stärker reagiert der Residualgewinn und damit der Wasserzins auf Veränderungen des Preis- bzw. Kostenniveaus.

Die Einführung der Wasserzinsindexierung basierend auf der Residualgewinnindexierung könnte aber auch vom aktuellen bundesrechtlichen WZ-Max ausgehen. Sie könnte grundsätzlich auf sämtliche Konzessionsverträge angewendet werden, welche zurzeit eine Anpassung des Wasserzinses an das bundesrechtliche WZ-Max vorsehen. In den bestehenden Konzessionsverträgen müssten daher nicht neue prozentuale Regeln für die Verteilung des Residualgewinns auf Konzedent und Konzessionär gefunden werden. Die prozentuale Verteilung würde dabei implizit durch die aktuelle Verteilung bestimmt, welche bei Inkrafttreten der Indexierung vorherrscht. Weist ein Kraftwerk bei Beginn der Indexierung eine andere Residualgewinnmarge auf als die der Indexierung zu Grunde gelegte Marge, bleibt das Verhältnis zwischen den beiden Margen durch die Anwendung der Residualgewinnindexierung konstant.

---

<sup>35</sup> Siehe Erläuterung und Beispiel in Anhang A-2.

*Berechnung des Preisindexes*

Zur Erstellung eines Preisindexes müssen die Grosshandelspreise bekannt sein. Bis heute sind gemäss Abschnitt 3.3 die Stromgrosshandelspreise nicht vollständig beobachtbar. Die beobachtbaren Spotmarktpreise bilden lediglich ein kleines und spezifisches Segment des Schweizer Grosshandels ab. Aufgrund der Marktöffnung könnten die Grosshandelspreise künftig beobachtbar sein. Art. 4 der StromVV sowie Art. 6 des StromVG bieten eine Legitimation, die Preise von Endversorgern mit Grundversorgung einzufordern. Diese müssen der ECom Angaben zu ihren Gestehungskosten liefern. Aus dem Gesetz lässt sich jedoch keine Meldepflicht der Gestehungskosten der übrigen Produzenten ableiten. Ein anderer möglicher Ansatz zur Abschätzung der Erlösentwicklung stellt die Rechnungslegung der grossen integrierten Unternehmen dar, sofern diese nach IFRS oder Swiss GAAP FER erfolgt. Ihr Produktionsanteil von 80-90% kann als genügend hoch eingestuft werden, um einen repräsentativen Index zu erstellen, allerdings dürfte die korrekte Abgrenzung zum Auslandsgeschäft dieser Gesellschaften problematisch sein (Burri 2008).

*Berechnung Kostenindex*

Der Kostenindex sollte nach Möglichkeit die Kostenentwicklung der einzelnen Kostenpositionen in gewichteter Form abbilden. Als wichtigster Bestandteil ist hier die Entwicklung des Zinsniveaus zu nennen, welches die Entwicklung der Kapitalkosten abbildet. Daneben sollten auch ein Lohnkostenindex und ein allgemeiner Index für die übrigen Betriebskosten, beispielsweise der KPI oder BIP-Deflator berücksichtigt werden. Die Gewichtung dieser Komponenten ist die Hauptschwierigkeit bei der Berechnung des Kostenindexes. Sie ist aber mit hinreichender Genauigkeit machbar.

*Berechnung Residualgewinnmarge bei Indexstart*

Für die Indexierung des generellen bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums muss eine Abschätzung der mittleren Residualgewinnmarge im Zeitpunkt des Indexstarts vorgenommen werden. Die Abschätzung des mittleren Grosshandelspreises erfolgt wie oben bei der Berechnung des Preisindexes dargelegt. Zusätzlich müssen die mittleren Gestehungskosten für die wasserzinspflichtigen Kraftwerke geschätzt werden. Angaben dazu sind vorhanden und müssen allenfalls noch präzisiert werden. Der Genauigkeitsanspruch an diese mittleren Gestehungskosten ist jedoch für den Zweck der Indexbildung begrenzt.

Es ist davon auszugehen, dass der Index etwa alle 10 Jahre überprüft und allenfalls neu kalibriert werden muss.

### 4.2.3 Fazit und Empfehlungen

Die **Indexierung des WZ-Max basierend auf dem KPI** ist ein partieller Anpassungsmechanismus zum Ausgleich teuerungsbedingter Wertverluste der Wasserzinseinnahmen zu Gunsten der Gemeinwesen. Eine Indexierung basierend auf dem KPI ist in der kurzen bis mittleren Frist ein zumutbares Verfahren, um den realen Einnahmeschwankungen der Gemeinwesen entgegenzuwirken. Sie kann dazu dienen, relevante Nachteile der bisherigen Anpassungen der Wasserzinsmaxima abzufedern. Je nach Anteil der Wasserzinse an den Gesamtsteuereinnahmen führten die bisherigen sprunghaften Anhebungen des Wasserzinsmaximums (im Schnitt alle 10 Jahre) zu Schwankungen der Einnahmen und damit zu Unsicherheiten in der finanziellen Planung der Gemeinwesen. Die potentiellen Verzerrungen der Gewinnmargen durch die Indexierung sind relativ gering doch tendenziell mit wachsenden Veränderungen des Preisniveaus steigend. Eine KPI-basierte Indexierung kann jedoch die periodische Überprüfung der Angemessenheit des WZ-Max nicht ersetzen, da wichtige Parameter der ökonomischen Entwicklung nicht berücksichtigt werden. Bei Anwendung der KPI-Indexierung wird einseitig die Perspektive der Konzessionen eingenommen und die ökonomische Situation der Wasserkraftwerke ausser Acht gelassen. Gleichzeitig verhindert die Methode aber auch, dass die Gemeinwesen an potenziell steigenden Residualgewinnen partizipieren.

Die vorgestellte **Alternative einer Residualgewinnindexierung** bei einer gleichzeitigen Prozentregelung für die Verteilung des Residualgewinns hat gegenüber der KPI-Indexierung entscheidende **Vorteile**:

- Die Residualgewinnindexierung ermöglicht den Gemeinwesen eine Partizipation an steigenden Gewinnen in der Stromproduktion aus Wasserkraft. Somit kann ein Teil des realen Wertzuwachses der Ressource Wasserkraft abgeschöpft werden (dürfte vor allem in der Zukunft wachsende Bedeutung erlangen).
- Die betriebswirtschaftliche Planung der Konzessionäre ist mit weniger Unsicherheit behaftet, da sich die Wasserzinse proportional zu der für sie relevanten Bestimmungsfaktoren der Nettoerträge verhalten.
- Die Indexierung macht weitere Überprüfungen des WZ-Max in Zukunft überflüssig, beziehungsweise grenzt den Handlungsspielraum der WZ-Max-Festlegung genügend ein, um diese an den Bundesrat zu delegieren. Anpassungen der Indexberechnungsmethode könnten weiterhin dem Parlament vorenthalten bleiben.

Die **Nachteile** liegen in der praktischen Berechnung der Preis- und Kostenindizes:

- Derzeit sind die Grosshandelspreise nicht beobachtbar und auch nach der Liberalisierung ist eine komplette Offenlegung der Preise nicht absehbar.
- Die Berechnung des Kostenindex lässt einen Diskussionsspielraum für die Gewichtung der einzelnen Komponenten.

Die Indexierung nach dem KPI halten wir als zu einseitig, da die ökonomische Situation der Konzessionäre und die zu erwartenden Wertsteigerungen der Wasserkraftproduktion

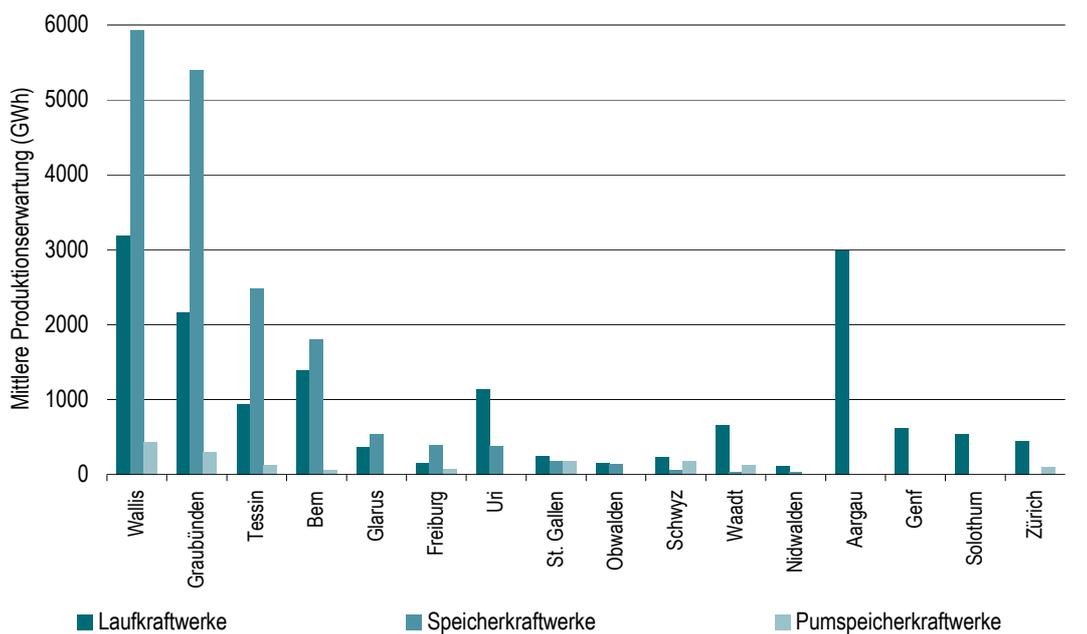
nicht berücksichtigt werden. Die Methode der Residualgewinnindexierung zur Festlegung der Wasserzinse ist derzeit aus praktischen Gründen erschwert. Allerdings setzt die Methode genau diejenigen Argumente mathematisch um, die auch in der politischen Diskussion berücksichtigt werden, d.h. die Entwicklung der Kosten und Erlöse der Wasserkraftwerksbetreiber, welche den Residualgewinn und die Ressourcenrente bestimmen. Deshalb empfehlen wir, einen Residualgewinnindex pragmatisch mit den vorhandenen Daten oder mit den mit begrenztem Aufwand erhebbaren Kosten und Preisen zu erstellen und diesen als Referenzgrösse in der politischen Diskussion einzusetzen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für diese Berechnungen Schätzungen ausreichen und keine zu hohen Ansprüche an die Genauigkeit gestellt werden müssen. Letztlich bleibt die Bestimmung des Anteils (bzw. des Prozentsatzes) der Konzessionsgeber an den realisierten Nettoerträgen der Kraftwerksbetreiber eine politisch festgelegte Grösse (bestimmt durch den Anfangswert des Wasserzinsmaximums und die Residualgewinnmarge beim Indexstart).

## 4.3 Einführung eines Speicherschlags

### 4.3.1 Erläuterungen zur Speicherenergie

Die mittlere Produktionserwartung der Wasserkraft in der Schweiz beträgt 35.48 TWh/a Elektrizität: 46.5% durch Laufkraftwerke, 49.0% durch Speicherkraftwerke und 4.5% durch Pumpspeicherkraftwerke (BFE 2008c). Figur 30 zeigt die mittlere Produktionserwartung dieser Kraftwerktypen in einzelnen Kantonen. Die Produktion aus Speicherkraftwerken erfolgt überwiegend in den Kantonen Wallis, Graubünden, Tessin und Bern.

#### «Produktion von Speicherenergie nach Kantonen»



Figur 30: Mittlere Produktionserwartung aus Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken [Stand 1.1.08] absteigend nach Speicherenergieproduktion. Aargau, Genf, Solothurn und Zürich sind zusätzlich die grössten Laufkraftwerkbetreiber.

In der Diskussion zur Wasserkraft wird stets der besondere Wert der Wasserkraft als speicherbare und schnell regulierbare Energie hervorgehoben. Gemäss obigen Angaben treffen diese Eigenschaften lediglich auf die Hälfte der in der Schweiz produzierten Energie aus Wasserkraft zu. Laufkraftwerke verfügen meist über keine nennenswerten Regulierungsmöglichkeiten. Speicherkraftwerke können jedoch durch Speicherbecken eine gewisse Entkoppelung der Wasserzuflüsse und ihrer Nutzung erreichen. Dies trifft auch auf Pumpspeicherkraftwerke zu. In Bezug auf die Speicherung muss zwischen der lediglich kurzfristigen Stauung im Tagesverlauf zur Produktion von Spitzenenergie und der saisonalen Speicherung unterschieden werden.

### *Band- und Spitzenenergie*

Kernkraftwerke und Laufkraftwerke können ihre Leistung im Tagesverlauf nur sehr beschränkt variieren. Die Elektrizitätsnachfrage steigt jedoch am Tag um bis zu 15-20% gegenüber den Tiefstwerten in der Nacht, der sogenannten Grundlast oder Bandenergie. Die Schweizer Speicherkraftwerke produzieren zu den entsprechenden Tageszeiten die Spitzenenergie zur Bedienung der Schweizer Nachfrage über der Grundlast. Die Schweizer Speicherkraftwerke produzieren fast ausschliesslich tagsüber zwischen 6-22 Uhr. In der Nacht besteht in der Schweiz eine Versorgungslücke, welche mehrheitlich durch günstige Atomstromimporte aus Frankreich geschlossen wird. Im Gegenzug übertreffen die Schweizer Speicherkraftwerke tagsüber die Schweizer Nachfrage und können diese höherwertige Spitzenenergie exportieren und höhere Erträge erwirtschaften (BFE 2008a).

### *Produktionsverschiebung vom Sommer- zum Winterhalbjahr*

Die saisonale Speicherfähigkeit ist notwendig um die geringen Zuflüsse im Winterhalbjahr auszugleichen: Rund drei Viertel der Zuflüsse fallen in der Schweiz im Sommerhalbjahr an, jedoch lediglich 46% der Nachfrage. Dank den Speicherbecken kann die Nutzung der Gesamtzuflüsse immerhin zu 42% im Winterhalbjahr erfolgen. Die überproportionale Produktion von Hydroelektrizität im Sommer und die deutlich höhere Stromnachfrage im Winterhalbjahr ergibt in der Schweiz im Sommerhalbjahr tendenziell einen Produktionsüberschuss und im Winterhalbjahr einem Nachfrageüberschuss. Der Ausgleich erfolgt durch Importe bzw. Exporte (BFE 2008a).

### *Speicherabschlag 1968-1986*

Mit der Einführung der Qualitätsstufen per 1968 wurde faktisch ein «Speicher-Abschlag» auf die Rohwasserkraft eingeführt, welche durch Speicherkraftwerke genutzt wurde. Damals stand der Ausbau der Wasserkraftnutzung im Vordergrund. Da der Bau von Speicherkraftwerken relativ höhere Investitionskosten verursachte, fielen später auch die Gestehungskosten durch gestiegene Kapitalkosten höher aus. Mit dem geringeren Wasserzinssatz auf Speicherenergie wurde die Wirtschaftlichkeit von Speicherkraftwerken verbessert und damit der Bau von solchen Kraftwerken gefördert (Banfi et al. 2004). Die Gestehungskosten von Speicherkraftwerken sind auch heute noch höher als diejenigen von Laufkraftwerken, allerdings stehen diesen auch höhere Ertragspotentiale durch die Produktion von Spitzenenergie gegenüber. Diese Argumentation für den Ausbau der Speicherkraft ist heute weniger aktuell, da die Speicherkraft-Potenziale beinahe vollständig realisiert sind. Ein bundesrechtliches WZ-Maximum verhindert zudem nicht, dass im Einzelfall geringere Wasserzinssätze zur Förderung des weiteren Ausbaus der Speicherkraft vereinbart werden.

### 4.3.2 Argumentation

Die Gemeinwesen stellen den Betreibern von Speicherkraftwerken neben der Wasserkraft auch die Flächen der Stauseen zur Verfügung. Daraus ergeben sich zwei Argumente für die Erhebung eines Speicherzuschlages:

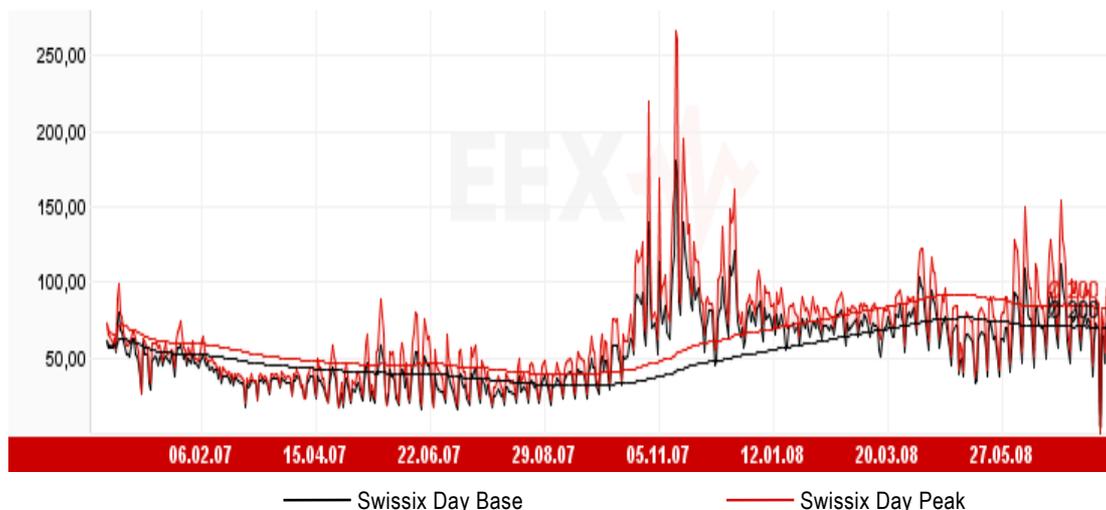
- Preis für den Standortvorteil, den die Speicherkraftwerkbetreiber durch die topographisch gegebene Staumöglichkeit erhalten. Die Speicherung ermöglicht erst die Produktion von höherwertiger Spitzenenergie.
- Entschädigung dafür, dass Stauräume nicht mehr weiter für andere, beispielsweise touristische Zwecke genutzt werden können und diese teilweise landschaftsästhetisch beeinträchtigt sind.

#### *Topographischer Standortvorteil für die Produktion höherwertiger Spitzenenergie*

Aus ökonomischer Sicht lässt sich der Speicherzuschlag anhand der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Differenzialrente begründen. Die topographische Voraussetzung, mit vertretbaren Kosten einen Speicher erstellen zu können, erlaubt die Wasserabflüsse in denjenigen Zeitperioden zu nutzen, in denen die höchsten Verkaufspreise erzielt werden. Neben dem Nutzen der verliehenen Wasserkraft (Wassermenge x Gefälle) stellt dies ein zusätzliches topographisches Nutzelement dar und schafft die Möglichkeit zur Realisierung einer Differenzialrente. Dieser Zusatznutzen steigt im Ausmass, in dem Spitzen- und Regelenergie höher bewertet werden als Bandenergie.

- Der Spotmarktpreis für Spitzenenergie (Swissix Day Peak) lag 2007-2008 durchschnittlich 24% über dem Spotmarktpreis für Bandenergie (Swissix Day Base). Im laufenden Jahr liegt der durchschnittliche Schweizer Spotmarktpreis für Spitzenenergie mit 14.81 Rp./kWh um 21% höher als für Bandenergie mit 12.18 Rp./kWh. Spotmarktpreise von 20-30 Rp./kWh für Spitzenenergie können aufgrund der grossen Volatilität der Spotmarktpreise (Figur 31) auftreten. Für die Abschätzung der Grosshandelspreise bei ausserbörslichen mittel- bis langfristigen Verträgen ist jedoch der durchschnittliche Spotmarktpreis relevant.

### «Vergleich Swissix Day Base und Swissix Day Peak»



Figur 31: Vergleich der Schweizer Spotmarktpreise für Band- und Spitzenenergie in €/MWh 2007-2008. (Die geglätteten Linien zeigen den jeweiligen Durchschnittskurs der vergangenen 200 Tage an EEX; Quelle: EEX 2008).

- Nicht nur die Preise für Spitzenenergie sind in den letzten Jahren gestiegen. Seit anfangs 2005 ist die durchschnittliche Preisdifferenz zwischen Phelix Day Base und Peak bei rund 20% konstant geblieben (EEX 2008).
- Anhand der europäischen Year Futures (Cal-09 bis Cal-14) lässt sich ablesen, dass bis 2014 Preisauflschläge von rund 45% für Spitzenenergie gegenüber Bandenergie erwartet werden.
- Für den Wert von Speicherwasserkraft sind nicht nur die Preise für Spitzen- und Bandenergie relevant, sondern auch die Gestehungskosten von Speicher- und Laufwasserkraftwerken. Gemäss den Angaben in Abschnitt 3.5.1 weisen Speicherkraftwerke mit 6.6 Rp./kWh rund 35% höhere Gestehungskosten auf als Laufkraftwerke mit durchschnittlichen Gestehungskosten von 4.9 Rp./kWh.

Die Forderung, den topographischen Vorteil von Staumöglichkeiten über einen Speicherzuschlag abzugelten, stellt gegenüber der bisherigen Festlegung des Wasserzinsmaximums eine Differenzierung dar. Aufgrund der bisherigen Ausführungen sowie aus ressourcenökonomischer Sicht scheint uns diese Differenzierung mithilfe eines Speicherzuschlages gerechtfertigt. Bemessungsgrundlage für den Speicherzuschlag müssen Kennziffern sein, die das Ausmass der zeitlichen Ausrichtung der Nutzung der Wasserzuflüsse auf die Perioden mit den höchsten Ertragsmöglichkeiten berücksichtigen (die vorgeschlagene Formel zur Bemessung der Speicherzuschläge strebt dies an, vgl. Kapitel 4.3.3).

#### *Entschädigung für Externalitäten durch Speichieranlagen*

Die Bodenflächen für die Stauräume werden im Zuge von Konzessionsvergaben von den Wasserkraftwerkbetreibern gekauft. Der Kaufpreis umfasst jedoch in der Regel lediglich eine Entschädigung für den Verzicht anderweitiger Nutzung (Ertragswert). Die Errichtung

von Stauseen und Staumauern stellen jedoch auch Eingriffe in die landschaftliche Ästhetik dar, welche in der Regel über die gekauften Flächen hinausreichen. Die Eingriffe können je nach Anlage, aber auch individuell je nach Betrachter, negativ aber auch positiv bewertet werden. Diese landschaftlichen Externalitäten waren im damaligen Bodenpreis nicht enthalten. Negative Externalitäten dürften sich zusätzlich noch verstärkt haben. Die Wertschätzung von wenig beeinträchtigten Landschafts- und Naturräumen ist in den vergangenen Jahrzehnten gestiegen, weil immer weniger unbeeinträchtigte Landschaften und Naturräume bestehen.

Die jüngsten Erhöhungen des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums stellen eine teilweise Abgeltung des Wertzuwachses der Ressource Wasserkraft nach Abschluss der Konzessionen dar. Im Falle von negativen landschaftsästhetischen Externalitäten kann der Wertzuwachs der Stauräume deshalb auch als zusätzliches Argument für einen Speicherzuschlag angeführt werden. Dabei ist jedoch auch zu beachten, dass die Speicherseen neben den möglicherweise ambivalenten ästhetischen Externalitäten im Bereich Hochwasserschutz klare positive Externalitäten aufweisen. So weisen die Speicher auch eine Rückhaltefunktion im Fall von grossen Niederschlagsmengen auf und einzelne Speicherkraftwerkbetreiber haben sich verpflichtet, entsprechende Kapazitäten bereitzuhalten.

### 4.3.3 Konzept der Berechnung des Speicherzuschlags

Ein Speicherzuschlag kann aufgrund unterschiedlicher Bemessungsgrundlagen berechnet und erhoben werden. Hier soll die bereits 1996 im Vorfeld der letzten WZ-Max-Erhöhung diskutierte Variante vorgestellt werden. Die Höhe des Speicherzuschlags variiert dabei mit dem Verhältnis der mit der Konzession zur Verfügung gestellten Speicherkapazität zum Volumen aller zum Speicher fließenden Zuflüsse. Die Zuflüsse umfassen sowohl natürliche Zuflüsse sowie Zuleitungen. Wird ein Gewässer durch mehrere Speicher geleitet, werden die einzelnen Speicherzuschläge addiert. Der Speicherzuschlagssatz berechnet sich als Produkt des Verhältnisses Speicherkapazität zu Zuflüssen und dem Wasserzins-Basissatz. Der Speicherzuschlag ist auf die Hälfte des Wasserzins-Basissatzes beschränkt.

$$\text{Speicherzuschlag} = \frac{\text{Speicherkapazität } m^3}{\text{Zuflüsse } m^3} \times \frac{\text{Basissatz CHF}}{\text{kW}} < \frac{1}{2} \frac{\text{Basissatz CHF}}{\text{kW}}$$

Bei Anwendung eines **einfachen Speicherzuschlags** und einem Basissatz von 80 CHF/kW<sub>br</sub> beträgt der maximale Wasserzinssatz für ein Speicherkraftwerk somit 120 CHF/kW<sub>br</sub>.

$$\text{Neuer Satz} = \left( 1 + \frac{\text{Speicherkapazität } m^3}{\text{Zuflüsse } m^3} \right) \times \frac{80 \text{ CHF}}{\text{kW}} \leq 120 \frac{\text{CHF}}{\text{kW}}$$

Beim **doppelten Speicherzuschlag** würde zum Wasserzins-Basissatz zweimal der Speicherzuschlag addiert. Daraus errechnet sich ein maximaler Wasserzinssatz von 160 CHF/kW<sub>br</sub> für Speicherkraftwerke.

#### 4.3.4 Gestehungskosten der Konzessionäre

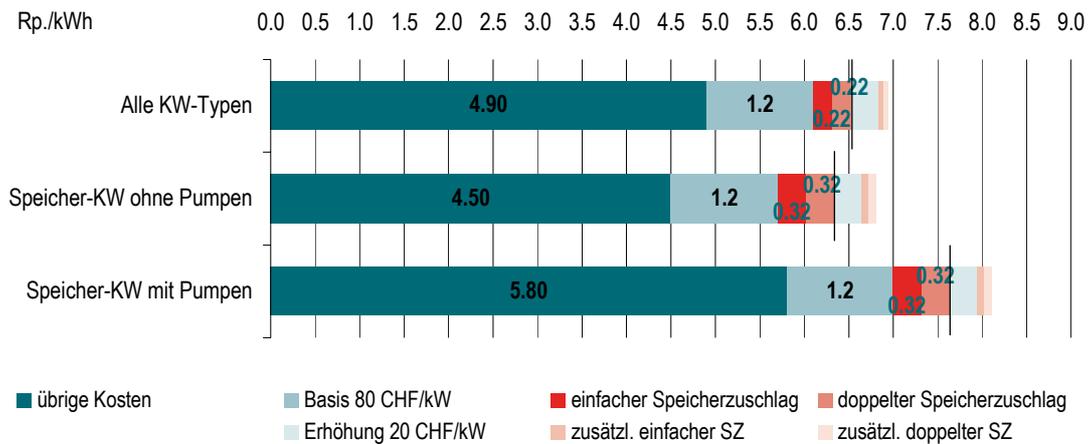
Der Speicherzuschlag muss für jedes Konzessionsverhältnis einzeln berechnet werden. Gemäss der Annahme, dass ein aktueller Wasserzinssatz von 80 CHF/kW<sub>br</sub> die Gestehungskosten eines durchschnittlichen Wasserkraftwerkes mit 1.20 Rp./kWh belastet, beträgt die maximale zusätzliche Belastung durch den einfachen Speicherzuschlag 0.60 Rp./kWh respektive 1.20 Rp./kWh durch die Einführung des doppelten Speicherzuschlages. Speicherkraftwerke, deren Stauräume weniger Fassungsvermögen als die Hälfte der konzidierten Wassermenge aufweisen, schulden entsprechend einen geringeren Speicherzuschlag. Tabelle 11 zeigt die zusätzlichen Gestehungskosten als Durchschnitt über die Produktion aller Kraftwerktypen (Spalte 2 & 4) bzw. nur für die Produktion von Speicherkraftwerken (Spalte 3 & 5) bei Anwendung des einfachen und doppelten Speicherzuschlags.

Zusätzliche Gestehungskosten Rp./kWh	Einfacher Speicherzuschlag bezogen auf		Doppelter Speicherzuschlag bezogen auf	
	alle KW-Typen	Speicherkraftwerke	alle KW-Typen	Speicherkraftwerke
Graubünden	0.17	0.21	0.35	0.43
Wallis	0.31	0.42	0.63	0.84
Tessin	0.12	0.25	0.24	0.50
Uri	0.11	0.50	0.22	1.00
Obwalden	0.10	0.46	0.21	0.92
Schwyz	0.15	0.60	0.31	1.20

Tabelle 11: Zusätzliche Gestehungskosten in Rp./kWh in einzelnen Kantonen, berechnet als Durchschnitt über alle Kraftwerktypen bzw. für die Speicherkraftwerke bei Anwendung des einfachen und doppelten Speicherzuschlags.

Um die Konkurrenzfähigkeit der einzelnen Kraftwerktypen zu beurteilen sind die aus dem Speicherzuschlag resultierenden Gestehungskosten relevant. Figur 32 zeigt die neue Aufteilung der Gestehungskosten im Durchschnitt über alle Kraftwerktypen und für Speicherkraftwerke mit und ohne Pumpen sowie die durchschnittlichen Gestehungskosten. Für die Speicherkraftwerke resultiert im Schnitt eine Belastung von 0.32 Rp./kWh durch den einfachen, respektive 0.64 Rp./kWh durch den doppelten Speicherzuschlag. Bei doppeltem Speicherzuschlag resultieren für Speicherkraftwerke mit Pumpen Gestehungskosten von 7.64 Rp./kWh. Falls zusätzlich der Basissatz um 20 CHF/kW<sub>br</sub> von 80 CHF/kW<sub>br</sub> auf 100 CHF/kW<sub>br</sub> erhöht wird, belaufen sich die Gestehungskosten auf 8.1 Rp./kWh.

### «Gestehungskosten nach Kraftwerktypen»

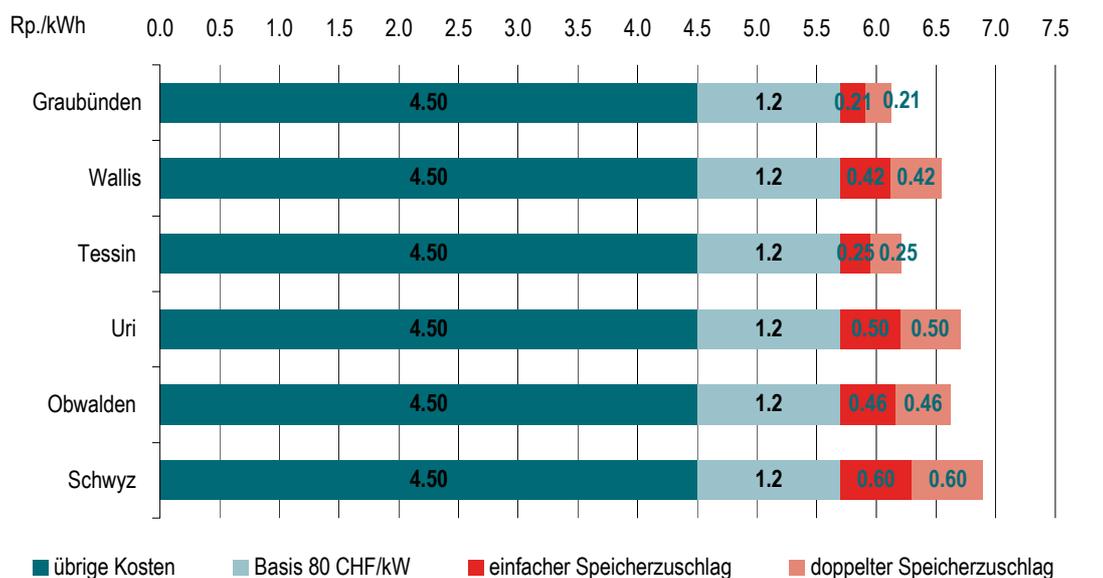


econcept

Figur 32: Zusammensetzung der Gestehungskosten mit einfachem und doppeltem Speicherzuschlag bei einem Basissatz von 80 CHF/kW<sub>br</sub> und bei Erhöhung des Basissatzes um 20 CHF/kW<sub>br</sub> (Banfi et al. 2004, eigene Berechnungen).

Die durchschnittliche Belastung von Speicherkraftwerken durch den Speicherzuschlag variiert stark nach Kanton: 0.21-0.60 Rp./kWh (gemäss Figur 33). Für die Speicherkraftwerke im Kanton Graubünden beträgt der einfache Speicherzuschlag im Mittel lediglich 0.21 Rp./kWh. Im Kanton Wallis liegt die Belastung doppelt so hoch. Die Speicherkraftwerke im Kanton Wallis verfügen im Verhältnis zu ihrer konzidierten Wassermenge über ein grösseres Stauvolumen. Im Kanton Schwyz wird aufgrund des grossen Speichervolumens des Sihlsee das Maximum des Speicherzuschlags von 0.60 Rp./kWh erreicht.

### «Mittlere Gesteungskosten von Speicherkraftwerken ohne Pumpen nach Kanton»



econcept

Figur 33: Durchschnittliche Gesteungskosten von Speicherkraftwerken in einzelnen ausgewählten Kantonen bei Anwendung des einfachen resp. doppelten Speicherzuschlages (Banfi et al. 2004, eigene Berechnungen)<sup>36</sup>.

#### 4.3.5 Abgabesätze und Einnahmen der Gemeinwesen

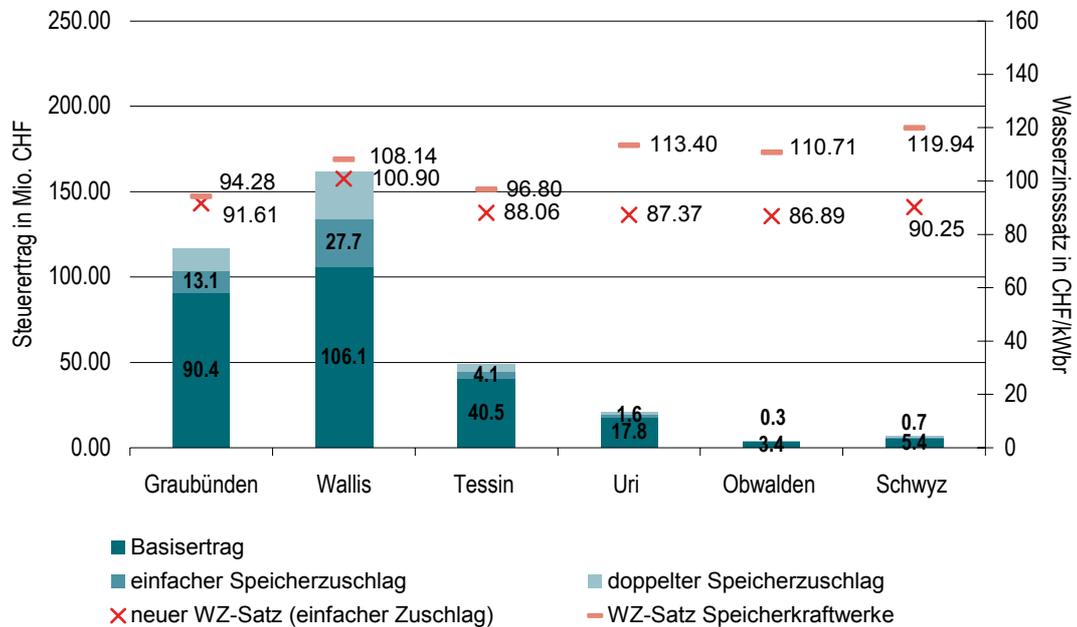
Figur 34 zeigt die Effekte des einfachen und doppelten Speicherzuschlags auf die Einnahmen der konzedernden Gemeinwesen sowie auf die durchschnittlichen Wasserzinssätze der Wasserkraftwerke pro Kanton bei einem Basissatz von 80 CHF/kW<sub>br</sub>. Der ausgewiesene Basisertrag illustriert die heutige Ertragslage für Kantone, Gemeinden und Korporationen bei Ausschöpfung des aktuellen bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums. Diese Erträge betragen beispielsweise im Kanton Graubünden 90 Mio. CHF/a. Unter Anwendung des einfachen Speicherzuschlages ergeben sich zusätzliche Einnahmen von rund 19 Mio. CHF/a. Der durchschnittliche Wasserzinssatz aller Kraftwerktypen beträgt 91.61 CHF/kW<sub>br</sub>, derjenige der Speicherkraftwerke 94.28 CHF/kW<sub>br</sub>. Die Gemeinwesen des Kantons Wallis würden durch die Einführung des Speicherzuschlags relativ am stärksten profitieren. Allein der einfache Speicherzuschlag würde rund 24% mehr Einnahmen generieren. Für die übrigen Kantone resultieren Zusatzeinnahmen von 9-15%. Für die hier dargestellten Kantone wird mit zusätzlichen Einnahmen von 48 Mio. CHF/a gerechnet, dies entspricht 18% Mehreinnahmen. Für die gesamte Schweiz wird mit zusätzlichen Einnahmen von 60 Mio. CHF/a gerechnet (15%).

Figur 35 zeigt die Auswirkungen des Speicherzuschlags bei gleichzeitiger Erhöhung des Basissatzes von 80 auf 100 CHF/kW<sub>br</sub>. In diesem Fall ergeben sich durch den einfachen

<sup>36</sup> Es liegen keine detaillierten Angaben zu den übrigen Kosten und den aktuellen Anteilen der Wasserzinse für die einzelnen Kantone vor. Deshalb werden für alle Kantone übrige Kosten von 4.50 Rp./kWh und ein Wasserzins von 1.2 Rp./kWh angenommen (gemäss Banfi et al. 2004).

Speicherzuschlag Mehreinnahmen von 59 Mio. CHF/a für die dargestellten Kantone (ca. 74 Mio. CHF/a schweizweit).

«Einnahmen und durchschnittliche WZ-Sätze beim Basis-Satz von 80 CHF/kW<sub>br</sub>»

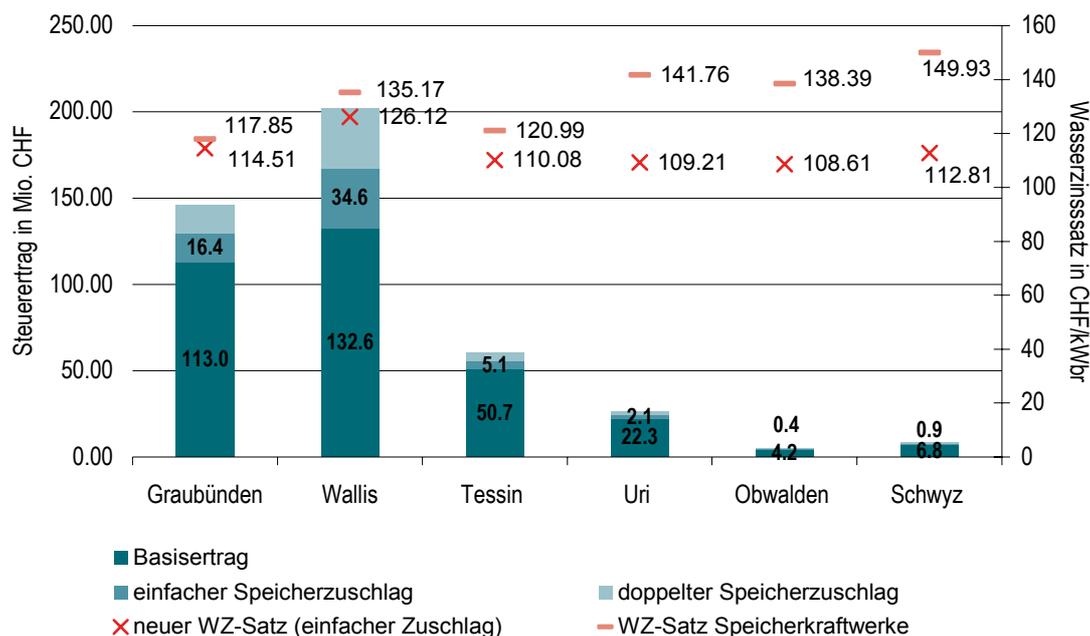


econcept

Figur 34: Steuereinnahmen der Kantone und Gemeinden bei Einführung des einfachen resp. doppelten Speicherzuschlages bei einem Basissatz von 80 CHF/kW<sub>br</sub> (Banfi et al. 2004; vgl. RKGK 1996; eigene Berechnungen)<sup>37</sup>.

<sup>37</sup> Die Berechnungen basieren auf den Angaben der RKGK aus dem Jahr 1996 zur konzidierten Bruttowasserkraft für Lauf- und Speicherkraftwerke. Die genutzte Wasserkraft durch Wasserkraftwerke mit einer Leistung > 1MW ist seither kaum gestiegen. Die Berechnung des Verhältnisses der jährlichen Zuflüsse in m<sup>3</sup> zum nutzbaren Speichervolumen in m<sup>3</sup> muss für jedes Kraftwerk einzeln erfolgen. Diese Daten liegen lediglich für die Mitglieder der RKGK vor und stammen ebenfalls aus dem Jahr 1996.

«Einnahmen und durchschnittliche WZ-Sätze bei Basis-Satz 100 CHF/kW<sub>br</sub>»



econcept

Figur 35: Steuereinnahmen der Kantone und Gemeinden bei Einführung des einfachen resp. doppelten Speicherzuschlages bei einem Basissatz von 100 CHF/kW<sub>br</sub> (Banfi et al. 2004; vgl. RKGK 1996; eigene Berechnungen).

### 4.3.6 Fazit und Empfehlung

*Argument: Topographischer Standortvorteil für die Produktion höherwertiger Spitzenenergie*

Aufgrund der topographisch gegebenen Möglichkeit zur Errichtung von Speichern können Speicherkraftwerke eine Differenzialrente erzielen. Die Speicher ermöglichen die Produktion höherwertiger Spitzenenergie. Tatsächlich lagen die durchschnittlichen Spotmarktpreise (Swissix) für Spitzenenergie 2007-2008 rund 24% höher als die durchschnittlichen Spotmarktpreise für Bandenergie. Durch Einführung eines Speicherzuschlages wird es den Gemeinwesen ermöglicht, einen Teil der Differenzialrente abzuschöpfen.

*Argument: Externalitäten der Stauräume*

Die Landflächen für die Stauräume werden von den Konzessionären über den Kaufpreis abgegolten. Die landschaftsästhetischen Externalitäten werden nicht abgegolten, allerdings können je nach Anlage nicht nur negative sondern auch positive Externalitäten vorliegen.

*Mehreinnahmen für die Gemeinwesen und Anstieg Gestehungskosten*

Die Einführung des einfachen Speicherzuschlages, wie er hier diskutiert wurde, führt im Kanton Wallis zu Mehreinnahmen in der Höhe von 24%, in den anderen Gebirgskantonen

zu Mehreinnahmen von 9-15%. Demgegenüber stehen zusätzliche Gestehungskosten auf Seiten der Speicherkraftwerkbetreiber von durchschnittlich 0.4 Rp./kWh.

### *Überprüfung der Berechnungsformel des Speicherzuschlages*

Die vorgeschlagene Berechnung des Speicherzuschlages richtet sich nach dem Verhältnis des maximalen Speichervolumens zur konzidierten Wassermenge (Speicherkapazität). Bei gegebener konzidierten Wassermenge steigt der Speicherzuschlag mit dem Speichervolumen an, bis dieses 50% der konzidierten Wassermenge erreicht. Das Ausmass der möglichen Produktionsverschiebung vom Sommer- aufs Winterhalbjahr steigt mit der Speicherkapazität. Es stellt sich allerdings die Frage, ob die potentielle Produktion von Spitzenenergie tatsächlich bis zu einer Speicherkapazität von 50% weiter ansteigt. Die maximale Produktion von Spitzenenergie wird möglicherweise bereits ab einer geringeren Speicherkapazität erreicht. In diesem Fall ist die Berechnungsformel insofern anzupassen, dass der einfache Speicherzuschlag auf weniger als 50% des Basissatzes beschränkt wird. Die Abgabenhöhe kann dann durch die Anwendung eines Mehrfachen des einfachen Speicherzuschlages ausgeglichen werden. Ohne eine solche Anpassung werden ansonsten Speicherkraftwerke bestraft, welche durch ihre grossen Speicher die für die Schweizer Versorgung wichtige saisonale Verschiebung der Produktion ermöglichen, jedoch deswegen nicht mehr höherwertige Spitzenenergie produzieren können als Speicherkraftwerke mit geringen Speicherkapazitäten.

### *Empfehlung*

Bundesrechtlich einheitlich festgesetzte Speicherzuschläge erlauben es, die Qualität der Stromproduktionsmöglichkeiten aus Speicherseen sowie die höhere Wertschätzung von Spitzen- und Regelenergie aus Speicherkraftwerken mit einem nach einer einheitlichen Regel ermittelten Zuschlag zu berücksichtigen. Dieser hängt von den kraftwerkspezifischen hydrologisch-topographischen Verhältnissen aber nicht von den kraftwerkspezifischen Ertrags- und Kostenfaktoren ab. Dies erlaubt eine näherungsweise Anpassung der Wasserzinse von Speicherkraftwerken an die gestiegene Wertschätzung von Spitzen- und Regelenergie, welche geringe Transaktionskosten aufweist. Die übrigen Wasserzinsregelungen könnten beibehalten werden. Die periodische Anpassung der bundesrechtlich festgesetzten Speicherzuschläge würde in der Logik und bezüglich der Verfahren ähnlich funktionieren wie die bisherigen Anpassungen des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums (welches natürlich auch nach der Einführung von Speicherzuschlägen weiterhin periodisch angepasst werden müsste).

Das Konzept des Speicherzuschlages lässt sich auch mit dem Konzept der Ressourcenrentenindexierung kombinieren. So ist es denkbar, dass jeweils zwei Kosten- und Preisindizes berechnet werden, woraus sich zwei Residualgewinnindizes ergeben. Der Basisindex würde sich aus dem Kostenindex gemäss Gestehungskosten von Laufkraftwerken und dem Preisindex für Bandenergie ergeben. Der Index für Speicherkraftwerke würde sich aus dem Kostenindex für Speicherkraftwerke und dem Preisindex für Spitzenenergie berechnen. Für die Verwendung der Indizes zur tatsächlichen Indexierung des WZ-Max

fehlen derzeit – wie im Abschnitt zur Indexierung erörtert – die dafür notwendigen Datenrundlagen. Wir empfehlen deshalb die Einführung eines Speicherzuschlages und parallel die Erstellung von zwei pragmatisch berechneten Residualgewinnindizes. Die Differenz zwischen den beiden Indizes kann zukünftig als Referenzwert für die Festsetzung des Speicherzuschlages dienen.

#### 4.4 Aufhebung des bundesgesetzlichen Wasserzinsmaximums

Die Aufhebung des bundesgesetzlichen Wasserzinsmaximums erfordert eine Verfassungsänderung und neue Regelungen in den Kantonen. Die ökonomischen Auswirkungen hängen von den neuen kantonalen Regelungen ab und können hier nicht abgeschätzt werden. Dazu sei auf das parallel zu diesem Bericht erscheinende rechtliche Gutachten von J. Leimbacher verwiesen.

## 5 Argumente und Empfehlungen für die Wasserzinsstrategie des BFE

### **Fakten:**

- Der Schweizer **Spotmarkt-Index SWEP** (Jahresmittel) stieg von 2.8 Rp./kWh im Jahr 1999 auf 10 Rp./kWh im Jahr 2007 bzw. auf 13.8 Rp./kWh. im laufenden Jahr 2008. Dies ergibt eine Preissteigerung von 257% bzw. 392%. Der SWEP ist jedoch nicht zur Abschätzung des durchschnittlichen Schweizer Grosshandelspreises geeignet, da sein Handelsvolumen weniger als 1% des Gesamtverbrauchs in der Schweiz entspricht und da er stark von den im Markt verfügbaren Kapazitätsreserven abhängt. Dies zeigt sich darin, dass der SWEP 1999 weit unter den durchschnittlichen Gesteuerungskosten und unter dem Importpreis lag. 2007 lag er hingegen deutlich über dem Exportpreis.
- Der **Swissix Spotmarkt-Index** für Bandenergie der EEX ist tiefer als der SWEP und stieg von 8.26 Rp./kWh im Jahresdurchschnitt 2007 auf 12.18 Rp./kWh im laufenden Jahr 2008 (bis Ende Juli).
- Die **Exportpreise** stiegen im Zeitraum zwischen 1999 und 2007 um 74% (von 4.8 auf 8.36 Rp./kWh), die **Importpreise** lediglich um 35% (von 4.44 auf 5.98 Rp./kWh).
- Die **europäischen Bandenergiepreise** werden gemäss den derzeitigen Kursen der Year Baseload Futures bis 2009 auf ca. 13 Rp./kWh steigen und sich dort in den nächsten 5 Jahren stabilisieren. Im ersten Quartal 2008 lagen die Erwartungen jedoch lange unter 10 Rp./kWh.
- Die durchschnittlichen Spotmarktpreise (Swissix) für **Spitzenenergie** lagen 2007-2008 rund 24% höher als die durchschnittlichen Spotmarktpreise für **Bandenergie**.
- Die **durchschnittliche Belastung der Wasserkraft** durch Wasserzinse, Steuern, Abgaben und nicht monetäre Leistungen an öffentliche Gemeinwesen betrug 2006 im Durchschnitt rund 3 Rp./kWh (davon 1.25 Rp./kWh für den Wasserzins). Diese sind seit 1995 nominal um knapp 5% gesunken.
- Die **Gestehungskosten** von Laufwasserkraftwerken betragen im Jahr 2000 4.9 Rp./kWh, diejenigen von Speicherkraftwerken 6.7 Rp./kWh. Die Gestehungskosten von Kernkraftwerken betragen 4-5 Rp./kWh und von Erdgas-Kombikraftwerken 6.7 Rp./kWh.
- Um die allgemeine **Teuerung** seit 1997 auszugleichen, ist eine Erhöhung des WZ-Max um 9.44 CHF/kW<sub>br</sub> notwendig (Stand September 2008).
- Die **Erhöhung des WZ-Max um 20 CHF/kW<sub>br</sub>** führt zu einer durchschnittlichen Erhöhung der Gestehungskosten von 0.3 Rp./kWh und zu Mehreinnahmen der Gemeinwesen von 100 Mio. CHF pro Jahr.

- Der **einfache Speicherzuschlag** erhöht den Wasserzinssatz der Speicherkraftwerke auf durchschnittlich 94.28 CHF/kW<sub>br</sub> (bei einem Basissatz von 80 CHF/kW<sub>br</sub> und bei vollständiger Ausschöpfung des Maximums) und die Gestehungskosten je nach Kanton um 0.21-0.60 Rp./kWh bzw. um durchschnittlich 0.32 Rp./kWh. Die zusätzlichen Einnahmen der Gemeinwesen betragen schweizweit etwa 60 Mio. CHF pro Jahr.
- **Umweltauflagen** im Bereich Schwall/Sunk gemäss der Initiative «Lebendiges Wasser» würden für einen Viertel der Wasserkraftwerkbetreiber zusätzliche Gestehungskosten von durchschnittlich 0.5 Rp./kWh verursachen. Bereits beschlossene Umweltauflagen zu den Restwassermengen werden bis 2025 zu Produktionseinbussen von 400-1'400 GWh/a führen.
- In der Schweiz wird das **Ausbaupotenzial** der Wasserkraftnutzung durch den Ausbau bestehender Anlagen auf 2 TWh/a geschätzt, zu Gestehungskosten von durchschnittlich 8 Rp./kWh (0.8 – 15 Rp./kWh; Preise von 2000). Für Neubauten wird von einem Potenzial von weiteren 2-3 TWh/a zu Gestehungskosten von 10-30 Rp./kWh ausgegangen (Kosten 2000).
- Der **Reingewinn der Schweizer Elektrizitätsunternehmen** stieg von 634 Mio. CHF 1997 auf 2'290 Mio. CHF im Jahr 2006.

### **Argumente zur Erhöhung des Wasserzinses**

- Theoretisch begrenzt das Wasserzinsmaximum lediglich einen an sich flexiblen Wasserzinssatz nach oben. Tatsächlich wird das WZ-Max in den meisten Kantonen voll ausgeschöpft. Damit handelt es sich faktisch um die Festsetzung eines fixen Wasserzinssatzes. Daraus kann gefolgert werden, dass das **aktuelle Wasserzinsmaximum tief** angesetzt ist.
- Das **Prinzip der Besitzstandswahrung spricht für einen Teuerungsausgleich** (gemäss KPI) bei der Festsetzung des Wasserzinsmaximums. Damit werden die Gemeinwesen als Konzedenten auf jeden Fall nicht schlechter gestellt.
- Die durch die Wasserkraftwerkbetreiber erwirtschafteten **Residualgewinne sind seit der letzten WZ-Max-Erhöpfung gestiegen**. Aufgrund der Marktöffnung, der prognostizierten Kapazitätslücke in Europa und der gestiegenen Produktionskosten der fossilen Stromproduktion ist mit einem weiteren Anstieg der durchschnittlichen Knappheitsrenten und damit der Ressourcenrenten zu rechnen. Die aktuellen Kurswerte an den europäischen Strombörsen weisen tendenziell auf weiter steigende Grosshandelspreise und damit auf steigende Ressourcenrenten für bestehende Wasserkraftwerke hin.
- Die Erhöhung der durchschnittlichen Gestehungskosten um 0.3 Rp./kWh aufgrund einer **WZ-Max-Erhöpfung auf 100 CHF/kW<sub>br</sub> entspricht lediglich einer teilweisen Abschöpfung der zusätzlichen Ressourcenrente**. Dies lässt sich damit begründen, dass die übrigen Gestehungskosten seit der letzten WZ-Max-Erhöpfung kaum gestie-

gen sind. Der Anstieg der Grosshandelspreise übersteigt jedoch 0.3 Rp./kWh um ein Vielfaches.

- Der **Wert der natürlichen Ressource Wasserkraft** stieg im qualitativen Vergleich mit anderen Produktionstechnologien. So lässt sich Strom aus Wasserkraft beispielsweise unter Ökostrom-Labels besser vermarkten, sie ist von der CO<sub>2</sub>-Abgabe nicht betroffen und erhält wegen dem Preisanstieg der primären fossilen Energieträger einen Kostenvorteil gegenüber fossilen Stromproduktionstechnologien. Durch diesen Kostenvorteil können Wasserkraftproduzenten eine Differenzialrente erzielen.

### **Argumente zur Indexierung des Wasserzinses**

- Eine Indexierung auf der Basis des Konsumentenpreisindex ist einseitig und vernachlässigt relevante Entscheidungsfaktoren wie die Entwicklung der Gesteungskosten und Elektrizitätspreise. So wird die Berücksichtigung realer Wertveränderungen der Ressource Wasserkraft verhindert.
- Die **Residualgewinnindexierung** bei einer gleichzeitigen Prozentregelung für die Verteilung des Residualgewinns auf die Konzessionäre und die verleihenden Gemeinwesen weist gegenüber der KPI-Indexierung entscheidende **Vorteile** auf:
  - Die Residualgewinnindexierung ermöglicht den Gemeinwesen eine Partizipation an steigenden Gewinnen in der Stromproduktion aus Wasserkraft. Somit kann ein Teil des realen Wertzuwachses der Ressource Wasserkraft abgeschöpft werden.
  - Die betriebswirtschaftliche Planung der Konzessionäre ist mit weniger Unsicherheit behaftet, da sich die Wasserzinse proportional zu den gewinnrelevanten Grössen verhalten.
  - Diese Indexierung macht weitere Überprüfungen des WZ-Max in Zukunft weitgehend überflüssig, beziehungsweise grenzt den Handlungsspielraum der WZ-Max-Festlegung genügend ein, um diese an den Bundesrat zu delegieren. Anpassungen der Indexberechnungsmethode könnten weiterhin dem Parlament vorenthalten bleiben.
- Die **Nachteile** liegen in der praktischen Berechnung des Preis- und Kostenindizes.
  - Derzeit sind die Grosshandelspreise nicht beobachtbar und auch nach der Liberalisierung ist eine komplette Offenlegung der Preise nicht absehbar.
  - Die Berechnung des Kostenindex lässt einen Diskussionsspielraum bei der Gewichtung der einzelnen Komponenten wie Zinsniveau, KPI, Baukostenindex und Lohnindex zu.

### **Argumente zur Einführung eines Speichertzuschlages**

- Speicherkraftwerkbetreiber verfügen über einen **Standortvorteil** und können dadurch Differenzialrenten erzielen. Die topographische Lage ermöglicht ihnen die Errichtung

von Staubecken. Die Differenzialrenten ergeben sich aus der durch die Speicherung ermöglichte Konzentration auf die Produktion von Spitzen- und Regelernergie, mit denen höhere Preise erzielt werden können, wobei die Kosten der Speicherung zu berücksichtigen sind.

- Die Landflächen für die **Stauräume** werden von den Konzessionären über den Kaufpreis abgegolten. Die landschaftsästhetischen Externalitäten werden nicht abgegolten, allerdings können je nach Anlage nicht nur negative sondern auch positive Externalitäten vorliegen.

### **Empfehlungen**

Aufgrund der genannten Fakten und Argumente ergeben sich aus ökonomischer Sicht drei konkrete Empfehlungen.

- 1 Erhöhung des generellen Wasserzinsmaximums**
- 2 Teilweise Flexibilisierung des WZ-Max basierend auf der Standortqualität der verliehenen Wasserrechte → Speicherzuschlag**
- 3 Schaffung ökonomisch fundierter Referenzgrössen zur politischen Festlegung des WZ-Max → Erstellung von zwei Residualgewinnindizes für Band- und Regel-/Spitzenenergie**

- 1 Erhöhung des generellen Wasserzinsmaximums:

Das aktuelle Wasserzinsmaximum ist als tief einzustufen. Die Marktentwicklung und die Entwicklung der Grosshandelspreise seit 1997 stützen die Forderungen nach einer Erhöhung des Wasserzinsmaximums: Die qualitativen Überlegungen deuten darauf hin, dass der reale Wert der Ressource Wasserkraft seit 1997 gestiegen ist. Die quantitativen Datengrundlagen zu den Gestehungskosten und Grosshandelspreisen ergibt, dass eine Erhöhung um 20 CHF/kW<sub>br</sub> gerechtfertigt ist. Die Informationen zur Entwicklung der von den Produzenten gelösten Preise müssten noch verbessert werden, um allenfalls eine grössere Anhebung des allgemeinen WZ-Max zu stützen. Solange in den meisten Konzessionsverhältnissen das geltende Wasserzinsmaximum voll ausgeschöpft wird, kann von einem relativ tiefen Wasserzinsniveau ausgegangen werden, weil dann das WZ-Max so festgelegt ist, dass es auch für Konzessionäre an relativ schlechten Standorten tragbar bleibt. Für viele Produktionsanlagen wären auch höhere Abgaben betriebswirtschaftlich vertretbar.

- 2 Teilweise Flexibilisierung/ des WZ-Max basierend auf der Standortqualität der Wasserkraft → Speicherzuschlag:

Aus der Optik der Ressourcenrente wäre im Prinzip eine Flexibilisierung und eine kraftwerkspezifische Ermittlung der Wasserzinse erforderlich. Die Flexibilisierung beinhaltet dabei sowohl die Anpassung an über die Zeit ändernde Marktbedingungen und Nettoertragspotentiale, wie auch Anpassungen an standortspezifische Gegeben-

heiten. Die vollständige Individualisierung würde eine periodische Bestimmung des Residualgewinnes für jede Produktionsanlage erfordern. Aufgrund asymmetrischer Informationen und hoher Transaktionskosten dürfte eine solche Lösung jedoch derzeit kaum Akzeptanz finden.

Die Einführung eines Speicherzuschlages bietet dazu eine (partielle) Alternative im Sinne einer Teilflexibilisierung. Sie erlaubt einen Teil der standortbedingten Differenzialrente abzuschöpfen, die die Betreiber von Speicherkraftwerken aufgrund ihres anlagenspezifischen Standortvorteils erzielen. Der Standortvorteil besteht in der Möglichkeit der Speicherung und Konzentration der Produktion auf Zeitperioden mit höheren Gewinnspannen (Spitzen- und Regelenergie gegenüber Bandenergie). Der zurzeit diskutierte einfache Speicherzuschlag lässt sich damit begründen. Der doppelte Speicherzuschlag scheint uns jedoch durch die Preisdifferenz von Band- und Spitzenenergie in Anbetracht der höheren Gestehungskosten von Speicherkraftwerken nicht gerechtfertigt.

- 3 Schaffung ökonomisch fundierter Referenzgrößen zur politischen Festlegung des WZ-Max → Erstellung von zwei Residualgewinnindizes für Band- und Regel-/Spitzenenergie:

Die Residualgewinne entsprechen den Nettoerträgen vor Wasserzinsen und ergeben sich aus den Verkaufserlösen der Stromproduktion abzüglich der Gestehungskosten dieser Produktion (ohne die Wasserzinse). Die Methode der Residualgewinnindexierung setzt die Argumente mathematisch um, die in der politischen Diskussion aufgeführt werden. Diese Indexierung erlaubt die Berücksichtigung der Entwicklung der relevanten wirtschaftlichen Faktoren, die die Residualgewinne (bzw. die Nettoerträge) aller Wasserkraftwerksbetreiber massgeblich beeinflussen: Die Marktpreise und die wichtigsten Treiber der Kostenkomponenten (Zinsniveau, KPI etc.). Für die Bestimmung der Berechnungsgrundlagen des Wasserzinses müssen keine kraftwerkspezifischen Gewinndaten erhoben werden, so dass die Nachteile der individuellen Festsetzung der Wasserzinse nicht zum Tragen kommen. Der Speicherzuschlag als höhere Abgabe auf die Produktion von Spitzenenergie kann im Rahmen der Residualgewinnindexierung ebenfalls umgesetzt werden. Zu diesem Zweck können jeweils zwei Kosten- und Preisindizes berechnet werden, woraus sich zwei Residualgewinnindizes ergeben. Der Basisindex würde sich aus dem Kostenindex gemäss Gestehungskosten von Laufkraftwerken und dem Preisindex für Bandenergie ergeben. Der Index für Speicherkraftwerke würde sich aus dem Kostenindex für Speicherkraftwerke und dem Preisindex für Spitzenenergie berechnen.

Aufgrund der aktuellen Datenlage ist die Berechnung eines repräsentativen und belastbaren Residualgewinnindexes noch nicht möglich, und die Methode ist deshalb zurzeit praktisch nicht direkt umsetzbar. Deshalb empfehlen wir, einen Residualgewinnindex pragmatisch mit den vorhandenen Daten zu Kosten und Preisen zu schätzen und diesen wenigstens als Informations- und Entscheidungsgrundlage in der politischen Diskussion zur Festsetzung des Wasserzinsmaximums und des Speicherzu-

schlages einzusetzen. Mittelfristig empfehlen wir, die Daten für die Bildung eines Residualgewinnindexes aufzubereiten, um eine genügend belastbare Grundlage für eine derartige Indexierung zu schaffen.

## Anhang

## A-1 Schweizer Unternehmen am Stromspotmarkt EEX

Schweizer Unternehmen an der EEX	Spotmarkt Elektrizität	andere Spot- märkte	Terminmarkt (Derivative)
1 Aare-Tessin AG für Elektrizität	■	■	□
2 Atel Energy AG	■	■	□
3 Azienda Elettrica Ticinese	■	■	□
4 BKW-FMB Energie AG	■	■	□
5 Cargill International SA	■	□	□
6 Centralschweizerische Kraftwerke AG	■	■	□
7 Elektrizitäts-Gesellschaft-Laufenburg AG	■	■	□
8 Energie Ouest Suisse S. A.	■	■	□
9 Energiedienst Holding AG	■	□	□
10 Energy Financing Team (Switzerland GmbH)	■	■	■
11 ewz	■	□	□
12 Ezpada AG	■	■	□
13 Nordostschweizerische Kraftwerke AG	■	■	□
14 Rätia Energie AG	■	■	□
15 Schweizerische Bundesbahnen (SBB)	■	□	□

Tabelle 12: Liste der 15 Schweizer Unternehmen, die am Stromspotmarkt an der EEX teilnehmen. Insgesamt gibt es an der EEX 25 Schweizer Marktteilnehmer [Stand 29. Juli 2008]  
<https://www.eex.com/de/%C3%9Cber%20EEX/Teilnehmerliste/trade-members/overview/name/asc/country/CH>.

## A-2 Berechnung des Residualgewinnindex

Können je geeignete Indizes gefunden werden, die Kosten- und Preisentwicklung abzubilden vermögen, so berechnet sich der Residualgewinnindex, welcher bei der prozentualen Teilungsregel dem Wasserzinsindex entspricht, nach der folgenden Formel:

$$\text{Wasserzinsindex} = \text{Residualgewinnindex} = \frac{\text{Preisindex} - \text{Kostenindex} \times (1 - \text{Res.gewinnmarge}_{\text{Indexstart}})}{\text{Res.gewinnmarge}_{\text{Indexstart}}}$$

$$\text{wobei: Residualgewinnmarge}_{\text{Indexstart}} = \frac{\text{Marktpreis}_{\text{Indexstart}} - \text{durchschn.Gestehungskosten}_{\text{Indexstart}}}{\text{Marktpreis}_{\text{Indexstart}}}$$

Neben dem Preis- und Kostenindex ist die bei Beginn der Indexierung geltende Residualgewinnmarge ein für die Berechnung notwendiger Parameter. Je kleiner die Marge zwischen Preis und Kosten, desto stärker reagiert der Residualgewinn und damit der Wasserzins auf Veränderungen des Preis- bzw. Kostenniveaus. Tabelle 13 zeigt ein Beispiel für die Berechnung des Residualgewinnindex z und des Wasserzinses w.

<b>Q:</b> Anteil Wasserzins am Residualgewinn (Teilungsregel)	0.4
<b>M:</b> Residualgewinnmarge (p-c)/p	0.375

$$\text{Residualgewinnindex} = z = \frac{x - y \times (1 - M)}{M} \quad \text{wobei: } M = \frac{p - c}{p}$$

Grossbuchstaben entsprechen den jeweiligen Indexstart-Werten (erste Zeile)

CHF					Index		Index	CHF
p: Preis	c: Kosten	r: Residualgewinn = p-c	g: Gewinn Konzessionär = r*(1-Q)	w: Wasserzins = r*Q	x: Preisindex	y: Kostenindex	z: Residualgewinnindex = (y-y*(1-M))/M	w: Wasserzins = z*W/Z
80	50	30	18	12	100.0	100.0	100.0	18
90	52	38	22.8	15.2	112.5	104.0	126.7	15.2
150	60	90	54	36	187.5	120.0	300.0	36

Tabelle 13: Beispiel zur Berechnung der Residualgewinnindex z und dadurch des Wasserzinses w (eigene Darstellung).

## Literatur

- 06.3160 – Postulat Jean-Noël Rey: „Anpassung der Wasserzinsen“ vom 24.03.2006.
- 07.3165 – Interpellation Rudolf Escher: „Wasserzinsregulierung im offenen Elektrizitätsmarkt“ vom 22.03.2007.
- 07.3364 – Interpellation Christoffel Brändli: „Optimierung der Wasserkraftnutzung“ vom 20.06.2007.
- 07.3433 – Postulat Hildegard Fässler-Osterwalder: "Faire Regelungen bei wasserkraftsanierungen" vom 21.06.2007.
- 07.3911 – Motion Hansheiri Inderkum: „Angemessene Wasserzinsen“ vom 21.12.2007.
- 08.3204 – Postulat Sep Cathomas: „Wasserzins beziehungsweise Ressourcenabgeltung der Wasserkraft" vom 20.03.2008.
- Amt für Energie und Verkehr AEV Graubünden (2008): Erläuterungen zur volkswirtschaftlichen Bedeutung der Wasserkraftwerke in Graubünden. URL: <http://www.energie.gr.ch/strom-aus-wasser/volkswirtschaftliches-erlauterungen.htm> [Stand: 25.06.08]
- Banfi, S., Filippini, M., Luchsinger, C., Müller, A. (2004): Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz und Möglichkeiten einer Flexibilisierung. vdf Hochschulverlag AG, Zürich, 2004.
- Bundesamt für Energie BFE (2003): Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2002. Bern 2003.
- Bundesamt für Energie BFE (2005): Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2004. Bern 2005.
- Bundesamt für Energie BFE (2008a): Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2007. Bern 2008.
- Bundesamt für Energie BFE (2008b): Strategie Wasserkraftnutzung. Bern, März 2008.
- Bundesamt für Energie BFE (2008c): Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz – Stand 1. Januar 2008. Ittigen, 6. Februar 2008.
- Bundesamt für Wasser und Geologie BWE (2002): Der Wasserzins – die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz. Berichte des BGW, Serie Wasser, Nr. 3. Bern, 2002.
- Burri, S. (2008): Telefonat mit Dr. rer. pol. Stefan Burri, Fachsekretariat EICOM, Leiter Sektion Preise und Tarife, vom 15. August 2008. Tel 031 325 40 62.

- ECOPLAN, NATURA (2007): Grundlagen zur Initiative „Lebendiges Wasser“ Expertenbericht zur Finanzierung. Im Auftrag des Bundesamts für Umwelt BAFU. Ittigen, 11. Oktober 2007.
- EEX European Energy Exchange (2008): Marktinformation URL: <https://www.eex.com/de/Marktinformation> [Stand 28.07.08].
- EGL Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG (2008): SWEP Statistik. URL: <http://www.egl.ch/int/ch/de/markt/swep/aktuell.3.CsvFile.csv?hc1=Datum&hc2=CHF&hc3=Tage> [Stand 28.07.08].
- Electrowatt-Ekono,(2004): Ausbaupotenzial der Wasserkraft. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE. November 2004.
- lfnE Ingenieurbüro für neue Energien (2007): Ermittlung des Stromgrosshandelspreises im Schweizer Strommarkt. Untersuchung im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Teltow, 22. Mai 2007.
- Filippini, M., Banfi, S., Luchsinger, C. und Wild, J. (2001): Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz – Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Frankfurter Allgemeine Zeitung FAZ (2008): Kernkraft – Siemens und das finnische Millionengrab. Ausgabe 30. März 2008. URL: <http://www.faz.net/s/RubD16E1F55D21144C4AE3F9DDF52B6E1D9/Doc~E0E1CC0B86BA04218B756ABD7DB17AA14~ATpl~Ecommon~Content.html> [Stand: 02.10.08].
- Graubünden (1997): Erneuerungs- und Erweiterungspotenzial der Wasserkraftwerke in Graubünden, Bundesamt für Wasserwirtschaft, Studienbericht 7, Biel 1997.
- Hauenstein, W. (2008): Telefonat mit Dr. Walter Hauenstein, Direktor des Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), vom 15. August 2008. Tel 056 222 50 69.
- Kilchenmann, F. (1993): Bericht über das Wasserzinsmaximum. Im Auftrag des Bundesamtes für Wasserwirtschaft, Bern.
- Luchsinger, C. (2006): Abschöpfung der Ressourcenrente in der Schweizer Wasserkraftproduktion – Eine empirische Untersuchung über die Wasserzinse. Diss. ETH Nr. 16409.
- Ott, W., Baur, M., Gsponer, G. (2006): Strategie Wasserkraftnutzung Schweiz - Grundlagen und strategische Ansatzpunkte, econcept AG im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE, September 2006, Zürich.

- Prognos (2007): Die Energieperspektiven 2035 – Band 5. Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE.
- Sigg, R. (2005): Wasserzins Argumentarium. Für das Bundesamt für Wasser und Geologie. Bern, 25. November, 2005.
- Schweizerische Nationalbank SNB (2008): Baupreisindex (halbjährlich). Statistisches Monatsheft Juli 2008, O4\_1 Baupreisindizes.
- Statistik Aargau (2008): Der Schweizerische Baupreisindex. URL: <http://www.ag.ch/staag/daten/B05/bau.html> [Stand: 29.07.08].
- VSE, Menzel, A. (1995): Finanzielle Belastung der Elektrizität durch öffentliche Gemeinwesen.
- Wallis (2000): Erneuerungs- und Erweiterungspotenzial der Wasserkraftwerke in Kanton Wallis, Bundesamt für Wasser und Geologie, Studienbericht 11, Biel 2000.
- Wyer, H. (2006): Die öffentlichen Abgaben der Wasserkraftnutzung im Alpenraum. Schulthess Verlag, Zürich Basel Bern 2006.