

Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz

Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche
Verbesserungspotenziale

Ausgearbeitet durch

Prof. Dr. M. Filippini, Dr. S. Banfi, C. Luchsinger, Dr. J. Wild

CEPE ETH Zürich und Mecop Università della Svizzera Italiana

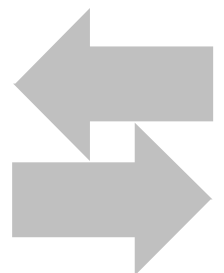
Im Auftrag des

Bundesamtes für Energie

und des

Bundesamtes für Wasser und Geologie

Dezember 2001



Auftraggeber:

Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen des Bundesamtes für Energie (www.ewg-bfe.ch) und Bundesamt für Wasser und Geologie

Auftragnehmer:

Centre for Energy Policy and Economics, CEPE, ETH-Zentrum, WEC, 8092 Zürich, www.cepe.ethz.ch
Istituto di Microeconomia e economia Pubblica, Mecop, Università della Svizzera Italiana, Via Maderno 24, 6900 Lugano

Autoren:

Prof. Dr. Massimi Filippini
Dr. Silvia Banfi
Cornelia Luchsinger
Dr. Jörg Wild

In Zusammenarbeit mit:

Markus Balmer, CEPE, (Kapitel 4)
Dr. Edgar Gnansounou, Laboratoire de systèmes énergétiques, LASEN, EPFL (Anhang 5)
Damian Grand, CEPE (Mitarbeit Kapitel 2)
Lars Henkels, CEPE (Anhang 6)
Marco Semadeni, CEPE (Kapitel 4)

Begleitgruppe:

Alfred Löhner, Bundesamt für Energie
Jörg Aeberhard, IG Wasserkraft
Dr. Walter Hauenstein, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Manfred Kummer, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft
Dr. Alfred Rey, Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Johannes Schimmel, Swiss CityPower
Ruedi Sigg, Bundesamt für Wasser und Geologie
Martin Beck, Bundesamt für Energie

2001

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogrammes „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamtes für Energie erarbeitet. Für den Inhalt ist alleine der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Worblentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen • Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 • office@bfe.admin.ch • www.admin.ch/bfe

Vertrieb: BBL/EDMZ, 3003 Bern, www.admin.ch/edmz

BBL/EDMZ Bestellnummer: 805.053 d

Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz

Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale

Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETH Zürich
und

Istituto di Microeconomia e economia Pubblica (MecoP), Università della
Svizzera Italiana

Projekt im Rahmen der Ausschreibung
Forschungsprojekte Energiewirtschaftliche Grundlagen des BFE

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	i
Das Wichtigste in Kürze.....	v
Zusammenfassung.....	Z-1
Résumé	R-1
1 Einleitung, Zielsetzungen und Aufbau der Studie.....	1
2 Analyse der Umfeld-Rahmenbedingungen.....	5
2.1. Einleitung.....	5
2.2. Analyse der ökonomischen Rahmenbedingungen	5
2.2.1. Elektrizitätspreise.....	6
2.2.2. Kapitalkosten	11
2.3. Analyse der politischen/rechtlichen Rahmenbedingungen	14
2.3.1. Bedeutung der Wasserkraft als Einnahmequelle der öffentlichen Hand.....	14
2.3.2. Wasserzinse.....	15
2.3.3. Steuern.....	16
2.3.4. Energieabgaben	16
2.3.5. Weitere politische Rahmenbedingungen.....	16
2.4. Analyse der ökologischen Rahmenbedingungen	17
2.4.1. Restwassermengen	17
2.4.2. Ausgleichsbeiträge.....	20
2.4.3. Bildung von Ökolabels und Absatz von Ökostrom.....	20
2.5. Analyse der technischen Rahmenbedingungen	22
3 Technische und ökonomische Ist-Analyse der schweizerischen Wasserkraftwerke.....	25
3.1. Datengrundlage	25
3.2. Technische Ist-Analyse	26
3.2.1. Typologisierung	26
3.2.2. Auswertung der technischen Merkmale.....	27
3.3. Ökonomische Ist-Analyse.....	32
3.3.1. Typologisierung	32
3.3.2. Auswertung der ökonomischen Merkmale	34
4 Märkte für Spitzenstrom, Regulierungs-, Frequenzhaltungs- und Reserveenergie	43
4.1. Charakteristiken der heutigen Märkte	43
4.1.1. Zeitliche Ausprägungen	43
4.1.2. Import und Export.....	45

4.2.	Spitzen-, Frequenzhaltungs- und Spannungshaltungsenergie.....	48
4.2.1.	Spitzenenergie.....	48
4.2.2.	Frequenzhaltungsenergie	52
4.2.3.	Spannungshaltungsenergie.....	54
4.3.	Heutiger Einsatz der Speicherkraftwerke.....	55
4.4.	Positionierung der schweizerischen Speicherkraftwerke in den Bereichen Spitzenstrom und Frequenzregulierung	61
4.4.1.	Heutige Situation.....	63
4.4.2.	Vollständige Öffnung der Märkte	69
4.4.3.	Fazit	70
5	Mögliche kostenseitige Massnahmen zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit.....	73
5.1.	Entwicklung der Kosten 1990 – 1999	73
5.2.	Verbesserungspotenziale Betriebs-/Unterhaltskosten.....	78
5.2.1.	Entwicklung der variablen Kosten 1990 – 1999	78
5.2.2.	Einflussfaktoren auf die variablen Kosten.....	82
5.2.3.	Mögliche Massnahmen zur Reduktion der Betriebs- und Unterhaltskosten.....	84
5.3.	Verbesserungspotenziale der Kapitalkosten	87
5.3.1.	Verbesserungspotenziale Finanzierung.....	87
5.3.2.	Etap pierung von Investitionsprojekten	88
5.4.	Optimierung der Produktion.....	89
6	Modell zur Beurteilung der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit	91
6.1.	Einleitung.....	91
6.2.	Beurteilung der Investitionsentscheide mit der Kapitalwertmethode	91
6.2.1.	Die Discounted Free Cash Flow - Methode	92
6.2.2.	Grundlegende Modellannahmen.....	93
6.2.3.	Modellaufbau.....	94
6.3.	Datenbasis.....	95
6.4.	Definition der Szenarien	97
6.4.1.	Referenzszenario	97
6.4.2.	Definition der Alternativszenarien	101
6.5.	Ergebnisse für die vier Szenarien	102
6.6.	Sensitivitäten.....	108
7	Beurteilung von wirtschaftspolitischen Handlungsmöglichkeiten	121
7.1.	Wirtschaftspolitische Handlungsalternativen zur Beeinflussung der Strommarktpreise.....	121

7.1.1. Einführung einer CO ₂ -Abgabe	122
7.1.2. Abgabe auf nicht erneuerbare Energie.....	124
7.1.3. Aufkommensneutrale MWSt.-Befreiung des Energiesektors.....	126
7.2. Wirtschaftspolitische Handlungsalternativen zur Beeinflussung der Kapitalkosten.....	129
7.3. Schlussfolgerungen	131
8 Schlusswort	133
Literatur.....	137

Anhang.....A-1

Anhang 1: Prognosen über die zukünftigen Elektrizitätspreise	A-3
Anhang 2: Modell zur Bestimmung der erwarteten langfristigen durchschnittlichen Strompreise	A-9
Anhang 3: Spezifische Investitionskosten	A-11
Anhang 4: Datenbank BWG und LASSEN.....	A-13
Anhang 5: Evaluation technico-économique du potentiel d'investissement pour la production hydroélectrique en Suisse : approche méthodologique.....	A-15
Anhang 6: Discounted Cash Flow Modell- und Datenbeschreibung.....	A-19

Das Wichtigste in Kürze

In dieser ersten, allgemeinen Studie – die einen Vorstudien-Charakter aufweist – wird untersucht, ob die Strommarktliberalisierung die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft beeinträchtigt und welche Massnahmen dagegen ergriffen werden könnten. Die langfristige Wettbewerbsfähigkeit ist definiert als die Fähigkeit einer Branche, **langfristig, d.h. nach Ablauf der Konzessionen, Erneuerungsinvestitionen** zu tätigen.

Die drei Hauptziele der Untersuchung sind:

1. Beurteilung der **langfristigen Wettbewerbsfähigkeit** der Branche und Identifizierung der Faktoren, welche diese beeinträchtigen bzw. verbessern könnten.
2. Analyse der **Kostenstruktur** und Aufzeigen von Massnahmen, mit denen die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Branche gestärkt werden kann.
3. Darstellung von möglichen **wirtschaftspolitischen Massnahmen**, um die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftwerke zu verbessern.

Die Studie identifiziert die wichtigsten Determinanten der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit in den **Strommarktpreisen** und in den **Kapitalkosten** (Abschreibungen sowie Zinssatz für das Fremd- und Eigenkapital). Weiter können die **Wasserzinse**, die **Steuern** und die Bestimmungen zu den **Restwassermengen** vor allem für Unternehmen, welche sich nahe der Rentabilitätsgrenze befinden, für den Investitionsentscheid von grosser Bedeutung sein.

Die Ergebnisse der Analyse deuten darauf hin, dass in Zukunft mit einer **beträchtlichen Anzahl** von Unternehmen gerechnet werden muss, die auf eine Erneuerung ihrer Anlagen **verzichten** würden. Diese Ergebnisse hängen selbstverständlich von der Entwicklung der Strommarktpreise, der spezifischen Investitionskosten, der Zinssätze und der weiteren ökonomischen, politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ab. Eine Prognose zu machen über die Entwicklung dieser Parameter ist mit grossen **Unsicherheiten** verbunden. Durch Sensitivitätsrechnungen und die Definition von verschiedenen Szenarien wird versucht, diesen Unsicherheiten Rechnung zu tragen.

Die Untersuchung weist schliesslich darauf hin, dass wirtschaftspolitische Massnahmen eine Verbesserung der Wettbewerbssituation der Wasserkraft bewirken könnten. Besonders erfolgversprechend dürften alle Massnahmen sein, die in Richtung **Internalisierung der externen Kosten** der Energieerzeugung zielen. Flankierend könnten gezielte **Unterstützungsmassnahmen** für einzelne Werke zum Einsatz kommen.

Zusammenfassung

In der politischen Diskussion ist in den letzten Jahren oft die Frage gestellt worden, ob die Strommarkoliberalisierung die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft beeinträchtigt und was im Falle einer solchen Beeinträchtigung dagegen unternommen werden könne. In diesem Zusammenhang ist im Oktober 2000 ein Postulat der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie eingereicht worden, mit der Einladung an den Bundesrat, die **mittel- und langfristige Stellung der einheimischen Wasserkraft in einem liberalisierten Strommarkt** zu prüfen.

Diese erste, allgemeine Studie – die einen Vorstudien-Charakter aufweist – ist dieser Frage nachgegangen. Dafür wurde die **langfristige¹ Perspektive** gewählt, wonach die Wettbewerbsfähigkeit als die Fähigkeit einer Branche oder einzelner Unternehmen definiert ist, langfristig **Erhaltungs- und Erneuerungsinvestitionen** zu tätigen.²

Die drei Hauptziele, die mit der Studie verfolgt wurden, sind:

1. Einschätzung der für die Wasserkraft relevanten **Rahmenbedingungen**: Es werden die **Faktoren, welche die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Branche beeinträchtigen bzw. verbessern könnten, identifiziert**. Konkret wird der Frage nachgegangen, ob die Wasserkraftwerke nach Ablauf der Konzessionen, d.h. für die meisten Werke nach dem Jahr 2020, Erneuerungsinvestitionen tätigen werden.
2. Die Analyse der **Kostenstruktur** soll Möglichkeiten aufzeigen, wie in Zukunft die Wettbewerbsfähigkeit der Branche gestärkt werden kann.
3. Es soll aufgezeigt werden, welche Möglichkeiten auf der **wirtschaftspolitischen Ebene** bestehen, um die Produktions- und Erlösbedingungen für die Wasserkraftwerke zu verbessern.

Nicht Gegenstand der Untersuchung bildet die Bewertung der **nicht amortisierbaren Investitionen**, da für die Schweiz hierzu bereits verschiedene Analysen vorliegen. Wegen der Fokussierung auf die langfristige Wettbewerbsfähigkeit werden die Faktoren, die in den nächsten Jahren aufgrund der Marktliberalisierung die wirtschaftliche Situation der Branche bestimmen und voraussichtlich erschweren werden, nur am Rande berücksichtigt. Damit soll nicht die Bedeutung dieser Bestimmungsfaktoren in Frage gestellt werden, diese sind vielmehr in anderen Studien zu vertiefen.

Ausgangslage

Die Analyse des Umfeldes, in dem die Wasserkraftwerke tätig sind, zeigt, dass die Wettbewerbsfähigkeit dieses Sektors von einer Vielzahl von Determinanten beeinflusst wird. Bei den **ökonomischen Faktoren** sind es in erster Linie die **Strommarktpreise**, welche einen entscheidenden Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit ausüben. Wir gehen davon aus, dass in einem zukünftigen liberalisierten europäischen Strommarkt die Referenzpreise durch die Grenztechnologie bestimmt werden. Damit ist jene Technologie gemeint, die in der Lage ist, die **zusätzliche Stromnachfrage** eines bestimmten Lastsegmentes zu den tiefsten Kosten zu decken. Anders ausgedrückt: „In einer Periode mit voller Auslastung des Kraftwerkparks ergibt sich der

¹ Unter langfristig wird der Zeitrahmen gemeint, in dem die Unternehmen ihre Produktion durch eine Änderung aller Produktionsfaktoren anpassen können. Der Entscheid, für die Analyse die langfristige Optik zu wählen, wird durch den Umstand unterstützt, dass die Konzessionen für einen Grossteil der Zentralen erst nach 2020 enden werden. Das ist auch der Zeitpunkt, in dem die Erneuerungsentscheide eine spezielle Bedeutung erhalten werden.

² Das CEPE hat eine zweite Studie, welche die kurz- bis mittelfristigen Perspektiven der Wasserkraft und die Ertragspotenziale aus Ökostrom untersucht, erarbeitet (CEPE, EAWAG 2001).

Preis aus den langfristigen Grenzkosten des in dieser Periode zusätzlich einzusetzenden Kraftwerks“.³ Aufgrund der tiefen Grenzkosten wird die Wasserkraft nie eine Grenztechnologie darstellen. Die Strommarktpreise können somit für die Wasserkraftwerke als exogene Grösse betrachtet werden.

Die Prognose der erwarteten zukünftigen Preise (Tabelle Z-1) wird auf der Grundlage eines einfachen Modells durchgeführt, in dem die Erzeugungskosten für verschiedene Alternativtechnologien zur Wasserkraft geschätzt werden. Den Strommarktpreis im Hochlastsegment bestimmen dabei Anlagen mit Gasturbinen. Für die Bandpreise sind die Erzeugungskosten von Gas-Dampf-Kombikraftwerken und AKWs relevant.

Gemäss dem Modell zur Bestimmung der langfristigen Strompreise ergibt sich ein durchschnittlicher Strombandpreis von 5.6 Rp./kWh (für Anlagen, die Strom gleichmässig über das ganze Jahr erzeugen). Diese Prognosen widerspiegeln in etwa die Preisschätzungen, die in vergleichbaren Studien eingesetzt worden sind (vgl. z.B. CSFB 1997).

Tabelle Z-1: Ergebnisse des Modells und langfristige durchschnittliche reale Preise für die einzelnen Lastperioden

Lastperiode	Stunden pro Lastperiode*	Durchschnittlicher Preis (Rp./kWh)
Spitzenlast Winter	826	14.5
Spitzenlast Sommer	295	7.1
Mittellast Winter	1'431	5.1
Mittellast Sommer	1'822	4.7
Schwachlast Winter	2'111	4.7
Schwachlast Sommer	2'275	4.1
Durchschnittspreis	8'760	5.6

* BWW-Studie Nr. 6, 1996

Die Kapitalkosten sind eine weitere ökonomische Variable, deren Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit als hoch eingestuft wird. Dabei unterscheiden wir zwischen der Verzinsung des Kapitals und der Investitionssumme und somit der Höhe der Abschreibungen. Die Prognose der Zinssätze basiert auf den heutigen Sätzen. Daraus ergibt sich ein gewichteter durchschnittlicher Kapitalzinssatz von 4.5%. Dieser enthält bereits einen Risikozuschlag für Investitionen in Wasserkraftanlagen. Die Schätzung der Investitionen stützt sich dagegen auf historische Werte sowie auf bestehende Studien⁴. In Tabelle Z- 2 sind die angenommenen spezifischen Investitionskosten dargestellt.

³ Pfaffenberger 1993.

⁴ Elektrowatt Engineering 1998.

Tabelle Z- 2: Spezifische Investitionsfaktoren (CHF/kW) für verschiedene Kraftwerkkategorien

Kraftwerkkategorie	Investitionskosten CHF / kW
Spez. Investition Kraftwerk 1 bis 10 MW	3'000
Spez. Investition Laufkraftwerk	1'750
Spez. Investition Speicherkraftwerk	1'250
Spez. Investition Pumpspeicher	875

Bei den **politisch/rechtlichen** Rahmenbedingungen sind die Entwicklung des **Wasserzinsmaximums** und die Einführung von **Energieabgaben** Faktoren, welche die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftwerke beeinflussen können; bei den **ökologischen** Rahmenbedingungen sind in erster Linie die Bestimmungen zu den **Restwassermengen** zu erwähnen. Der Bildung von Ökolabels könnte in Zukunft eine gewisse Bedeutung zukommen, insbesondere in Verbindung mit den Absatzpotenzialen von Ökostrom. Die Entwicklung der **technischen** Rahmenbedingungen kann punktuell eine Verbesserung der Wirkungsgrade sowie Leistungssteigerungen zur Folge haben. Insgesamt wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass in der Schweiz das Potenzial für den Bau von neuen Wasserkraftanlagen sehr gering bzw. der Ausbau der Wasserkraftnutzung weitgehend abgeschlossen ist.

Für die Beurteilung der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftwerke haben wir uns auf die ökonomischen (Gestehungskosten) und technischen (Produktions- und Standortbedingungen) Merkmale einer Stichprobe von schweizerischen Wasserkraftwerken bezogen.

Die Auswertung dieser Merkmale hat unter anderem gezeigt, dass für die meisten Wasserkraftwerke die Konzessionen erst in den nächsten 20 bis 30 Jahren ablaufen werden. Dies wird auch der (späteste) Zeitpunkt sein, in dem die Frage nach der Erneuerung der Anlagen gestellt bzw. beantwortet werden muss. Die Analyse der ökonomischen Merkmale erfolgte für eine Stichprobe von 46 Unternehmen, für welche die Daten aus den Geschäftsberichten für 4 Jahre (1990, 1995, 1997 und 1999) erhältlich waren. Diese Informationen sind in einer Datenbank, die durch das LASEN⁵ und das CEPE erstellt worden ist, erfasst.

In Abbildung Z- 1 sind die Gestehungskosten für fünf Kategorien von Wasserkraftwerken sowie für alle Unternehmen der Stichprobe abgebildet.

⁵ Laboratoire de systèmes énergétiques der ETH Lausanne.

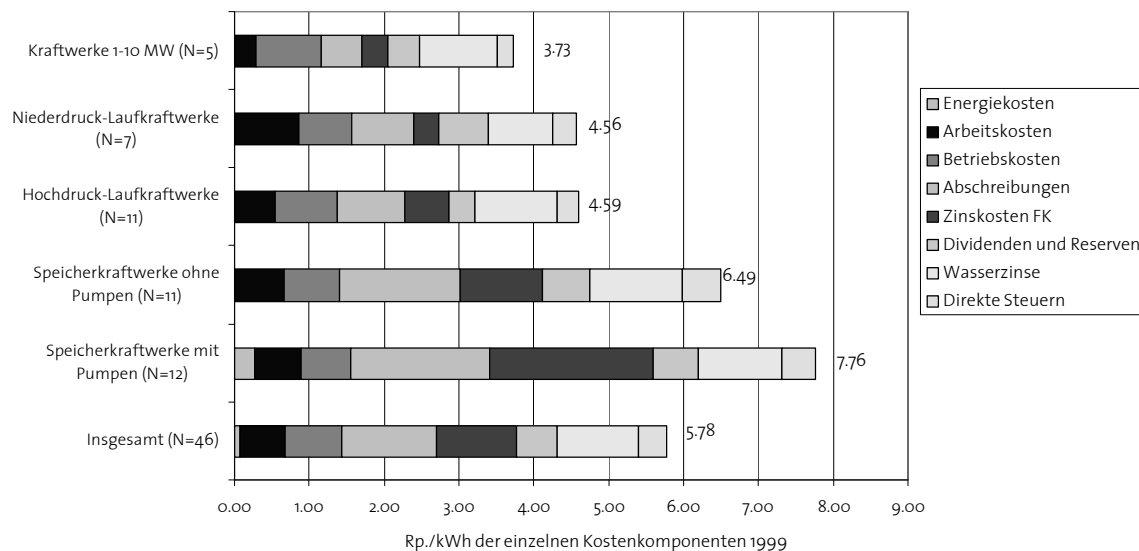


Abbildung Z- 1: Durchschnittliche Gestehungskosten in Rp./kWh nach Kraftwerktyp⁶, Auswertung aus den Geschäftsberichten für das Jahr 1999

Aus Abbildung Z- 1 ist ersichtlich, dass die Gestehungskosten der verschiedenen Kraftwerktypen eine grosse Spannweite aufweisen. Viel grösser noch ist die Spannweite der Gestehungskosten, insbesondere der Kapitalkosten, einzelner Kraftwerke. Vermutlich ist diese Spannweite einerseits durch Effizienzunterschiede zu erklären, andererseits ist sie auf unterschiedliche Standort- bzw. Produktionsbedingungen zurückzuführen. Über alle Wasserkraftkategorien betrachtet, werden 46% der Gestehungskosten durch Abschreibungen, FK-Zinsen, Dividenden und Reservebildung⁷ verursacht. Die übrigen Gestehungskosten setzen sich zusammen aus 27% variablen Produktionskosten (Energie-, Arbeitsaufwand, sonstiger Betriebsaufwand) und 28% Wasserzinsen und Steuern. Diese Anteile variieren zwischen den Wasserkraftkategorien. Die Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW haben im Durchschnitt die niedrigsten Gestehungskosten (3.73 Rp./kWh), gefolgt von den Laufkraftwerken mit rund 4.6 Rp./kWh (Nieder- bzw. Hochdruckkraftwerke). Die Speicherkraftwerke weisen hingegen überdurchschnittlich hohe Kosten auf; die Gestehungskosten liegen in der Kategorie der Werke ohne Pumpen bei 6.49 Rp./kWh, bei den Werken mit Pumpen sind sie noch höher (7.76 Rp./kWh).

Die Auswertungen zeigen, welche Preise die Unternehmen im Durchschnitt erhalten müssten, um (heute) kostendeckend zu produzieren. Es wird zu überprüfen sein, ob für jene Unternehmen, deren Gestehungskosten über den Marktpreisen liegen, Möglichkeiten für Kostensenkungen bestehen.

⁶ Die erste Kategorie erfasst nur Unternehmen, deren Wasserkraftanlagen eine Leistung zwischen 1 und 10 MW aufweisen. Die Unternehmungen wurden dagegen der Kategorie Nieder- oder Hochdruck-Laufkraftwerke bzw. Speicherkraftwerke zugeteilt, wenn 50% oder mehr des Stroms durch den entsprechenden Anlagentyp erzeugt wird. Niederdrucklaufkraftwerke haben eine theoretische Fallhöhe von weniger als 25 Meter, Hochdrucklaufkraftwerke sind dagegen durch grössere Fallhöhen charakterisiert. Die Speicherkraftwerke mit Pumpen erfassen jene Unternehmen, bei denen die Leistung der Pumpen mehr als 8% der Leistung der Turbinen ausmacht. Nicht berücksichtigt sind Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von unter 1 MW.

⁷ Es gilt zu beachten, dass die Dividenden- und Reservenbildungspolitik zwischen den Unternehmen stark variiert. Diese Werte sind somit mit Vorsicht zu interpretieren.

Wird die Kostenentwicklung in den letzten Jahren untersucht, kann festgestellt werden, dass die Wasserkraftwerke Massnahmen unternommen haben, um ihre Produktionskosten zu senken. Tendenziell kann eine Senkung der Arbeits- und Betriebskosten beobachtet werden. Hingegen stiegen im beobachteten Zeitraum die Kapitalkosten, was unter anderem auf eine Änderung der Abschreibungspolitik bzw. auf Sonderabschreibungen zurückgeführt werden kann. Ebenfalls eine Kostensteigerung verursachten die Wasserzinse, welche 1997 von 54 CHF auf ein Maximum von 80 Fr./KW Bruttoleistung erhöht wurden.

Als mögliche Massnahmen zur Reduktion der Betriebs- und Unterhaltskosten können einerseits technische Verbesserungen realisiert werden (Wirkungsgradverbesserungen, zustandsorientierte Instandhaltung⁸, neue Fertigungstechnologien), andererseits können Verbesserungspotenziale bei der Finanzierung ausgeschöpft werden (Einsatz von flexiblen Finanzierungsinstrumenten⁹ und Etappierung von Investitionsprojekten).

Beurteilung der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit

Für die Beurteilung der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit wird die **Discounted Free Cash Flow (DFCF) - Methode** verwendet. Dabei wird die Sicht von Investoren angenommen: Nur wenn eine angemessene Rendite auf das eingesetzte Kapital erzielt werden kann, wird investiert. Die Beurteilung der Rentabilität der Erneuerungsinvestition erfolgt für eine Stichprobe von 57¹⁰ Unternehmen. Diese Unternehmen weisen unterschiedliche Betriebskosten, Investitionskosten und eine unterschiedliche Produktions- bzw. Ertragsstruktur auf. Es gilt zu beachten, dass einerseits die begrenzte Anzahl Unternehmen in der Stichprobe, andererseits die Unsicherheiten bezüglich der Prognose der ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen dazu führen, dass die Ergebnisse nur mit Vorsicht verallgemeinert werden können. Sie geben vielmehr die allgemeine Richtung an, wie sich die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in den nächsten Jahrzehnten entwickeln könnte.

Die Fragestellung, welche wir mit den Modellrechnungen beantworten wollen, lautet:

Ausgehend vom aktuellen Niveau und der aktuellen Struktur der Betriebskosten (ohne Kapitalkosten), von den prognostizierten Strommarktpreisen bzw. Erzeugungsstrukturen und von den prognostizierten Kapitalkosten:

Wie viele der 57 Unternehmen der Stichprobe wären bereit, in ihre Anlagen zu investieren?

Die Produktionskosten der einzelnen Wasserkraftwerke weichen stark voneinander ab, da die Werke durch unterschiedliche Produktionstechnologien und –standorte charakterisiert sind. Im Vergleich dazu sind die Investitions- und Betriebskosten von Gasturbinen ziemlich homogen. Deswegen ist es besonders wichtig, dass die unterschiedliche Struktur der Betriebskosten der Wasserkraftwerke in der Analyse berücksichtigt wird.

Die Modellrechnungen wurden für **vier Szenarien** durchgeführt, die sich durch die angenommenen Strommarktpreise und Investitionskosten unterscheiden. Das Szenario „Tiefe Strommarktpreise“ geht von 10% tieferen Preisen aus als das Referenzszenario; das Szenario „hohe

⁸ Die Instandhaltung der Anlagen erfolgt nicht in regelmässigen Intervallen, sondern erst dann, wenn sich erste Anzeichen von Unzuverlässigkeiten zeigen. Für eine zustandsorientierte Instandhaltung ist das Monitoring der Anlagen und Geräte unablässig.

⁹ Darunter sind verschiedene Arten von Anleihen zu verstehen (rückrufbare Anleihen, Wandelanleihen), die zu einer Optimierung der Zusammensetzung des Fremdkapitals führen könnten.

¹⁰ In den Modellrechnungen wurden alle Unternehmen einbezogen, für welche die ökonomischen Daten für das Jahr 1999 vorhanden waren. Bei der Analyse der Kostenstruktur wurden dagegen nur die Unternehmen einbezogen, für welche die ökonomischen Daten für vier Jahre vorlagen. Dadurch hat sich die Stichprobe auf 46 Unternehmen verringert.

Investitionskosten“ dagegen geht von 10% höheren spezifischen Investitionskosten aus. Das „Worst Case“-Szenario nimmt dagegen um 10% höhere spezifische Investitionskosten und tiefere (-10%) Strommarktpreise an.¹¹ In Ergänzung dazu werden die aktuellen variablen Kosten (Energie-, Arbeitsaufwand und sonstiger Betriebsaufwand) übernommen.

Die Resultate der Modellrechnungen sind in Abbildung Z- 2 abgebildet. Diese zeigt, welcher Anteil des gesamten Investitionsvolumens unter den gegebenen Rahmenbedingungen realisiert würde.

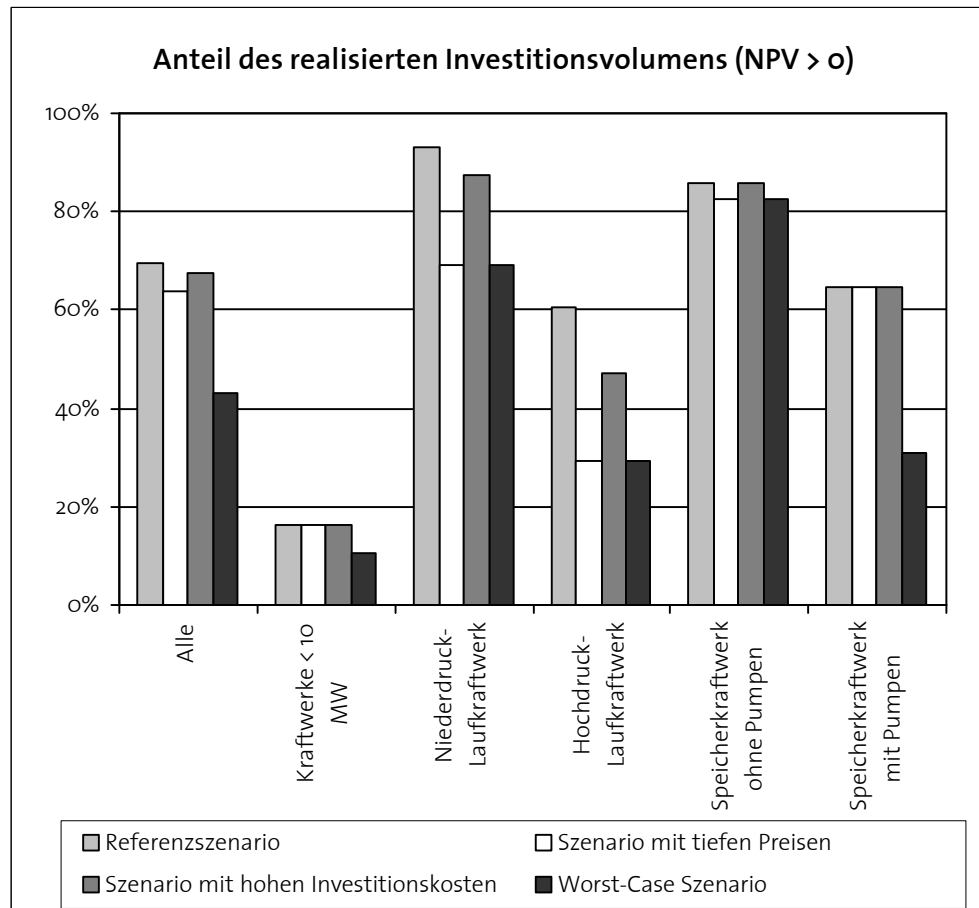


Abbildung Z- 2: Realisiertes Investitionsvolumen¹² für die vier Szenarien und die verschiedenen Wasserkraftkategorien (in % der potenziellen Erneuerungsinvestitionen)

Abbildung Z- 2 zeigt, dass zum Beispiel die Hochdruck-Laufkraftwerke im Referenzszenario rund 60% der Erneuerungsinvestitionen durchführen würden. Dieser Anteil sinkt auf knapp 50%, wenn höhere spezifische Investitionskosten angenommen werden (Szenario mit hohen Investitionskosten), bzw. auf ca. 30%, wenn tiefere Strompreise angenommen werden (Szenario mit tiefen Preisen bzw. Worst-Case-Szenario).

Im Referenzszenario, bei tendenziell optimistischen Annahmen zur Entwicklung der Strommarktpreise, scheinen Unternehmen mit Speicherkraftwerken ohne Pumpen und mit Nieder-

¹¹ Die Untersuchung will in erster Linie auf die möglichen Schwierigkeiten aufmerksam machen, die langfristig auftreten könnten. Deswegen wird auf die Definition und Berechnung eines optimistischen Szenarios verzichtet.

¹² Die Investitionssumme der realisierten Projekte (Projekte, für welche der Gegenwartswert der Investition positiv ist und in denen es sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht lohnt, zu investieren) wird in Bezug gesetzt zum Investitionsvolumen der sich ergibt, wenn alle Erneuerungsprojekte realisiert würden.

druck - Laufkraftwerken weitgehend in ihre Anlagen zu reinvestieren. Ein düsteres Bild ergibt sich für die Wasserkraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW. Diese scheinen auch bei einer eher positiven Entwicklung der Rahmenbedingungen (Referenzszenario) grosse Schwierigkeiten zu haben, weiterhin in ihre Anlagen zu investieren. Unter den Annahmen des Referenzszenarios würden die Wasserkraftunternehmen rund **70% des gesamten Investitionsvolumens** realisieren. In diesem Fall würde sich die Stromerzeugung aus Wasserkraft um rund 20% verringern. Unter der Annahme von langfristig tieferen Strommarktpreisen und höheren spezifischen Investitionskosten würde dieser Anteil auf rund **40%** sinken. Besonders betroffen wären die Hochdruck-Laufkraftwerke und die Speicherkraftwerke mit Pumpen, die eine markante Verringerung der Erneuerungsinvestitionen erfahren würden. Es konnte allerdings festgestellt werden, dass sich eine Vielzahl von Unternehmen in der Nähe des Break Even - Punktes befinden. Kleinere Verbesserungen der Rahmenbedingungen könnten dazu führen, dass der Net Present Value (NPV) im positiven Bereich liegt und die Investition getätigt würde.

Insgesamt deuten die Ergebnisse darauf hin, dass die langfristige Wettbewerbsfähigkeit des Wasserkraftsektors **differenziert** beurteilt werden muss. Nicht nur zwischen den Wasserkraftwerkkategorien können unterschiedliche Wettbewerbssituationen festgestellt werden. Auch innerhalb einer Kategorie können unterschiedliche Produktionsbedingungen dazu führen, dass einzelne Unternehmen in Zukunft in Schwierigkeiten geraten könnten, wenn bedeutende Investitionen durchgeführt werden müssen.

Der Tatsache, dass kleine Veränderungen in der Höhe der spezifischen Investitionskosten und der Strommarktpreise einen bedeutenden Einfluss auf die Ergebnisse der Modellrechnungen auslösen können, wurde mit der Definition von verschiedenen Szenarien Rechnung getragen. Trotzdem gilt es zu beachten, dass die Ergebnisse nur **Richtgrössen** darstellen, die bei einer Änderung der Rahmenbedingungen zum Teil entsprechend gewichtige Änderungen erfahren können.

Das DFCF-Modell kann auch dafür verwendet werden, die **Wirkung von wirtschaftspolitischen Massnahmen** zu berechnen. Es werden folgende Massnahmen untersucht:

1. Einführung einer CO₂-Abgabe
2. Einführung einer Abgabe auf nicht erneuerbare Energien
3. MwSt. - Befreiung des Energiesektors und Einführung einer aufkommensneutralen Energieabgabe
4. Zinsgünstige Darlehen

Erwartungsgemäss zeigen die Ergebnisse der Modellrechnungen, dass die wirtschaftspolitischen Handlungsalternativen, welche eine allgemeine Strompreiserhöhung auslösen, ohne die Kosten der Wasserkraft zu beeinflussen, eine Verbesserung der Ertrags- und somit Wettbewerbssituation der Wasserkraftwerke bewirken. In einer Situation mit langfristig tiefen Strommarktpreisen ist eine Energiepolitik, die eine **Internalisierung der externen Kosten** zum Ziel hat, besonders geeignet, die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft zu verbessern. Selbstverständlich ist die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit umso ausgeprägter, je höher die Abgabe bzw. die Rückerstattung an die Wasserkraftproduzenten ist. Bei der Ausgestaltung der Massnahmen ist zu berücksichtigen, dass auch die Stromimporte durch die Abgabe belastet werden. Flankierend zu den Internalisierungsmassnahmen könnten gezielte **Unterstützungsmassnahmen** für einzelne Werke zum Einsatz kommen.

Schlusswort

Die durchgeführte Untersuchung lässt folgende Schlussfolgerungen zu:

1. Als wichtigste Determinanten der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit lassen sich die **Strommarktpreise** und die **Kapitalkosten** – d.h. die Abschreibungen und die Zinsen für das Fremd- und Eigenkapital – identifiziert.
2. Die Wirkung der übrigen Determinanten ist nicht zu unterschätzen. Insbesondere für Unternehmen, die sich nahe der Rentabilitätsgrenze befinden, kann eine Änderung der Bestimmungen zur Höhe der **Wasserzinse**, der **Restwassermengen** und der **Gewinnbesteuerung** eine bedeutende Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit ausüben bzw. für die Investitionstätigkeit ausschlaggebend sein. Dies gilt insbesondere, wenn tiefe Strommarktpreise und/oder hohe Investitionskosten die Wettbewerbssituation der Wasserkraftwerke verschärfen.
3. In den letzten Jahren konnten die meisten Unternehmen ihre **Betriebskosten** senken. Ein analoger Trend bei der Entwicklung der Kapitalkosten ist weniger klar ersichtlich, da in den letzten Jahren vermutlich auch vermehrt ausserordentliche Abschreibungen getätigt wurden. Durch die Marktliberalisierung erhöhen sich tendenziell die Risiken für Investitionen in diese Anlagen. Deswegen wird angenommen, dass auch in Zukunft keine bedeutenden Senkungen der Kapitalkosten erzielt werden können.
4. Das **Discounted Free Cash Flow** (DFCF) Modell hat sich – unter der Voraussetzung der allgemeinen Ziele dieser Studie und des verfügbaren Zeitrahmens – als geeignet erwiesen, um die langfristige Wettbewerbsfähigkeit einer Stichprobe von Wasserkraftunternehmen zu analysieren.
5. Für die Anwendung der DFCF Methode sind **Prognosen** zu den zukünftigen Strompreisen und Investitionskosten gemacht worden. Da diese Prognosen mit grossen Unsicherheiten verbunden sind, wurden Szenarien gebildet, die von verschiedenen Entwicklungen dieser Rahmenbedingungen ausgehen. Eine vertiefte Analyse der Parameter des Modells wäre allerdings wünschenswert, um eine umfassendere und tiefgreifendere Analyse des Problems durchzuführen. Obwohl versucht wurde, die Unsicherheiten mit der Bildung von Szenarien und Sensitivitätsrechnungen aufzufangen, stellt dieser Punkt eine wichtige Grenze der vorliegenden Untersuchung dar.
6. Die Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen, dass es schwierig ist, ein allgemeines Urteil über die Situation der Wasserkraft abzugeben; zu gross ist die **Heterogenität** zwischen den verschiedenen Wasserkraftkategorien und zwischen den Unternehmen einer Kategorie.
7. Auch bei optimistischen Annahmen bezüglich der Entwicklung der Strommarktpreise und der Investitionskosten wird es sich für einzelne Unternehmen **nicht** lohnen, Erneuerungsinvestitionen zu tätigen. Insbesondere (Laufkraft-) Werke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW scheinen gefährdet zu sein.
8. Bei den Modellrechnungen stand die Optik der Investoren im Vordergrund: Es wird nur dann in ein Projekt investiert, wenn eine angemessene Rendite auf das eingesetzte Kapital realisiert werden kann. Wenn dagegen ein Investitionsentscheid aus **volkswirtschaftlicher** Sicht beurteilt wird, sind Überlegungen zu den externen Kosten und Nutzen des Projekts einzubeziehen. Diese können zum Schluss führen, dass es sinnvoll ist, dass der Staat mit wirtschaftspolitischen Massnahmen in das Marktgeschehen eingreift.

9. Wirtschaftspolitische Massnahmen könnten eine Verbesserung der Wettbewerbssituation der Wasserkraft bewirken. Besonders erfolgversprechend dürften alle Massnahmen sein, die in Richtung **Internalisierung der externen Kosten** der Energieerzeugung zielen. Flankierend könnten gezielte **Unterstützungsmassnahmen** für einzelne Werke zum Einsatz kommen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind solche Eingriffe der öffentlichen Hand dann wünschenswert, wenn eine umfassende **Kosten - Nutzen - Analyse**, welche **externe Kosten und externe Nutzen** der Wasserkraft gegenüberstellt, positiv ausfällt.
10. Die Ergebnisse der Analyse deuten darauf hin, dass in Zukunft mit einer **bedeuten- den Anzahl** von Unternehmen gerechnet werden muss, die auf eine Erneuerung ihrer Anlagen **verzichten** könnten. Die Werke wurden zu verschiedenen Zeiten an sehr unterschiedlichen Standorten errichtet. Ihre Erneuerung wird Investitionen von sehr unterschiedlicher Höhe erfordern. Staatliche Förderungen, die alle Werke in gleichem Mass betreffen, werden in hohen Mass rentierende Werke unterstützen und nicht wettbewerbsfähigen Werken zu wenig helfen. Diese Feststellung bedeutet, dass der politische Wille, alle Wasserkraftwerke zu erhalten und damit einen Beitrag zur nachhaltigen Energiepolitik zu leisten, differenzierte wirtschaftspolitische Massnahmen zur Erhaltung und Förderung der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftwerke erfordert.

Résumé

Il a souvent été question, dans les débats politiques récents, des effets négatifs de la libéralisation du marché de l'électricité sur la compétitivité de la force hydraulique et, le cas échéant, des moyens d'y remédier. Dans ce contexte, un postulat de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie datant d'octobre 2000 invitait le Conseil fédéral à examiner la **place à moyen et à long terme de l'énergie hydraulique dans un marché de l'électricité libéralisé**.

Tel est le sujet de cette première étude générale qui doit être considérée plutôt comme une étude préparatoire. Nous avons choisi la **perspective à long terme**, en définissant la compétitivité comme la capacité d'une branche ou d'entreprises individuelles à effectuer sur le long terme des **investissements visant au maintien ou au renouvellement des centrales**.¹³

Les trois objectifs poursuivis par cette étude sont:

1. évaluer le **cadre général** pour la production d'énergie hydraulique. Il s'agit d'**identifier les facteurs susceptibles d'entraver ou d'améliorer la compétitivité à long terme de la branche**. Concrètement, on étudie si les centrales hydrauliques procéderont aux investissements nécessaires à leur renouvellement au terme de leur concession, soit après 2020 dans la plupart des cas.
2. identifier, grâce à l'analyse de la **structure de coûts**, les possibilités de renforcer à l'avenir la compétitivité de la branche.
3. montrer les possibilités existant **sur le plan de la politique économique** d'améliorer les conditions de production et de vente d'électricité des centrales hydrauliques.

L'étude **ne traite pas des investissements non amortissables**, lesquels ont déjà fait l'objet de diverses analyses en Suisse. En outre, elle n'aborde que brièvement les facteurs liés à la libéralisation du marché qui détermineront – et probablement compliqueront – la situation économique de la branche, notre sujet étant la compétitivité à long terme. Il n'est bien évidemment pas question de minimiser l'importance de ces facteurs, sur lesquels d'autres études reviendront en détail.

Situation initiale

L'analyse de l'environnement dans lequel opèrent les centrales hydrauliques montre qu'un grand nombre de paramètres influencent la compétitivité de ce secteur. Parmi les **facteurs économiques**, il faut citer en premier lieu les **prix pratiqués sur le marché du courant**. Nous partons du principe que la technologie marginale déterminera les prix de référence dans un marché européen libéralisé. Nous pensons ici à une technologie susceptible de couvrir aux moindres coûts la **demande supplémentaire de courant** d'un segment donné de la charge. En d'autres termes: «dans une période où le parc des centrales présente un taux d'utilisation maximum, le prix est déterminé par les coûts marginaux à long terme de la centrale supplémentaire à mettre en service». ¹⁴ Au vu de ses faibles coûts marginaux, la force hydraulique ne sera jamais une technologie marginale. On peut donc considérer les prix du marché de l'électricité comme une valeur exogène pour les centrales hydrauliques.

¹³ Le CEPE a élaboré une seconde étude portant sur les perspectives de l'énergie hydraulique à court et à moyen terme ainsi que sur les potentiels du courant vert. L'étude paraîtra vraisemblablement fin novembre (CEPE, EAWAG, *Perspektiven der Wasserkraftwerke in der Schweiz: Chancen für den Ökostrommarkt*, projet de recherche sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie: Bases de l'économie énergétique de l'OFEN. L'étude paraîtra probablement fin novembre 2001).

¹⁴ Pfaffenberger 1993.

Les prévisions en matière de prix (Tableau R- 1) sont établies sur la base d'un modèle simple, dans lequel on estime les coûts de production pour différentes technologies de substitution de l'énergie hydraulique. Ainsi, ce sont les installations munies de turbines à gaz qui déterminent le prix du marché dans le segment à charge élevée. Quant aux prix de l'énergie en ruban, les coûts de production des centrales nucléaires servent de référence.

Le modèle construit pour déterminer les prix du courant à long terme montre que le prix moyen de la production en ruban est de 5,6 centimes/kWh (pour les installations dont la production est uniforme sur toute l'année). Ces prévisions reflètent à peu près les estimations utilisées dans des études comparables (voir p. ex. CSFB 1997).

Tableau R- 1: Résultats du modèle et prix réels moyens à long terme par période de charge

Période de charge	Heures par période de charge*	Prix moyen (cent./kWh)
Charge de pointe en hiver	826	14,5
Charge de pointe en été	295	7,1
Charge moyenne en hiver	1431	5,1
Charge moyenne en été	1822	4,7
Charge minimale en hiver	2111	4,7
Charge minimale en été	2275	4,1
Prix moyen	8760	5,6

* Etude OFEE n° 6, 1996

Les **frais financiers** sont une autre variable économique influant fortement sur la compétitivité. Nous distinguons ici entre la rémunération du capital et le montant des investissements, donc le niveau des amortissements. Les prévisions pour les taux d'intérêt se fondent sur les taux actuels. Il en résulte un taux d'intérêt moyen pondéré du capital de 4,5 %. Celui-ci contient déjà un supplément de risque pour les investissements dans des centrales hydrauliques. L'estimation des investissements se fonde par contre sur des valeurs historiques ainsi que sur des études actuelles¹⁵. Le Tableau R- 2 présente une estimation des frais d'investissements spécifiques.

Tableau R- 2: Facteurs d'investissement spécifiques (CHF/kW) par catégorie de centrales

Catégorie de centrales	Coûts d'investissements CHF / kW
Investissements spécifiques centrales de 1 à 10 MW	3000
Investissements spécifiques centrales au fil de l'eau	1750
Investissements spécifiques centrales à accumulation	1250
Investissements spécifiques pompage-turbinage	875

Si l'on passe au niveau **politico-juridique**, l'évolution du **maximum de la redevance hydraulique** et l'introduction de **taxes sur l'énergie** sont deux facteurs susceptibles d'influencer la compéti-

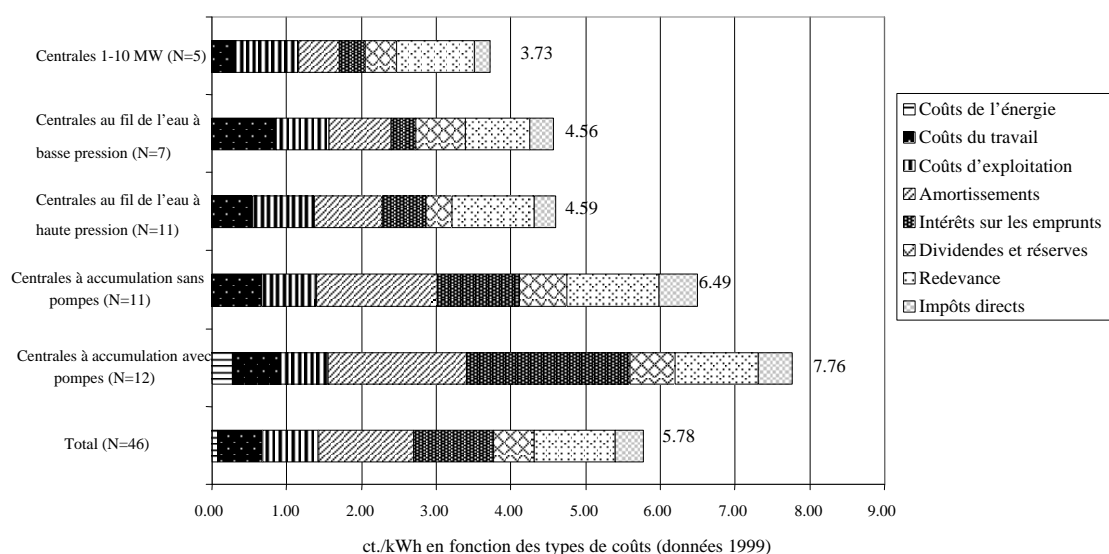
¹⁵ Electrowatt Engineering 1998.

tivité des centrales hydrauliques; sur le plan de l'**écologie**, il faut mentionner au premier chef les dispositions relatives au **débit résiduel**. Par ailleurs, l'élaboration de labels écologiques pourrait avoir à l'avenir une incidence notamment sur le potentiel d'écoulement du courant vert. L'évolution des conditions générales sur le plan **technique** peut entraîner ponctuellement une amélioration du rendement et des hausses de puissance. Dans l'ensemble, la présente étude part du principe qu'en Suisse, le potentiel pour la construction de nouvelles installations hydrauliques est minime et le développement de la force hydraulique terminé, pour l'essentiel.

Nous nous sommes basés, afin d'évaluer la compétitivité à long terme des centrales hydrauliques, sur les caractéristiques économiques (prix coûtant) et techniques (conditions de production et emplacement) d'un échantillon de centrales suisses.

L'évaluation de ces caractéristiques a notamment montré que pour la plupart des centrales hydrauliques, les concessions n'expireront que dans vingt à trente ans. Ce sera aussi le (dernier) moment pour se poser et résoudre la question du renouvellement des installations. L'analyse des caractéristiques économiques a été faite pour un échantillon de 46 entreprises, pour lesquelles les données de quatre rapports d'activité (1990, 1995, 1997 et 1999) étaient disponibles. Ces informations figurent dans une banque de données réalisée par le LASEN¹⁶ et le CEPE.

Le Graphique R- 1 montre les prix de revient pour les cinq catégories de centrales hydrauliques ainsi que pour toutes les entreprises (valeur moyenne).



Graphique R- 1: Coût de production moyen (centimes/kWh) par type de centrale, évaluation tirée des rapports d'activité 1999

Il ressort du Graphique R- 1 que les coûts de revient des divers types de centrales hydrauliques présentent une grande dispersion. Cet écart est encore bien plus considérable entre les centrales isolées, notamment en ce qui concerne les frais financiers. Cette dispersion tient probablement, d'une part à des différences de l'efficacité, d'autre part à des conditions de site et de production différentes. Toutes catégories confondues, 46 % des coûts de revient sont imputables aux amortissements, aux intérêts sur les emprunts, aux dividendes et à la constitution de

¹⁶ Laboratoire de systèmes énergétiques de l'EPF Lausanne.

réserves¹⁷. Le reste se compose pour 27 % des coûts variables de production (énergie, travail, autres charges de fonctionnement) et pour 28 % de la redevance hydraulique et de taxes. Ces proportions varient suivant les catégories de centrales. Celles dont la puissance se situe entre 1 MW et 10 MW ont, en moyenne, les coûts de revient les plus bas (3,73 ct / kWh). Elles sont suivies des centrales au fil de l'eau, avec 4.6 ct / kWh (centrales à basse pression et haute pression). En revanche, les centrales à accumulation enregistrent des coûts supérieurs à la moyenne. Pour les centrales privées de pompes, les coûts de revient s'élèvent à 6.49 ct / kWh. Ils grimpent jusqu'à 7,76 ct / kWh pour les installations qui en sont équipées.

Les évaluations indiquent que plusieurs entreprises sont en mesure de couvrir leurs coûts de production à court terme aussi, donc avec les prix bas actuels du marché de l'électricité. Des problèmes subsistent pour des entreprises isolées qui enregistrent aujourd'hui des coûts de revient supérieurs à la moyenne. Il reste à déterminer le potentiel de réduction des coûts dont elles disposent.

En examinant l'évolution des coûts au cours des dernières années, on s'aperçoit que les centrales hydrauliques ont entrepris des mesures pour réduire leurs coûts de production. On observe ainsi une baisse tendancielle des coûts d'exploitation et des coûts du travail. Par contre, les frais financiers ont pris l'ascenseur dans le même temps. Ce phénomène est dû entre autres au changement intervenu dans la politique d'amortissement (amortissements extraordinaires) et à l'augmentation de la redevance hydraulique, qui est passée en 1996 de 54 francs à un maximum de 80 francs par KW de puissance brute.

Deux palettes de mesures visant à réduire les coûts d'entretien et de fonctionnement s'offrent aux entreprises. La première recouvre les améliorations techniques: amélioration du rendement, maintenance en fonction de l'état réel des installations, nouvelles technologies de production. La seconde touche aux finances: utilisation d'instruments de financement flexibles et réalisation par étape des projets d'investissement.

Evaluation de la compétitivité à long terme

Pour mesurer la compétitivité à long terme, on a utilisé la méthode dite de l'actualisation des flux de trésorerie libre (Discounted Free Cash Flow Method – DFCF), laquelle considère le point de vue des investisseurs: l'investissement a lieu uniquement s'il permet un rendement convenable sur le capital engagé. L'évaluation de la rentabilité de l'investissement se base sur un échantillon de 57¹⁸ entreprises qui diffèrent entre elles du point de vue des coûts d'exploitation, des coûts d'investissements, de la structure de production et de la structure des recettes. Il est utile de préciser ici que la généralisation des résultats obtenus sur notre échantillon doit se faire avec précaution. En effet, le nombre réduit des entreprises examinées et les incertitudes des prévisions sur l'évolution de l'économie et des techniques interdisent toute interprétation hâtive. Les résultats auxquels nous aboutissons illustrent plutôt de manière générale la façon dont pourrait évoluer la compétitivité du secteur de l'énergie dans les décennies à venir.

La question à laquelle nous allons tenter de répondre à l'aide des modèles de calcul est la suivante:

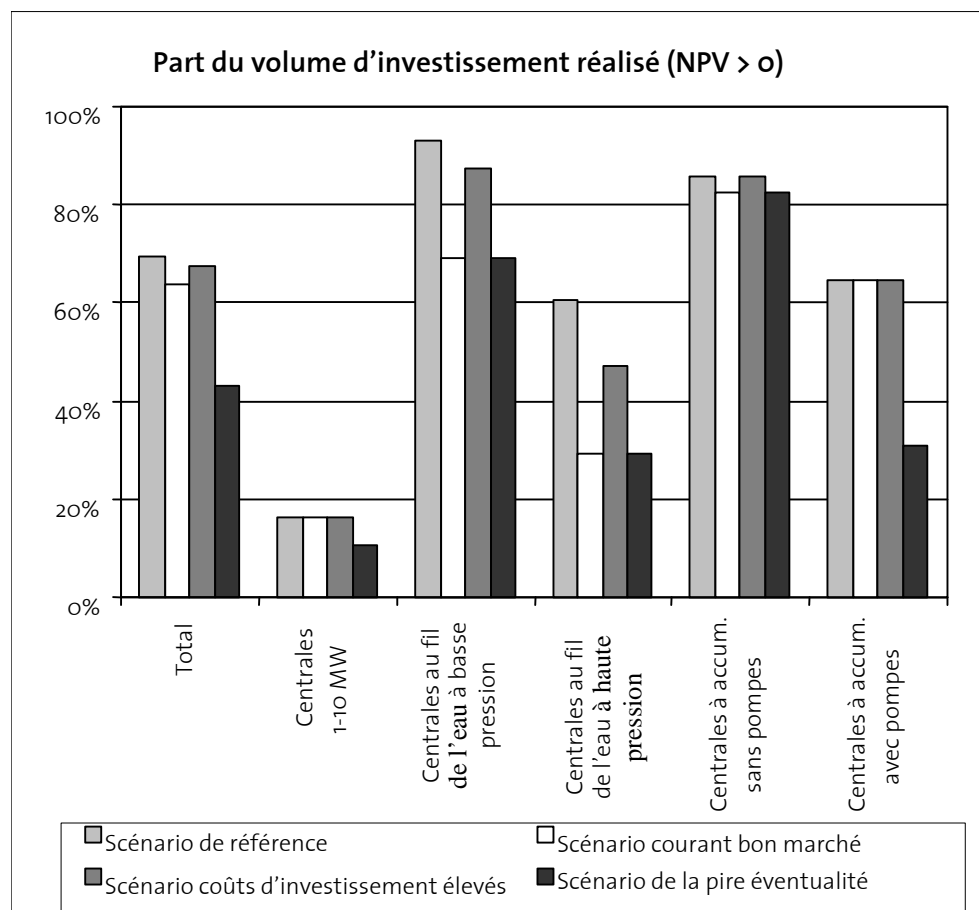
¹⁷ Précisons que les politiques des dividendes et de constitution des réserves varient fortement d'une entreprise à l'autre. Ces données doivent donc être interprétées avec les précautions d'usage.

¹⁸ Les modèles de calcul englobent toutes les entreprises dont les données économiques pour 1999 étaient disponibles. En revanche, l'analyse de la structure des coûts n'a pris en compte que les entreprises qui étaient en mesure de fournir des données pour quatre années. C'est pourquoi l'échantillon a été ramené ici à 46 entreprises.

En tenant compte, d'une part, du niveau actuel et de la structure actuelle des coûts d'exploitation (sans les frais financiers); d'autre part, des prévisions concernant l'évolution des prix du courant sur le marché, des structures de production et des frais financiers, **combien d'entre les 57 entreprises formant l'échantillon seraient-elles disposées à long terme à renouveler leurs installations?**

Les modèles de calcul ont été établis pour **quatre scénarios** qui correspondent à des niveaux de prix du courant sur le marché et à des coûts d'investissements différents. Ainsi, le scénario «courant bon marché» s'appuie sur des prix inférieurs de 10 % à ceux pris en compte par le scénario de référence. Le scénario «coûts d'investissement élevés», lui, pose que les coûts d'investissement spécifiques sont plus élevés de 10 %. Enfin, le scénario «de la pire éventualité» postule que les coûts d'investissement spécifiques sont plus élevés de 10 % et les prix du courant sur le marché inférieurs de 10 %.¹⁹

Le Graphique R- 2 illustre les résultats obtenus par les modèles de calcul. Il indique la proportion des investissements qui seraient effectivement réalisés en fonction du scénario adopté et par rapport au montant total des investissements.



Graphique R- 2: Volume d'investissement réalisé selon le scénario, par catégorie de centrales hydrauliques (% du potentiel d'investissement en rénovation)

Le Graphique R- 2 montre, par exemple, que les centrales au fil de l'eau à haute pression réaliseraient 60 % de leurs investissements en rénovation dans le scénario de référence. Cette propor-

¹⁹ L'étude signalera en premier lieu les difficultés qui pourraient apparaître à long terme. C'est la raison pour laquelle la définition et le calcul d'un scénario optimiste ont été abandonnés.

tion atteindrait à peine 50 % dans le cas du scénario «coûts d'investissement élevés», et chuterait à 30 % pour les deux scénarios restants.

Si l'on considère le scénario de référence, lequel repose sur l'hypothèse d'une évolution favorable des prix du courant sur le marché, on remarque que la plupart des entreprises possédant des centrales à accumulation sans pompes ou des centrales au fil de l'eau à basse pression réinvestiraient dans leurs installations. Le tableau s'assombrit en revanche pour les centrales hydrauliques d'une puissance située entre 1MW et 10MW. Même si les conditions relativement positives posées par le scénario de référence étaient réunies, elles rencontreraient de sérieuses difficultés à investir dans leurs équipements. De manière générale, les entreprises du secteur de l'énergie hydraulique réaliseraient **70 % du volume global des investissements** avec le scénario de référence. A l'autre bout de l'échelle, dans le cas du scénario de la pire éventualité, ce chiffre tomberait à **40 %**. Ce cas de figure toucherait plus durement les centrales au fil de l'eau à haute pression et les centrales à accumulation avec pompes, qui subiraient un resserrement significatif de leurs investissements en rénovation. On peut cependant constater qu'un grand nombre d'entreprises ont plus ou moins atteint leur seuil de rentabilité. La moindre amélioration des conditions générales pourrait par conséquent faire basculer la valeur actualisée nette du côté positif, autorisant de ce fait l'investissement.

Globalement, les résultats nous enseignent qu'il faut porter un regard **différencié** sur la compétitivité du secteur de l'énergie hydraulique sur le long terme. Des situations de concurrence différentes peuvent apparaître non seulement entre les catégories de centrales, mais également au sein d'une même catégorie où certaines entreprises, affectées par des conditions de production particulières, sont susceptibles de se retrouver en difficulté lorsqu'il s'agira de procéder à des investissements importants.

De par leur définition, les scénarios tiennent compte du fait que de petites variations du niveau des coûts d'investissements spécifiques et des prix du courant sur le marché peuvent exercer une influence non négligeable sur les résultats des modèles de calcul. Cela dit, il faut garder à l'esprit que les données obtenues n'ont qu'une **valeur indicative** et sont sujettes à des variations parfois importantes en cas de modification des conditions cadres.

La méthode DFCF est également utile lorsque l'on veut évaluer **l'impact de mesures de politique économique** comme celles énoncées ci-dessous:

1. Introduction d'une taxe sur le CO₂
2. Introduction d'une taxe sur les énergies non renouvelables
3. TVA – Exemption du secteur de l'énergie et introduction d'une taxe énergétique fiscalement neutre
4. Prêts à taux préférentiel

Comme il fallait s'y attendre, les modèles de calcul montrent que les mesures qui provoquent une hausse générale des prix sans peser sur les coûts de l'énergie hydraulique augmentent les rentrées d'argent et rendent les centrales plus concurrentielles. Dans une situation où les prix du courant sur le marché s'établissent à un bas niveau sur le long terme, une politique énergétique visant à **internaliser les coûts externes** est particulièrement adaptée pour améliorer la compétitivité de l'énergie hydraulique. Bien entendu, cette amélioration sera d'autant plus marquée que le produit des taxes reversé aux producteurs sera élevé. En élaborant ces mesures, il faut également prendre en considération le fait que les importations de courant seront, elles aussi, soumises aux taxes. Des mesures de soutien en faveur de certaines entreprises pourraient enfin venir compléter les mesures d'internalisation des coûts.

Conclusion

L'étude aboutit aux conclusions suivantes:

1. Les facteurs les plus déterminants de la compétitivité future sont les **prix du courant sur le marché** et les **frais financiers**; c'est-à-dire les amortissements et le taux d'intérêt portant sur le capital propre et les emprunts.
2. L'impact des autres facteurs ne doit pas être sous-estimé. Cela vaut en particulier pour les entreprises qui flirtent avec le seuil de rentabilité. Toute variation des dispositions sur la redevance hydraulique, sur les taxes et sur le débit résiduel peut exercer une influence significative sur leur compétitivité et l'activité d'investissement.
3. Si la plupart des entreprises ont vu leurs **coûts d'exploitation** baisser ces dernières années, cette évolution n'est pas aussi nette s'agissant des frais financiers. En effet, en raison de la libéralisation du marché, les risques liés aux placements dans de telles installations ont tendance à croître. Il est donc peu probable que les frais financiers connaissent un recul substantiel dans les années à venir.
4. Compte tenu des buts généraux de la présente étude et du temps à disposition, la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie libre (**Discounted Free Cash Flow Method – DFCF**) s'est avérée fructueuse pour analyser la compétitivité à long terme d'un échantillon d'entreprises actives dans le secteur de l'énergie hydraulique.
5. La méthode DFCF a nécessité le recours à des **prévisions** sur l'évolution future des prix du courant et des coûts d'investissement, prévisions qui présentent un haut degré d'incertitude. Ce qui nous a amenés à élaborer plusieurs scénarios correspondant aux différentes évolutions possibles de ces variables. Une analyse plus fine des paramètres du modèle aurait cependant été souhaitable. Elle aurait permis de réaliser une étude plus complète et plus en profondeur. Bien que nous ayons essayé de lever ces incertitudes en élaborant des scénarios et des analyses de sensibilité, il y a là une limite à la présente recherche.
6. Les résultats des modèles de calcul montrent qu'il est très difficile de tirer des conclusions générales en matière d'énergie hydraulique étant donné les trop grandes **disparités** qui existent entre les catégories de centrales et entre les entreprises au sein d'une même catégorie.
7. Même si les prix du courant sur le marché et les coûts d'investissement suivaient une évolution favorable, plusieurs entreprises ne tireraient **aucun** avantage, d'un point de vue économique, à réaliser des investissements en rénovations. Cette remarque concerne plus particulièrement les centrales dont la puissance se situe entre 1MW et 10MW.
8. Les modèles de calcul privilégient le point de vue des investisseurs: l'investissement dans un projet a lieu uniquement s'il permet un rendement convenable sur le capital engagé. Mais si l'on envisage l'investissement dans l'optique de l'**économie nationale**, des considérations sur les coûts externes et l'utilité du projet entrent alors en ligne de compte. Elles peuvent aboutir à la conclusion qu'une intervention de l'Etat dans la mécanique du marché au moyen d'instruments de politique économique s'avère malgré tout judicieuse.
9. Des mesures de politique économique pourraient améliorer la situation concurrentielle du secteur de l'énergie hydraulique. Notamment les mesures qui visent à **internaliser les coûts externes** obtiendraient des résultats prometteurs. Des mesures

d'accompagnement comme le soutien d'entreprises isolées pourraient être introduites. Du point de vue de l'économie nationale, ces interventions des pouvoirs publics sont souhaitables lorsqu'une analyse coûts-utilité globale – intégrant **les coûts externes et l'utilité externe** du secteur de l'énergie hydraulique – donne un résultat positif.

10. Au vu des résultats de l'analyse, il faut s'attendre à ce qu'un **nombre significatif** d'entreprises **renoncent** à renouveler leurs installations. Les centrales ont été érigées sur des sites très hétérogènes et à des époques différentes. Les niveaux des investissements nécessaires à leur rénovation seront par conséquent très inégaux. Une aide étatique attribuée de manière uniforme à toutes les entreprises soutiendra généreusement celles qui sont rentables, mais se révélera insuffisante pour celles qui ne sont pas compétitives. C'est dire que la volonté politique de préserver les centrales hydrauliques passe par l'établissement de mesures et d'aides ciblées et différenciées.

1 Einleitung, Zielsetzungen und Aufbau der Studie

Einleitung und Zielsetzungen

Die Diskussionen über die schweizerische Strommarkliberalisierung im Parlament und in den Medien haben gezeigt, dass eine Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftwerke durch die Liberalisierung befürchtet wird. Aufgrund der volkswirtschaftlichen, ökologischen und regionalpolitischen Vorteile der Wasserkraft gegenüber anderen, nicht erneuerbaren Energien besteht der Wunsch, einer allfälligen Verschlechterung der Wettbewerbssituation im nationalen und internationalen Wettbewerbsmarkt entgegen zu wirken. Zudem wurde mit der Ablehnung der Förderabgabe im Herbst 2000 eine energiepolitische Massnahme abgelehnt, welche die Erhaltung und Erneuerung von bestehenden einheimischen Wasserkraftwerken zum Ziel gehabt hätte.

Die Studie soll einen Beitrag zur laufenden Diskussion über die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft leisten. Es handelt sich dabei um eine erste, allgemeine Studie zu diesem Thema und ist deswegen als Vorstudie zu interpretieren. Die drei Hauptziele, die in der Untersuchung verfolgt werden, sind:

1. Einschätzung der für die Wasserkraft relevanten **Rahmenbedingungen**. Es werden die **Faktoren, welche die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Branche beeinträchtigen bzw. verbessern könnten, identifiziert**. Konkret wird der Frage nachgegangen, ob die Wasserkraftwerke nach Ablauf der Konzessionen, d.h. für die meisten Werke nach dem Jahr 2020, Erneuerungsinvestitionen tätigen werden.
2. Die Analyse der **Kostenstruktur** soll Möglichkeiten aufzeigen, wie in Zukunft die Wettbewerbsfähigkeit der Branche gestärkt werden kann.
3. Es soll aufgezeigt werden, welche Möglichkeiten auf der **wirtschaftspolitischen Ebene** bestehen, um die Produktions- und Erlösbedingungen für die Wasserkraftwerke zu verbessern.

Diese Aspekte der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft werden mit verschiedenen methodischen Ansätzen untersucht. Die Auswertung von bestehenden Studien und Unterlagen wird durch ein Modell zur Beurteilung der langfristigen Investitionsentscheide der Wasserkraftunternehmen ergänzt. Damit wird die Wirkung von ausgewählten wirtschaftspolitischen Massnahmen beurteilt.

Nicht Gegenstand der Untersuchung bildet die Bewertung der nicht amortisierbaren Investitionen, da für die Schweiz hierzu bereits verschiedene Analysen vorliegen. Wegen der Fokussierung auf die langfristige Wettbewerbsfähigkeit werden die Faktoren, die in den nächsten Jahren aufgrund der Marktliberalisierung die wirtschaftliche Situation der Branche bestimmen und voraussichtlich erschweren werden, nur am Rande berücksichtigt. Damit soll nicht die Bedeutung dieser Bestimmungsfaktoren in Frage gestellt werden, diese sind vielmehr in anderen Studien zu vertiefen.

Die Studie gliedert sich in drei Teile:

1. Ausgangslage
2. Beurteilung der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft und Analyse von möglichen wirtschaftspolitischen Massnahmen
3. Schlusswort

1. Ausgangslage

Im ersten Teil des Berichtes werden die **Faktoren** und **Entwicklungen**, welche für die **Wettbewerbsfähigkeit** der Wasserkraft relevant sind, identifiziert und ihre aktuelle und zukünftige Bedeutung beurteilt.

Die Analyse dieses Teils besteht aus **drei Stufen**:

1. Auf der ersten Stufe werden die „**Umfeld-Rahmenbedingungen**“ untersucht (Kapitel 2). Darunter fallen das ökonomische, ökologische, rechtliche, politische und technische Umfeld sowie die Entwicklungen, die in den jeweiligen Bereichen zu erwarten sind. Im Mittelpunkt des Interesses steht die Frage, wie sich diese Entwicklungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Branche auswirken werden.
2. In einer zweiten Stufe werden die **technischen und ökonomischen Determinanten** der Wettbewerbsfähigkeit untersucht (Kapitel 3). Im Vordergrund steht die Höhe der Gestehungskosten für verschiedene Typologien von Wasserkraftwerken. Die Analyse der technischen und ökonomischen Determinanten soll einen ersten Überblick über die Unterschiede in den Gestehungskosten zwischen den verschiedenen Kategorien von Wasserkraftwerken und zwischen den Unternehmen einer gleichen Typologie geben.
3. In einem dritten Teil wird auf die Märkte für Spitzenstrom, Regulierungs-, Frequenzhaltungs- und Reserveenergie eingegangen und deren Potenziale für die Wasserkraft analysiert (Kapitel 4).

Bereits in diesem Teil der Arbeit werden gewisse Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Energiemärkte getroffen. So wird zum Beispiel davon ausgegangen, dass die **Öffnung der Energiemärkte** als das langfristige energiepolitische Ziel bestehen bleibt, unabhängig vom Ausgang der Abstimmung zum Elektrizitätsmarktgesetz. Bei der allfälligen Annahme des Referendums müsste das Gesetz überarbeitet werden. Die Übergangsphase zum liberalisierten Markt würde sich entsprechend verlängern. Da die vorliegende Analyse auf die Beurteilung der **langfristigen Wettbewerbsfähigkeit** ausgerichtet ist, werden die Ergebnisse und die Schlussfolgerungen der Untersuchung durch den Ausgang der Abstimmung nicht beeinflusst.

2. Analyse der kostenseitigen Massnahmen und Beurteilung der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft

In diesem Teil der Untersuchung wird analysiert, ob die Wasserkraftunternehmen im Falle bestimmter Marktentwicklungen in der Lage sein werden, in Zukunft Ersatzinvestitionen zu tätigen. Zudem werden die wichtigsten kostenseitigen sowie wirtschaftspolitischen Massnahmen aufgezeigt, welche die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft positiv beeinflussen könnten.

In diesem Zusammenhang wird der Begriff der Wettbewerbsfähigkeit wie folgt definiert:

Wettbewerbsfähigkeit ist die Fähigkeit einer Branche bzw. einzelner Unternehmen, langfristig²⁰ Erneuerungs- und Erhaltungsinvestitionen zu tätigen.

²⁰ Langfristig ist ein Zeitrahmen, in dem die Unternehmen ihre Produktion durch eine Änderung aller Faktoren anpassen können. Als kurzfristig wird ein Zeitrahmen bezeichnet, in dem die Unternehmen ihre Produktion nur durch eine Änderung der variablen Faktoren anpassen können. Die fixen Faktoren können dagegen nicht angepasst werden. Der Entscheid, für die Analyse der Investitionsentscheide in der Studie eine langfristige Optik zu wählen, wird durch den Umstand unterstützt, dass die Konzessionen für einen Grossteil der Zentralen erst nach 2020 enden werden (vgl. auch Kapitel 3.2.2). Das ist auch der Zeitpunkt, in dem die Erneuerungsentscheide eine spezielle Bedeutung erhalten werden.

Die Analyse der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit hat, aufgrund des sehr langlebigen Charakters der Investitionen in die Wasserkraft, eine besondere Wichtigkeit. In diesem Teil der Studie werden somit keine Aussagen zur kurzfristigen Markt- und Wettbewerbssituation der Wasserkraft gemacht und keine Berechnung der nichtamortisierbaren Investitionen vorgenommen.

Die Analyse der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit, d.h. der Fähigkeit einer Unternehmung, Erneuerungs- und Erhaltungsinvestitionen zu tätigen, stützt sich auf die Theorien der Mikroökonomie der Unternehmung²¹ und der „*managerial economics*“²². In diesen Theorien wurde das grundlegende Investitionsverhalten von Unternehmen analysiert und modelliert. Darin wird u.a. festgehalten, dass der Investitionsentscheid von der Höhe der abdiskontierten Erträge und Kosten abhängt, oder anders gesagt: „*Investment decisions may be made by comparing present values. A firm makes an investment if the expected return from the investment is greater than the opportunity cost. The opportunity cost is the best alternative use of its money, which is what it would earn in the next best use of the money*“ (Perloff 1999).

Ausschlaggebend für den Investitionsentscheid sind die zukünftigen **Erträge**, die **Betriebskosten** und die **Kapitalkosten** (Abschreibungen und Zinszahlungen): Eine Unternehmung wird die Investition tätigen, wenn die zukünftigen abdiskontierten Erträge höher als die abdiskontierten Kosten des Projektes sind. Mit der Anwendung der Kapitalwertmethode (*Discounted Cash Flow - Methode* bzw. *Net present Value (NPV) - Regel*, vgl. Kapitel 6) werden die Elemente, welche den Investitionsentscheid bestimmen, detailliert untersucht. In diesem Zusammenhang wird der Wert der Unternehmung als der Gegenwartswert der zukünftigen Cash Flows definiert. Mit dem Modell kann die Wirkung von wirtschaftspolitischen Handlungsalternativen zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit aufgezeigt werden (Kapitel 7).

Nebst der Kapitalwertmethode, die für Unternehmungsbewertungen oft angewandt wird, gibt es eine Reihe weiterer Methoden, die eine Beurteilung von Investitionsprojekten ermöglicht.²³ Insbesondere die Investitionsbewertung mit dem Realoptionsansatz²⁴ scheint ein relativ neues und interessantes Verfahren zu sein. Aufgrund der komplexen Operationalisierbarkeit war es unter den gegebenen Zeitrestriktionen nicht möglich, dieses Verfahren im vorliegenden Projekt zu vertiefen und anzuwenden.

Um mit der Kapitalwertmethode den Gegenwartswert einer Investition in die Wasserkraft zu bestimmen, müssen zu den folgenden Punkten Annahmen getroffen werden:

1. Risiko der Unternehmung bzw. der Investition
2. Rahmenbedingungen auf den Kapitalmärkten (Zinssätze)
3. Entwicklung der Stromnachfrage
4. Entwicklung der Strommarktpreise und Preisentwicklung der Substitute
5. Entwicklung der Stromerzeugungstechnologien und deren Kosten.

In den nächsten Kapiteln werden die Annahmen zu diesen Parametern präzisiert. Wegen der langfristigen Perspektive ist es sehr schwierig oder gar unmöglich, präzise Aussagen zu den einzelnen oben aufgelisteten Punkten zu machen. Zudem haben die zeitlichen Restriktionen dazu geführt, dass zum Teil grobe Annahmen zur Entwicklung der einzelnen Parameter getrof-

²¹ Vgl. z.B. Perloff 1999 und Hirshleifer 1984.

²² Vgl. z.B. Mansfield 1999; Dobbs 1999.

²³ Vgl. Kapitel 6.

²⁴ Hommel und Pritsch 1999; Dixit und Pindyck 1994; Dixit und Pindyck 1995.

fen werden mussten. Trotz dieser Einschränkungen bildet die vorliegende Arbeit eine wertvolle Grundlage, um die möglichen Gefahren für die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft zu identifizieren. Für eine abschliessende Beurteilung der Zukunftsaussichten der Wasserkraft sind ergänzende vertiefte Untersuchungen über die Entwicklung der Rahmenbedingungen erforderlich, insbesondere bezüglich der Entwicklung der Energiepreise und der Stromerzeugungskosten.

Die Anwendung der *Discounted Free Cash Flow - Methode* erfolgt auf der Grundlage einer umfangreichen aber heterogenen Stichprobe von Unternehmen. Bei der Beurteilung der Ergebnisse der Szenarien-Berechnungen und der Wirkung der wirtschaftspolitischen Massnahmen ist dies zu beachten.

3. Schlusswort

Im Schlusswort werden die wichtigsten Ergebnisse der Studie zusammengefasst und interpretiert. Es wird insbesondere auch auf die Grenzen der Untersuchung hingewiesen und Vertiefungsmöglichkeiten werden aufgezeigt.

2 Analyse der Umfeld-Rahmenbedingungen

2.1. Einleitung

Die Umfeldanalyse gibt einen Überblick über die Variablen, die einen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft ausüben. Aufgrund der komplexen und interdependenten Beziehungen der Variablen wird nur auf die wichtigsten und grundlegendsten eingegangen. Ein spezielles Augenmerk wird auf die Variablen gelegt, für die in den nächsten Jahren Änderungen erwartet werden und die einen wichtigen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft ausüben können.

Die Analyse erfolgt mit dem Ziel, die geeigneten Parameterwerte für das Discounted Free Cash Flow - Modell, welches in Kapitel 6 für die Analyse der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft zur Anwendung kommt, zu bestimmen.

Die folgende Abbildung 2-1 zeigt auf, welches die wichtigsten Faktoren sind, welche die Strommarktpreise und die Gestehungskosten der Wasserkraft und somit ihre Wettbewerbsfähigkeit beeinflussen. In der Analyse der Umfeld-Rahmenbedingungen werden einige dieser Faktoren detaillierter untersucht. Die Beurteilung ihres Einflusses auf die Wettbewerbsfähigkeit erfolgt ohne Berücksichtigung von allfälligen Wechselwirkungen („ceteris paribus“ - Betrachtung).

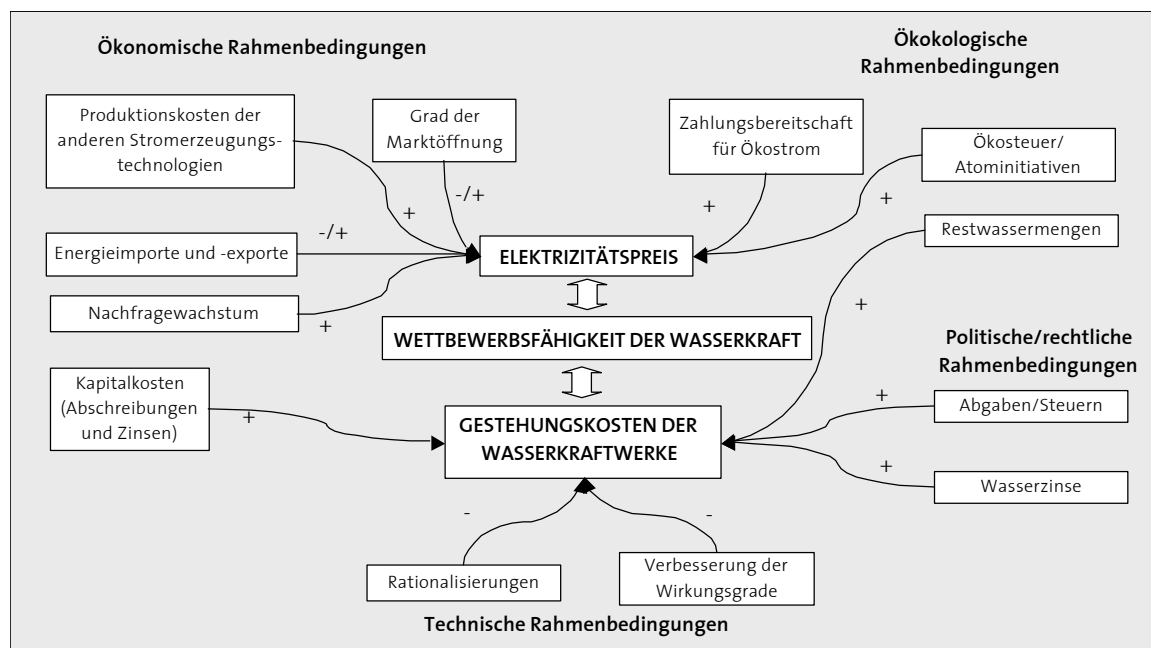


Abbildung 2-1: Umfeldvariablen und ihre Wirkung auf Elektrizitätspreise und die Gestehungskosten der Wasserkraft (+: positive Verknüpfung der beiden Variablen, -: negative Verknüpfung der Variablen)

2.2. Analyse der ökonomischen Rahmenbedingungen

Die meisten Umfeldvariablen wirken sich auf die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft indirekt aus, indem sie die Elektrizitätspreise - und dadurch die Ertragslage - oder die Kosten der Unternehmen beeinflussen. Die Analyse der ökonomischen Einflussfaktoren fokussiert in erster Linie auf die Variablen, welche die Elektrizitätsmarktpreise beeinflussen (Abschnitt 2.2.1). Dies sind die Entwicklung der Gestehungskosten, der Alternativtechnologien und der fossilen und nuklearen Brennstoffpreise.

Eine weitere ökonomische Komponente, die einen wichtigen Einfluss auf die Gestehungskosten der Wasserkraft ausübt, ist durch die Höhe und Entwicklung der Kapitalkosten gegeben. Die Wasserkraftanlagen sind durch einen hohen Investitionsbedarf gekennzeichnet. Damit können Änderungen in der Höhe der Kapitalkosten – d.h. in der Verzinsung und der Investition pro kW – eine massgebliche Veränderung der spezifischen Produktionskosten bewirken. Diese Faktoren werden in Abschnitt 2.2.2 vertiefter dargestellt.

2.2.1. Elektrizitätspreise

Die Marktpreise für Elektrizität bestimmen – zusammen mit der Höhe der Produktionskosten der Wasserkraftwerke – die langfristige Wettbewerbsfähigkeit des Wasserkraftsektors in der Schweiz. Nur Werke, die bei den erwarteten Marktpreisen in der Lage sind, ihre vollen Kosten zu decken, werden langfristig erneuert.²⁵ In einer Wettbewerbssituation werden Anbieter ihre Wasserkraftanlagen erneuern, wenn der langfristige Marktpreis (Durchschnittspreis von Spitzen- und Bandenergie) grösser oder gleich den langfristigen Durchschnittskosten der Produktion ist.

Eine Prognose zur Höhe der zukünftigen Elektrizitätspreise²⁶ ist **vielen Unsicherheiten** unterworfen. Diese Unsicherheiten betreffen einerseits die Gestehungskosten der Stromerzeugung durch alternative Technologien (d.h. Investitionskosten und Brennstoffpreise der thermischen Anlagen), andererseits die allgemeinen Marktbedingungen, insbesondere betreffend die Liberalisierung der Strommärkte. Die Untersuchung geht von einer Marktsituation aus, in der die Preise in einem **liberalisierten, zentraleuropäischen** Markt zu Stande kommen. Es wird somit angenommen, dass die Strommarktliberalisierung in allen zentraleuropäischen Ländern realisiert worden ist, und dass ein transparenter Markt besteht, der durch einen **Abbau der Überkapazitäten** gekennzeichnet ist.

Vereinfacht kann davon ausgegangen werden, dass sich die Marktliberalisierung wie folgt auf die Preisentwicklung auswirken wird:

- Bei Vorliegen von **Überkapazitäten** bzw. einem Überangebot an Strom werden die Stromproduzenten bereit sein, **kurzfristig** den Preis bis zur Höhe der variablen Kosten zu senken. Die erste Phase der Marktliberalisierung ist somit durch **sinkende Marktpreise** charakterisiert. Die Preissenkungen hängen u.a. von der Geschwindigkeit der Marköffnung und von der Kapazitätsauslastung ab.
- Für die Unternehmen ist es wirtschaftlich nicht interessant, Werke in Betrieb zu halten, bei denen die variablen Produktionskosten höher liegen als die Marktpreise. Diese Werke werden geschlossen. Die **Verringerung der Überkapazitäten** kann durch eine Zunahme von Fusionen und Beteiligungen beschleunigt werden.
- Die Verringerung der Überkapazitäten (und die Zunahme der Stromnachfrage) führt zu einer **Annäherung von Angebot und Nachfrage**. Bei steigender Elektrizitätsnachfrage und gleichbleibendem oder sinkendem Angebot werden die **Preise steigen**.
- Die Unternehmen werden erst dann in neue Anlagen investieren, wenn die erwarteten Marktpreise die vollen Produktionskosten decken (Investitionskosten und laufende Kos-

²⁵ Hingegen muss beachtet werden, dass in der kurzen Frist auch Unternehmen, deren Gestehungskosten über den Marktpreisen liegen, weiter produzieren werden, mindestens solange die Marktpreise die variablen Kosten decken, d.h. solange ein Kostendeckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann.

²⁶ Ein Überblick über die heutigen Marktpreise für kurzfristig gehandelten Strom wird in Abschnitt 4.4.1 gegeben.

ten). Die erwarteten durchschnittlichen Preise²⁷ werden sich deshalb langfristig an den Gestehungskosten der neuen Anlagen orientieren.

- In einer **langfristigen Gleichgewichtssituation** werden sich die **Marktpreise an den langfristigen Grenzkosten bzw. Durchschnittskosten** der Produktionstechnologien in den verschiedenen Lastsegmenten orientieren.
- Es wird erwartet, dass mit der Marktliberalisierung eine stärkere **Differenzierung** der Strommarktpreise erfolgen wird. Insbesondere werden grössere Unterschiede zwischen **Grundlast** und **Spitzenlast** sowie zwischen Werktagen und Wochenenden erwartet. In der Schweiz werden sich die Grundlastanlagen (AKWs und Laufkraftwerke) nach den Preisen für Bandenergie richten, während die höherwertige Produktion von Spitzenlastkraftwerken (z.B. Speicherkraftwerken) mit Spitzenlastpreisen entschädigt wird.

Die **langfristigen Marktpreise** werden den durchschnittlichen Gestehungskosten jener Technologie entsprechen, welche die zusätzliche Energienachfrage am effizientesten/kostengünstigsten anbieten kann. Für den Investitionsentscheid in die Wasserkraft sind die Erwartungen betreffend der langfristigen Preise relevant: Nur wenn die langfristigen Preise eine volle Deckung der Gestehungskosten erlauben, wird in eine neue (Wasserkraft-)Anlage investiert.

Es liegen verschiedene Studien vor, die auf der Grundlage der Gestehungskosten von Alternativtechnologien Schätzungen der Energiepreise in einem liberalisierten Markt vorgenommen haben. Die wichtigsten Studien werden im Anhang 1 vorgestellt.

Diese Studien deuten darauf hin, dass einerseits die Investitions- und Betriebskosten, andererseits die umweltpolitischen Rahmenbedingungen die Grenztechnologien²⁸ in den verschiedenen Lastsegmenten bestimmen werden.

- **Mittellast- und Bandenergie:** Die zusätzliche Nachfrage nach Mittellastenergie und ev. einem Teil der Bandenergie könnte in Zukunft durch Gas-Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Werke) gedeckt werden. Die langfristigen Grenzkosten der GuD-Werke sollten im Bereich von **5.5 bis 7 Rp./kWh** liegen. Aufgrund von Umweltschutzaspekten und der langen Amortisationszeiten ist es eher unwahrscheinlich, dass kurz- bis mittelfristig neue Kernkraftwerke gebaut werden. Für den Bau von neuen Laufkraftwerken fehlen dagegen geeignete Standorte.
- **Spitzenlastenergie:** Die **Zusatznachfrage nach Spitzenenergie** wird in Zukunft voraussichtlich durch Gasturbinen gedeckt. Ein Ausbau der Stromproduktion durch neue Speicherkraftwerke ist aufgrund fehlender günstiger Standorte unwahrscheinlich. Verbesserungen der Wirkungsgrade sind ebenfalls begrenzt möglich. Die durchschnittlichen Produktionskosten von Spitzenenergie durch reine Gasturbinen-Kraftwerke dürften sich auf rund **13-15 Rp./kWh** belaufen²⁹, im Vergleich dazu belaufen sich die Produktionskosten für Speicherkraftwerke auf zwischen 12 und 18 Rp./kWh (econcept 1998, unter Berücksichtigung von Erneuerungsinvestitionen).³⁰

²⁷ Durchschnittswert von Band- und Spitzenlastpreis.

²⁸ Darunter verstehen wir jene Technologien, welche die zusätzliche Elektrizitätsnachfrage eines bestimmten Lastsegments zu den tiefsten Grenzkosten erzeugen kann.

²⁹ Vgl. Anhang 2, bei rund 800 bis 1100 Betriebsstunden; in der Schweiz wird mit 826 Stunden Spitzenlast Winter und mit 295 Stunden Spitzenlast im Sommer gerechnet.

³⁰ Es gilt zu beachten, dass die Ergebnisse der Analyse der ökonomischen Merkmale (Abschnitt 3.3.2) auf tiefere Gestehungskosten der Speicherkraftwerke hindeuten.

Im Folgenden wird eine kurze Übersicht über eine Auswahl von Prognosen der Gesteungskosten und der Strommarktpreise gegeben.

Tabelle 2-1: Überblick über die bestehenden Schätzungen und Prognosen der Elektrizitätspreise bzw. Stromgestehungskosten

Studie	Gesteungskosten Wasserkraft; Preise	Differenzierung/Kommentar
Prognos 2001	6 Rp./kWh	Durchschnittliche langfristige reale Stromgestehungskosten (2005-2030)
PSI 2000	8.0 Rp./kWh	Gesteungskosten von abgeschriebenen Werken: 3-4 Rp./kWh; von neuen oder kürzlich erneuerten Werken: 12-16 Rp./kWh
CSFB 1997	Gesteungskosten 2.6 – 15.0 Rp./kWh 3.85 – 15.0 Rp./kWh 2.8 – 21.6 Rp./kWh 5.0 – 10.15 Rp./kWh Strompreise 5.0 Rp./kWh 5.5 Rp./kWh 6.5 Rp./kWh 7.0 Rp./kWh 8.0 Rp./kWh	Laufkraftwerke Speicherkraftwerke Lauf- und Speicherkraftwerke Bandenergie (KKW, thermische Kraftwerke) Angenommene langfristige Preise (tendenziell am unteren Ende der langfristigen Preisspanne) Laufenergie im Mittelland Bandenergie Laufenergie in den Bergen Kombinierte Lauf- und Speicherenergie Speicherenergie
Prognos 1997 (in econcept 1998)	3.0 – 8.0 Rp./kWh 7.0 – 35.0 Rp./kWh	Variable Kosten der Stromerzeugung (2005-2010), differenziert für Klein-, Lauf- und Speicher-KW Langfristige Grenzkosten der Stromerzeugung

Der untere Grenzwert der Gesteungskosten für ältere (abgeschriebene) Wasserkraftwerke scheint bei rund 3 Rp./kWh, bei den KKW bei ca. 5 Rp./kWh zu liegen. Neuere Anlagen weisen dagegen bedeutend höhere Kosten auf. Gemäss den Ergebnissen des prognos-Arbeitspapiers (prognos 1997, in econcept 1998) belaufen sich die variablen Kosten eines Bezuges aus dem Ausland langfristig auf rund 5 Rp./kWh, die langfristigen Grenzkosten der Produktion im Ausland auf 9 Rp./kWh³¹.

Modell zur Bestimmung der langfristigen durchschnittlichen Strompreise

Für die Beurteilung der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit müssten die **zukünftigen Ertragspotenziale** der Unternehmen **möglichst detailliert** berechnet werden. Die Modellierung der zukünftigen Preise ist allerdings ein ausserordentlich schwieriges Unterfangen, das mit grossen Unsicherheiten verbunden ist. Um diese zukünftigen Preise zu schätzen, hat die ökonomische Theorie verschiedene Methoden entwickelt.³²

Grundsätzlich (unter der Voraussetzung des verfügbaren Zeitrahmens) standen folgende Möglichkeiten zur Verfügung, um die zukünftigen Strommarktpreise zu bestimmen:

³¹ Die langfristigen variablen Kosten (Betriebskosten) der Stromerzeugung im Ausland werden mit 5 Rp./kWh geschätzt (Angabe für das Jahr 2010, vgl. prognos 1997, in econcept 1998).

³² Vgl. Dixit und Pindyck 1994; Dixit und Pindyck 1995.

1. Es werden die langfristigen Strommarktpreise übernommen, die in bestehenden Studien ausgewiesen werden.³³
2. Es wird ein Modell entwickelt, das geeignet ist, die erwarteten langfristigen Strommarktpreise zu prognostizieren. Dafür stehen verschiedene Ansätze zur Verfügung. Ein erster Ansatz besteht in der Simulation eines partiellen Gleichgewichtsmodells, das von einer langfristigen Perspektive ausgeht.³⁴ Eine Alternative dazu besteht in den sogenannten „System Planning“-Modellen, d.h. in Modellen, welche den optimalen Kraftwerkpark bei einer gegebenen Lastkurve bestimmen. Das Ziel dieser Modelle besteht in der Simulation der Ergebnisse, die sich auf einem Elektrizitätsmarkt ergeben würden.³⁵ Schliesslich kann die Schätzung der Strommarktpreise auf Modelle abgestützt werden, die auf ökonometrischen Verfahren basieren.³⁶

Da es nicht die Zielsetzung der vorliegenden Untersuchung ist, ein Modell für die Preisprognose zu entwickeln, ist für die Schätzung der zukünftigen Erträge der Wasserkraftwerke ein einfaches Modell verwendet worden.³⁷

Mit diesem Modell möchten wir eine grobe Schätzung der durchschnittlichen Kosten der Grenztechnologien – d.h. der Konkurrenztechnologien zu den Wasserkraftanlagen - für verschiedene Lastsegmente vornehmen.

Um die langfristigen Strommarktpreise schätzen zu können, war es als erstes erforderlich, typische Lastsegmente zu identifizieren. Anschliessend mussten die Referenztechnologien für die einzelnen Lastperioden bestimmt werden. Diese Analyse ist mit einem vereinfachten „System Planning“-Ansatz³⁸ durchgeführt worden. Es wurden die durchschnittlichen Produktionskosten für verschiedene Technologien und für verschiedene Betriebstunden berechnet und verglichen. Nachdem für jedes Lastsegment die Referenztechnologie identifiziert worden ist, wurden die Durchschnittskosten pro Lastsegment bestimmt. Diese sollten die durchschnittlichen Strommarktpreise widerspiegeln (Durchschnitt von Peak- und Off-Peak-Preisen). Das benutzte Verfahren ist sehr einfach und hat deswegen auch seine Grenzen. Wie bereits festgehalten, bestand das Ziel dieser Untersuchung allerdings nicht in der Bildung eines Preismodells, dafür wäre der zeitliche Rahmen auch zu knapp gewesen. Eine vertiefte Analyse der Modelle für die Prognose der zukünftigen Preise wäre allerdings interessant und wichtig.

Das Modell verwendet die Preise der fossilen und nuklearen Energieträger sowie die Investitionskosten der alternativen Stromproduktionstechnologien. Damit kann, wie bereits erwähnt, die Technologie identifiziert werden, die für jedes Lastsegment Strom zu den tiefsten durchschnittlichen Gestehungskosten erzeugen kann.

Da die zukünftigen Energiepreise für die Gestehungskosten der fossilen Stromproduktionstechnologien von grosser Relevanz sind, kommt der Bildung von Szenarien und den Sensitivitätsrechnungen in diesem Bereich eine spezielle Bedeutung zu. Damit sollen die Unsicherheiten, die mit diesen Prognosen zusammenhängen, z.T. aufgefangen werden.

³³ Z.B. Econcept 1997.

³⁴ Vgl. Hogan 1993; Ring, Read 1996; Smeers 1997; Ramos, Ventosa, Rivier 1998.

³⁵ Vgl. Porat, Irith, Turvey 1997; Pfaffenberger 1993.

³⁶ Vgl. Pindyck 1999.

³⁷ Es wäre allerdings interessant und wichtig, eine vertiefte Studie über die zukünftigen Elektrizitätspreise bzw. Stromgestehungskosten durchzuführen.

³⁸ Vgl. Porat, Irith, Turvey 1997.

Basierend auf den getroffenen Annahmen werden die Preise für die folgenden Lastperioden berechnet:

Tabelle 2-2: Langfristige durchschnittliche reale Preise für die einzelnen Lastperioden

Lastperiode	Stunden pro Lastperiode	Durchschnittlicher Preis (Rp./kWh) je Lastperiode
Spitzenlast Winter	826	14.5
Spitzenlast Sommer	295	7.1
Mittellast Winter	1'431	5.1
Mittellast Sommer	1'822	4.7
Schwachlast Winter	2'111	4.7
Schwachlast Sommer	2'275	4.1
Total Stunden /Gewichteter Durchschnittspreis	8760	5.6

* BWW-Studie Nr. 6, 1996

Die durchschnittlichen Preise gelten für die betreffende Lastperiode bzw. für die angegebenen Stunden. Diese Stundenaufteilung basiert auf der Berechnung des BWW (BWW 1996). Die Grundlagen dafür leiten sich aus dem saisonal unterschiedlichen Tagesverlauf der Belastung in den Versorgungsnetzen ab (vgl. Tabelle 4-1).³⁹ Gemäss dem Modell ergibt sich ein durchschnittlicher Bandpreis von 5.6 Rp./kWh (für Strom, der gleichmässig über das ganze Jahr erzeugt wird). Dieser Preis kann als der durchschnittliche Preis für Bandenergie über das gesamte Jahr betrachtet werden.

Die Preisprognosen von Tabelle 2-2 sind nicht direkt vergleichbar mit den Prognosen, die in den bestehenden Studien ausgewiesen werden (Tabelle 2-1), da keine lastspezifischen Preise dargestellt werden. Allerdings kann festgestellt werden, dass der durchschnittliche Strompreis für Bandenergie, der in der CSFB-Studie (CSFB 1997) angenommen wird (5.5 Rp./kWh), dem Preis entspricht, der durch das Modell prognostiziert wird (5.6 Rp./kWh).

Fazit

Die langfristig erwarteten Strompreise fliessen als wichtiges Element in die *Discounted Free Cash Flow - Methode* zur Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft ein. Ausschlaggebend für die Preise sind die Gestehungskosten der Alternativtechnologie für eine bestimmte Lastperiode (d.h. die Technologie, die für eine bestimmte Lastperiode in der Lage ist, die zusätzliche Stromnachfrage zu den tiefstmöglichen Kosten zu erzeugen).

Mit einem einfachen Modell, das auf vier verschiedenen Produktionstechnologien basiert (Gasturbinen, GuD-Kraftwerke, Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke), werden die Preisprognosen für die verschiedenen Tarifperioden berechnet. Die Strommarktpreise werden als Funktion der Gestehungskosten der Alternativtechnologien für eine betreffende Lastperiode modelliert. Es werden verschiedene Tarifperioden differenziert:

1. Schwachlastpreise im Sommerhalbjahr: 4.1 Rp./kWh
2. Schwachlastpreise im Winterhalbjahr: 4.7 Rp./kWh
3. Mittellastpreise im Sommerhalbjahr: 4.7 Rp./kWh
4. Mittellastpreise im Winterhalbjahr: 5.1 Rp./kWh
5. Hochlastpreise in den Sommermonaten: 7.1 Rp./kWh
6. Hochlastpreisen in den Wintermonaten: 14.5 Rp./kWh.

³⁹ Es wird davon ausgegangen, dass die Lastperioden, die für die Schweiz festgestellt worden sind, auch in den Westeuropäischen Ländern Gültigkeit haben.

Bandenergie: Es wird davon ausgegangen, dass auch in Zukunft die KKW relativ günstigen Strom produzieren werden (gemäss PSI 1999 und econcept 1998 bei rund 5-8 Rp./kWh; Durchschnittspreis Modell: 5.6 Rp./kWh).

Mittellastenergie: Die Gestehungskosten der GuD-Kraftwerke sollten bei rund 4.7 – 8.2 Rp./kWh liegen (gemäss PSI 1999 und econcept 1998). Vorausssehbare und längeranhaltende Nachfrageerhöhungen können durch GuD-Kraftwerke gedeckt werden. Diese Technologie weist relativ tiefe Investitionskosten auf und kann auch bei kürzeren Jahresnutzungsdauern wirtschaftlich betrieben werden. Wegen der relativ langen Vorlaufzeit ist sie zur Deckung von kurzfristig auftretenden Nachfrageschwankungen dagegen wenig geeignet.

Spitzenlaststrom: In Ergänzung zur Speicherkraft werden in Zukunft Gasturbinen zur Deckung der Spitzenlastnachfrage eingesetzt. Diese Kraftwerke verlangen nur tiefe Investitionskosten und sind geeignet, schnell auf Nachfrageschwankungen zu reagieren.

Eine Prognose der zukünftigen Preise ist mit vielen Unsicherheiten verbunden. Bei der Anwendung des Discounted Free Cash Flow - Modells werden deswegen zwei Szenarien gerechnet. Das erste Szenario geht von den oben dargestellten Strommarktpreisen aus (Referenzszenario). Im zweiten Szenario wird dagegen von tieferen Strommarktpreisen ausgegangen (Tiefpreisszenario; Verringerung der Preise des Referenzszenarios um 10%).

2.2.2. Kapitalkosten

Weitere wichtige ökonomische Determinanten sind, neben den Preisen, die Kapitalkosten. Diese sind durch die Verzinsung des Kapitals und die Höhe der Investitionen (und somit der Abschreibungen) gegeben.

Im Allgemeinen kann festgehalten werden, dass die Verzinsung des Kapitals von der Laufzeit und der Einschätzung des Risikos der Investition abhängig ist. Beide Elemente können durch die Unternehmen nur teilweise beeinflusst werden.

Das **Fremdkapital** wird auf den Kapitalmärkten zu den marktüblichen und dem Risiko entsprechenden Zinssätzen aufgenommen. Für Investitionen, die durch ein hohes Risiko oder eine hohe Volatilität charakterisiert sind, sind entsprechend höhere Kapitalkosten zu zahlen.

Das Rating der Produktionsunternehmen ist wesentlich von der Bonität der Aktionäre der Gesellschaft abhängig. Solange diese sich verpflichten, den produzierten Strom anteilmässig und kostendeckend abzunehmen, ist das Risiko des Fremdkapitals als gering einzustufen. Dies gilt insbesondere, wenn sich die Aktionäre aus Kantonen und Gemeinden sowie Überlandwerken zusammensetzen. In einer solchen Situation misst sich die Bonität einer Unternehmung an der Bonität der schwächsten Aktionäre. Eine Änderung der Besitzverhältnisse – z.B. falls die öffentliche Hand ihre Beteiligungen abgeben würde – könnte zu einem verstärkten Druck auf die Bonität der Unternehmen führen.

In diesem Zusammenhang ist allerdings zu beachten, dass im Falle einer Abnahmeverpflichtung durch die Aktionäre deren Risiko im selben Umfang zunimmt, wie es sich für die Fremdkapitalgeber reduziert.⁴⁰ Es ist deshalb zu erwarten, dass sich das Rating der Aktionäre verschlechtert, bzw. dass diese sich bei der Kapitalbeschaffung höheren Kosten gegenübersehen. Dies gilt grundsätzlich auch, wenn es sich bei den Aktionären um öffentliche Körperschaften handelt, wobei dann das Risiko faktisch von den Steuerzahlern übernommen wird.

Es konnte festgestellt werden, dass die Kapitalverzinsung der Strombranche im Vergleich zur Rendite der Bundesobligationen zugenommen hat. Auch die Spannbreite der Rendite zwischen den Unternehmen ist gestiegen (vgl. UBS Warburg Teil 2, 2001). Beispielsweise zeigt ein Vergleich des Renditenverlaufs der NOK und der Bundesanleihen ein ähnliches Bild, mit einem Bonitäts-spread von rund 20 bis 40 Basispunkten über dem Durchschnitt der entsprechenden Bo-

⁴⁰ Dabei sind selbstverständlich die Grössenverhältnisse zwischen Kraftwerk und Aktionär zu beachten.

nitätsklasse (ZKB 2000). Gemäss UBS Warburg (2001) belief sich der durchschnittliche *Spread* für Obligationen von schweizerischen Kraftwerksbetreibern im März 2001 auf rund 65 Basispunkte. Der Grund für die Bonitätsunterschiede wird mit dem aktuellen Strompreiserfall und einer allgemeinen Unsicherheit in der Branche erklärt. Ausserdem wird auf die mangelnde Handelbarkeit der Obligationen hingewiesen, die eine Liquiditätsprämie verlangt.

In Ländern, in denen der Strommarkt bereits liberalisiert worden ist, hat der Druck auf das Rating der Unternehmen zugenommen. Eine ähnliche Entwicklung wird auch für die Schweiz erwartet, zumindest solange die Unsicherheiten betreffend der Entwicklungen auf dem Strommarkt und der Preiserfall bestehen bleiben. Die Situation dürfte sich entspannen, wenn aufgrund des Abbaus der heute bestehenden Überkapazitäten die Preise wieder auf die Höhe der langfristigen Grenzkosten steigen werden.

Auch die **Eigenkapitalgeber** werden eine Veränderung des Risikos einer Anlage nur dann in Kauf nehmen, wenn die erwartete Rendite höher liegt als bei risikofreien Anlagen (s. CFSB 1997). Somit kann angenommen werden, dass Unternehmen mit neueren Anlagen tendenziell höhere Kapitalkosten haben werden als Unternehmen, die in einem nicht liberalisierten Markt tätig sind bzw. waren.⁴¹

Ein weiteres Element, welches die Kapitalkosten bestimmt, ist die Höhe der Investitionskosten. Die Höhe der Erneuerungsinvestitionen und der Vergleich mit den erwarteten Erträgen bestimmen im Wesentlichen, ob eine Unternehmung in die Wasserkraft investieren wird.

Die Ausbauprojekte der Wasserkraftanlagen unterstehen heute aufgrund der Marktunsicherheiten strengen Wirtschaftlichkeitsüberlegungen. Die Investitionen in Produktionsanlagen haben sich in den letzten Jahren stark verringert; viele Kraftwerksbetreiber warten in der gegenwärtig unsicheren Situation ab und stellen Investitionsprojekte zurück. Sanierungen oder Ausbauvorhaben von Anlagen werden heute in verschiedenen Etappen, die sich über mehrere Jahre erstrecken, geplant, was zu einer Verringerung der Kapitalkosten führt. Ausserdem werden dadurch die Investitionsrisiken minimiert und dem unsicheren Umfeld, bezogen insbesondere auf die erwarteten Absatzpreise, Rechnung getragen.⁴²

Um abzuschätzen, wie hoch die zukünftigen Investitionskosten sein werden, um den Anlagepark zu erneuern, werden spezifische Kostensätze nach Kraftwerktypologie gebildet. Diese Schätzungen basieren auf den Ergebnissen einer Studie von Elektrowatt (1998), in welcher typenspezifische Investitionskennzahlen für Erneuerungen von schweizerischen Wasserkraftwerken ausgewiesen werden. Die Schätzungen werden mit eigenen Erhebungen ergänzt. Das Investitionsvolumen, das in Zukunft zur Erneuerung des Anlageparks erforderlich sein wird, ergibt sich aus der Multiplikation der Leistungen der installierten Turbinen bzw. Pumpen (in kW) mit den spezifischen Investitionsfaktoren (in CHF/kW).

Der Ermittlung von typenspezifischen Investitionskosten stehen jedoch gewisse Probleme gegenüber: Einerseits können nicht einfach durchschnittliche historische Werte (vgl. Aufstellung im Anhang 3) verwendet werden, da davon auszugehen ist, dass in der Vergangenheit teurer gebaut wurde als in Zukunft. Andererseits scheinen die Angaben in der Studie von Elektrowatt (1998) im Vergleich zu den in den letzten Jahren tatsächlich getätigten Investitionen sehr tief zu sein.⁴³

⁴¹ In Grossbritannien konnte nach der Marktliberalisierung eine deutliche Zunahme der Kapitalrendite festgestellt werden (OECD 1998).

⁴² Ein gutes Beispiel dafür liefert die Investitionsentscheidung der KWO (Kraftwerke Oberhasli), die ihre Investitionen in die Grimsel-Werke in drei Etappen aufteilen. Dabei wird einerseits eine Steigerung der Leistung, andererseits eine Verlagerung der Produktion vom Sommer in den Winter angestrebt (vgl. Max Ursin, 2/01).

⁴³ Elektrowatt nimmt an, dass die Investitionen, die seit 1985 in der Schweiz getätigt worden sind, für die Zukunft nicht repräsentativ sind, da sie auf einem zu hohen Ausbaustandard basieren. Vergleiche mit

In Tabelle 2-3 sind einerseits die Werte der Elektrowatt und andererseits die in der Schweiz während der letzten 10 Jahre tiefsten realisierten spezifischen Investitionskosten (als „Benchmark“) (bei vollständigen Erneuerungen und Neubauten) ausgewiesen.

Tabelle 2-3: Eingesetzte spezifische Investitionsfaktoren gemäss der Kostenstruktur der Elektrowatt - Studie 1998

Kraftwerkkategorie	Benchmark (tiefste beobachtete Werte) CHF/kW	Elektrowatt 1998 CHF/kW	Faktor
Spez. Investition Kleinkraftwerk 1 - 10 MW	2'000	1'500	1.3
Spez. Investition Niederdruck-Laufkraftwerk	1'250	875	1.4
Spez. Investition Hochdruck- Laufkraftwerk	1'200	875	1.4
Spez. Investitionen Speicherkraftwerk	1'280 ^a	625	2

^a Der Wert bezieht sich auf das Kraftwerk Sarganserland. Beim tieferen beobachteten Wert für das Kraftwerk Mauvoisin (132 CFH/kW) handelt es sich um keine eigentliche Erneuerungs-, sondern um eine Ausbauinvestition; er ist somit für diese Analyse nicht relevant.

Die günstigsten historischen Werte liegen um etwa 40% über den Elektrowatt - Werten. Da in Zukunft nicht alle Kraftwerke zu diesen niedrigen Ansätzen Investitionen durchführen werden können, wird davon ausgegangen, dass eine Verdoppelung der Werte von Elektrowatt eine realistische Angabe der Investitionskosten darstellt. Die resultierenden Werte liegen somit etwas höher als die günstigsten historischen Kraftwerkerneuerungen, sie sind jedoch um rund 30% niedriger als der Durchschnitt dieser Erneuerungen. In Tabelle 2-4 sind die angenommenen spezifischen Investitionskosten pro Kraftwerkkategorie aufgelistet.

Tabelle 2-4: Spezifische Investitionsfaktoren (CHF/kW) für verschiedene Kraftwerkkategorien

Kraftwerkkategorie	Investitionskosten Elektrowatt 1998 CHF / kW	Investitionskosten Referenzszenario CHF / kW
Spez. Investition Kraftwerk 1 - 10 MW	1'500	3'000
Spez. Investition Laufkraftwerk	875	1'750
Spez. Investition Speicherkraftwerk	625	1'250
Spez. Investition Pumpzentralen	375 - 500 ^a	875

^a Investitionskosten für einstufige und dreistufige Pumpen.

Analog zu den Investitionsannahmen der Alternativtechnologien wird bei den Wasserkraftanlagen davon ausgegangen, dass die realen Investitionskosten pro kW in Zukunft in etwa konstant bleiben (Ausgleich von kostentreibenden und -senkenden Elementen) und dass der gleiche technische Fortschritt, und somit die gleichen Kostenersparnisse, erzielt werden können.

Eng gekoppelt mit der Höhe der Investitionen sind die **Abschreibungen**. Diese hängen einerseits von der Höhe der Anfangsinvestition, andererseits von der erwarteten Lebensdauer einer Anlage ab. Die Wasserkraftwerke haben bis vor einigen Jahren vorwiegend gemäss der Annuitätenmethode abgeschrieben. Dies hatte eine konstante jährliche Belastung durch Abschreibungen und Kapitalkosten zur Folge. Im Zuge der Marktliberalisierung hat sich die Abschreibungspolitik der Unternehmen geändert, mit einer Verlagerung hin zu linearen Abschreibungen (vgl. z.B. Watt AG, Geschäftsbericht 1998/99). In den letzten Jahren konnte zudem beobachtet wer-

dem Ausland zeigen, dass ähnliche Bauten zu tieferen Kosten erstellt werden können. Durch den verstärkten Wettbewerb konnten ausserdem die Investitionskosten gesenkt werden.

den, dass Unternehmen, die hohe Buchwerte ihrer Anlagen aufweisen (und die dazu in der Lage sind), ausserordentliche Abschreibungen tätigen.

Fazit

Die Verzinsung des eingesetzten Kapitals und die Summe der Investitionen pro kW stellen bedeutende Kostenkomponenten für die Wasserkraftwerke dar und sind somit für die Investitionsentscheidung zugunsten einer Erneuerung der Anlagen von grosser Bedeutung.

Die Marktliberalisierung und die damit verbundenen Unsicherheiten führen zu einer Zunahme der Risiken, die von den Kapitalgebern getragen werden. Das Ausmass des „Risikos“ hängt primär von der erwarteten Strompreisentwicklung ab. Unternehmen, die auf den Finanzmärkten neues Kapital beschaffen müssen (z.B. bei Ersatz- oder Erweiterungsinvestitionen), könnten mit höheren Kapitalkosten konfrontiert werden. Für die Verzinsung des Fremdkapitals wird im *Discounted Free Cash Flow* - Modell von einem durchschnittlichen Risikozuschlag von 65 Basispunkten ausgegangen. Als Grundlage dienen risikolose Anlagen (schweizerische Bundesobligationen). Bei der Verzinsung des Eigenkapitals wird von der geforderten Rendite von Anlagen in ähnlichen Branchen ausgegangen.

Die Ermittlung der Höhe der spezifischen Investitionskosten ist mit grossen Unsicherheiten behaftet: Die Verwendung von historischen Werten könnte zu einer Überschätzung der Kosten führen, das Einsetzen von ausländischen Vergleichszahlen dagegen eine Unterschätzung bewirken. Die eingesetzten Werte liegen deswegen dazwischen:

Kraftwerke 1 - 10 MW:	3'000 CHF/kW
Laufkraftwerke:	1'750 CHF/kW
Speicherkraftwerke:	1'250 CHF/kW
Pumpen:	875 CHF/kW

Wegen der Bedeutung der Höhe der Investitionskosten für den Investitionsentscheid und der Unsicherheiten, die mit deren Schätzungen verbunden sind, werden im Modell zwei Szenarien gerechnet: Ein Szenario mit den oben dargestellten Zahlen (Referenzszenario) und ein Szenario mit rund 10% höheren spezifischen Investitionskosten (Szenario „höhere Investitionskosten“).

2.3. Analyse der politischen/rechtlichen Rahmenbedingungen

In den folgenden Abschnitten werden einige politische und rechtliche Rahmenbedingungen präsentiert, die für die Wasserkraft von Bedeutung sind und in Zukunft verschiedenen Veränderungen unterliegen könnten.

2.3.1. Bedeutung der Wasserkraft als Einnahmequelle der öffentlichen Hand

Die Wasserkraft unterliegt einer Vielzahl fiskalischer Belastungen. Dazu gehören Steuern, Konzessionsgebühren, Abgaben usw. Des Weiteren erhebt die öffentliche Hand Wasserzinse als Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasserkraft zur Produktion von elektrischer Energie.

1999 betrugen die Einnahmen der öffentlichen Hand aus Wasserzinsen, Konzessionsgebühren und ähnlichen wasserrechtlichen Abgaben über 450 Mio. Franken. Hierbei bestehen beträchtliche regionale Unterschiede. Die Kantone Aargau, Bern, Graubünden, Uri, Tessin und Wallis erbringen zusammen ca. 80% des Stroms aus Wasserkraft (Wallis und Graubünden 48%). Dem entsprechend wichtig sind für sie die Einnahmen aus der Wasserkraft. In dieser Untersuchung wird vor allem auf die Wasserzinse fokussiert, da diese in der heutigen (regional-) politischen Diskussion grosses Gewicht haben. Es stellt sich kurz vor der Öffnung der Elektrizitätsmärkte die Frage, wie bzw. ob nach der Deregulierung die heutige Regelung noch Bestand haben kann. Dies stellt wiederum die Eigentümer der Ressource Wasserkraft, nämlich die Kantone und Gemeinden, vor Probleme, da ihre Einnahmen aus der Wasserkraft nur durch eine wettbewerbsfähige Branche gesichert sind.

Die Einnahmen der öffentlichen Hand aus der Wasserkraft stammen in erster Linie aus den Wasserzinsen, den Ertrags-, Gewinn- und Kapitalsteuern und der Mehrwertsteuer.

2.3.2. Wasserzinse

Wasserzinse wurden erstmals zu Beginn des letzten Jahrhunderts erhoben. Damals wurde die Oberaufsicht über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte dem Bund übertragen. Die Kantone hatten die Gebühren und Abgaben festzusetzen. Seit 1916 regelt das „Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte“ unter anderem die Erhebung der Wasserzinse und setzt ein Wasserzinsmaximum fest, welches von den verfassungsberechtigten Gemeinwesen (Kantonen⁴⁴, Gemeinden) nicht überschritten werden darf. Seit 1997 beträgt dieses Maximum 80 Franken pro kW Bruttoleistung. Die Wasserzinse sind juristisch als Kausalabgabe ausgestaltet, d.h. sie stellen ein Entgelt an das Gemeinwesen für die Nutzung der Ressource Wasserkraft dar.

Die Wasserzinse werden pro kW Bruttoleistung erhoben. Diese Bruttokraft ergibt sich aus den nutzbaren Gefällen und der nutzbaren Wassermenge. Die unterschiedlichen Produktionsbedingungen der Werke werden bei der Erhebung der Wasserzinse nicht berücksichtigt. Lediglich Kleinkraftwerke mit weniger als 1 MW Bruttoleistung sind von der Abgabe befreit.

Die Elektrizität aus Wasserkraft wird durch die Wasserzinse und wasserzinsähnliche Abgaben um maximal 1.18 Rp./kWh⁴⁵ verteuert. Hierbei gilt es jedoch zu beachten, dass die Obergrenze der Belastung (Wasserzinsmaximum von 80 Fr. pro kW Bruttoleistung) nicht immer ausgeschöpft wird. Für die Wasserkraftproduzenten, die Konsumenten und das Gemeinwesen haben die Wasserzinse also eine erhebliche Bedeutung. Die Wasserzinse machen für einzelne Wasserkraftkategorien rund ein Drittel der Produktionskosten aus (vgl. Abbildung 3-6).

Die meisten Kantone setzen den Wasserzins gemäss dem bundesrechtlich zulässigen Höchstsatz. Die Verteilung der Einnahmen aus den Wasserzinsen unterscheidet sich von Kanton zu Kanton stark. Einige Wasserkraftkantone kennen eine Teilung der Nutzungsrechte (und damit der Einnahmen aus der Wasserkraft) mit den Gemeinden, oder sie verteilen direkt einen Teil der Einnahmen auf die betreffenden Gemeinden. Die gesetzliche Ausgestaltung dieser Aufteilung ist jedoch unterschiedlich.

Mit der Deregulierung des Strommarktes wird sich der Wettbewerbsdruck auf die Wasserkraftwerke verschärfen. Dies wird auch Folgen für die öffentliche Hand haben, welche nicht nur an den Einnahmen interessiert ist, sondern auch an einer langfristig wettbewerbsfähigen Wasserwirtschaft. Vor diesem Hintergrund scheint es angebracht, die Ausgestaltung der Wasserzinse zu überdenken.⁴⁶

⁴⁴ Die Gewässerhoheit liegt bei den Kantonen.

⁴⁵ Bei einem Wasserzinsmaximum von CHF 80 pro kW_b (Kilowatt Bruttoleistung) und einem mittleren Wirkungsgrad von 77% ergeben sich 1.18 Rp./kWh gemäss $(8000 \text{ Rp./kW}_b) / (0.77 \times 8760 \text{ kWh/kW}_b)$.

⁴⁶ Beim CEPE wird die Möglichkeit einer alternativen Ausgestaltung der Wasserzinse zur Zeit im Rahmen eines zweijährigen Projektes untersucht. Die Grundidee dieser Studie ist, die Wasserzinse von den unterschiedlichen Produktionsbedingungen (Standortgunst) abhängig zu machen. Bei diesem Ansatz würden bei der Bestimmung der Höhe der Wasserzinse standortabhängige Kostenfaktoren wie z.B. Topologie, Morphologie miteinbezogen.

2.3.3. Steuern

Gemäss der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2000 (BFE) betrugen die direkten Steuern für das Jahr 1999 226 Mio. Franken, was einen Anteil von 1,2% am Gesamtaufwand der erfassten Elektrizitätsunternehmen ausmacht. Bei dieser Auswertung ist jedoch zu beachten, dass in der betreffenden Stichprobe von 182 Elektrizitätsunternehmen nicht zwischen Wasserkraft- und anderen Stromerzeugern unterschieden wird. Die Mehrwertsteuerzahlungen des Wirtschaftszweiges „Energieversorgung“ haben im Jahre 1999 409 Mio. CHF betragen (Nettosteuerforderung).⁴⁷ Es gilt zu berücksichtigen, dass nur ein Teil davon von den Wasserkraftproduzenten zu zahlen ist.

Die Gesellschaften, denen die Wasserkraftwerke gehören, haben ihren Sitz meistens nicht am Ort der Produktion. Um den Steuerabfluss aus den Berggebieten ins Mittelland entgegenzukommen, sind steuerliche Abkommen zwischen den Standortgemeinden der Wasserkraftwerke und den Kraftwerkbetreibern geschlossen worden. Langfristig, d.h. in einem liberalisierten Markt, wird erwartet, dass die steuerliche Belastung der Unternehmen von ihrer Ertrags- bzw. Gewinnsituation abhängig gemacht wird.

2.3.4. Energieabgaben

Mit der Abstimmung vom 24. September 2000 ist die Einführung einer Abgabe auf nicht erneuerbare Energiequellen abgelehnt worden. Für die Wasserkraftwerke bedeutet dies, dass eine Massnahme zur Entschärfung der Wettbewerbssituation gegenüber den nicht erneuerbaren Energiequellen nicht verwirklicht werden kann.

Der Bundesrat hat das CO₂-Gesetz am 1. Mai 2000 in Kraft gesetzt. Es schreibt vor, dass die Schweiz ihren CO₂-Ausstoss bis ins Jahr 2010 auf 10 Prozent unter das Niveau von 1990 senken muss. Diese Verpflichtung ist die Schweiz im Kyoto-Protokoll der Klimakonvention eingegangen. Das Ziel soll in erster Linie mit freiwilligen Massnahmen der Wirtschaft und mit bereits beschlossenen Massnahmen erreicht werden. Genügen diese nicht, führt der Bundesrat eine CO₂-Abgabe ein. Diese Lenkungsabgabe kann frühestens im Jahr 2004 erhoben werden.

Für die Wasserkraft ist diesbezüglich das Vorgehen der Europäischen Länder ausschlaggebend. Eine international eingeführte CO₂-Abgabe erhöht die Gestehungskosten der Gasturbinen- und der GuD-Kraftwerke und hebt somit die langfristigen Grenzkosten an. Ausschlaggebend für die zukünftigen Strompreise ist somit die Klimapolitik der anderen europäischen Länder. Insgesamt kann die (internationale) Erhebung einer CO₂-Abgabe zu einer Verbesserung der Ertragsituation (wegen der Zunahme der Strompreise aus fossilen Energieträgern) und der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftwerke führen.

2.3.5. Weitere politische Rahmenbedingungen

Die beiden Initiativen „Strom ohne Atom“ und „Moratorium Plus“ haben zum Ziel, die bestehenden AKWs stillzulegen. Eine Annahme der Initiative „Strom ohne Atom“ hätte kurzfristig eine wesentliche Stromangebotslücke zur Folge (Abschalten der drei älteren AKWs bereits zwei Jahre nach Annahme der Initiative). Mit der Initiative „Moratorium Plus“ würde die Lücke im Stromangebot erst später auftreten, je nach Ausgestaltung erst nach 2020 oder nach 2030 (nach 40 bzw. 50 Jahren Betriebsdauer).

Wegen der Wirkungen auf das Stromangebot und die inländischen Strompreise würde sich eine allfällige Annahme der beiden Initiativen auch auf die Wasserkraft auswirken. Die Initiative

⁴⁷ Vgl. Eidg. Steuerverwaltung, Abteilung Steuerstatistik und Dokumentation, Steuerstatistik, Mehrwertsteuer, <http://www.estv.admin.ch/data/sd/d/index.htm>

„Strom ohne Atom“ macht strenge Vorgaben, mit welchen Technologien die Angebotslücke zu füllen sei.⁴⁸ Der Vorzug wird dabei den regenerativen Energien gegeben, fossil-thermische Stromerzeugung darf nur mit Abwärmenutzung erfolgen. Es wird erwartet, dass die Realisierung der Forderungen der Initiative die Strommarktpreise ansteigen lassen würde, da auch Importe nur aus regenerativen Energiequellen stammen könnten.

Fazit

Es konnten drei politische/rechtliche Rahmenbedingungen identifiziert werden, die sich in Zukunft verändern könnten und die für die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft relevant sind:

Wasserzinse

An der aktuellen Ausgestaltung der Wasserzinse als fixe Abgabe auf die potenzielle Bruttoproduktionsleistung wird seitens der Wasserkraftwerke bemängelt, dass diese Abgeltung keine Rücksicht auf die zukünftige Marktregulierung nimmt. Ökonomisch gesehen wäre eine flexiblere, standortabhängige Ausgestaltung der Wasserzinse, welche die unterschiedliche Höhe der Gestehungskosten aufgrund von unterschiedlichen Produktionsbedingungen berücksichtigt, vorzuziehen. Damit könnte auch die Wettbewerbssituation einzelner Werke verbessert werden. Aufgrund des öffentlichen Interesses an einer wettbewerbsfähigen Wasserkraft sind längerfristig Schritte in Richtung einer flexibleren Ausgestaltung der Wasserzinse zu untersuchen.

Energieabgaben

Nach der Ablehnung der Abstimmungsvorlagen zu den Energieabgaben im Herbst 2000 steht nun die Erhebung einer CO₂-Abgabe im Vordergrund der Diskussion. Zur Zeit ist es allerdings noch offen, wie das CO₂-Gesetz umgesetzt wird, und ob die freiwilligen Massnahmen ausreichen, um die CO₂-Ziele zu erreichen. Die CO₂-Abgabe wird ausschliesslich auf fossile Brennstoffe erhoben, d.h. die Stromerzeugung durch Wasserkraft und sonstige erneuerbare Energien sowie durch die AKW's wird durch die Abgabe nicht belastet. Eine international eingeführte Abgabe wird sich auf die Kosten der Grenztechnologien auswirken und deren Preise erhöhen.

Atom-Initiativen

Eine Annahme der beiden Atom-Initiativen würde kurz- bis mittelfristig eine bedeutende Stromversorgungslücke bewirken. Ein Teil der Angebotslücke könnte durch Massnahmen auf der Nachfrageseite verringert werden (rationelle Elektrizitätsanwendungen, Substitution). Insbesondere die Einschränkungen bei den Stromimporten (regenerative Energien) würden eine Zunahme der Strompreise bewirken.

2.4. Analyse der ökologischen Rahmenbedingungen

Die Bundesgesetze über den Schutz der Gewässer, das Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz und das Bundesgesetz über die Fischerei sind für die Wasserkraftproduzenten von Relevanz. Wegen der bedeutenden Wirkung auf die Wasserkraftproduktion werden im folgenden die Bestimmungen zur Anwendung der Restwassermengen betrachtet.

2.4.1. Restwassermengen

Gesetzesgrundlage bildet das „Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer“ (GSchG). Im Mai 1992 wurde die Vorlage des Gesetzes vom Volk angenommen. Damit wurde eine vorgeschriebene Mindestrestwassermenge zum Schutz der Gewässer beschlossen. In Artikel 4 des Gesetzes wird die Abflussmenge Q₃₄₇ definiert: „Darunter ist diejenige Abflussmenge zu verstehen, die, gemittelt über 10 Jahre, durchschnittlich während 347 Tagen des Jahres erreicht oder überschritten wird und die durch Stauung, Entnahme oder Zuleitung von Wasser nicht wesentlich

⁴⁸ Die angebotsseitigen Massnahmen werden mit nachfrageseitigen Massnahmen (Stromsparen und Substitution) kombiniert.

beeinflusst wird“. Art. 31 legt die Mindestrestwassermenge fest, die grundsätzlich zu gewährleisten ist. Diese Restwassermenge muss erhöht werden, wenn sie nicht ausreicht, um gewisse qualitative Anforderungen zu erfüllen (Wasserqualität der Oberflächengewässer, Grundwasservorkommen, Interesse an bestimmten Lebensräumen usw.). Die Kantone können auch aus eigener Initiative die Mindestrestwassermenge erhöhen, wobei eine Abwägung der unterschiedlichen Interessen gegen und für eine Wasserentnahme stattfinden soll (Art. 33 GSchG). Die Bestimmungen des GSchG treten bei **Konzessionserneuerungen** oder bei Anpassungen der bestehenden Konzessionen in Kraft. Dabei gilt zu beachten, dass für eine Mehrheit der Wasserkraftwerke die Konzessionen ab dem Jahr 2030 ablaufen werden (vgl. Abbildung 3-3).

Die Übergangsbestimmungen des GSchG (Art. 80 ff) schreiben den Kantonen vor, dass sie einen Sanierungsbericht zu den bestehenden Restwasserstrecken dem BUWAL einreichen müssen (dies hätte bis Ende 1997 geschehen sollen). Darin wird der Bedarf und das Ausmass von Sanierungen von bestehenden Wasserentnahmen festgehalten. Die Kantone sind verpflichtet, alle Sanierungsmöglichkeiten auszuschöpfen, die ohne Entschädigung durchgeführt werden können (Art. 80 Abs. 1). Dazu zählen insbesondere auch bauliche und betriebliche Massnahmen. Bei Vorliegen von weitergehenden öffentlichen Interessen ist nur soweit zu sanieren, wie es diese Aspekte erfordern. Dabei ist zu berücksichtigen, ob die nötige Sanierung für den Wasserkraftproduzenten wirtschaftlich untragbar ist und somit eine Entschädigungspflicht ergibt. Alle Sanierungsmassnahmen müssen bis Ende 2007 durchgeführt werden.

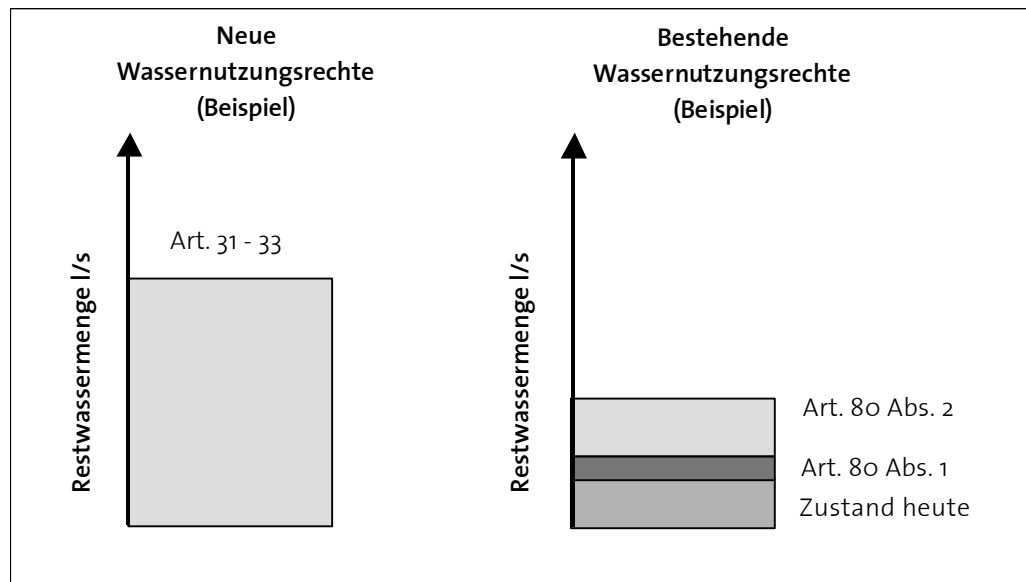


Abbildung 2-2: Vergleich zwischen dem Standard für die Restwassermengen bei neuen Wassernutzungsrechten (einschliesslich Konzessionserneuerungen und wesentliche Änderungen bestehender Konzessionen) und bei Sanierungen (BUWAL 2000)

Für die Wasserkraftwerke können die Bestimmungen zur Mindestrestwassermenge mit einer erheblichen Reduktion der Produktion und somit der Erlöse verbunden sein. Auf der Grundlage des Revisionsentwurfes des Gewässerschutzgesetzes (Botschaft vom 29. April 1987) hat Elektrowatt⁴⁹ im Auftrag des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes eine Schätzung der Energieeinbussen vorgenommen, die sich aufgrund der Anwendung der Art. 31 und Art. 33 GSchG ergeben würden. Artikel 31 Abs. 1 legt die Mindestrestwassermenge fest, die grundsätzlich zu gewährleisten ist. Diese Restwassermenge muss gemäss Art. 31 Abs. 2 erhöht werden, wenn sie nicht ausreicht, um die gesetzlichen Anforderungen (Art. 31 Abs. 2 Lit. a. - e.) zu erfüllen. Die Kantone erhöhen die Mindestrestwassermenge (gemäss Art. 31) in dem Ausmass, als es aufgrund einer Abwägung der Interessen für und gegen die vorgesehene Wasserentnahme ergibt

⁴⁹ Elektrowatt 1987.

(Art. 33 GSchG).

Die vorgenommenen Berechnungen gehen einerseits von der Umsetzung des Art. 31 aus (als minimale Energieeinbusse), andererseits von zwei Szenarien für Art. 33 (minimale und maximale zusätzliche Erhöhung der Restwassermengen). Nach Ablauf der bestehenden Konzessionen im Jahr 2070 werden Einbussen in der Grössenordnung von rund 1'900 GWh für die Anwendung des Art. 31 erwartet, und Einbussen von 2'600 bis zu 5'000 GWh, wenn zusätzlich Art. 33 berücksichtigt wird. Es wurde ausgerechnet, dass die Produktionserweiterungen, die sich durch Modernisierungen, Erneuerungen und Erweiterungen ergeben, die berechneten Ertragseinbussen nicht kompensieren können.

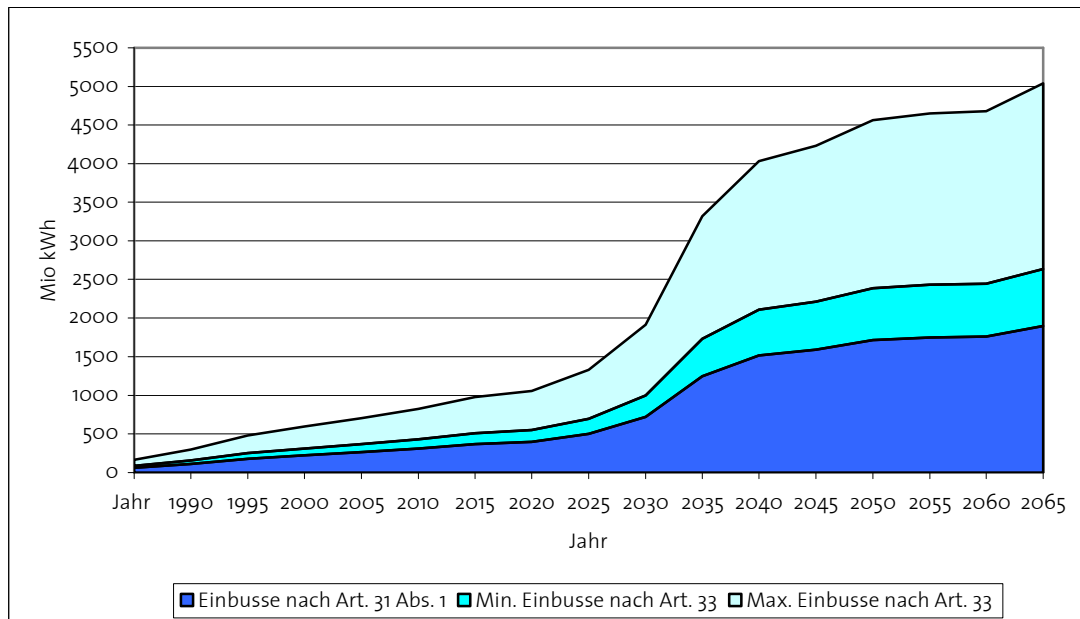


Abbildung 2-3: Einbussen in der Energieproduktion aufgrund der Bestimmungen der Restwassermengen bei Konzessionsablauf (Elektrowatt 1987)

Bei den Speicherkraftwerken verteilen sich die Einbussen ca. hälftig auf Winter und Sommer, bei den Laufkraftwerken treten die Einbussen stärker im Winter (56.1%) als im Sommer auf (43.9%).

Wir schätzen die Produktionseinbussen, die durch Anwendung von Art. 31 GSchG entstehen, basierend auf den Berechnungen der Elektrowatt - Studie. Ausgangspunkt bilden die hochgerechneten prozentualen Produktionseinbussen für Speicher- und Laufkraftwerke (ohne die Niederdruck-Laufkraftwerke zu berücksichtigen)⁵⁰.

- Mittlere Produktionseinbüsse Speicherkraftwerke: 6.2 %
- Mittlere Produktionseinbüsse Laufkraftwerke: 7.4 %

Für die saisonale Verteilung wird die gleiche Struktur angewendet, die in der Elektrowatt - Studie für die untersuchten Referenzwerte ausgewiesen worden ist. Unter Berücksichtigung der gesetzlichen Bestimmungen zu den Mindestrestwassermengen (Art. 31 GSchG) ergeben sich die in Tabelle 2-5 dargestellten, saisonal differenzierten Produktionseinbussen.⁵¹

⁵⁰ Vgl. Elektrowatt 1987, S. 11.

⁵¹ Im Rahmen der Sensitivitätsrechnungen werden diese Produktionseinbussen variiert. Da bis zum jetzigen Zeitpunkt nur wenige Erfahrungen mit der Anwendung von Art. 33 GSchG (Erhöhung der Restwas-

Tabelle 2-5: Saisonale Produktionseinbussen der Speicher- und Laufkraftwerke bei Anwendung von Art. 31 GSchG (Elektrowatt 1987 und eigene Berechnungen)

	Sommer	Winter
	in %	in %
Speicherkraftwerke	6.7%	5.7%
Hochdruck-Laufkraftwerke	4.4%	10.3%
Niederdruck-Laufkraftwerke	0%	0%

Es wird angenommen, dass die Niederdruck - Laufkraftwerke durch die Restwasserbestimmungen keine Einbussen in der Produktion erfahren werden. Dies führt zu einer leichten Verzerrung bzw. Unterschätzung der Produktionseinbussen bei den Niederdruck-Laufkraftwerken, weil einzelne Anlagen wegen der Restwasserbestimmungen Produktionseinbussen erfahren werden. Diese Verzerrung wird allerdings als untergeordnet eingestuft, da in den meisten Fällen tatsächlich nur geringe bzw. keine Produktionseinbussen erwartet werden.⁵²

2.4.2. Ausgleichsbeiträge

Zu den ökologischen Rahmenbedingungen gehören auch die Ausgleichszahlungen an die Gemeinden. Diese fallen an, wenn in einer Gemeinde aus Landschaftsschutzgründen eine Wasserkraftanlage nicht realisiert wird, und damit finanzielle Einbussen entstehen (gestützt auf Art. 22 Abs. 3-5 des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte). Diese Entschädigungen werden durch einen Anteil am Wasserzins finanziert (gemäss Verordnung über den Anteil am Wasserzins vom 16. April 1997).

Die Zahlung von Ausgleichsbeiträgen an die Gemeinden übt keinen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft aus. Dies hängt damit zusammen, dass sich die Ausgleichsbeiträge als Anteil der Wasserzinse berechnen und den Wasserkraftproduzenten nicht als zusätzliche Kostenkomponente angelastet werden. Eine Zunahme der Ausgleichszahlungen hätte somit eine Umverteilung der Wasserzinseinnahmen, aber keine Kostensteigerung für die Wasserwirtschaft zur Folge (falls die bestehende Wasserzinsobergrenze unangetastet bleibt). Grundsätzlich wären aber die Produktions- und Ertragsminderung, die sich durch den Verzicht auf den Bau einer Wasserkraftanlage ergeben, zu bewerten. Da genaue Informationen zur Wirtschaftlichkeit der potenziellen Wasserkraftanlagen nicht vorliegen, kann dieser Aspekt nicht näher beurteilt werden.

2.4.3. Bildung von Ökolabels und Absatz von Ökostrom

Die Wasserkraft stellt eine erneuerbare Energieressource dar, die – im Normalbetrieb – keine schädlichen Emissionen verursacht. Darin liegt eine der Stärken dieser Energieform im Vergleich zu anderen, stärker umweltbelastenden Technologien. Negative Umwelteinwirkungen in Form von Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes entstehen durch den Bau von Speicher- und Laufkraftwerken. Hier sind vor allem Auswirkungen auf die Lebensfähigkeit von Ökosystemen etwa durch zu geringe Restwassermengen oder die Barrierenwirkung von Dämmen für Fische und Fischnährtiere zu erwähnen. Eine Schätzung der externen Kosten der Elektrizitätsproduktion deutet darauf hin, dass der Einsatz von Wasserkraft deutlich tiefere externe Kosten als der Bau von neuen Gas-Kombikraftwerken verursacht.⁵³

sermengen nach Abwägung der Interessen gegen und für eine Wasserentnahme) gemacht worden sind, wird auf eine Schätzung der damit verbundenen Produktionseinbussen verzichtet.

⁵² In der Elektrowatt-Studie wird davon ausgegangen, dass es nur wenige grössere Flusskraftwerke gibt, welche ein Restwasserproblem haben (Elektrowatt 1987, S. 8).

⁵³ Vgl. infras/econcept/prognos 1996; siehe auch Hauenstein et al 1998.

Da Wasserkraft eine grundsätzlich umweltfreundliche Energieform darstellt, ist zu prüfen, ob die Ertragspotenziale durch eine Differenzierung als „Ökostrom“ am Markt gesteigert werden können.⁵⁴ Auf Grund der bestehenden ökologischen Auswirkungen ist davon auszugehen, dass gerade Marktsegmente mit einer tendenziell hohen Zahlungsbereitschaft bestehende Wasserkraftangebote eher kritisch aufnehmen werden. Umgekehrt sind Anlagen, welche ihren Betrieb bereits den neuen gesetzlichen Anforderungen angepasst haben, mit tendenziell höheren Produktionskosten konfrontiert. Diese könnten sich so bei den besonders ökologisch sensiblen Kunden als „rundum optimiertes“ Energiesystem präsentieren. Aus diesen Überlegungen heraus bietet sich eine gestufte Differenzierung der Wasserkraft an. Die Erfahrungen mit Ökostrom in der Schweiz deuten darauf hin, dass ein Potenzial für ökologisch differenzierte Wasserkraftprodukte besteht. Zum jetzigen Zeitpunkt handelt es sich allerdings noch um Nischenmärkte. So machen heute etwa 27'000 Haushalte und Gewerbebetriebe von der Möglichkeit, Solarstrom zu beziehen, Gebrauch (entspricht etwa 4 Millionen kWh).⁵⁵

Diese Werte weichen immer noch substantiell von den durch Umfragen ermittelten Marktpotenzialen ab. Verschiedene international durchgeführte Studien kommen zum Schluss, dass etwa 20% der Haushalte bereit wären, bis zu 20% mehr für ihren Strom zu bezahlen.⁵⁶ Ein wichtiger Grund für die bescheidene Marktaberschöpfung liegt sicher in der hohen Abstraktheit der Produkte und dem mangelnden Vertrauen (und in der mangelnden Kenntnis) der Kunden. Eine Möglichkeit, die Transaktionskosten auf Seiten der Kunden zu vermindern, liegt in der Entwicklung von glaubwürdigen Ökolabels. Labels für Ökostrom sind in verschiedenen Ländern bereits eingeführt worden (green-e in den Vereinigten Staaten, Future energy in Grossbritannien, Naturemade in der Schweiz).⁵⁷ Darunter versteht man die Vergabe eines Qualitätszeichens durch einen unabhängigen Dritten, der für die Glaubwürdigkeit der Vergabe des Labels garantiert. Dies ist bei Strom besonders wichtig, da es für den Kunden nicht möglich ist, die Herkunft und die Produktionsweise des verbrauchten Stromes festzustellen.

Das eher aufwändige Zertifizierungsverfahren und die Kosten, die dadurch entstehen (z.B. in Form von Produktionsausfällen bei einer Erhöhung der Restwassermengen oder als Investition für den Bau von Fischtreppe), müssen für den Betreiber mindestens durch den Nutzen aufgewogen werden. Dieser Nutzen fällt in Form von Preiszuschlägen an. Das Zusammenspiel von Zahlungsbereitschaft der Kunden und Kundinnen von Ökostrom und den anfallenden Zusatzkosten (Minderproduktion) bestimmt schliesslich das Potenzial, das die Wasserkraftproduzenten ausschöpfen können.⁵⁸ Bereits durchgeführte Studien in der Schweiz und im Ausland kommen zum Schluss, dass dieses Potenzial als gross einzuschätzen ist. Ökostrom ist mit einem hohen „Sympathiewert“ verbunden und weit mehr als die Hälfte der befragten Personen in verschiedenen Ländern Europas (Deutschland und Grossbritannien) und in den Vereinigten Staaten wären interessiert, sauberen Strom zu beziehen. Das eigentliche Marktpotenzial ergibt sich durch den Bevölkerungsanteil, der bereit ist, die Mehrkosten von Ökostrom zu tragen. In Deutschland reduziert sich dadurch der eigentliche Abnehmerkreis (engere Potenzialgruppe) auf rund ein Viertel des Marktes, bzw. auf die Hälfte, wenn auch jene Personen eingeschlossen werden, die noch nicht wissen, welchen Mehrpreis sie zu zahlen bereit wären.⁵⁹

⁵⁴ Siehe Bratrich, Truffer, und Jorde 1999.

⁵⁵ NZZ, 17.4.2001, S. 14; Die gesamte schweizerische Solarstromproduktion betrug im Jahre 2000 10.8 GWh (Gesamtenergiestatistik, BFE 2001).

⁵⁶ Wüstenhagen 2000.

⁵⁷ Siehe Truffer, Markard und Wüstenhagen 2001. Speziell für die Wasserkraft siehe Markard und Truffer (Hrsg.) 2000. Für einen internationalen Kontext siehe Markard, Truffer und Bratrich 2001.

⁵⁸ Abschätzungen dieses Potenzials erfolgen in einer Studie, die durch das CEPE im Auftrag des Bundesamtes für Energie durchgeführt worden ist (CEPE 2001).

⁵⁹ Wüstenhagen 2000.

Eine Übersicht über Erhebungen zur Zahlungsbereitschaft für Ökostrom zeigt⁶⁰, dass im Vergleich zu Deutschland oder Grossbritannien in der Schweiz eine sehr hohe Zahlungsbereitschaft besteht. Dies kann einerseits mit den bestehenden teuren Angeboten an Ökostrom erklärt werden, andererseits könnte auf dem Schweizer Markt tatsächlich eine höhere Zahlungsbereitschaft vorliegen.

Ein Potenzial für Ökostrom liegt in der Schweiz vor. Um dieses zu Gunsten der Wasserkraftproduzenten abschöpfen zu können, sind einerseits differenzierte Positionierungsstrategien zu entwickeln, andererseits die Informationsvermittlung an die Kunden und Kundinnen, z.B. durch die Bildung von Ökolabels, zu verbessern. Dabei gilt es, die Zusatzkosten der Produktion von Ökostrom den Zusatzerträgen gegenüberzustellen. Weitere Potenziale für den Absatz von Ökostrom könnten ausserdem im Ausland vorliegen, wo die Wasserkraft als erneuerbare Energiequelle den bestehenden Strommix aus ökologischer Sicht verbessern könnte.

Fazit

Zwei ökologische Rahmenbedingungen könnten in Zukunft für die Wasserkraft eine bedeutende Rolle spielen: die Bestimmungen zu den Restwassermengen und die Absatzpotenziale von Ökostrom.

Restwassermengen

Das GSchG bestimmt die Restwassermengen, die in Zukunft (z.B. bei Erneuerung der Konzession) von den Wasserkraftwerken in den Fliessgewässern zu belassen sind. Die Erhöhung der Restwassermengen wird pro Kraftwerk in Abhängigkeit vom natürlichen Abfluss sowie von weiteren Faktoren bestimmt (wie z. B. ob es sich um ein Fischgewässer handelt, die Höhenlage der Wasserentnahme, Einsehbarkeit, etc.). Eine Erhöhung der Abflussmenge ist direkt mit einer Verringerung der Produktionsmenge und der Erlöse verbunden. Im Rahmen von Sanierungsmassnahmen kann bereits vor Ablauf der Konzession eine Erhöhung der Restwasser verlangt werden. Im Modell wird von einer durchschnittlichen Produktionseinbusse (aufgrund der Mindestrestwassermengen nach Art. 31 GSchG) der Hochdruck - Laufkraftwerke von 7.4% ausgegangen. Bei den Speicherkraftwerken geht man von einer Verringerung der Produktion um 6.2% aus. Die Niederdruck-Laufkraftwerke sollten dagegen keine (bzw. marginale) Produktionseinbussen erleiden.

Ökostrom

Die Produktion von ökologisch sauberem Strom kann für die Wasserkraftwerke eine Möglichkeit darstellen, einen höheren Marktpreis zu verlangen. Da allerdings viele Kunden und Kundinnen nicht bereit sein werden, für den bisher produzierten Strom einen Mehrpreis zu zahlen, sind z.T. weitergehende ökologische Massnahmen erforderlich. Ein bedeutendes Marktpotenzial für Ökostrom, der allenfalls mit geringeren Zusatzmassnahmen zu gewinnen wäre, könnte vor allem auch im Ausland liegen.

2.5. Analyse der technischen Rahmenbedingungen

In der Schweiz und europaweit besteht nur ein sehr geringes Potenzial für neue, wettbewerbsfähige Wasserkraftwerke, da die produktionsgünstigen Standorte bereits genutzt werden (EIA 2000). Gemäss Schleiss (1998) sind heute in der Schweiz bereits über 80% des technischen und 90% des wirtschaftlich nutzbaren Potenzials erschlossen.

Ausbauten sollen daher primär die Vorteile der Wasserkraft gezielt ausnutzen: Die Leistung wird erhöht, um mehr Strom zu Spitzennachfragezeiten (zu höheren Preisen) anbieten zu können. Die Verlagerung der Stromproduktion vom Sommer in den Winter⁶¹, z.B. durch den Ausbau der Speichermöglichkeiten, verfolgt die gleiche Zielsetzung.

⁶⁰ ibd.

⁶¹ Die im Jahr 1999 in Betrieb genommenen Wasserkraftwerke haben eine wesentlich höhere mittlere Produktionserwartung im Winter- (183 GWh) als im Sommerhalbjahr (136 GWh) (BFE 2000b).

Aufgrund der bereits sehr hohen Wirkungsgrade der Wasserkraftanlagen (elektrische Wirkungsgrade von 80-90%⁶²) werden wesentliche technische Verbesserungen hierzu nicht erwartet.

Ein beträchtliches Potenzial zur besseren Ausnutzung der Wasserkraft an bereits wasserbaulich erschlossenen Standorten liegt in einer Nachrüstung von Kraftwerken mit optimierten hydraulischen, mechanischen und elektrischen Komponenten. Nach Voigtländer und Lenk (2000) lassen sich Leistungssteigerungen bis zu 30% und Wirkungsgradverbesserungen bis zu 5% erzielen.

Wirkungsgradverbesserungen sind abhängig vom hydraulischen und elektrischen Wirkungsgrad sowie von den Turbinen. Der Gesamtwirkungsgrad einer Anlage besteht aus dem Produkt der einzelnen Wirkungsgrade. Deshalb ist eine Optimierung aller Faktoren unerlässlich.

- Der hydraulische Wirkungsgrad lässt sich verbessern, indem man Verwirbelungen des Wassers in der Druckleitung und in der Anströmung zur Turbine minimiert.
- Der Turbinenwirkungsgrad hängt von vielen Faktoren ab, so z.B. von der Becherform. Allgemein können die Laufräder mit speziellen Materialien beschichtet werden, was sich positiv auf den Wirkungsgrad auswirkt.
- Der elektrische Wirkungsgrad kann beeinflusst werden, indem z. B. die magnetischen Flüsse besser gesteuert werden.

Ein wichtiger Aspekt in einer Kraftwerksoptimierung ist die **Verlängerung der Wartungsintervalle**.

- Bessere Materialien und neue Herstelltechnologien sind eine Möglichkeit, die Intervalle zwischen den einzelnen Wartungen beträchtlich zu dehnen.
- Das Messen, die Überwachung und die Darstellung des Zustandes eines Gerätes wird Monitoring genannt. Für eine zustandsorientierte Instandhaltung ist das Monitoring unablässig. Dadurch kann der Betrieb eines Gerätes erst dann eingestellt werden, wenn sich erste Unzuverlässigkeiten andeuten. Bis anhin wurden z.B. jährliche Wartungsintervalle durchgeführt. Mit Hilfe des Monitoring können Kosten gespart werden, indem nicht mehr routinemässig nach Ablauf der technischen Lebensdauer die Elemente und Teile der Anlagen ersetzt werden, sondern genau dann, wenn die erforderlichen Qualitäts- und Sicherheitsstandards nicht mehr erreicht werden.

Es ist ineffizient, die Instandhaltungsintervalle zu verlängern, wenn die Wartungsdauer dadurch stark ansteigt. Somit muss eine **Verkürzung der Unterhaltszeit** angestrebt werden.

- Durch Einsatz von Monitoring ist der Zustand des Betriebsgerätes bekannt. Somit kann ein Gerät spezifisch gewartet, repariert oder erneuert werden, was die Ausfallzeit verkürzt.
- In den letzten Jahren haben sich einige neue Herstellungstechnologien für Laufräder durchgesetzt, welche die Aufrechterhaltung des Normalbetriebes positiv verändert haben.

⁶² Schnyder Ingenieure AG 1999.

Durch **Automatisierung der Anlagen** kann eine Effizienzsteigerung erreicht werden, da die Bedienung der einzelnen Geräte zentral gesteuert werden kann. Zudem können mehrere Kraftwerke über eine gemeinsame Zentrale gelenkt werden.

- Durch stete Erneuerungen von Mess- und Regeltechnik- Geräten und vermehrten Einsatz von Leistungselektronik kann eine fast vollständige Automatisierung einer Anlage vollzogen werden.
- Durch Verwendung von Medien wie Intra- und Internet können einzelne Kraftwerke problemlos miteinander kommunizieren, d.h. die jeweiligen Daten einer Anlage können zu einer Zentrale übermittelt werden.

Die **Leistungssteigerung** eines Kraftwerkes kann entweder eine Steigerung der Erzeugung zu Spitzenlastzeiten (bei insgesamt gleichbleibender Stromerzeugung) oder eine generelle Erhöhung der Stromerzeugung bewirken.

- Eine Möglichkeit der Leistungssteigerung ist es, die Staudammhöhe zu vergrössern. Dadurch kann mehr Wasser gespeichert werden. Dieses zusätzliche Volumen könnte für eine Winterumlagerung gebraucht werden. Bei Laufkraftwerken kann so der Überlauf verringert werden.
- Bei einer Erneuerung einer Anlage kann versucht werden, die Turbinen tiefer zu bauen. Dies kann unter Umständen zu einer Vergrösserung der Fallhöhe führen.
- Bei einem Neubau besteht die Möglichkeit, den Durchmesser der Hochdruckleitung zu vergrössern. Dadurch lässt sich ein (allfällig verfügbares) grösseres Wasservolumen gezielt einsetzen. Dies erfordert allerdings eine Anpassung des Anlagedesigns.

Fazit

Folgende technische Massnahmen können in Zukunft einen Einfluss auf die Wasserkraftproduktion ausüben:

- Wirkungsgradverbesserungen
- Verlängerung der Wartungsintervalle
- Verkürzung der Unterhaltszeit
- Automatisierung der Anlagen
- Leistungssteigerungen.

In Zukunft sind allerdings eher keine bedeutenden Verbesserungen zu erwarten; zumal viele Kraftwerke bereits heute – z.B. im Unterhalt – verschiedene Massnahmen eingeführt haben.

3 Technische und ökonomische Ist-Analyse der schweizerischen Wasserkraftwerke

In diesem Kapitel werden wir aufgrund einer Stichprobe von Wasserkraftwerken einige der wichtigsten ökonomischen und technischen Charakteristika der schweizerischen Wasserkraftwerke analysieren.

Die Untersuchung der technischen und ökonomischen Merkmale der Wasserkraft dient zwei Hauptzwecken:

- Ein Überblick zu geben über die aktuelle technische Struktur und Kostenstruktur für verschiedene Typen von Wasserkraftwerken.
- Die wichtigsten Determinanten zu identifizieren, die für die Wettbewerbsfähigkeit relevant sind. Diese Determinanten werden in die **quantitativen Analyse** zur Spezifikation der Kostenstruktur der Wasserkraftwerke einfließen (Relevanz für die quantitative Analyse in Kapitel 6);

3.1. Datengrundlage

Zu Beginn der Studie stand keine geeignete Datenbank zur Verfügung, um die Frage der Wettbewerbsfähigkeit quantitativ zu untersuchen. Als einer der ersten Arbeitsschritte wurde deswegen eine solche Datenbank aufgebaut (bzw. es wurden verschiedene Datenquellen ergänzt und zusammengeführt, was sich als recht zeitaufwändig erwiesen hat).

Vorerst ist zu bemerken, dass die Analyse der technischen und der ökonomischen Merkmale mit zwei unterschiedlichen Datensätzen unternommen wurde. Für die Darstellung der **technischen Eigenschaften** der Wasserkraft wurden **alle Zentralen** herangezogen, welche in der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) zur Verfügung stehen und über eine installierte Leistung von 1 MW oder mehr verfügen. Anders verhält es sich bei den **ökonomischen Daten**; hier wurden Daten auf **Unternehmensebene** benutzt. Aufgrund der beschränkten Zahl von Unternehmungen in den einzelnen Kategorien können die Zahlen **nur mit Vorsicht für die Beurteilung der gesamten Branche interpretiert** werden.

Die Analyse der technischen Merkmale und der Kostenstruktur basiert somit auf der Auswertung der folgenden Datengrundlagen:

- Statistik der Wasserkraftanlagen des Bundesamtes für Wasser und Geologie (WASTA): Darin enthalten sind die aktuellen **technischen Angaben** der Wasserkraftanlagen in der Schweiz (Stand 1. Januar 2000). Eine vollständige Auflistung der darin enthaltenen Informationen ist in Anhang 4 ersichtlich. Die Statistik erfasst alle Zentralen mit einer maximal möglichen Leistung ab Generator von mindestens 300 kW bzw. mit einer maximal möglichen Leistungsaufnahme der Pumpenmotoren von mindestens 300 kW. Wichtige technische Angaben sind: Installierte Leistung der Turbinen und Pumpen (MW), mittlere Produktionserwartung in Sommer und Winter (GWh), mittlerer Energiebedarf im Sommer und Winter (GWh), Betriebsaufnahme der Zentrale (Jahr), Ablauf der Konzession (Jahr), Unternehmung, der die Zentrale gehört. Die Statistik enthält Informationen von 530 Zentralen.
- Datenbank des Laboratoire de Systèmes Énergétiques der EPFL (LASSEN): Diese Datenbank enthält die **ökonomischen Angaben** der Wasserkraftunternehmen für die Jahre 1990, 1995 und 1997 (und ist durch das CEPE mit dem Jahr 1999 ergänzt worden). Die Datenbank enthält Angaben zu den Aufwänden, den Erträgen, den Beschäftigten, der Stromproduktion und weiteren Grössen. Die Informationen stammen aus den Geschäftsbe-

richten der Unternehmen. Insgesamt liegen die ökonomischen Variablen für 114 Unternehmen vor. Die detaillierte Auflistung der zur Verfügung stehenden Variablen ist in Anhang 4 ersichtlich.

Durch das Zusammenführen der beiden Datenbanken und die Anforderungen an die Datenqualität sind für die Analyse der **ökonomischen Merkmale** verschiedene Bereinigungen der Stichprobe notwendig gewesen.

- Die ursprüngliche ökonomische Datenbank enthält Informationen von Unternehmen, die neben der Produktion in der Verteilung, im Handel und/oder in der Übertragung von Strom tätig sind. Da es nicht möglich ist, die Aufwände nach den verschiedenen Tätigkeiten aufzugliedern, wurden solche Unternehmen und die dazugehörigen Zentralen aus der Stichprobe entfernt.
- Bereinigungen sind notwendig gewesen bei den Zentralen, die zwischen den Jahren 1990-1999 Umbauten vorgenommen haben. Um eine Übereinstimmung von ökonomischen und technischen Angaben (die nur für das Jahr 2000 erhältlich sind) zu erhalten, wurden die ökonomischen Angaben für die Jahre vor dem Umbau aus der Stichprobe entfernt.
- Es wurden nur Zentralen/Unternehmen berücksichtigt, die eine Leistung von mehr als 1 MW aufweisen.

Die vorgenommenen Bereinigungen haben dazu geführt, dass ein Teil der grossen Unternehmen, die sowohl in der Produktion als auch im Handel und in der Verteilung tätig sind, aus der Stichprobe ausgeschlossen worden sind. Nach den Bereinigungen enthält die Stichprobe zur Analyse der ökonomischen Merkmale **57** Unternehmen (46 davon mit Beobachtungen von jeweils 4 Jahren).

3.2. Technische Ist-Analyse

3.2.1. Typologisierung

Die Auswertung der technischen Eigenschaften erfolgt auf der Grundlage der **Gesamtheit der Zentralen und mit der Typologisierung gemäss WASTA** (Stand 1.1.2000). In der WASTA werden 4 Kraftwerktypen unterschieden, welche im folgenden beschrieben werden:

- a) **Laufkraftwerke:** Wasserkraftanlagen ohne eigenen Speicher, die auf die laufende Verarbeitung des jeweiligen Zuflusses angewiesen sind.
- b) **Speicherkraftwerke:** Nutzen nur einen Teil des gefassten Wassers unverzüglich. Den anderen Teil speichern sie, und nutzen ihn später. Das Wasser kann auch durch Pumpen zugeführt werden (Zubringerpumpen). Laufkraftwerke bis zu den Alpenrand- und Mittellandseen, die ihre Energieproduktion wesentlich durch direkte Einflussnahme auf oberliegende Speicher steuern können, sind ebenfalls als Speicherkraftwerke aufzufassen. Wesentlich heisst, dass das betreffende Speichervermögen mindestens 25% der mittleren Produktionserwartung der Wasserkraftanlage im Winter beträgt.
- c) **Reine Umwälzwerke:** Nutzen nur Wasser, das vorgängig gepumpt und gespeichert wird. Pumpen und Turbinen sind in der Regel an dasselbe Unter- bzw. Oberbecken angeschlossen.
- d) **Pumpspeicherkraftwerke:** Ein Pumpspeicherkraftwerk ist eine Kombination von Speicherkraftwerk und reinem Umwälzwerk.

Für die folgenden technischen Auswertungen wurden die Kategorien der WASTA übernommen, wobei sowohl Pumpspeicherkraftwerke als auch Umwälzkraftwerke in der Kategorie der „Pumpspeicherkraftwerke“ berücksichtigt wurden. Die Analyse der technischen Merkmale umfasst demnach die drei Kategorien Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, wobei für die unterschiedlichen Kategorien folgende Stichprobengrößen bestehen:

- 263 Zentralen in Laufkraftwerken
- 84 Zentralen in Speicherkraftwerken
- 18 Zentralen in Pumpspeicherkraftwerken

3.2.2. Auswertung der technischen Merkmale

Die technischen Informationen, die für die Auswertung zur Verfügung stehen, umfassen:

- Angaben zum Zeitpunkt der ersten Inbetriebnahme, der letzten Erneuerung und Ablauf der Konzession. Diese Angaben gestatten eine grobe Schätzung des Zeitpunktes, in dem die Anlagen erneuert werden müssen.
- Angaben zur Leistung der Turbinen und Pumpen, Produktions- und Konsumangaben (Winter und Sommer).
- Sonstige technische Angaben: Höhe der Zentrale (MüM), die Ausbauswassermenge bzw. Anzahl Tage, an denen die Ausbauwassermenge verfügbar ist, die Förderwassermenge, etc.

Inbetriebnahme, Jahr der letzten Erneuerung, Konzessionsablauf

In Abbildung 3-1 wird das Jahr der Betriebsaufnahme der Wasserkraftanlagen gezeigt. Daraus ist ersichtlich, dass viele Werke bereits Ende des vorletzten bzw. anfangs des letzten Jahrhunderts erstellt worden sind, in erster Linie Laufkraftwerke. Die Speicherkraftwerke sind später, in den 30ern bis Ende der 50er Jahre, und die Pumpspeicherkraftwerke zwischen 1921 und 1930 und nach 1950 gebaut worden.

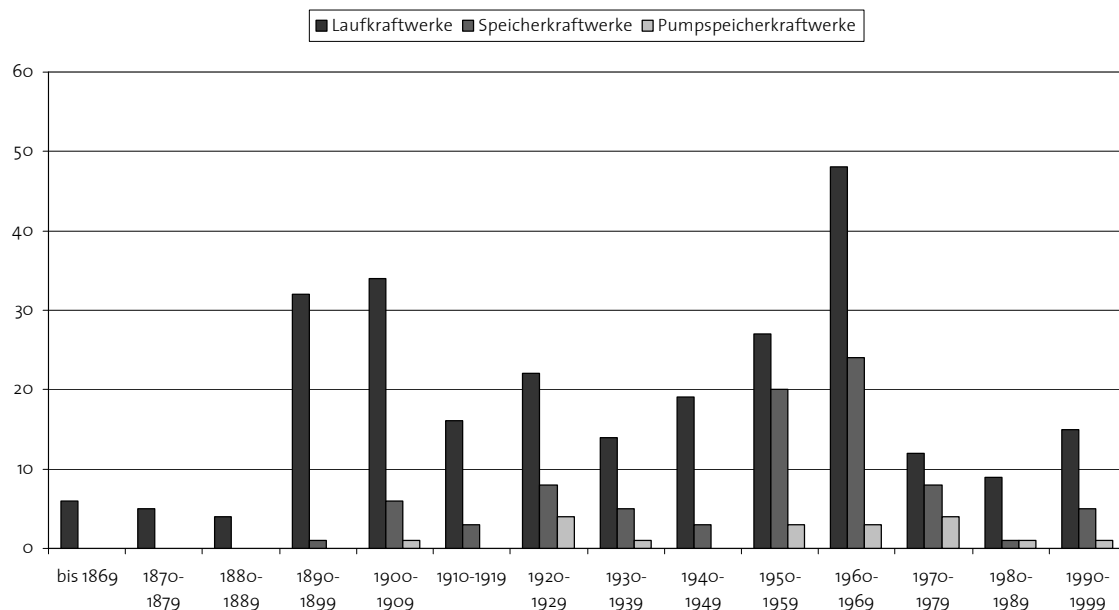


Abbildung 3-1: Jahr der ersten Inbetriebnahme der Wasserkraftanlagen (technische Angaben gemäss BWG, WASTA, Stand 1.1.2000)

In den 70er und den 80er Jahren ist ein bedeutender Rückgang in der Anzahl gebauter Kraftwerke feststellbar (wobei im letzten Jahrzehnt wieder ein Anstieg festgestellt werden konnte). Für die Zukunft wird erwartet, dass nur wenige - wenn überhaupt - Speicher- und Speicherkraftwerke mit Pumpen neu gebaut werden. Eine Stagnation wird auch beim Neubau von Laufkraftwerken erwartet, da auch hierfür die günstigsten Standorte mit einem bedeutenden Gefälle bereits genutzt werden.

Viele Laufkraftwerke sind vor mehr als 100 Jahren in Betrieb genommen worden. Angesichts einer Lebensdauer von rund 50 bis 80 Jahren haben die älteren Anlagen bereits Erneuerungsinvestitionen und Umbauten getätigt. So sind von den Zentralen, die vor 1920 in Betrieb genommen wurden, praktisch alle erneuert bzw. transformiert worden, wie aus Abbildung 3-2 ersichtlich ist (nahezu 100% der Anlagen, die vor 1920 in Betrieb genommen worden sind, sind transformiert worden). Von den Anlagen, die zwischen 1960 und 1979 in Betrieb genommen worden sind, sind dagegen nur wenige (ca. 10%) erneuert worden.

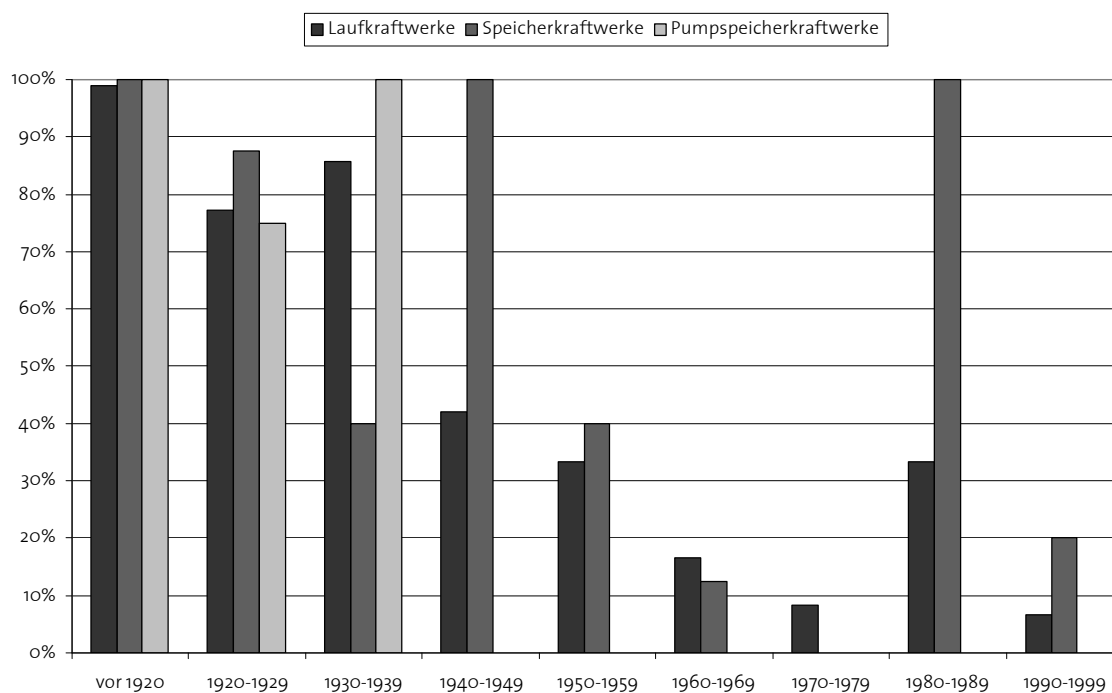


Abbildung 3-2: Anteil der Zentralen, die seit Inbetriebnahme erneuert worden sind (technische Angaben gemäss BWG, WASTA, Stand 1.1.2000)⁶³

In den nächsten 10 bis 20 Jahren sind Investitionen insbesondere in jene Wasserkraftwerke erforderlich, die vor rund 50-60 Jahren in Betrieb genommen wurden und die in den letzten Jahren keine Erneuerung getätigt haben.

⁶³ Der Ausreisser für Speicherkraftwerke in der Periode 1980-1989 basiert lediglich auf einer Beobachtung.

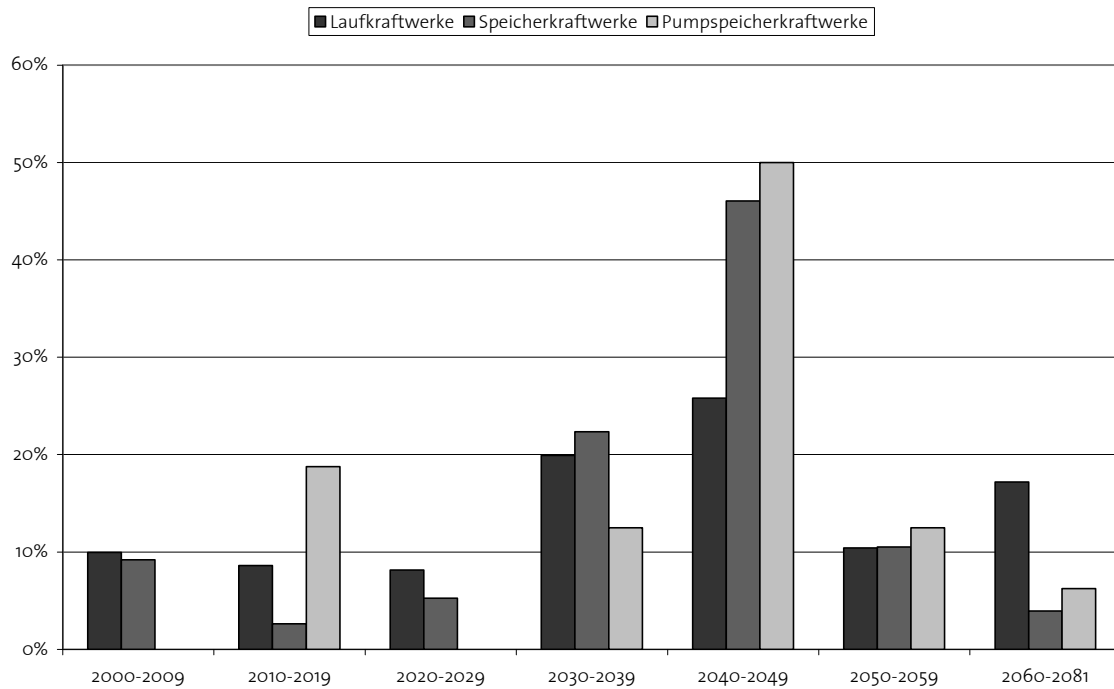


Abbildung 3-3: Jahr des Konzessionsablaufs für die unterschiedlichen Zentralentypen (technische Angaben gemäss BWG, WASTA, Stand 1.1.2000)

Aus Abbildung 3-3 ist ersichtlich, dass die Konzessionen für einen Grossteil der Zentralen zwischen 2040 und 2049 enden, bei den Zentralen in Pumpspeicherkraftwerken liegt dieser Anteil sogar bei über 50%. Die Konzessionen werden für maximal 80 Jahre erteilt, d.h. dass in rund 40 Jahren die Konzessionen der Wasserkraftanlagen auslaufen werden, die in den 60er Jahren gebaut worden sind. In diesem Jahrzehnt laufen für rund 10% der Lauf- und Speicherkraftwerke die Konzessionen aus.

Leistung und Produktion

Die Leistung der Wasserkraftanlagen unterscheidet sich beträchtlich in Abhängigkeit der Typologie des Werks, zu dem eine Anlage gehört (vgl. Abbildung 3-4). Die durchschnittliche Leistung der Zentralen in Laufkraftwerken beträgt 10 MW, wobei insbesondere Laufkraftwerke, die vor 1960 gebaut worden sind, eine kleinere Leistung aufweisen. Speicherkraftwerke zeigen bezüglich der installierten Leistung ein sehr heterogenes Bild. Im Durchschnitt beträgt die Leistung der installierten Zentralen 102 MW, die Spannbreite reicht von einem Minimalwert von 1.25 MW zu einem Maximalwert von 1200 MW (Zentrale Bieudron der Grande Dixence SA). Die letztgenannte Zentrale übertrifft die Leistung der anderen Speicherkraftwerke um ein Vielfaches. Die Pumpspeicherkraftwerke haben im Durchschnitt eine ähnlich hohe Leistung (106 MW pro Zentrale) wie die Speicherwerke, die Heterogenität ist aber weniger gross, da keine sehr kleinen und sehr grossen Werke vorliegen.

Es kann beobachtet werden, dass kein eindeutiger Trend in Richtung grosser Zentralen besteht. Zwischen den 50er und den 80er Jahren wurden zwar grosse Wasserkraftanlagen gebaut (über 100 MW Leistung), daneben sind aber auch zahlreiche kleinere Anlagen erstellt worden.

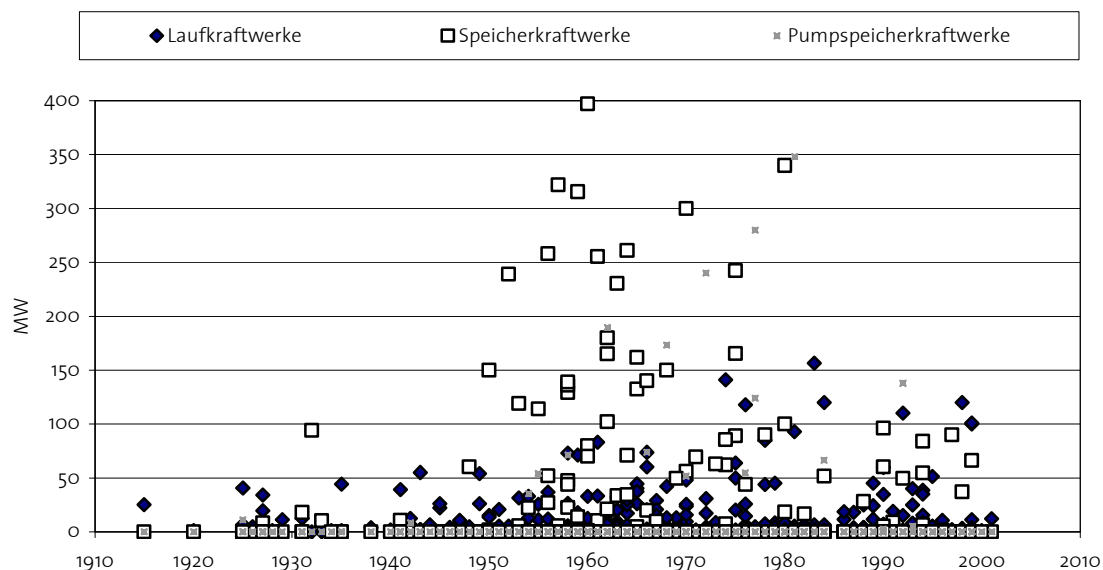


Abbildung 3-4: Leistung der installierten Turbinen der Wasserkraftanlagen nach Typologie und Jahr der letzten Transformation (technische Angaben gemäss BWG, WASTA, Stand 1.1.2000)⁶⁴

Die Erzeugungsmöglichkeiten der Wasserkraftanlagen hängen wesentlich von der hydrologischen Lage ab, d.h. von der Wasserführung der Flüsse und von den Speichermöglichkeiten der Stauseen. Der Anteil der Laufkraftwerke an der Gesamtproduktion der Wasserkraft beträgt 43.5%. Aufgrund der Wasserführung sind die Erzeugungsmöglichkeiten im Sommerhalbjahr (mit einem Anteil von 65%) bedeutend höher als im Winter (Anteil 35%). Da Laufkraftwerke keine Möglichkeiten haben (ausser beim Vorhandensein von Ausgleichsbecken), Wasser zu speichern, hängt die Produktion proportional zur Wasserführung der genutzten Gewässer ab.

Dank den Stauseen können Speicherkraftwerke die Produktion teilweise vom Sommer in den Winter verlagern. Diese Energiereserven gestatten es, den Spitzenbedarf zu decken und dadurch höhere Erträge zu erwirtschaften. Die Möglichkeiten der Verlagerung hängen insbesondere vom Speichervolumen der Stauseen ab.

Eine Übersicht über die Verteilung der Produktion der Speicherkraftwerke (87 Zentralen) auf das Jahr und auf die Stromlastzeiten ist in Abbildung 3-5 ersichtlich. Für die Erstellung der Abbildung wurde davon ausgegangen, dass die Speicherkraftwerke den produzierten Strom in erster Linie während den Spitzenlastzeiten produzieren. Die Produktion, welche darüber hinaus geht, wird in Mittellastzeiten abgesetzt. Die winterliche Spitzenlastzeit umfasst 826 Stunden, im Sommer kann dagegen Spitzenlaststrom an 295 Stunden verkauft werden. Im Winter unterscheidet man weiter 1431 Stunden Mittellast (Sommer: 1822) und 2111 Stunden Schwachlast (Sommer: 2275).⁶⁵

Aus der Abbildung 3-5 wird ersichtlich, dass im Winterhalbjahr die meisten Speicherkraftwerke nicht nur während den Spitzenzeiten produzieren, sondern auch in den Mittellastperioden Strom erzeugen. Nur in wenigen Ausnahmefällen wird Strom zu Schwachlastzeiten produziert.

⁶⁴ Ohne Grande Dixence mit einer Leistung von 1200 MW und ohne „Perlen Papier AG“, da Totalerneuerung und Inbetriebnahme im Jahre 2000 (Baujahr 1875).

⁶⁵ Für die Stundenaufteilung auf die verschiedenen Lastperioden s. BBW, Studienbericht 6/1996.

Der grosse Wasserzufluss in den Sommermonaten und die begrenzten Speichermöglichkeiten führen dazu, dass im Sommerhalbjahr rund ein Drittel der Speicherkraftwerke auch in Schwachlastzeiten produzieren.

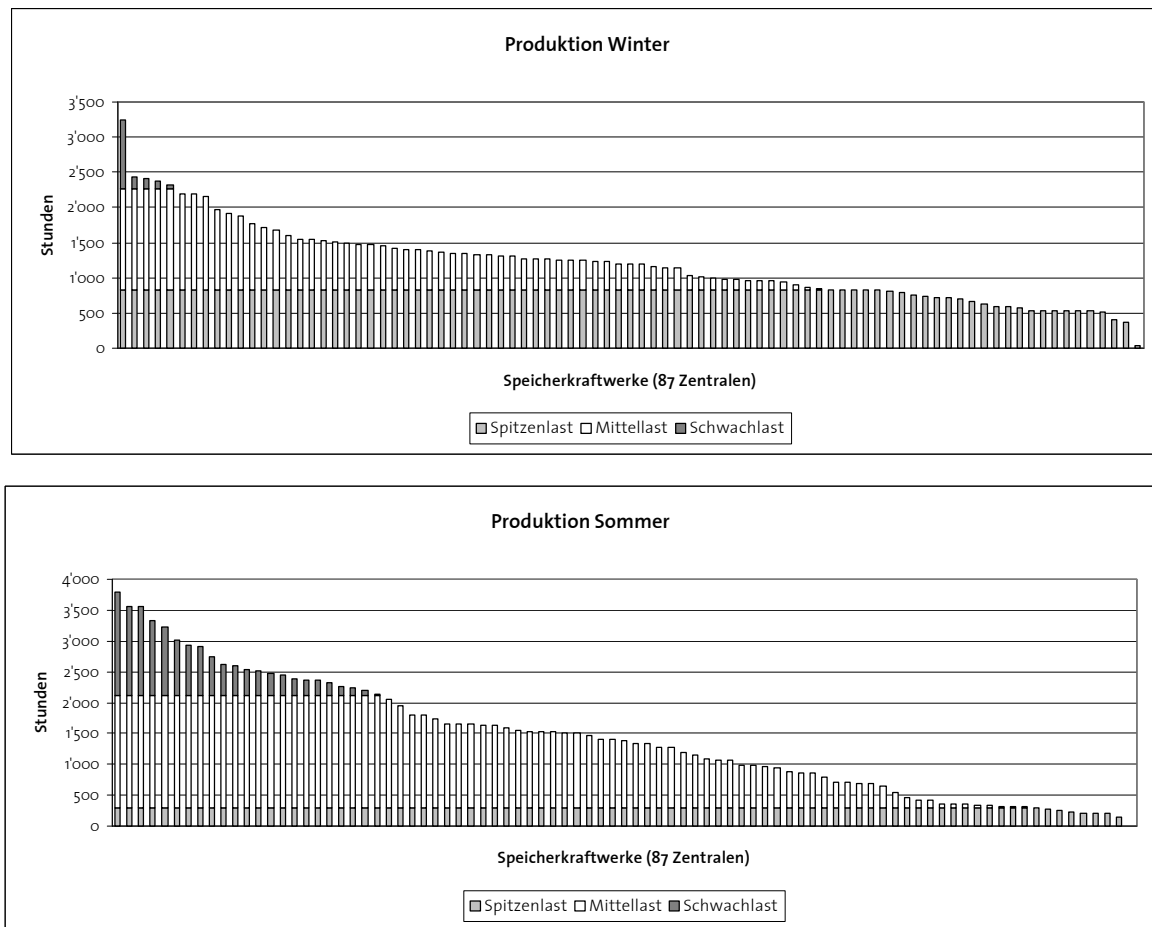


Abbildung 3-5: Verteilung der Produktion von Speicherkraftwerken auf verschiedene Lastzeiten, eigene Berechnungen (technische Angaben gemäss BWG, WASTA, Stand 1.1.2000)

3.3. Ökonomische Ist-Analyse

3.3.1. Typologisierung

Die Analyse der ökonomischen Merkmale erfolgt für verschiedene Typen von Wasserkraftwerken, die sich aufgrund ihrer **Produktionsstruktur** unterscheiden. Da die Analyse auf Unternehmensebene erfolgt, müssen die Unternehmen, welche verschiedene Typen von Wasserkraftanlagen besitzen, in eine **sinnvolle Typologie** gegliedert werden. Die Typologisierung soll einen Vergleich und eine Beurteilung der ökonomischen Variablen erlauben. Es wurden fünf Kategorien von Wasserkraftwerken gebildet:

1. **Wasserkraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW:** Diese Kategorie von Kraftwerken hat tendenziell höhere relative Investitionskosten (vgl. z.B. Elektrowatt, 1998) und sollte deshalb gesondert betrachtet werden.⁶⁶

⁶⁶ Die Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 1 MW sind in der Stichprobe nicht berücksichtigt worden. Obwohl es in der Schweiz rund 170 Wasserkraftanlagen gibt mit einer Leistung unter 1 MW (gemäss WASTA, Stand 1.1.2000), wird nur 0.2% des Stroms (82.5 GWh) durch diese Anlagen erzeugt. Wegen ihrer untergeordneten Bedeutung hinsichtlich der Stromerzeugung und der

2. **Niederdruck-Laufkraftwerke** (theoretische Fallhöhe⁶⁷ < 25m): Diese Kategorie umfasst alle Unternehmen, die nur bzw. vorwiegend Niederdruck-Laufkraftwerke betreiben (mindestens 50% der produzierten Energie der Unternehmung wird durch Niederdruck-Laufkraftwerke erzeugt). Als Laufkraftwerke werden Wasserkraftanlagen bezeichnet, die keinen eigenen Speicher besitzen, und die somit auf die kontinuierliche Erzeugung am jeweiligen Fluss angewiesen sind. Darunter kann man sich Flusskraftwerke im Mittelland vorstellen; sie zeichnen sich durch eine hohe genutzte Wassermenge aus. Es wird davon ausgegangen, dass Niederdruck-Laufkraftwerke nicht oder nur marginal durch die Bestimmungen zu den Restwassermengen betroffen sind.
3. **Hochdruck-Laufkraftwerke** (theoretische Fallhöhe > 25m): Diese Kategorie fasst tendenziell die Laufkraftwerke in den Berggebieten zusammen (mindestens 50% der produzierten Energie der Unternehmung wird durch Hochdruck-Laufkraftwerke erzeugt). Diese nutzen eine kleinere Wassermenge über eine grössere Fallhöhe; zudem ist der Anteil der Wintererzeugung relativ niedrig. Im Rahmen der Modellrechnungen wird differenziert, ob ein Hochdruck-Laufkraftwerk ein Ausgleichsbecken zur Optimierung der Tagesproduktion besitzt.
4. **Speicherkraftwerke ohne Pumpen**: In dieser Kategorie sind die „reinen“ Saisonspeicherkraftwerke, die über keine Pumpen verfügen bzw. deren Pumpenleistung vergleichsweise gering ist (weniger als 8% der Turbinenleistung), zusammengefasst. Speicherkraftwerke weisen die Eigenschaft auf, dass sie nur einen Teil des gefassten Wassers unverzüglich nutzen. Den anderen Teil speichern sie für die Produktion zu einem späteren Zeitpunkt.
5. **Speicherkraftwerke mit Pumpen**: Unternehmen werden dieser Kategorie zugeteilt, sobald die Leistung der Pumpen mehr als 8% der Leistung der Turbinen ausmacht. Somit sind reine Umwälzwerke (ohne natürliche Zuflüsse), Pumpspeicherkraftwerke (Speicherkraftwerke, die auch im Umwälzbetrieb eingesetzt werden können) und Speicherkraftwerke mit Zubringerpumpen (ohne Umwälzmöglichkeit) enthalten. Das Vorhandensein von Pumpzentralen, die höhere Investitionskosten zur Folge haben, steht bei der Einteilung im Vordergrund (vor der Art des Betriebs, d.h. ob Umwälzbetrieb möglich ist oder nicht).

Die Stichprobe kann bezüglich Anzahl Unternehmen, Zentralen, Leistung und Produktion wie folgt charakterisiert werden (Tabelle 3-1):

Schwierigkeit, für diese kleinen Anlagen ökonomische Daten zu erhalten (in der Regel gibt es keine offiziellen Geschäftsberichte), haben wir es vorgezogen, diese Kategorie von Werken nicht in die Analyse einzubeziehen.

⁶⁷ Zur Berechnung der theoretischen Fallhöhe wurde folgende Formel verwendet:
$$\text{Fallhöhe} = 1'000 * (\text{installierte Turbinenleistung}) / (\text{Ausbauwassermenge der Turbinen} * 8)$$

Der Faktor 8 entspricht dem Zehnfachen des Wirkungsgrades von Turbine und Generator. Annahmen: Wirkungsgrad der Turbine: 85%, Wirkungsgrad des Generators: 96%, Fallbeschleunigung: 9.81.

Tabelle 3-1: Merkmale der Stichprobe

	# Unternehmen	# Zentralen	verfügbare Leistung (MW)	Produktion Winter (GWh)	Produktion Sommer (GWh)	Produktion Total (GWh)
Kraftwerke 1 - 10 MW	8	12	6 (Ø)	14 (Ø)	17 (Ø)	31 (Ø)
Niederdruck - Laufkraftwerke	11	14	54 (Ø)	140 (Ø)	183 (Ø)	323 (Ø)
Hochdruck - Laufkraftwerke	13	33	88 (Ø)	96 (Ø)	229 (Ø)	325 (Ø)
Speicherkraftwerke ohne Pumpen	12	29	206 (Ø)	207 (Ø)	213 (Ø)	420 (Ø)
Speicherkraftwerke mit Pumpen	13	60	520 (Ø)	442 (Ø)	384 (Ø)	826 (Ø)
Total Stichprobe	57	148	11013	11128	12667	23795
Total Grundgesamtheit	311 18%	525 28%	14083 78%	15179 73%	19139 66%	34318 69%

Diese Stichprobe dient als Grundlage für die Analyse der ökonomischen Merkmale und für die Modellrechnungen in Kapitel 6.

Das Sample stellt eine gute Auswahl an Wasserkraftwerken der Schweiz dar. Durch die ausgewählten Unternehmen können rund 30% der Zentralen und 70% der gesamten Produktion berücksichtigt werden. Aus Tabelle 3-1 ist ersichtlich, dass vor allem grosse Unternehmen in der Stichprobe vertreten sind. Die Stichprobe weist für Wasserkraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW eine geringere Repräsentativität aus. Dies muss bei der Auswertung und Interpretation der Ergebnisse beachtet werden.

3.3.2. Auswertung der ökonomischen Merkmale

Die Auswertung der ökonomischen Merkmale der Wasserkraftwerke erfolgt auf der Grundlage einer Stichprobe von **46** Unternehmen. Der Grund für die Verkleinerung der Stichprobe liegt darin, dass, anders als bei Anwendung der Kapitalwertmethode, die im Kapitel 6 vorgestellt wird, die Analyse der ökonomischen Merkmale nur diejenigen Unternehmen berücksichtigt, welche ökonomische Daten für alle 4 Jahre (1990, 1995, 1997 und 1999) aufweisen. Um die Vergleichbarkeit der ausgewiesenen Werte mit denjenigen im Kapitel 5 (Analyse der kostenseitigen Massnahmen zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit) zu gewährleisten, wird in den folgenden Abschnitten die gleiche Stichprobe ausgewertet. Ausserdem wurden wegen der Verzerrungsgefahr drei Unternehmen, welche sehr hohe Kosten ausweisen, von der Analyse ausgeschlossen. Die Typologien, nach denen die Kostenelemente gegliedert werden, entsprechen der Kategorisierung von Abschnitt 3.3.1.

Bei der Kostenbetrachtung kann zwischen einer betriebswirtschaftlichen (bzw. buchhalterischen) und einer volkswirtschaftlichen Optik unterschieden werden. Die wichtigsten Unterschiede zwischen den beiden Verfahren sind:

- Volkswirtschaftliche Kosten sind grundsätzlich immer „Opportunitätskosten“, d.h. sie zeigen den Verzehr knapper Ressourcen, die dadurch nicht mehr für andere Verwendungen zur Verfügung stehen.
- Die (risikogerechte) Verzinsung des Eigenkapitals stellt in diesem Sinne volkswirtschaftlich gesehen eine Kostenkomponente dar. In der betriebswirtschaftlichen Buchhaltung wird die

Eigenkapitalverzinsung jedoch nicht als Kostenkomponente ausgewiesen, sondern ist implizit im Gewinn enthalten.⁶⁸

- In der betriebswirtschaftlichen Buchhaltung gilt das Vorsichtsprinzip. Aus diesem Grund schreiben Unternehmen ihre Anlagen häufig schneller ab, als dies die effektive Wertminderung verlangen würde. In einer volkswirtschaftlichen Betrachtung entsprechen die Abschreibungen genau der Wertminderung.
- In den volkswirtschaftlichen Kosten sind auch externe Kosten, die nicht direkt beim Verursacher anfallen, enthalten.

Im Rahmen dieser Studie wird generell eine **volkswirtschaftliche Optik** gewählt, d.h. die Verzinsung des Eigenkapitals wird als Teil der Kapitalkosten betrachtet, zudem sollten Abschreibungen in erster Linie die Wertminderungen widerspiegeln. Vom volkswirtschaftlichen Kostenkonzept wird lediglich bei den externen Kosten abgewichen: im Rahmen dieser Analyse ist es nicht möglich, diese Kosten zu berücksichtigen.⁶⁹

Da die Daten für die folgende Kostenanalyse aus den Buchhaltungsdaten der Unternehmen stammen, müssen einige Anpassungen vorgenommen werden, was bei der Interpretation der Daten zu berücksichtigen ist.⁷⁰

- Die Verzinsung des Eigenkapitals kann in den Buchhaltungsdaten nicht beobachtet werden, deshalb werden vereinfachend die Dividendenausschüttungen und die Zuweisungen an die Reserven als Eigenkapitalverzinsung ausgewiesen.⁷¹
- Bei den Buchhaltungsdaten ist es nicht möglich, die ordentlichen von den ausserordentlichen Abschreibungen zu unterscheiden. In einer volkswirtschaftlichen Betrachtung sind die ausserordentlichen Abschreibungen nicht zu berücksichtigen, da sie keine Wertminderungen im volkswirtschaftlichen Sinn, sondern lediglich buchhalterische Anpassungen darstellen. Unternehmen, die offensichtlich ausserordentliche Abschreibungen getätigt haben, wurden aus der Stichprobe ausgeschlossen. Es kann allerdings nicht überprüft werden, ob die Buchhaltungsdaten der übrigen Unternehmen nicht zum Teil auch ausserordentliche Abschreibungen enthalten.

⁶⁸ Private Investoren berücksichtigen bei Investitionsentscheidungen selbstverständlich auch die Eigenkapitalverzinsung. Diese wird lediglich in der Buchhaltung nicht ausgewiesen.

⁶⁹ Da hier die Optik der Investoren – und nicht der volkswirtschaftliche Vergleich verschiedener Technologien – im Zentrum steht, müssen die externen Kosten nicht berücksichtigt werden.

⁷⁰ Durch dieses Vorgehen werden die Daten vergleichbar mit den Arbeiten des LASSEN der EPFL (vgl. Heim, Frei und Haldi (2000)).

⁷¹ Die Grössenordnungen, die sich dadurch ergeben, entsprechen im Durchschnitt den gemäss Theorie erwarteten Werten.

Aggregierte Kostenstruktur nach Typologie

In Abbildung 3-6 ist die prozentuale Aufteilung der Produktionskosten für die verschiedenen Kraftwerktypen aufgezeigt.

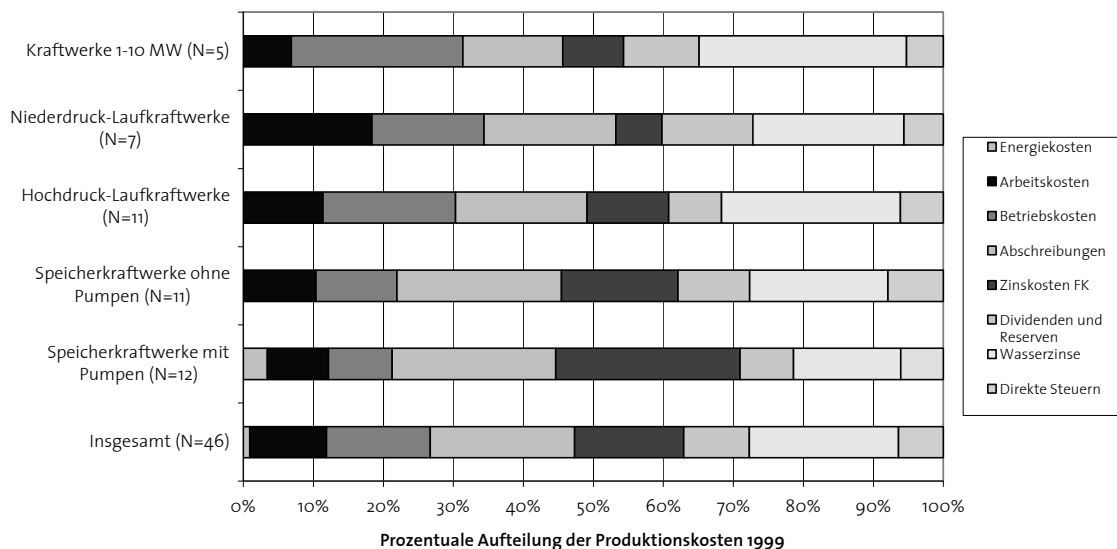


Abbildung 3-6: Prozentuale Aufteilung der Produktionskosten der verschiedenen Kraftwerktypologien (Stichprobe von 46 Unternehmen)

Die eigentlichen variablen Kosten der Stromproduktion (d.h. Energie-, Arbeits- und die sonstigen Betriebskosten) machen im Durchschnitt über alle Unternehmen 27% der Gesamtkosten aus. Von grosser Bedeutung sind die **Kapitalkosten** (Fremdkapital-Zinsen, Abschreibungen, Dividenden und Reserven), auf die 46% des Gesamtaufwands fällt. Die übrigen Kosten verteilen sich auf Wasserzinse und direkte Steuern, die nochmals 27% der Ausgaben ausmachen.

Diese prozentuale Verteilung unterscheidet sich zwischen den verschiedenen Kraftwerktypen. Relativ grosse Unterschiede bei der prozentualen Kostenaufteilung können z.B. bei den Kapitalkosten beobachtet werden, die bei den Speicherkraftwerken mit Pumpen 57% und bei denjenigen ohne Pumpen 50% des Aufwandes ausmachen. Im Gegensatz dazu machen die Kapitalkosten bei den Hochdruck- und Niederdruck-Laufkraftwerken 39% der Ausgaben aus, bei den Kraftwerken, welche über eine Leistung zwischen 1 und 10 MW verfügen, machen diese Kosten 34% der Gesamtkosten aus. Es gilt allerdings zu beachten, dass diese Kostenkategorie mit Vorsicht interpretiert werden muss, da viele Wasserkraftwerke in den letzten Jahren Sonderabschreibungen getätigt haben, um sich auf die Deregulierung vorzubereiten. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass ein Teil der Kapitalkosten auf solche ausserordentliche Abschreibungen zurückzuführen ist.

Die Energiekosten fallen hauptsächlich bei den Pumpspeicherkraftwerken an. Aufgrund der schlechten Qualität der Energiekostenangaben in den Geschäftsberichten sind diese Kosten berechnet worden, indem der Energiekonsum (in GWh) mit einem durchschnittlichen Preis für Pumpenenergie von 1.8 Rp./kWh multipliziert worden ist.⁷²

⁷² Der Pumpenenergiepreis basiert auf die Annahme, dass nur dann gepumpt wird, wenn die Strompreise ihr tiefstes Niveau erreichen (tiefste Spotmarktpreise). Da die Spotmarktpreise für die Zeitperiode von 11 bis 12 Uhr zwischen 2 und 3.5 Rp. liegen (für rund 100 ausgewerteten Stunden), kann davon ausgegangen werden, dass die Schwachlastpreise noch tiefer liegen müssen.

Die Belastung der Wasserkraftwerke durch Wasserzinse und direkte Steuern macht 27% des Gesamtaufwandes aus, davon entfallen 21% auf die Wasserzinse und 6% auf die direkten Steuern.

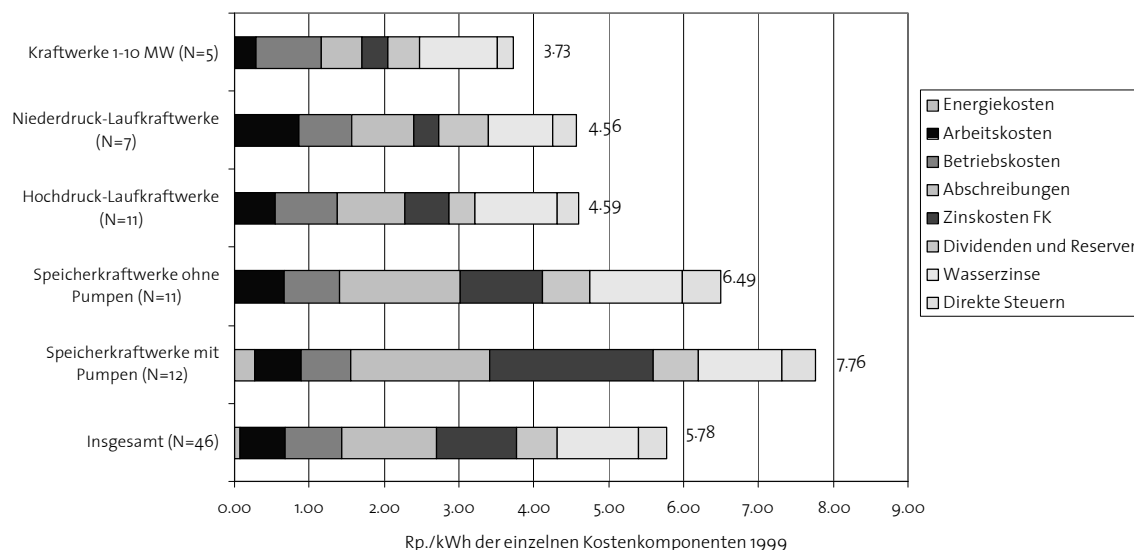


Abbildung 3-7: Gestehungskosten in Rp./kWh nach Kraftwerktypologien und Durchschnittswert (Stichprobe von 46 Unternehmen)

Wenn die absoluten Zahlen betrachtet werden, zeigt sich, dass die durchschnittlichen Gestehungskosten der Unternehmen der Stichprobe bei 5.78 Rp./kWh liegen. Unterdurchschnittliche Kosten weisen die Nieder- und Hochdruck-Laufkraftwerke mit rund 4.6 Rp./kWh aus. Erwartungsgemäss weisen die Speicherkraftwerke überdurchschnittlich hohe Kosten aus, wobei diejenigen mit Pumpen im Durchschnitt zu 7.76 Rp./kWh produzieren, die Kraftwerke ohne Pumpen zu 6.49 Rp./kWh. Dieser Kostenunterschied zwischen den beiden Arten von Speicherkraftwerken lässt sich vor allem auf die höheren Zinskosten des Fremdkapitals und Abschreibungen bei den Werken mit Pumpen zurückführen.

Die tiefsten Gestehungskosten sind der Kraftwerkkategorie der Werke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW zuzuschreiben, bei denen vor allem Abschreibungen und Steuern weniger ins Gewicht fallen.

Gestehungskosten nach Grösse der Unternehmen und Typologie

Die Gestehungskosten der Wasserkraftwerke variieren beträchtlich zwischen den einzelnen Unternehmen. Die folgenden unternehmensspezifischen Kostensätze sind ohne Dividenden und Zuweisungen an die Reserven berechnet worden, da diese beiden Kostenkomponenten stark von der Unternehmensstrategie abhängig sind. Es ist deswegen wenig sinnvoll, diese Elemente für Vergleiche zwischen den Unternehmen einzusetzen.

Wie in Abbildung 3-8 dargestellt, weisen die kostengünstigsten Unternehmen Gestehungskosten in der Höhe von etwa 2-3 Rp./kWh auf, die teuersten Unternehmen haben jedoch Produktionskosten von nahezu 10 Rp./kWh. Diese Unterschiede in den Gestehungskosten können durch folgende Faktoren verursacht werden:

- Heterogene Standort-Produktionsbedingungen,
- Unterschiedliche Investitionssumme pro installierte Leistung.

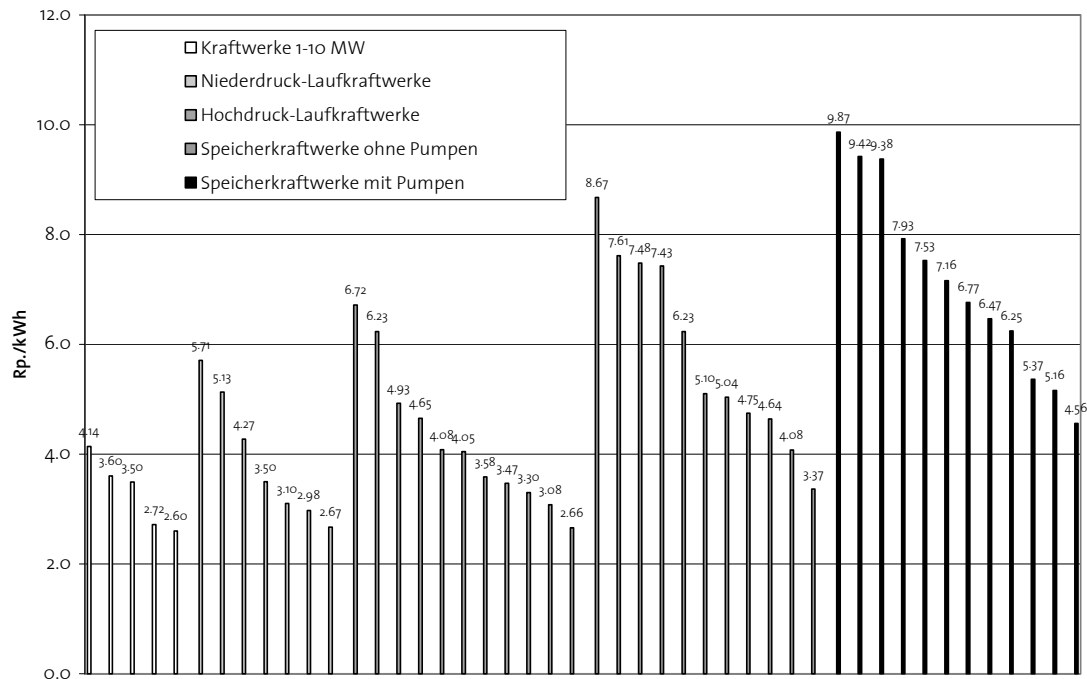


Abbildung 3-8: Übersicht über die Gestehungskosten der Unternehmen der Stichprobe (46 Unternehmen) nach dem Produktionstyp differenziert, nach der Höhe der Gestehungskosten geordnet

Die Produktionskosten der Laufkraftwerke sind relativ homogen zwischen den Unternehmen und liegen zum Grossteil im Bereich von 4 Rp./kWh oder darunter. Demgegenüber variieren die Produktionskosten bei den Speicherkraftwerken stärker und sind bei den Werken mit Pumpen höher.

Die Elektrizitätsproduktion der erfassten Speicherkraftwerke variiert zwischen 40 und über 2000 GWh (Abbildung 3-9), wobei das grösste Speicherkraftwerk ohne Pumpen etwas mehr als 1000 GWh erzeugt. Die Produktionskosten der Speicherkraftwerke (mit und ohne Pumpen) variieren zwischen 3.4 und 9.9 Rp./kWh. Die Laufkraftwerke weisen tendenziell eine tiefere Produktion auf. Die erzeugte Energie variiert bei den Niederdruck-Laufkraftwerken zwischen 170 und knapp 500 GWh, bei den Hochdruck-Laufkraftwerken zwischen 100 und 1'100 GWh.

Insgesamt lässt sich aus der Abbildung 3-9 keine eindeutige Beziehung zwischen der erzeugten Energie und den Gestehungskosten feststellen, d.h. auch Anlagen, die vergleichsweise wenig Strom erzeugen, haben nicht generell höhere Gestehungskosten. Der Frage, ob Skaleneffekte in der Produktion vorliegen, wird in Abschnitt 5.2.2 vertiefter nachgegangen.

Aus Abbildung 3-9 kann jedoch gezeigt werden, dass:

- Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW relativ tiefe Gestehungskosten aufweisen
- Eine grosse Heterogenität zwischen den Unternehmen der anderen Kraftwerkkategorien besteht (die teuersten Unternehmen weisen mehr als doppelt so hohe Gestehungskosten auf als die billigsten Unternehmen).
- Die Heterogenität könnte zum Teil auf die unterschiedlichen Produktionsbedingungen zurückgeführt werden (und nicht nur auf Effizienzunterschiede).

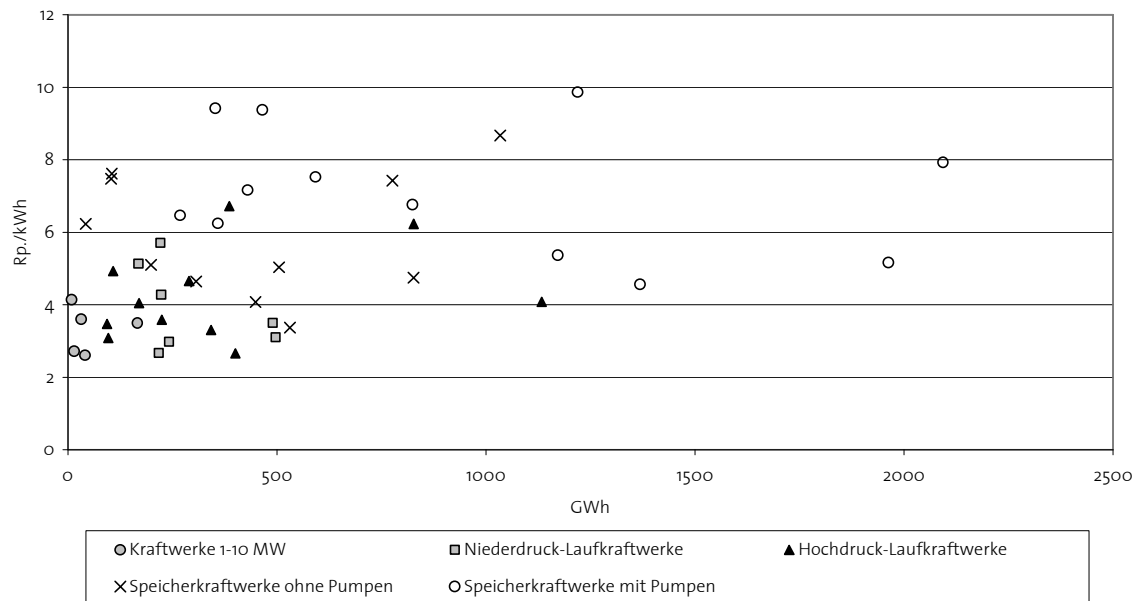


Abbildung 3-9: Gestehungskosten nach Typologie in Abhängigkeit der erzeugten Energie verschiedener Typologien von Wasserkraftwerken

Gestehungskosten nach Typologie und Jahr der Inbetriebnahme bzw. der letzten Transformation

Für die Untersuchung des Verhältnisses zwischen den Gestehungskosten und dem Jahr der Inbetriebnahme bzw. dem Jahr der Erneuerung der Anlage wurde bei den Unternehmen, welche mehr als eine Zentrale besitzen, einerseits der Mittelwert der Jahre, in denen die Anlagen in Betrieb genommen worden sind, bzw. das Jahr der letzten Transformation gewählt.

Gemäss Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11 kann kein eindeutiger Trend in Richtung einer Erhöhung (oder Senkung) der Gestehungskosten nach dem Jahr der Inbetriebnahme bzw. nach einer vor kurzem durchgeführten Transformationen beobachtet werden.

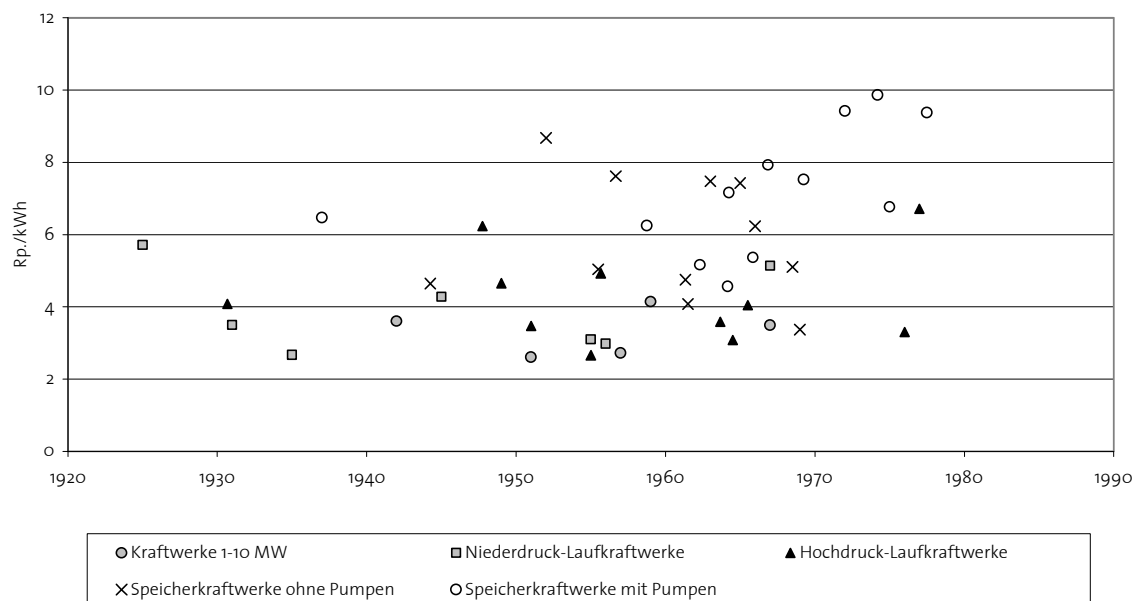


Abbildung 3-10: Gestehungskosten und Jahr der Inbetriebnahme

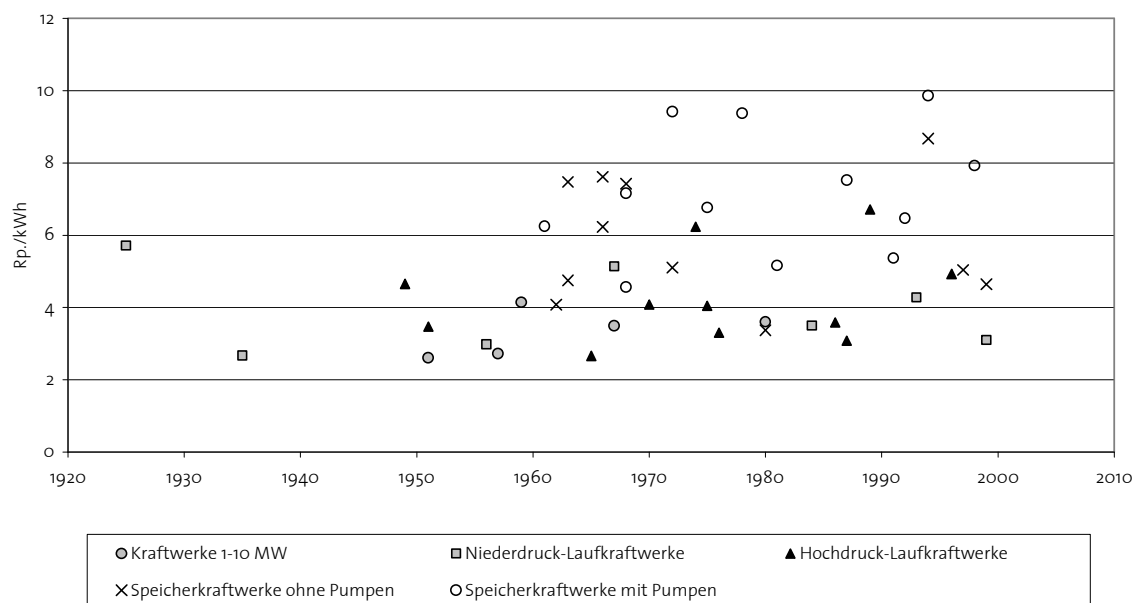


Abbildung 3-11: Gestehungskosten und Jahr der letzten Transformation

Investitionsbedarf

Aufbauend auf die Angaben der Studie der Elektrowatt (1998) bzw. auf die geschätzten spezifischen Investitionskosten pro kW installierte Leistung (vgl. Tabelle 2-4) wurde der Bedarf an Ersatzinvestitionen für die Wasserkraftwerke der Stichprobe berechnet.

Kategorie		Turbinen Laufkraft- werk	Turbinen Speicher- kraftwerk	Pumpen	Turbinen Kraftwerke 1-10 MW	Investitions- kosten pro Unternehmen Mio. CHF
Spezifische Investitions- kosten	CHF/kW	1750	1250	875	3000	
		Durchschnittliche Leistung der installierten Turbinen bzw. Pumpen pro Unternehmung				
Kraftwerke 1-10 MW	MW	0	0	0	5	15
Niederdruck-Lauf-KW	MW	54	0	0	0	94
Hochdruck-Lauf-KW	MW	81	7	1	0	152
Speicher-KW ohne Pumpen	MW	13	192	1	1	264
Speicher-KW mit Pum- pen	MW	5	515	122	0	759

Abbildung 3-12: Schätzung der durchschnittlichen Investitionskosten für die Unternehmen der Stichprobe

In absoluten Werten betrachtet, weisen Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW den kleinsten Investitionsbedarf auf (15 Mio. Franken pro Unternehmung). Der Bedarf für die Niederdruck-Kraftwerke beträgt im Durchschnitt 94 Mio. Franken, derjenige für die Hochdruck-Laufkraftwerke 152 Mio. Franken pro Unternehmung. Die Speicherkraftwerke mit Pumpen weisen den höchsten durchschnittlichen Investitionsbedarf pro Werk auf (ca. 760 Mio. Franken), die Speicherkraftwerke ohne Pumpen liegen demgegenüber mit 264 Mio. Franken Investitionsbedarf erheblich tiefer.

Fazit

Die Produktionskosten in Rp./kWh der Wasserkraftwerke weisen eine grosse Spannbreite auf. Diese Unterschiede können nicht nur zwischen den einzelnen Typologien von Wasserkraftwerken, sondern auch innerhalb einer selben Typologie festgestellt werden. Diese ersten Auswertungen der Unternehmensdaten deuten somit darauf hin, dass das Problem der Wettbewerbsfähigkeit **differenziert** angegangen werden muss.

Die statistische Analyse der Höhe der Gestehungskosten zeigt, dass die meisten Unternehmen mit relativ tiefen **variablen Kosten** produzieren können. Rund 27% der Gestehungskosten sind auf die variablen Produktionskosten (Energie-, Arbeitsaufwand, sonstiger Betriebsaufwand) zurückzuführen. Der Rest setzt sich zusammen aus nahezu 46% **Kapitalkosten** (Abschreibungen, Fremdkapitalzinsen, Dividenden und Zuweisung an die Reserven) und 27% **Wasserzinse** und **Steuern**. Wenn die absoluten Zahlen betrachtet werden, weisen die Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW die niedrigsten Gestehungskosten auf (rund 3.7 Rp./kWh), gefolgt von den Laufkraftwerken mit rund 4.6 Rp./kWh (Nieder- bzw. Hochdruckkraftwerke). Die Speicherkraftwerke weisen hingegen überdurchschnittlich hohe Gestehungskosten auf; diese liegen in der Kategorie der Werke ohne Pumpen bei 6.5 Rp./kWh, bei den Werken mit Pumpen bei 7.8 Rp./kWh. Dank der Möglichkeit, die Produktion auf die Hochlastzeiten auszurichten, werden die höheren durchschnittlichen Gestehungskosten von Speicherkraftwerken durch höhere Marktpreise kompensiert. Bei diesen Werken kann allerdings beobachtet werden, dass die Produktion nicht ausschliesslich zu Hochlastzeiten erfolgt, sondern in Mittel- und teilweise auch in Schwachlastzeiten.

Die wichtigsten Determinanten für die Wettbewerbsfähigkeit scheinen somit die **Kapitalkosten** (Abschreibungen und Zinskosten) zu sein. Zudem kann die Belastung durch die Wasserzinse für einzelne Werke von grosser Bedeutung sein.

4 Märkte für Spitzenstrom, Regulierungs-, Frequenzhaltungs- und Reserveenergie⁷³

Wie die anderen Kapitel von Teil 1 befasst sich auch dieses Kapitel vorerst mit der Beschreibung der gegenwärtigen Situation der Wasserkraftwerke, im speziellen mit Speicherkraftwerken. Aus der Analyse der heutigen Branchenstruktur der Schweizer Wasserkraftbetreiber und möglicher Massnahmen zur Verbesserung der Kostensituation folgt zum Beispiel die Frage, ob die Speicherkraftwerke auf dem gegenwärtigen Elektrizitätsmarkt Spitzenstrom, Regulierungs-, Frequenzhaltungs- und Reserveenergie marktwirtschaftlich effizient bereitstellen. Energie aus Speicherkraftwerken ist im Unterschied beispielsweise zu Kernenergie oder Solarenergie gut regulierbar und kann daher nicht nur über den Spotmarkt, sondern auch über Märkte für Spitzenstrom, Regulierungs-, Frequenzhaltungs- und Reserveenergie vertrieben werden. Nach einer Charakterisierung der Märkte (Unterkapitel 4.1) und den angesprochenen Stromprodukten aus Speicherkraftwerken und deren heutiger Platzierung (Unterkapitel 4.2 und 4.3) wird in Unterkapitel 4.4 dem Ausblick Richtung liberalisiertem Elektrizitätsmarkt besondere Aufmerksamkeit geschenkt.

4.1. Charakteristiken der heutigen Märkte

4.1.1. Zeitliche Ausprägungen

Der Verbrauch an Elektrizität unterliegt in unterschiedlichen Zeiträumen typischen Schwankungen. Die verschiedenen Verbrauchergruppen (Verkehr, Dienstleistungen, Industrie und Gewerbe, Agrikultur und Haushalt) benötigen je nach Tages- und Jahreszeit mehr oder weniger Elektrizität. Durch die Summe der Nachfrage aller Verbrauchergruppen ergeben sich für die Schweiz charakteristische, über Jahrzehnte mehr oder weniger beständige Verbrauchs- und Erzeugungsschwankungen. Damit sich die Elektrizitätserzeugung jederzeit der Nachfrage anpassen vermag, muss das Zusammenspiel der verschiedenen Kraftwerkstypen, unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten, gewährleistet werden.

Die Elektrizitätsnachfrage zeigt saisonale, wöchentliche und tageszeitliche Charakteristiken. Die Stromproduzenten schätzen diese Ausprägungen aufgrund von Erfahrungswerten ab. Die mit diesen Werten verbundene Unsicherheit verlangt, dass Reserveenergien vorhanden sind, um allfällige Spitzen der Nachfrage decken zu können. Bei einem Ungleichgewicht zwischen Elektrizitätsproduktion und –verbrauch kann das Elektrizitätsnetz schwerwiegend gestört werden oder gar zusammenbrechen. Die zeitlichen Ausprägungen der Verbrauchsstrukturen unterliegen kulturellen Eigenarten und sind nur durch tiefgreifende Veränderungen in der Arbeitswelt und dem Lebensstil der Bevölkerung beeinflussbar.

Tageslastgang

Grundsätzlich gibt es in der Schweiz zwei Tagesspitzen: eine kurz vor dem Mittag und eine abends um ca. 18 Uhr, in diesen Zeiten wird die höchste Leistung nachgefragt. Die Mittagsspitze ist in der Regel höher. In den Wintermonaten gehen die beiden Spitzen fast ineinander über, wobei eine lange, breite Tagesspitze entsteht. Im Sommer kann man beobachten, wie die

⁷³ Folgende Überlegungen zur Abschätzung der Marktchancen für Strom aus Wasserkraftwerken in den Bereichen Spitzenstrom, Regulierungs-, Frequenzhaltungs- und Reserveenergie bauen auf der Diplomarbeit 00/01 von Markus Balmer – „Charakterisierung und Einsatzmöglichkeiten der Schweizer Speicherkraftwerke“, Umweltnaturwissenschaften ETH Zürich – auf. Die Grundlage dieser Diplomarbeit bildeten Literatur- und Internetstudien, Datenbanken und eine Reihe von Experteninterviews mit Fachleuten der Elektrizitätswirtschaft (vgl. Referenzen). Die Fachleute und Mitglieder des Beirates des vorliegenden Projektes haben die Diplomarbeit erhalten und kommentiert. Diese Kommentare sind hier eingeflossen.

Abendspitze schwächer wird und sich an einem typischen Sommertag nur noch die Mittagsspitze präsentiert. Auch quantitativ sind grosse Unterschiede auszumachen. Es zeigt sich deutlich, dass die Spitzen in den Wintermonaten ein höheres Niveau erreichen als in den Sommermonaten. Die höchste Spitze während eines Jahres tritt in der Regel an einem Werktag im Dezember, Januar oder Februar auf. Sie lag in den 90er Jahren zwischen 8'500MW und 8'700MW, im Jahre 1999 sogar bei 9'099MW. Untenstehende Tabelle 4-1 zeigt die Klassierung des schweizerischen Elektrizitätsverbrauchs nach Last- und Zeitzonen, die auf den vom Bundesamt für Energie bei den Elektrizitätsunternehmen erhobenen Daten über die Belastungsverhältnisse beruhen. Diese werden jeweils am dritten Mittwoch eines jeden Monats und den darauffolgenden Samstagen und Sonntagen erhoben und beinhalten Messungen zur Minute 15 jeder Stunde des entsprechenden Tages.

Tabelle 4-1: Definition der Zeit- und Lastzonen⁷⁴

	Spitzenlast	Mittellast	Schwachlast
Oktober und April Montag bis Freitag Samstag Sonntag	9-12 - -	6-9 ; 12-22 10-15 -	0-6; 22-24 0-10; 15-24 0-24
November und März Montag bis Freitag Samstag Sonntag	8-12; 17-19 - -	6-8 ; 12-17 ; 19-22 9-17 -	0-6; 22-24 0-9; 17-24 0-24
Dezember bis Februar Montag bis Freitag Samstag Sonntag	7-12; 16-19 - -	6-7 ; 12-16 ; 19-22 8-18 -	0-6 ; 22-24 0-8 ; 18-24 0-24
Mai bis August Montag bis Freitag Samstag Sonntag	10-12 - -	6-10; 12-22 10-13 -	0-6 ; 22-24 0-10 ; 13-24 0-24
September Montag bis Freitag Samstag Sonntag	9-12 - -	6-9 ; 12-22 10-13 -	0-6 ; 22-24 0-10 ; 13-24 0-24

Wochenlastgang

Beim Wochenlastgang steht die Unterscheidung von Werktagen und Wochenende im Vordergrund. Beide weisen charakteristische Tageslastgänge auf, die im nächsten Abschnitt genauer beschrieben werden. Es zeigt sich dabei deutlich, dass an Werktagen ein höherer Verbrauch besteht als an Samstagen und Sonntagen. Am Sonntag wird klar am wenigsten Elektrizität nachgefragt. Der Verbrauch vom Samstag beträgt im Schnitt der letzten zehn Jahre Sommer und Winter jeweils ca. 84% des Verbrauchs des dritten Mittwochs. Für den darauffolgenden Sonntag beträgt dieses Verhältnis ca. 78%.

⁷⁴ Eidgenössisches Verkehrs- und Energiedepartement/Bundesamt für Wasserwirtschaft, Studienbericht Nr.6, „Gesamtbeurteilung der Pumpspeicherung“, 1996.

Jahreslastgang

Der schweizerische Jahreslastgang ist stark von den klimatischen Bedingungen abhängig. Folglich wird im Winterhalbjahr aufgrund tieferer Temperaturen und weniger Sonnenlicht der Bedarf an Strom erhöht. Dies macht sich insbesondere bei den Haushalten bemerkbar, welche im Mittel der letzten zehn Jahre 56.8% ihres Jahresendverbrauches im Winterhalbjahr benötigten. Was die gesamte Schweiz betrifft, so betrug der Winteranteil im Mittel der letzten zehn Jahre 54.5% am Endverbrauch, im Sommerhalbjahr also 45.6%.

4.1.2. Import und Export

Zwischen der Schweiz und den angrenzenden Ländern Frankreich, Italien, Deutschland und Österreich findet ein reger Austausch an Elektrizität statt. Dieser Austausch ist einerseits durch die gesamteuropäisch organisierte Primärregelung (vgl. Abschnitt 4.2.2) bedingt, andererseits ermöglicht er den einzelnen Ländern ihr Kraftwerkpark zu optimieren, indem z.B. inländische Überkapazitäten ins Ausland verkauft oder Versorgungsengpässe durch Stromimporte gedeckt werden können. In der Schweiz ist der Aussenhandel vorwiegend durch den Versuch charakterisiert den eigenen Kraftwerkspark zu optimieren. Diese Möglichkeit besteht insbesondere durch die grossen vorhandenen Kapazitäten an Speicherkraftwerken. Mit Hilfe der Pumpspeicherkraftwerke lässt sich durch gezieltes Importverhalten ein relativ kleiner Teil des Stroms veredeln.

Jahressaldo des Strom-Aussenhandels

In den letzten 10 Jahren hat die Schweiz alljährlich grössere Mengen an Elektrizität exportiert als importiert, d.h. über ein ganzes Jahr betrachtet weist die Schweiz meist einen Ausfuhrüberschuss auf, welcher 1999 im Bereich von 10'000 GWh lag, wie Abbildung 7-1 verdeutlicht.

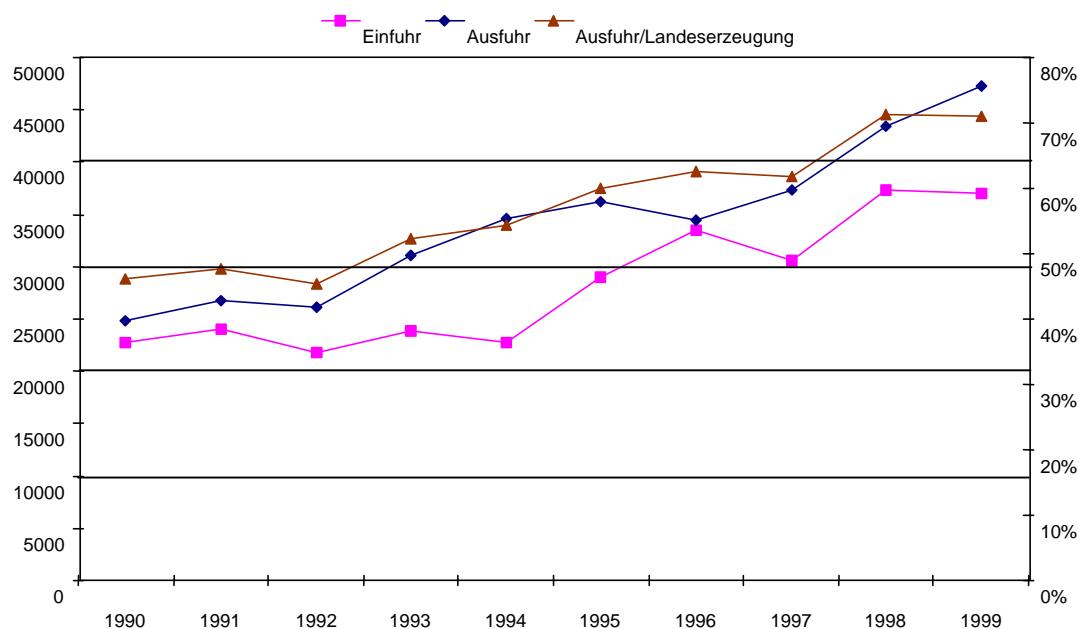


Abbildung 4-1: Einfuhr- und Ausfuhrmengen in GWh sowie Verhältnis von Ausfuhr zur Landeserzeugung in %

Gut zu erkennen in Abbildung 4-1 ist das sehr hohe Verhältnis von Ausfuhr zur Landeserzeugung, welches in den letzten Jahren durch die Zunahme des internationalen Handels von ungefähr 50% bis auf 71% im Jahre 1999 gestiegen ist. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass in den Wintermonaten regelmässig Strom importiert werden muss.

Saisonale Ausprägungen des Strom-Aussenhandels

Obwohl die Aussenhandelsbilanz über ein ganzes Jahr gesehen positiv ist, sind gewisse Wintermonate meist durch Einfuhrüberschüsse gekennzeichnet. In Abbildung 4-2 ist der Ein- bzw. Ausfuhrüberschuss für jeden Monat der Jahre 1997-1999 dargestellt. Die in diesen Monaten anfallenden Einfuhrüberschüsse sind bedingt durch knappe hydrologische Verhältnisse und dem saisonalen Verbrauchsprofil.

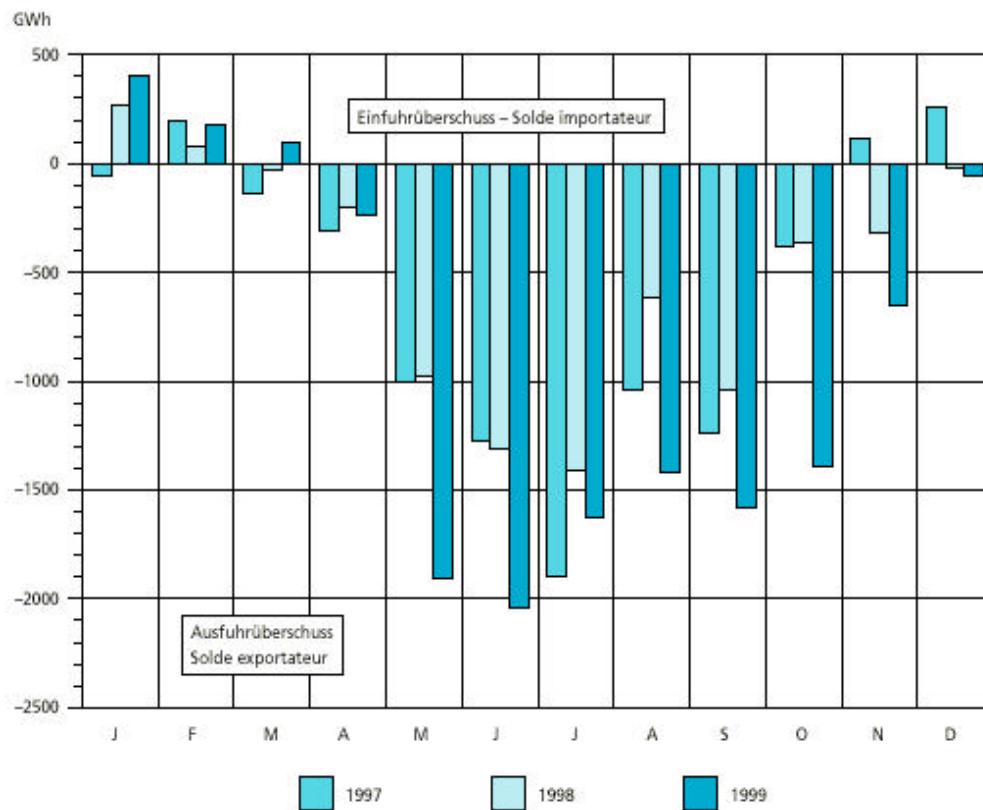


Abbildung 4-2: Strom-Import/Export 1997-1999⁷⁵

Tageszeitliche Ausprägungen des Strom-Aussenhandels

An den einzelnen Tagen der Wintermonate wird jedoch nach Möglichkeit in Schwachlastzeiten Bandenergie importiert und mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken unter Verlusten als potentielle Energie gespeichert, die dann in Spitzenlastzeiten auf Abruf bereit steht und sogar exportiert werden kann (Abbildung 4-3).

Wie man der Abbildung 4-3 entnehmen kann, wird versucht um 11:00 Uhr an Werktagen während des ganzen Jahres netto Elektrizität zu exportieren, auch im Winter. Mit einer preisbedingten Importoptimierung spart man wertvolles Wasser im Speicher, um zu geeigneteren Zeiten zu produzieren und zu exportieren. Zu betonen ist, dass es sich dabei um Netto-Exporte bzw. -Importe handelt, d.h. nicht alle umliegenden Länder importieren aus der Schweiz bzw. exportieren Strom in die Schweiz. Einzig Italien importiert zu beiden Tageszeiten während aller Monate aus der Schweiz, wobei der Energiefluss, limitiert durch die Kapazität der Transportleitungen nach Italien, Tag und Nacht im Bereich um 2'000 MW liegt. Dagegen liefert Frankreich fast zu allen Messzeiten des beobachteten Jahres Strom in die Schweiz, auch mittags. Auch Österreich ist Strom-Zulieferer für die Schweiz, aber auf bedeutend tieferem Niveau als Frankreich.

⁷⁵ Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1999.

Deutschland verhält sich dem schweizerischen Netto-Aussenhandel entsprechend, es bezieht mittags in der Regel Strom aus der Schweiz und liefert nachts in entgegengesetzter Richtung.

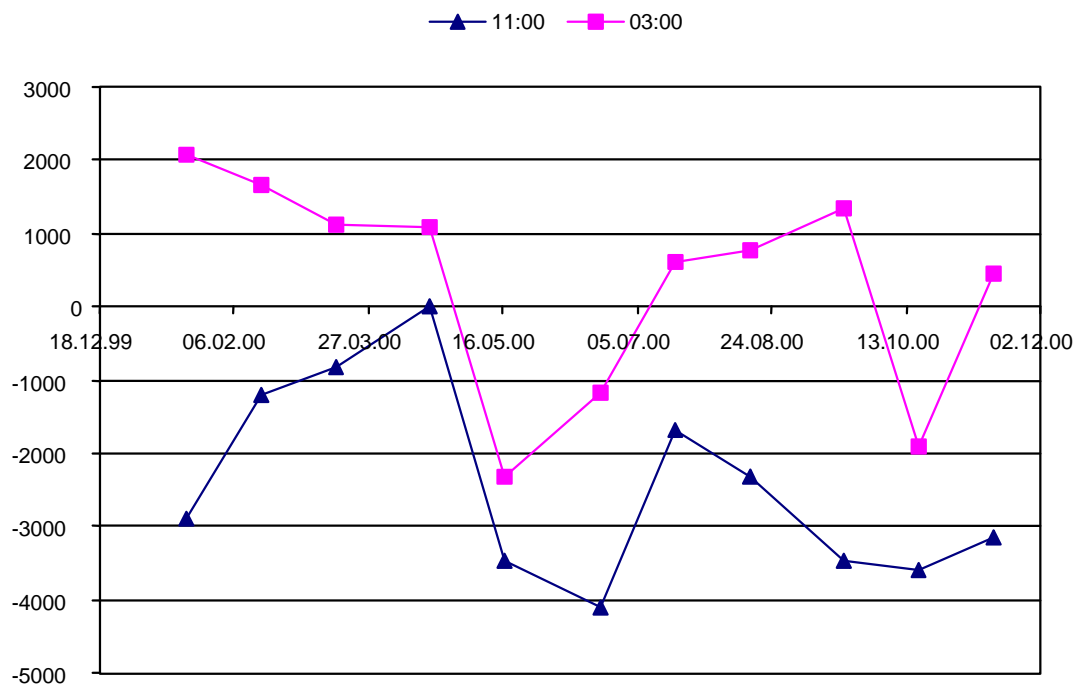


Abbildung 4-3: Leistung des Energieflusses in MW in die / aus der Schweiz für den dritten Mittwoch eines jeden Monats (ausser Dezember) des Jahres 2000. Aufgetragen ist der Energiefluss zwischen der Schweiz und den angrenzenden Ländern für jeden dritten Mittwoch eines jeden Monats im Jahr 2000 (ausser Dezember), einmal am 03:00 Uhr (Grundlast) und einmal um 11:00 (Spitzenlast). Ein negatives Vorzeichen bedeutet Ausfuhr, ein positives Einfuhr von Strom⁷⁶.

Handelsformen mit dem Ausland

Tabelle 4-2 weist auf verschiedene Handelsformen des Exports hin und auf ihre relative Wichtigkeit. Im Import werden neben dem unwichtigen Ausgleich im Verbund langfristige Bezugsverträge (61% im 1998) und kurzfristige Geschäfte (38% im 1998) unterschieden. Der Anteil der langfristigen Bezugsverträge an der Aus- und Einfuhr wird zunehmend geringer (53% im 1999). Weil auch die gegenseitige Verpflichtung zur Reservehaltung in diese Kategorie gehört, ist davon auszugehen, dass der Anteil der langfristigen Verträge noch weiter abnimmt. Zugleich nehmen die kurzfristigen Abmachungen und Tagesgeschäfte zu (46% im 1999). Es lässt sich also deutlich ein Wechsel von langfristigen Lieferverpflichtungen hin zu kurzfristigen Abmachungen erkennen.

⁷⁶ Daten stammen aus den einzelnen Monatsberichten der UCTE des Jahres 2000.

Tabelle 4-2: Typen von Exportgeschäften und Anteil am gesamten Elektrizitätsexport⁷⁷

Art des Exportgeschäftes	Anteil am gesamten Elektrizitätsexport in %					
	1994	1995	1996	1997	1998	1999
(1) Lieferverpflichtungen (Dauer ab 2 Jahren)	52	54	63	57	53	46
(2) Lieferungen in ausländische Versorgungsgebiete	6	6	6	6	5	4
(3) Partneranteile	4	4	4	4	3	3
(4) Ausgleichs im Verbund	1	1	1	1	1	1
(5) Abmachungen (Dauer unter 2 Jahren) und Tagesgeschäfte	37	35	26	32	38	46
Total %	100	100	100	100	100	100
GWh	34,566	36,219	34,431	37,409	43,373	47,293

Europäischer Vergleich

Was die Menge an exportierter Elektrizität betrifft, so liegen Frankreich (1999: 68 TWh), Deutschland (1999: 38 TWh) und die Schweiz (1999: 47 TWh) im europäischen Vergleich ganz weit vorne, alle anderen Länder weisen bedeutend geringere Ausfuhrmengen auf. Die Schweiz zählt jedoch auch zu den vier Ländern mit den bedeutendsten Importmengen (1999: 37 TWh), v.a. weil die eigene Erzeugungsmöglichkeit im Winter aufgrund der verschlechterten hydrologischen Bedingungen stark eingeschränkt ist. Bezüglich dem Ausfuhrüberschuss liegt die Schweiz hinter dem unangefochtenen Frankreich an zweiter Stelle und ist somit ein wichtiges Stromgeberland im Herzen Europas. Italien als klassisches Importland ist der Hauptabnehmer von Elektrizität aus der Schweiz. Auch im Winterhalbjahr, wenn in Schwachlastzeiten Strom aus Frankreich, Deutschland Österreich importiert wird, exportiert die Schweiz dennoch Elektrizität nach Italien.

4.2. Spitzen-, Frequenzhaltungs- und Spannungshaltungsenergie

Im schweizerischen Kraftwerkpark werden die verschiedenen Produktionstypen zeitlich sehr unterschiedlich beansprucht. Die Kern- und Laufkraftwerke werden sehr gleichmässig eingesetzt. Unterstützend wirken dabei noch die konventionell-thermischen Kraftwerke, deren Anteil jedoch sehr gering ist. Die eingesetzte Erzeugungsleistung der Speicherkraftwerke hingegen zeigt im Tagesverlauf sehr grosse Schwankungen. Diese Nutzung entspricht einerseits den technischen Möglichkeiten der einzelnen Kraftwerkstypen bezüglich Leistungsregelung, als auch der kostengünstigsten Bereitstellung der erforderlichen elektrischen Energie.

4.2.1. Spitzenenergie

Die Veränderungen der Elektrizitätsnachfrage sind einerseits in ihren zeitlichen und mengenmässigen Ausprägungen zu erfassen und andererseits gilt es auch die dazugehörigen Handelsplattformen zu beschreiben. Daraus können dann Folgerungen über die Möglichkeiten des schweizerischen Kraftwerkparks abgeleitet werden.

Schnell regulierbare Kraftwerke in Europa

Aufgrund von im Statistischen Jahrbuch 1999 der UCTE veröffentlichten Daten über den Bestand von konventionellen Wärmekraftwerksblöcken (≥ 10 MW) und von Wasserkraftwerken kann die Leistung der in Europa bestehenden schnell regulierbaren Kraftwerke geschätzt wer-

⁷⁷ Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1999.

den⁷⁸. Als schnell regulierbar gelten dabei nur Gasturbinen ohne Wärmekraftkoppelung, Speicherkraftwerke und reine/gemischte Pumpspeicherkraftwerke. Der Grossteil der in der UCTE vorhandenen schnell regulierbaren Kraftwerke sind auf die Länder Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich und die Schweiz aufgeteilt (Abbildung 4-4). Davon hält die Schweiz mit 10'000 MW etwa einen Achtel der in der UCTE insgesamt vorhandenen Leistung bereit. Nur Frankreich und Italien weisen eine höhere Leistung (ca. 15'000 MW) an schnell regulierbaren Kraftwerken als die Schweiz auf.

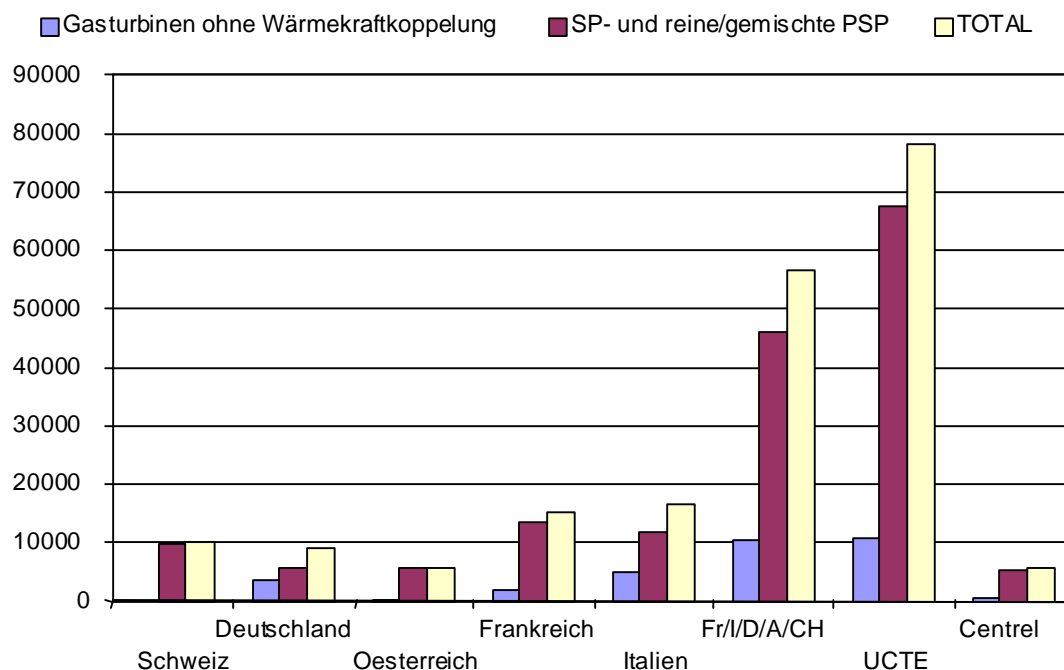


Abbildung 4-4: Max. mögl. Leistung in MW von schnell regulierbaren Kraftwerken in Europa⁷⁹

Netzbelastung in der Schweiz und verschiedenen Ländern der EU

In den folgenden Abbildungen sind die Netzbelastungsdiagramme der europäischen Länder dargestellt, jeweils für einen typischen Werktag im Sommerhalbjahr (Juli) in Abbildung 4-5 und auch im Winterhalbjahr (Januar) in Abbildung 4-6. Dargestellt ist jeweils die Elektrizitätsnachfrage in MW über den Tagesverlauf. Ganz allgemein lässt sich festhalten, dass sich die Nachfrage, sowohl Grund- als auch Spitzenlast, in Deutschland, Frankreich, Italien und Spanien in einem bedeutend höheren Leistungsbereich bewegt als in den restlichen europäischen Ländern.

Das Augenmerk richtet sich dabei wieder auf die Schweiz und ihre direkten Nachbarländer, deren Nachfragekurven sich in den folgenden Leistungsbereichen bewegen:

⁷⁸ Stand 31.12.1998.

⁷⁹ Nicht abgebildet ist Spanien, das auch eine Leistung von ca. 8000 MW an schnell regulierbaren Kraftwerken aufweist.

	Sommer	Winter
Deutschland	37-64 GW	49-71 GW
Frankreich	38-53 GW	51-68 GW
Italien	26-45 GW	26-46 GW
Österreich	3,6-6,5 GW	5,3-7,8 GW
Schweiz	4,5-7,1 GW	7-9 GW

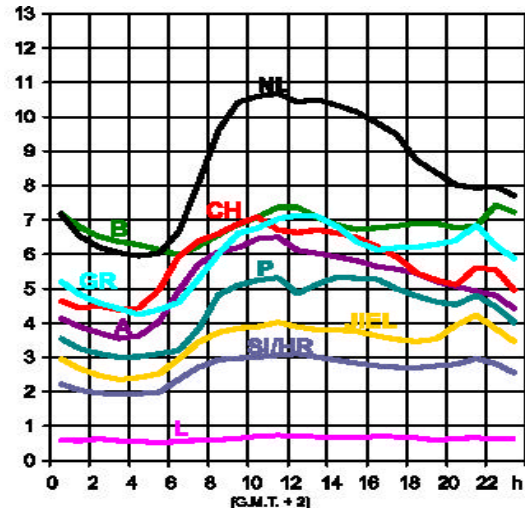
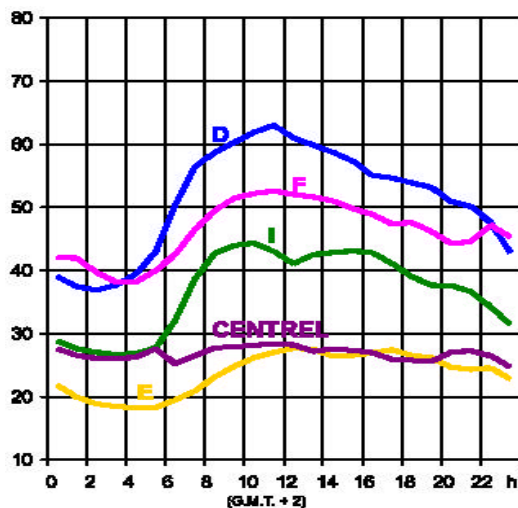


Abbildung 4-5: Netzbelastungsdiagramme in GW am 21.07.1999

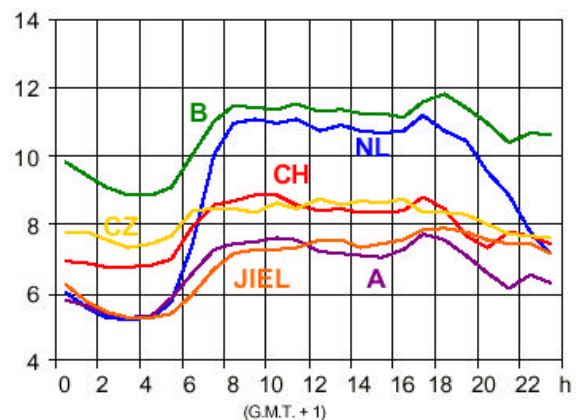
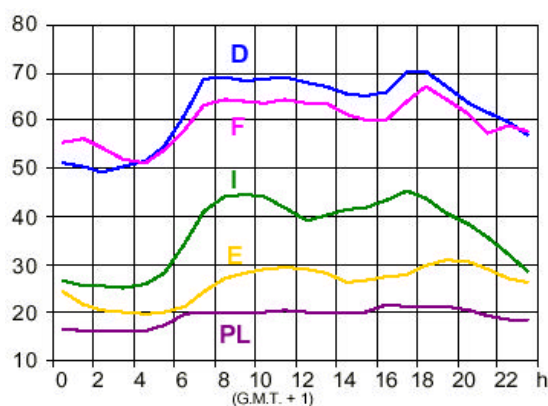


Abbildung 4-6: Netzbelastungsdiagramme in GW am 19.01.2000

Bei Betrachtung der vier Abbildungen fällt sofort auf, dass die Nachfrageverläufe von Deutschland und Frankreich, im Sommer wie auch im Winter, sehr ähnliche Ausprägungen aufweisen, dasselbe gilt auch für die Schweiz und Österreich. Italien dagegen weist einen abweichenden Tagesverlauf auf. Auffallend sind dabei die beiden ‚Peaks‘, einmal um die frühe Mittagszeit und einmal am späteren Nachmittag. Was den Vergleich bezüglich Spitzenlastzeiten angeht, so lässt sich den Abbildungen entnehmen, dass die Netzbelastungslinien in den 3 Ländern Deutschland, Frankreich und Österreich ungefähr denselben Tagesverlauf aufweisen, wie auch die der Schweiz. Es kann für diese Länder also von ungefähr derselben Anzahl Spitzenlaststunden pro Jahr ausgegangen werden wie für die Schweiz, also von ca. 300 Spitzenlaststunden im Sommer- und von ca. 800 Stunden im Winterhalbjahr (vgl. Tabelle 4-1). Nicht so jedoch für Italien. Es weist praktisch die gleiche Nachfragekurve im Sommer wie im Winter auf, vor allem was die Werte der Leistung anbelangt, ist keine Zunahme im Winter zu erkennen.

Lastfaktoren

Der Lastfaktor Lfn (Last Faktor netto) gibt Auskunft über die Relation von Spitzenlast P und Grundlast P_{\min} in einem Land. Dabei wird die Spitzenlast P als Höchstwert der Energienachfrage während eines Jahres in einem ganzen Land definiert und die Grundlast P_{\min} als diejenige Leistung, die während eines ganzen Jahres kontinuierlich zur Verfügung stehen muss damit die Jahresproduktion E zustande kommt.

$$Lfn = (E/8760h) / P = P_{\min} / P$$

wobei E = Jahresproduktion in GWh

P_{\min} = Grundlast in GW

P = Spitzenlast in GW

Die beiden europäischen Organisationen UNIPEDE⁸⁰ und EURELECTRIC⁸¹ haben 1998 Prognosen zur Entwicklung der Spitzenlast in den einzelnen europäischen Ländern bis zum Jahre 2010 erarbeitet. Abbildung 4-7 gibt die daraus errechneten Lastfaktoren für die Länder Österreich, Frankreich, Deutschland, Italien und die Schweiz wieder.

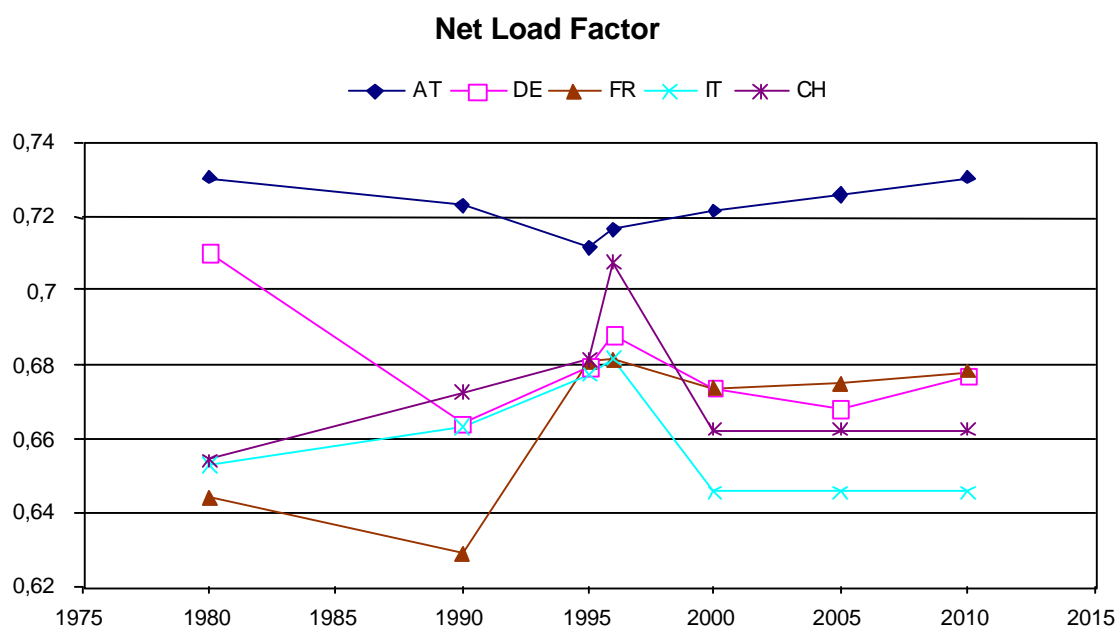


Abbildung 4-7: Prognose der Netto-Lastfaktoren für die Schweiz und ihre Grenznachbarn⁸²

Wie aus Abbildung 4-7 zu entnehmen ist, werden für die Entwicklung zwischen den Jahren 2000 und 2010 keine grossen Veränderungen prognostiziert, was im übrigen auch für alle restlichen, in der Abbildung nicht dargestellten europäischen Länder zutrifft. Für Österreich wird eine stetige, geringfügige Erhöhung der Lastfaktoren prognostiziert, was eine Annäherung der Spitzen- an die Grundlast bedeutet. Heute liegen die Lastfaktoren von Frankreich, Deutschland und der Schweiz sehr nahe beisammen, bei einem Wert um 0,67. Österreich hat den klar

⁸⁰ UNIPEDE: International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy (founded in 1925).

⁸¹ EURELECTRIC: The European grouping of electricity companies (founded 1989).

⁸² Daten aus EURPROG (26th ed.) 1998 Version.

höchsten Lastfaktor mit einem Wert von 0,73, während Italien mit gut 0,64 den kleinsten Lastfaktor aufweist. Die Lastfaktoren von Frankreich, Deutschland und der Schweiz liegen alle sehr nahe beieinander, d.h. das Verhältnis von Grund- zu Spitzenlast ist in diesen Ländern fast gleich. Zudem kann man im vorhergehenden Abschnitt sehen, dass in diesen Ländern auch das tageszeitliche Auftreten von Grund- und Spitzenlast übereinstimmt. Diese drei Länder gleichen sich folglich im Bezug auf die Ausprägungen der Spitzenlast in hohem Mass.

4.2.2. Frequenzhaltungsenergie

Die UCTE⁸³ koordiniert das westeuropäische Verbundnetz, durch welches alle Kraftwerksanlagen und Verbraucher untereinander verbunden sind. Aus physikalischen Gründen besteht eine permanente gegenseitige Beeinflussung unter den Verbundpartnern (grenzüberschreitende 220/380 kV-Übertragungsleitungen), was die Koordinierung in technischen Fragen unabdingbar macht. Damit stabile Rahmenbedingungen gewährleistet werden können, muss jeder Partner des Verbundes die Richtlinien und Regeln der UCTE genauestens befolgen. Von grundlegender Bedeutung sind dabei die 2 „goldenen“ Regeln⁸⁴:

1. In jedem Land des Verbundnetzes muss zu jedem Zeitpunkt das Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Nachfrage gewährleistet sein, im Normalbetriebszustand wie auch bei einer schwerwiegenden Störung.
2. Die Austauschverpflichtungen eines jeden Verbundpartners an den Grenzen der Verbundbereiche müssen erfüllt werden.

Um ein Zusammenspiel aller Kraftwerksanlagen zu garantieren muss die Netzfrequenz in einem engen Streubereich von 50 Hz \pm 50 mHz konstant gehalten werden, was dem definierten Sollzustand entspricht. Falls die Produktion den Verbrauch nicht zu decken vermag, sinkt die Frequenz. Andererseits steigt die Frequenz, wenn mehr Elektrizität produziert wird als die Verbraucher beziehen. Bereits kleine Abweichungen dieses Gleichgewichtes zwischen Produktion und Verbrauch und die damit verbundene Änderung der Netzfrequenz können ohne Eingreifen des Netzbetreibers zu Versorgungsstörungen oder sogar einem Netzzusammenbruch führen. Zur Sicherstellung dieses Gleichgewichts ist eine bestimmte Erzeugungsleistung als Reserve vorzuhalten.

Primärregelung (Sekundenreserve)

Die Primärregelreserve wird auf der Ebene des europäischen Verbundnetzes geregelt. Vorgegeben wird eine Reserve von 3000 MW, was einem Ausfall von 2 grossen Kernkraftwerkseinheiten entspricht. Diese wird im Verhältnis des Verbrauchs des jeweiligen Mitgliedslandes auf alle Mitglieder der UCTE aufgeteilt. Im Falle der Schweiz beträgt diese ca. 90 MW. Die Primärregelung erfolgt durch alle Produktionsanlagen, unabhängig vom Ort der Entstehung des Ungleichgewichts. Diese Reserve muss innerhalb von max. 30 Sekunden mobilisiert werden können. Dies erfordert von den Kraftwerken eine sehr schnelle Regulierung ihrer Produktionsleistung, was nur von Speicher- und Gasturbinenkraftwerken ohne grosse finanzielle Verluste zu bewerkstelligen ist.

Sekundär- und Tertiärregelung

Im Zentrum der Sekundärregelung steht die Regelzone, die für das Ausgleichen eines Ungleichgewichts verantwortlich ist. Es ist die Aufgabe von definierten Kraftwerken der betroffenen Re-

⁸³ UCTE: Union pour la coordination du transport de l'électricité (B, BIH, D, L, E, NL, F, A, GR, P, I, CH, SLO, CZ, HR, H, YU, PL, FYROM, SK; siehe auch www.ucte.org).

⁸⁴ Vgl.: www.ucte.org.

gelzone die Frequenz wieder auf 50 Hz zu korrigieren. In der Schweiz sind die Regelzonen identisch mit den Versorgungsgebieten der Überlandwerke (ATEL, BKW, CKW, EGL, EOS, EWZ, NOK).

Zeitlich gesehen folgt der Vorgang der Sekundärregelung auf die Primärregelung, d.h. er beginnt spätestens 30 Sekunden nach der Entstehung des Ungleichgewichtes und sollte nach 15 Minuten seine volle Wirkung erreicht haben. Dabei muss nicht nur die Netzfrequenz auf 50 Hz korrigiert werden, sondern auch die vereinbarten Stromaustausch-Programme mit allen benachbarten Regelzonen sichergestellt werden. Auf die Sekundärregelung folgt nach spätestens 15 Minuten die Tertiärregelung, die sogenannte Minutenreserve. Sie kann durch Leistungsverteilung der an der Sekundärregelung beteiligten Maschinen, durch Zuschalten von stillstehenden Kraftwerken oder Abschalten von Lasten, sowohl durch Veränderung der Austauschprogramme zwischen Regelzonen erfolgen. Die Wiederherstellung eines ausreichenden Sekundärregelbandes ist die Hauptaufgabe der Tertiärregelung.

Netzbetrieb in der Schweiz

Im Dezember 1999 haben die 6 schweizerischen Verbundunternehmen und das EWZ, als bisherige Betreiber des Hochspannungsübertragungsnetzes, die unabhängige Aktiengesellschaft ETRANS gegründet. Deren Gründung stellt eine wichtige Voraussetzung für einen zukünftigen liberalisierten Strommarkt dar, in welchem eine Trennung zwischen dem faktischen Monopol Stromnetz und dem Energiegeschäft gefordert wird. Die neue ETRANS hat die Infrastruktur der EGL übernommen, welche bisher den Grossteil der nun der ETRANS übertragenen Aufgaben erfüllt hatte und sich in Zukunft auf ihr Kerngeschäft, den Handel, konzentrieren wird⁸⁵. Seit dem 1. Januar 2000 ist also die ETRANS die Koordinationsstelle zwischen den Überlandwerken und zugleich Bindeglied zur UCTE. Eine ihrer Hauptaufgaben ist die von der UCTE vorgeschriebenen Richtlinien der Primär- und Sekundärregelung in der Schweiz umzusetzen, also die Überwachung des schweizerischen 220/380 kV – Übertragungsnetzes, die permanente Beobachtung der grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen und die Koordinierung der Lastaustauschfahrpläne mit den umliegenden Ländern. Zu ihrem Kerngeschäft gehören auch verschiedene Dienstleistungen für die UCTE, unter anderem das Erstellen der Verbundabrechnung Block Süd⁸⁶.

Im Rahmen der Überwachung des Hochspannungsnetzes in der Schweiz werden auch alle Lastflüsse genauestens registriert, die jede Regelzone mit den ihr angrenzenden Regelzonen austauscht. Die Bilanz dieser physikalischen Flüsse wird für jede Woche errechnet und mit den unter den Überlandwerken ausgehandelten vertraglichen Flüssen verglichen, wodurch der ungewollte Austausch unter den Regelzonen bestimmt werden kann. Die Differenzen zwischen physikalischen und vertraglichen Flüssen werden in der darauffolgenden Woche kompensiert, d.h. durch entsprechenden Austausch an Elektrizität ausgeglichen. Dabei existieren vier Tarifzeiten/Zeitzone (Hoch- und Niedertarif, sowie Spitze 1 und 2), wobei die Kompensation in der gleichen Tarifzeit stattfindet, in welcher der ungewollte Austausch erfolgte. Dieser Vorgang ist Teil der von der UCTE vorgeschriebenen Sekundärregelung.

Die Primär- und Sekundärregelung in der Schweiz wird vor allem mit Hilfe von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken bewerkstelligt. Je nach vorherrschender Netzfrequenz wird die Produktion gewisser Kraftwerke innert Sekunden reguliert und der Frequenz-Sollwert von 50 Hz wieder hergestellt. Diese Leistungen der einzelnen Kraftwerke werden heute noch nicht finanziell abgegolten, sondern im Sinne einer allen Akteuren dienenden Systemsicherheit vorausgesetzt und erwartet. Aufgabe der ETRANS ist es nun diese Leistungen unter den 6 Verbundunternehmen und dem EWZ zu koordinieren, was heute einer sehr schwierigen Aufgabe gleich-

⁸⁵ Etrans AG, Technische und betriebliche Organisation des Marktplatzes Schweiz, 2001.

⁸⁶ Permanente Beobachtung und Bestimmung der Lastflüsse (Exporte/Importe) unter den Verbundländern des Blockes Süd: Frankreich, Italien, Spanien, Portugal, Slowenien, Kroatien, Bosnien-Herzegowina und Schweiz.

kommt, weil sie die Erbringung dieser Leistungen nur erbitten, jedoch nicht fordern kann. Im Fall einer vollzogenen Strommarktliberalisierung würde sich die Situation grundlegend ändern. Die ETRANS, als unabhängige Netzbetreibergesellschaft, würde den Erzeugern diese Zusatzleistungen für die Systemregelung (ancillary services) vergüten und ihrerseits die Kosten, die sie für den Netzbetrieb hat, auf die Nutzer ihres Übertragungsnetzes abwälzen. Es wird folglich davon ausgegangen, dass sich im Zuge einer Liberalisierung auch in der Schweiz ein Markt für Regulierungsenergie bilden wird, wie dies in bereits liberalisierten Strommärkten (England/Wales und Skandinavien und neu Deutschland) der Fall ist. In einem liberalisierten Markt erzielt Regulierungsenergie in der Regel einen höheren Preis als Bandenergie und könnte deshalb für Wasserkraftwerke von Interesse sein, um ihre ertragseitige Situation zu verbessern. Von Bedeutung ist dabei auch das Tageslastprofil. Während der Höchstlastzeiten benötigte Regulierungsenergie wird einen noch höheren Erlös erzielen können, da die Verfügbarkeit von Regelleistung aufgrund der gleichzeitigen Spitzenlastdeckung vermindert ist (ev. interessant für Speicherkraftwerke). Dieser Markt wird mengenmässig jedoch von untergeordneter Bedeutung sein, also keinen grossen Absatz bieten. Die UCTE benötigt heute ca. 1,5% ihres Energieverbrauchs für die Primärregelung und ca. 3-5% für die Sekundärregelung⁸⁷, also rund 25 TWh bzw. 51-85 TWh. Die benötigte Reserveleistung für alle Systemdienstleistungen innerhalb der UCTE beträgt ca. 24 GW, was auf die Höchstlast bezogen ca. 8-9% darstellt⁸⁸. Diese Regulierungsleistung, eine technisch-physikalische Notwendigkeit, wird jedoch an verschiedensten Punkten des europäischen Verbundnetzes benötigt und muss deshalb bedingt lokal erzeugt werden, kann also z.B. nicht von der Schweiz alleine für die ganze UCTE angeboten werden. Der Markt für Regulierungsenergie wird sich demzufolge weiterhin im nationalen Rahmen abspielen. Dies wird unter anderem auch dadurch verdeutlicht, dass heute die RWE Net⁸⁹, verantwortlich für die Netzregulierung der grössten Regelzone in Deutschland und die Verbundabrechnung des Blockes Nord⁹⁰, keine Regulierungsenergie von schweizerischen Speicherkraftwerken bezieht. Aufgrund der technischen Rahmenbedingungen, die für einen Regulierungsenergiemarkt erforderlich sind, wird es noch einige Jahre dauern, bis sich ein solcher Markt in der Schweiz bzw. in der UCTE entwickeln wird.

4.2.3. Spannungshaltungsenergie

Der Betreiber des Übertragungsnetzes ist auch dafür verantwortlich, dass die Betriebsspannung in den einzelnen Netzknoten in definierten Bereichen gehalten wird. Dazu muss die Blindleistungsbilanz in den einzelnen Netzknoten ausgeglichen werden, denn Blindleistung wird von allen Elementen des Netzes (Generatoren, Transformatoren, Leitungen) je nach Betriebszustand erzeugt oder verbraucht, was die Netzspannung anhebt bzw. absenkt. Die Erzeugung bzw. Aufnahme von Blindleistung zur Spannungshaltung muss möglichst nahe am Ort des Verbrauches erfolgen. Da sich Blindleistung nur über ca. 100-200 km übertragen lässt, ist die Spannungshaltung eine Aufgabe die regional, innerhalb der betreffenden Netzbereiche ausgeglichen werden muss. Die Speicherkraftwerke befinden sich aber in eher abgelegenen Regionen des Wallis, Tessin und Graubünden, wobei sich die Verbrauchszentren im Mittelland befinden. Wie bei der Regelleistung zur Frequenzhaltung auch, werden diese Leistungen der Erzeuger noch nicht finanziell abgegolten. Es ist möglicherweise zu erwarten, dass sich nach erfolgtem Unbundling im Zuge der Strommarktliberalisierung ein entsprechender Blindleistungsmarkt entwickeln könnte. Dieser wird aber vor allem für lokale Regelzonen von Bedeutung sein und mengenmässig keinen grossen Absatzmarkt für spezielle Kraftwerksbranchen darstellen.

⁸⁷ Interview mit Phillipe Huber, Sonderbeauftragter Verbundbetrieb ETRANS und Dr. Marco Bigatto, Projektleiter Netzbetrieb ETRANS.

⁸⁸ UCTE, „Leistungsbilanz im UCTE-Verbundbetrieb/Vorschau 2001-2003“, Oktober 2000.

⁸⁹ www.rwenet.com.

⁹⁰ UCTE Nord: Teile Dänemarks, Belgien, Holland, Deutschland, Österreich, Polen, Slowakei, Tschechien und Ungarn.

4.3. Heutiger Einsatz der Speicherkraftwerke

Der ganze Speicherkraftwerkspark umfasst ~~ca.~~ 124 Kraftwerke mit einer maximal möglichen Leistung ab 300kW und verfügt über eine maximal mögliche kumulierte Leistung von 9,849 MW. Mit diesem Leistungspotenzial wird im Durchschnitt pro Jahr 18,555 GWh elektrische Energie erzeugt⁹¹.

In der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik wird die jährlich schwankende Erzeugungsmöglichkeit in Beziehung gesetzt zum langjährigen Mittel bei aktuellem Ausbaustand der Wasserkraftanlagen. Dieser Index der Erzeugungsmöglichkeit lag 1998/99 bei 1.18, d. h. die tatsächliche Erzeugung lag fast 20% über dem langjährigen Mittel. Ein Vergleich der Indizes der letzten 40 Jahre zeigt Schwankungen im hydrologischen Winterhalbjahr von $\pm 20\%$ und von $\pm 30\%$ im hydrologischen Sommerhalbjahr⁹².

Die wichtigsten Angaben zu den verschiedenen Kraftwerkstypen wie Speicher (SP)-, Pumpspeicher (PSP)- und Umwälzwerke (U) sind in Tabelle 4-3 zusammengefasst. Aufgeführt ist die kumulierte Leistung und mittlere Produktionserwartung aller Zentralen eines bestimmten Typs von Kraftwerk, sowie die Durchschnittswerte für Betriebsstunden und das Verhältnis von der Leistung der installierten Pumpen zu den installierten Turbinen.

Die Heterogenität unter den Zentralen der einzelnen Kraftwerksgruppen ist jedoch beträchtlich. Dies widerspiegelt sich vor allem in den Daten zu den Betriebsstunden. Sie beziehen sich auf einen optimalen Betrieb, d.h. mit maximal möglicher Leistung ab Generator, im Winter wie auch im Sommer. Man würde deshalb annehmen, dass zur Erzeugung einer geringeren Energiemenge im Sommerhalbjahr (im Vergleich zum Winterhalbjahr), bei gleicher Leistung, auch weniger Betriebsstunden der Turbinen nötig sind. Dies ist nicht so für Speicherkraftwerke (Tabelle 4-3). Die Erklärung liegt in der angesprochenen Heterogenität der Kraftwerke bezüglich ihren Kapazitäten. Bei der Gruppe der Speicherkraftwerke sind im Sommer vorwiegend leistungsschwächere Kraftwerke an vielen Stunden jeden Tages in Betrieb, während im Winterhalbjahr die Kraftwerke mit überdurchschnittlichen Leistungen ihre Elektrizität produzieren.

⁹¹ Zahlen basierend auf Bundesamt für Wasser und Geologie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz WASTA, Stand 2000.

⁹² Vgl.: Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1999, Tabelle 12, Seite 16.

Tabelle 4-3: Zusammenfassung der Betriebsdaten der verschiedenen Kraftwerkstypen

	Zentralen von Speicherkraftwerken	Zentralen von Pumpspeicherkraftwerken	Zentralen von Umwälzwerken
Anzahl (>300kW)	103	19	2
Max. mögl. Leistung ab Generator (MW)	8037	1496	316
Mit. Prod. Erwartung in (GWh)			
Jahr	16'799	1'756	nV ⁹³
Winterhalbjahr	8'546	1'187	nV
Sommerhalbjahr	8'253	569	nV
Installierte Pumpenleistung (MW)	338	990	363
Verhältnis von installierter Pump- leistung zu max. mögl. Turbinen- leistung ⁹⁴	0,04	0,66	1,15
Betriebsstunden der Turbinen ⁹⁵			
Jahr	2'628	1'438	-
Winterhalbjahr	1'198	1'073	-
Sommerhalbjahr	1'430	365	-
Betriebsstunden der Pumpen ⁵			
Jahr	1'460	500	-
Winterhalbjahr	200	47	-
Sommerhalbjahr	1'260	453	-

Verfügbarkeit der kumulierten Leistung

Die im vorhergehenden Abschnitt schon angesprochene Heterogenität der verschiedenen Zentralen muss berücksichtigt werden, wenn man von einer bestimmten Gruppe von Wasserkraftwerken ausgeht, z.B. die Gruppe der schweizerischen Pumpspeicherkraftwerke. Die in Tabelle 4-3 angegebenen Werte bezüglich kumulierter Leistung entsprechen dem maximal zu erreichenden Wert, interessanter ist es jedoch zu wissen, ob überhaupt und wie lange diese Leistung innerhalb eines Jahres erreicht werden kann. In den folgenden Abbildungen 4-8 und 4-9 wird jeweils für die Gruppe eines Wasserkraftwerktyps die Verfügbarkeit der kumulierten Leistung für die beiden Halbjahre dargestellt. Die Verfügbarkeit wird dabei auf Betriebsstunden pro Werktag innerhalb des jeweiligen Halbjahres umgerechnet⁹⁶. Diese Zeitskala wird so gewählt, damit ein Vergleich mit Spitzenlaststunden möglich ist, an Wochenenden werden in der Schweiz nämlich keine Spitzenlasten nachgefragt. Ausgehend von den Spitzenlastzeiten in Tabelle 4-1 kann man ausrechnen, dass Spitzenlasten im Winterhalbjahr durchschnittlich an 6,4 Stunden pro Werktag auftreten, im Sommerhalbjahr an 2,3 Stunden pro Werktag.

Abbildung 4-8 zeigt die Verfügbarkeit der kumulierten max. mögl. Leistung der Pumpspeicherkraftwerke, Abbildung 4-9 diejenige der Speicherkraftwerke. Bei beiden Kraftwerksgruppen

⁹³ nicht Verfügbar da stark schwankend.

⁹⁴ Die installierte Turbinenleistung ist zu unterscheiden von der max. möglichen Leistung ab Generator. Die installierte Turbinenleistung beträgt kumuliert 8550 MW für SP, 1572 MW für PSP und 353 MW für U.

⁹⁵ Die hier aufgeführten Betriebsstunden der Turbinen als auch der Pumpen für jeden Kraftwerkstyp errechnen sich aus dem Durchschnitt der einzelnen Werte von den Zentralen des entsprechenden Typs. Sie sind also nicht auf der Basis der Summe aller Zentralen errechnet worden.

⁹⁶ Das Winterhalbjahr entspricht dabei 182 Tagen, das Sommerhalbjahr 183 Tagen, also je etwa 26 Wochen, was etwa 130 Werktagen entspricht.

lässt sich eine Ausrichtung auf Spitzenlastzeiten erkennen. Über ein ganzes Halbjahr betrachtet, erreicht die kumulierte Leistung nur an wenigen Stunden pro Werktag hohe Werte.

Auffallend bei der Gruppe der Pumpspeicherkraftwerke ist die flach ansteigende Kurve der kumulierten Leistung im Winterhalbjahr. Das bedeutet, dass diese Gruppe im nachfragestärkeren Halbjahr nicht so gut auf die Spitzenlast ausgerichtet ist, dasselbe lässt sich auch in schwächerem Mass für das Sommerhalbjahr feststellen. In beiden Halbjahren ist nur ein Bruchteil der maximalen kumulierten Leistung über die ganze Spitzenlastzeit verfügbar, 53% im Winter und 66% im Sommer. Im Winterhalbjahr ist die totale max. mögl. Leistung der Pumpspeicherkraftwerke nur an 1 Stunde pro Werktag einsetzbar; im Sommerhalbjahr wird die max. mögl. Leistung gar nie erreicht. Das bedeutet, dass es Pumpspeicherkraftwerke gibt, die im Sommerhalbjahr vor allem für die saisonale Umlagerung der Erzeugung in das Winterhalbjahr zuständig sind; sie pumpen im Sommer und turbinieren im Winter.

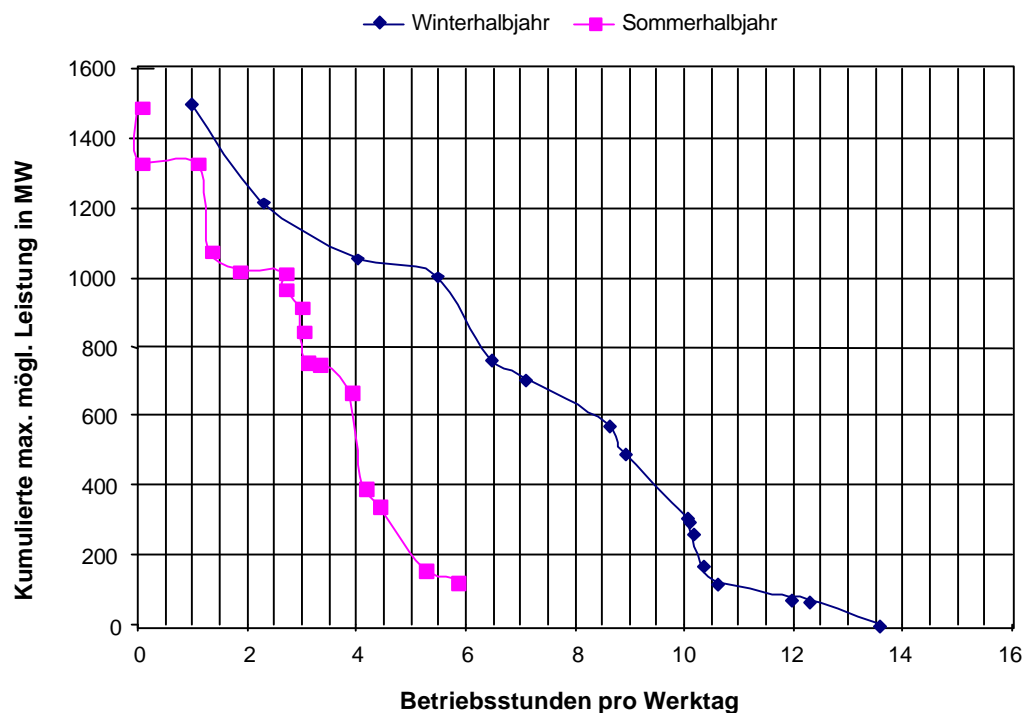


Abbildung 4-8: Verfügbarkeit der kumulierten max. mögl. Leistung in MW aller Pumpspeicherkraftwerke

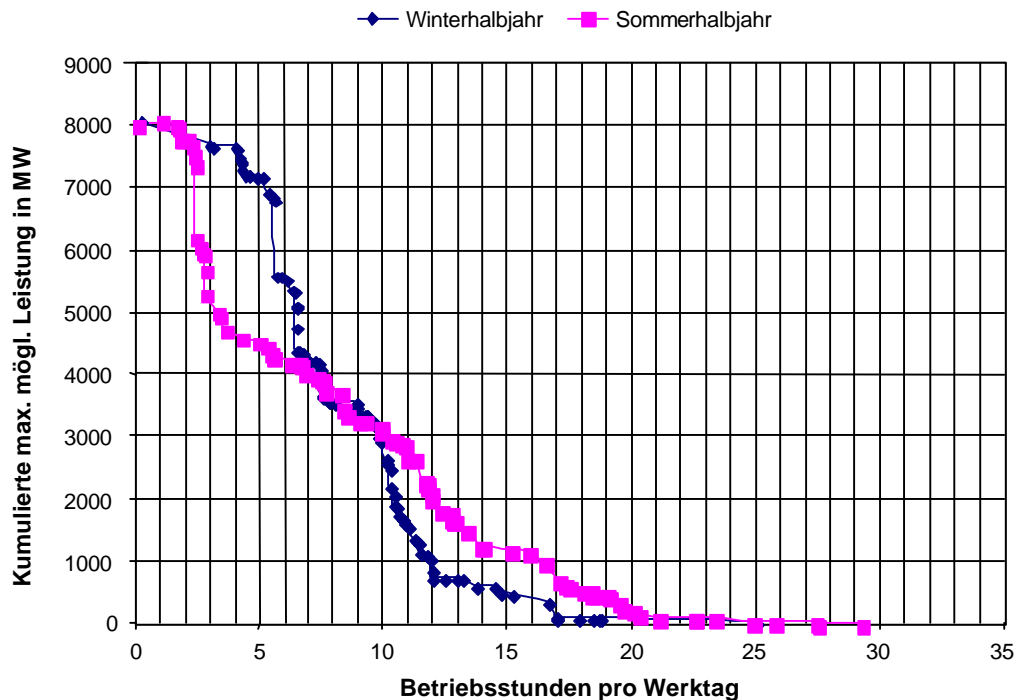


Abbildung 4-9: Verfügbarkeit der kumulierten max. mögl. Leistung in MW aller Speicherkraftwerke

Der Vergleich mit der Verfügbarkeit der kumulierten Leistung der Speicherkraftwerke in Abbildung 4-9, macht deutlich, dass diese in beiden Halbjahren steilere Kurven aufweisen (v.a. im Winterhalbjahr), ihre Erzeugung insgesamt also besser auf die Spitzennachfrage ausgerichtet haben. Im Winterhalbjahr sind 69% der totalen kumulierten max. mögl. Leistung über alle Spitzenlaststunden verfügbar, im Sommerhalbjahr sogar 98%. Auffallend ist in beiden Halbjahren der starke Anstieg der verfügbaren kumulativen Leistung im Bereich der Spitzenlastzeiten, d.h. bei 2,3 Stunden pro Werktag im Sommer und 6,4 Stunden im Winter. Im Bereich von 2-3 Stunden Verfügbarkeit pro Werktag im Sommer und 5,5-6,5 Stunden im Winter ist sogar sprunghafte Zunahme der kumulierten Leistung um 2500 MW auszumachen. Zudem steht in beiden Halbjahren die totale max. mögl. Leistung über eine gewisse Dauer pro Werktag zur Verfügung, im Sommer etwa für 1 Stunde und im Winter für ungefähr eine halbe Stunde. Die Gruppe der Speicherkraftwerke der Schweiz ist klar auf die Deckung der von den Verbrauchern nachgefragten Spitzenlast ausgerichtet. Sie übernimmt aber auch einen grossen Teil der Mittellast, wobei wenige leistungsschwache Kraftwerke sogar (fast) im Grundlastbereich produzieren.

Aufgrund des leistungs- und produktionsmässigen Übergewichts der Speicherkraft zur Pumpspeicherkraft, weist die gesamte, über Speicher verfügbare Wasserkraft die gleichen Charakteristiken bezüglich Verfügbarkeit der kumulierten Leistung auf wie die Gruppe der Speicherkraftwerke.

Tabelle 4-4 fasst die erreichten kumulierten, über die ganze Spitzenlast verfügbaren Leistungen der unterschiedlichen Gruppen nochmals zusammen. Die erreichte kumulierte Leistung wird in Prozent der maximal möglichen Leistung angegeben.

Tabelle 4-4: Erreichte kumulierte max. mögl. Leistung in Spitzenlastzeiten in % der totalen max. möglichen Leistung

	Winterhalbjahr	Sommerhalbjahr
Pumpspeicherkraftwerke	53 % (800 MW)	66 % (1000 MW)
Speicherkraftwerke	69 % (5500 MW)	98 % (7800 MW)
Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke	65 % (6300 MW)	93 % (8800 MW)

Zusammenfassend kann folgendes festgestellt werden:

- Die über Speichermöglichkeiten verfügende Wasserkraft der Schweiz ist in ihrer Gesamtheit klar auf die Deckung der Spitzenlast ausgerichtet. Es wird versucht während der ganzen Spitzenlastzeit im Sommer, wie im Winterhalbjahr eine möglichst hohe kumulierte max. mögl. Leistung zu Verfügung zu haben
- Im Winterhalbjahr ist diese Ausrichtung auf Spitzenlast stärker als im Sommerhalbjahr.
- Im Sommerhalbjahr ist jedoch ein bedeutend höherer Prozentsatz der totalen kumulierten Leistung über die ganze Spitzenlastzeit verfügbar. Dazu ist zu bemerken, dass das Band der Spitzenlastzeiten im Sommer mit 2,3 Stunden wesentlich schmaler ist als im Winter mit 6.4 Stunden.
- Die Pumpspeicherkraftwerke sind im Vergleich zu den Speicherkraftwerken weniger auf die Spitzenlast ausgerichtet. Sie sind im allgemeinen auf eine niedrigere Leistung ausgebaut als die Speicherkraftwerke.

Die für die Gesamtheit der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke beobachtete Ausrichtung auf Spitzenlastzeiten ist im Einzelfall nicht immer zu erkennen.

Spitzenstrom-Koeffizienten der einzelnen Zentralen

Eine weitere Kenngrösse zum Vergleich von Kraftwerken stellt der Spitzenenergie-Quotient dar. Ausgehend von den Spitzenlastzeiten in Tabelle 4-1 kann somit der Grad der Produktionsanpassung an den Spitzenenergiebedarf und damit die Verlagerung der Produktion auf kommerziell interessante Spitzenlastzeiten aufgezeigt werden. Der Spitzenenergie-Quotient entspricht der maximal möglichen Leistung ab Generator multipliziert mit der Anzahl Spitzenlaststunden des Halbjahres, dividiert durch die mittlere Produktionserwartung des entsprechenden Halbjahres⁹⁷.

$$SQ_{\text{Wint/Som}} = \frac{\text{Max. mögl. Leist. ab G. in MW} \times \text{Spitzenlaststunden des Halbjahres}}{\text{Mittlere Produktionserwartung des Halbjahres}}$$

Ein Spitzenenergie-Quotient von 1 bedeutet, dass bei einem Betrieb mit maximal möglicher Leistung die ganze Erzeugung einer Anlage auf die Spitzenlastzeiten konzentrierbar ist. Damit wäre die optimale ertragsseitige Situation erreicht. Ein Wert von unter 1 weist auf eine Produktion hin, die über die Spitzenlastzeiten hinausgeht, also auch in Mittellastzeiten Elektrizität erzeugt. Diese Kraftwerke besitzen eine zu geringe Leistung, als dass sie ihre Gesamtproduktion vollständig in Spitzenlastzeiten generieren könnten. Umgekehrt deutet ein Wert von über 1 auf ei-

⁹⁷ Bundesamt für Wasserwirtschaft, Studienbericht Nr. 6, Gesamtbeurteilung der Pumpspeicherung.

ne Überdimensionierung der Leistung im Vergleich zum Speichervermögen hin, wobei hier zu sagen ist, dass wenigstens die gesamte Produktion in Spitzenlastzeiten stattfindet.

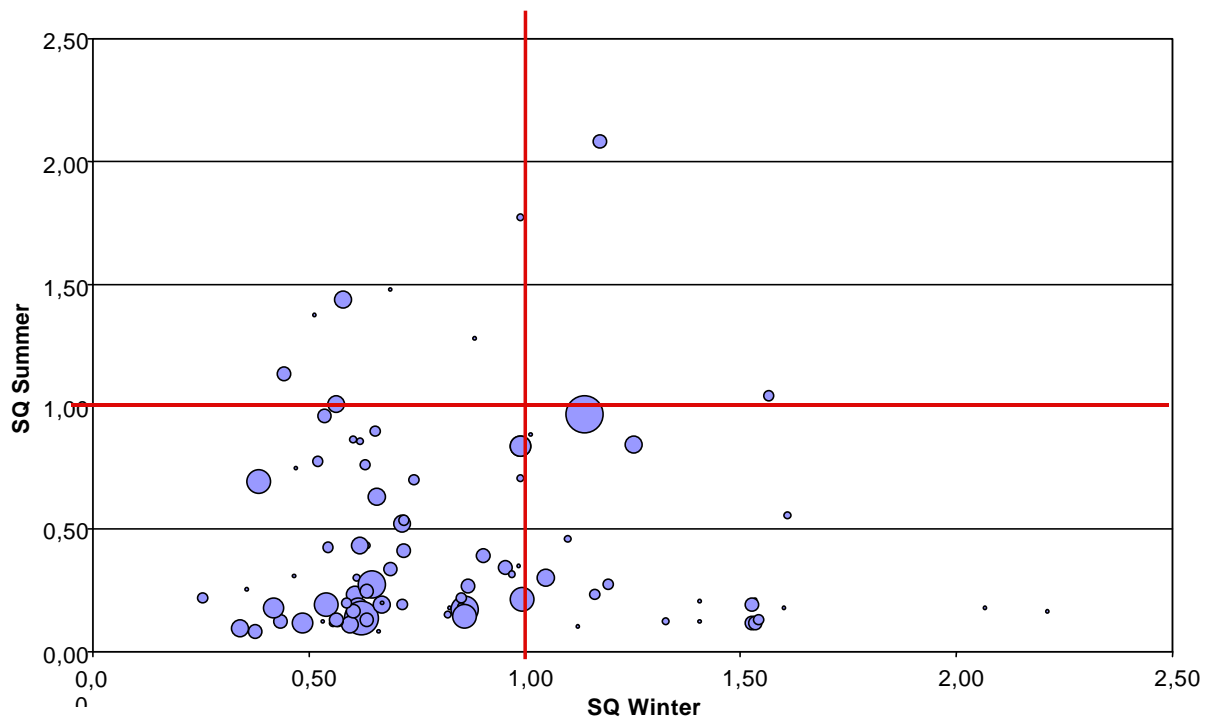


Abbildung 4-10: Saisonale Spitzenenergie-Quotienten von schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken

Aufgrund der hydrologischen Schwankungen ist die tatsächliche Produktionserwartung jedoch auch von Jahr zu Jahr unterschiedlich. Daraus folgt, dass die oben gemachten Aussagen nur für Kraftwerke mit Quotienten für das Sommerhalbjahr von 1 ± 0.12 und für das Winterhalbjahr von 1 ± 0.1 mit Bestimmtheit zutreffen.

Abbildung 4-10 enthält die Spitzenstrom-Koeffizienten der einzelnen Zentralen von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke der Schweiz. Auf der X-Achse sind wiederum die SQ des Winterhalbjahres aufgetragen, während die Y-Achse die SQ des entsprechenden Sommerhalbjahres wiedergibt. Die grössen der Blasen entspricht der mittleren Produktionserwartung der jeweiligen Zentralen für das ganze Jahr.

Die grosse Mehrheit der Zentralen weist für beide Halbjahre Spitzenstrom-Koeffizienten unter 1 auf, wobei sie im Sommerhalbjahr im Durchschnitt noch ein bisschen tiefer liegen als im Winterhalbjahr, nämlich unter 0,5. Diese Berechnungen beziehen sich auf Spitzenzeiten von 295 Stunden im Sommer und 826 Stunden im Winter, also relativ breite Spitzenlasten. Nur ganz wenige Zentralen weisen für beide Halbjahre SQ im Bereich von 1 auf und sind auf die alleinige Erzeugung von Spitzenstrom ausgelegt. Diejenigen Zentralen, welche durch Werte von über 1 charakterisiert sind, produzieren ausschliesslich in Spitzenzeiten. Dazu sind sie jedoch nur während eines Bruchteils der ganzen Spitzenlast in der Lage, sie verfügen folglich über zu geringe Wassermengen, also zu geringe Speicher.

Hinsichtlich der Ausrichtung der Erzeugung auf Spitzenlastzeiten, ist eine Diskrepanz zwischen der Gesamtheit der Kraftwerke und den einzelnen Zentralen erkennbar. Der Vergleich zwischen der verfügbaren kumulativen Leistung und den Spitzenstrom-Koeffizienten bringt dies gut zum Ausdruck. Die einzelnen Zentralen sind nicht optimal auf Spitzenlastzeiten ausgerichtet, doch in der Gesamtheit ist eine sehr gute Ausrichtung auf eben diese Zeiten gegeben. Die Erklärung liegt sowohl in der bisherigen Struktur der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft als auch in

den von Ort zu Ort unterschiedlichen physikalischen Verhältnissen für die Wasserkraftnutzung. Oberstes Ziel war bisher immer die vollständige Versorgungssicherheit der Absatzgebiete zu gewährleisten, d.h. genügend Kapazitäten zu besitzen, um jederzeit die Nachfrage decken zu können. Dies hat dazu geführt, dass ein in der Gesamtheit sehr gut funktionierender Kraftwerkpark entstanden ist, der auf die Erbringung dieses Oberziels ausgerichtet ist, dazu gehört die sichere Deckung der Spitzenlast, aber eben auch die der Mittellast. Die einzelnen Zentralen stellen sich entsprechend ihrer örtlichen, physikalischen Gegebenheiten in den Dienst der Gemeinschaft und versuchen nicht einfach ihre eigene betriebswirtschaftliche Maximierung zu erreichen. Viele Zentralen weisen deshalb schlechte Spitzenstrom-Koeffizienten auf, d.h. sie haben entweder eine zu geringe Leistung, um ihre ganze mittlere Produktionserwartung in Spitzenlastzeiten zu verlegen oder, seltener, sie verfügen über zu geringe Speicherkapazitäten, um während aller Spitzenlastzeiten zu turbinieren. Letztere werden in einem geöffneten Markt jedoch tendenziell bessere Chancen besitzen, als die Gruppe mit einer zu geringen Leistung.

4.4. Positionierung der schweizerischen Speicherkraftwerke in den Bereichen Spitzenstrom und Frequenzregulierung

Vor dem Hintergrund einer möglichen Liberalisierung des Strommarktes in der Schweiz soll nun eine Positionierung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in den Bereichen Spitzen- und Frequenzhaltungsenergie erfolgen. Dabei wird besonderes Gewicht auf zwei Zeitabschnitte gelegt:

- Heutige Situation
 - Ankündigung der Liberalisierung in der Schweiz
 - Liberalisierung in den Nachbarländern schon fortgeschritten
 - Kostendruck schon spürbar
 - Gesamteuropäische Überkapazitäten
- Vollständige Öffnung der Märkte
 - Vollständige Marktöffnung in der Schweiz
 - Vollständige Marktöffnung in den Nachbarländern
 - Schweizerische Netzgesellschaft

Wie lange die heute in Europa vorherrschenden Überkapazitäten noch anhalten werden, ist schwierig zu beurteilen. Der durch die Strommarktliberalisierung entstandene Kostendruck auf die Erzeuger, die Preise der Primärenergieträger, die technische Lebensdauer der einzelnen Anlagen, politische Entscheidungen in den einzelnen Ländern (Umweltsteuern⁹⁸ / Subventionen) vor allem aber auch Marktstrategien von Elektrizitätsunternehmen spielen dabei eine wichtige Rolle.

⁹⁸ European Commission; Green Paper-Towards a European strategy for the security of energy supply, Annex 2-Note on the impact of fuel taxation on technology choice, 2001.

Exkurs Überkapazitäten

Gemäss Vorhersagen der UCTE⁹⁹ bezüglich der Leistungsbilanz besitzt die UCTE (inkl. CENTREL) eine gesicherte Leistung¹⁰⁰ von 385,5 GW. Dies bei einer inländischen Kraftwerksleistung¹⁰¹ von 512,5 GW. Die gesicherte Leistung entspricht der zur Deckung der Last zur Verfügung stehenden Leistung. Zur Abschätzung der Überkapazitäten kann die verbleibende Kapazität bei Spitzenlast herangezogen werden, d.h. diejenige Leistung, die nach Deckung der Spitzenlast noch zur Verfügung steht. Sie wird für das Jahr 2001 auf 26,2 GW prognostiziert. Diese Zahl darf nur als Grössenordnung verstanden werden, denn die Spitzenlast in den einzelnen Mitgliedsländern der UCTE ist zeitlich nicht deckungsgleich; die effektive verbleibende Leistung ist demzufolge noch grösser. Aufgrund dieser Problematik hat die UCTE ihre Leistungsbilanz nach geographischen Gegebenheiten getrennt erstellt. Das Gebiet der UCTE wurde in 5 Regionen unterteilt, für welche getrennt eine Leistungsbilanz prognostiziert wurde. Diese 5 Regionen sind: Spanien und Portugal; Bundesrepublik Jugoslawien, Mazedonien und Griechenland; Italien; die CENTREL-Staaten; der Rest der UCTE. Der oben genannte Wert von 26,2 GW entspricht der Summe der Leistungsbilanzen dieser 5 Regionen. Die UCTE sieht diese verbleibende Leistung nicht als Überkapazität sondern als zusätzliche Reserveleistung, sozusagen als Reserve der Reserve, sowie als Exportpotential¹⁰². Die Analyse dieser Exportpotentials für die einzelnen Regionen zeigt jedoch, dass die technische Austauschmöglichkeit mit den angrenzenden Regionen viel geringer ist als die verbleibende Leistung. Die Netto-Transfer-Kapazität¹⁰³ an den Grenzen der UCTE (inkl. CENTREL) beträgt für Exporte insgesamt 7300 MW und für Importe 8400 MW. Insgesamt lässt sich für das System der UCTE also festhalten, dass heute Überkapazitäten von ca. 20-30 GW bestehen, was etwa 20-30 Kernkraftwerken der Grösse vom KKW Gösgen entspricht.

Alleine in Deutschland werden in den nächsten Jahren massiv Kraftwerke abgeschaltet und somit Überkapazitäten abgebaut. Hauptverantwortlich dafür sind die beiden grossen Elektrizitätsunternehmen E.ON Energie und RWE AG. Letztere wird bis zum Jahre 2004 ihre Kraftwerkskapazität um 5000 MW reduzieren. Die E.ON Energie sieht Abschaltungen in der gleichen Grössenordnung vor, wobei der Grossteil schon im Jahre 2001 vorgenommen werden soll. Auch hier sind verschiedene thermische Anlagentypen betroffen: ein Kernkraftwerk, mehrere Blöcke von Braun- und Steinkohlekraftwerken sowie Gaskraftwerke. Des weiteren werden mehrere Blöcke in den Konservierungszustand überführt, darunter befinden sich Gas-, Kohle- und Ölkraftwerke. Insgesamt werden in Deutschland ca. 10'000 MW an installierter Leistung abgebaut werden, was ungefähr einem Drittel der im UCTE-Raum herrschenden Überkapazitäten entspricht. Es ist anzunehmen, dass es in den anderen europäischen Ländern bei fortschreitender Liberalisierung auch zu einer Rationalisierung der einzelnen Kraftwerksparks kommen wird und in der Folge Überkapazitäten abgebaut werden. Allgemein wird davon ausgegangen, dass die Kohlekraftwerke dem Kostendruck am stärksten ausgesetzt sind, was Stilllegungen in diesem Produktionssektor nach sich zieht. Die Europäische Kommission¹⁰⁴ prognostiziert einen massiven Abbau um ca. 150 GW bis zum Jahre 2020 von kohle- und lignit¹⁰⁵-betriebenen Kraftwerken in der EU. Im Gegensatz dazu wird den GuD-Kraftwerken ein immenses Wachstum zugesprochen, ihre Kapazität soll sich in diesem Zeitraum um 280 GW erhöhen, es wird also eine breite Substitution von Kohle durch Gas vorhergesagt. Der Stellenwert von Gas als Primärenergieträger zur Stromerzeugung soll sich nach Prognosen der Europäischen Kom-

⁹⁹ UCTE, Working Group Operational Statistics in cooperation with NORDEL, UKTSOA, ATSOI; *Power balance in the interconnected European power markets-Forecast 2001-2003*, 2001.

¹⁰⁰ Gesicherte Leistung: Errechnet sich aus der inländischen Kraftwerksleistung minus den nicht verfügbaren Kapazitäten (z.B. aus hydrologischen Gründen), empirisch geschätzten Ausfällen und geplanten Revisionen von thermischen Kraftwerken als auch abzüglich der Regel- und Reservekapazitäten.

¹⁰¹ Inländische Kraftwerksleistung: die maximal mögliche (verfügbare) Leistung.

¹⁰² UCTE, Arbeitsgruppe Betriebsstatistik; Leistungsbilanz im UCTE-Verbundbetrieb-Vorschau 2001-2003, 2000.

¹⁰³ Die erwartete maximale elektrische Erzeugerleistung, welche unter Berücksichtigung gewisser Unsicherheiten des künftigen Netzzustandes über die Verbindungsleitungen zweier Systeme transportiert werden kann, ohne dass dadurch Engpässe in einem der beiden Systeme entstehen.

¹⁰⁴ European Commission; European Union energy outlook to 2020, 1999.

¹⁰⁵ Lignit = Braunkohle.

mission schon bis zum Jahre 2010 mindestens verdoppeln¹⁰⁶. Zudem geht die Europäische Kommission davon aus, dass insgesamt in Europa ein realer Kapazitätswachstum von 300 GW bis zum Jahre 2020 erforderlich sein wird, um die Nachfrage zu decken, was insgesamt einem Neubau von ca. 600 GW entspricht, weil auch alte Kapazitäten in der selben Grössenordnung ersetzt werden müssen.

Die Entwicklung in Deutschland zeigt, wie schnell in einem vollständig liberalisierten Markt der Kostendruck auf der Erzeugerseite die Unternehmen zu Abschaltungen von Kraftwerken drängen kann, welche ihre (variablen) Gestehungskosten nicht mehr zu decken vermögen. Ähnliche Entwicklungen lassen sich auch für die restlichen Länder der EU erwarten, welche noch vor der vollständigen Liberalisierung stehen. Es muss jedoch festgehalten werden, dass Deutschland den grössten Anteil an kohlebetriebenen Kraftwerken aller EU-Mitgliedsstaaten aufweist. Nach Schätzungen der Europäischen Kommission über das Ausmass von Stilllegungen von kohle- und lignit-betriebenen Kraftwerken bis zum Jahre 2010 ist es deshalb auch nicht verwunderlich, dass in Deutschland (-32,5 GW) der grösste Leistungsabbau stattfinden wird, gefolgt von Frankreich (-8,8 GW), Italien (-8,1 GW), den Niederlanden (-7,7 GW) und Spanien (-5,8 GW). Es kann davon ausgegangen werden, dass dieser enorme Abbau nur im Rahmen der wirklich benötigten Kapazitäten substituiert werden wird. Die einzelnen Elektrizitätsunternehmen werden nicht gewillt sein, die in monopolisierten Märkten aufgebauten Überkapazitäten weiterhin zu erhalten¹⁰⁷, denn Abschaltungen der unrentabelsten Kraftwerke senken direkt ihre Unternehmenskosten und mindern zudem den Wettbewerbsdruck auf ihre verbleibenden Kapazitäten. Kurz- und mittelfristig werden folglich bestehende Kraftwerke vom Netz gehen, die nicht mehr in der Lage sind ihre variablen Gestehungskosten zu decken; längerfristig alle, die ihre vollen Gestehungskosten nicht zu decken vermögen.

Die oben genannten Gegebenheiten lassen also eine grobe Abschätzung über das zeitliche Bestehen der Überkapazitäten zu. Es darf angenommen werden, dass spätestens im Jahre 2010 keine Überkapazitäten mehr bestehen werden. Wenn die Liberalisierung in Europa schneller fortschreiten sollte als geplant, kann der Abbau von Kraftwerkskapazitäten natürlich schon früher erfolgen.

4.4.1. Heutige Situation

Die heutige Situation auf dem schweizerischen Elektrizitätsmarkt steht einerseits im Schatten der europäischen Überkapazitäten und andererseits ganz im Zeichen der bevorstehenden Strommarktliberalisierung. Letztere ist eigentlich erst Spekulation, doch wird in der Branche allgemein davon ausgegangen, dass eine solche eingeleitet werden wird, sei dies durch Annahme des EMG im Jahr 2002 oder allenfalls durch einen Liberalisierungsprozess, der von der Wettbewerbskommission (Weko) initialisiert wird oder bereits wurde. Die schweizerischen Elektrizitätsunternehmen kämpfen deshalb schon heute um Grosskunden und offerieren attraktivere Preise und Angebote, in der Absicht diese Kunden längerfristig, d.h. auch nach erfolgter Liberalisierung, an sich binden zu können. Auf der anderen Seite wird versucht durch ausserordentliche Abschreibungen in der Endphase des Monopols, die betriebswirtschaftliche Ausgangslage der Unternehmen im Hinblick auf die Marktöffnung zu verbessern. Zusätzlich wird nach Produkten und Services gesucht, um welche die ursprünglichen Kerngeschäfte erweitert werden können. Für die schweizerische Speicherkraft ist und war die Erzeugung von Spitzenstrom grundsätzlich das klassische und auch wertvollste Produkt. Dies zeigt sich deutlich daran, dass die Struktur des schweizerischen Kraftwerksparks darauf ausgerichtet ist, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die Nachfrage jederzeit als Einheit zu decken, wobei eben die Deckung der Mittel- und vor allem Spitzenlast auf die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke fällt. Dieses Hauptprodukt wurde einerseits auf dem schweizerischen Markt abgesetzt, andererseits auch auf dem europäischen Handelsplatz, weil die Schweiz für sich genommen zu viele Kapazitäten hat. Aufgrund der herrschenden Überkapazitäten hat sich die Situation auf dem europäischen Grosshandelsmarkt jedoch entscheidend verschlechtert. Das hat dazu geführt, dass erstens die Preise unter die Gestehungskosten gefallen sind, und dass die Abnehmer sich nicht mehr durch langfristige Verträge absichern, weil jederzeit genügend Elektrizität erhältlich ist, also keine Engpässe absehbar sind. Das Produkt Spitzenstrom hat viel an Wert eingebüsst,

¹⁰⁶ Europäische Kommission; Green Paper – Towards a European strategy for the security of energy supply, Technical document, 2000.

¹⁰⁷ Eurelectric; Impact of Liberalisation on Thermal Power Plants, 2001.

hat aber heute teilweise schon wieder deutlich höhere Preise im Hinblick auf Geschäfte späterer Jahre erzielt.

Exkurs: Swiss Electricity Price Index SWEP

Im März 1998 lancierte die Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg zusammen mit ATEL und DowJones den Swiss Electricity Price Index, kurz SWEP genannt. Dieser stellt einen Strompreis-Index für ausschliesslich kurzfristig gehandelten Strom dar, der auf dem sogenannten Spotmarkt angeboten wird. Auf diesem Markt werden alle Geschäfte auf der Höchstspannungsebene von 380 und 220 Kilovolt abgeschlossen. Der SWEP widerspiegelt also das Preisniveau auf dem europäischen Grosshandelsmarkt für kurzfristig verfügbare, aber längerfristig nicht gesicherte Elektrizität, die aufgrund einer Überschussituation angeboten wird und an einen Lieferort (Laufenburg¹⁰⁸) gebunden ist. Der Wert des SWEP berechnet sich jeweils aus den von allen Partnern¹⁰⁹ am Vortag getätigten Stromgeschäften mit einer Dauer von mindestens einer und höchstens 24 Stunden. Der SWEP-Preis eines bestimmten Tages zeigt also den Wert, der in der Vergangenheit vereinbarten Transaktionen für Lieferungen in der Stunde 11-12 (wird aufgrund der geringen Liquidität in gewissen Stunden jeweils nur für diese Referenzstunde berechnet). Der Preis beinhaltet keine Transportkosten, Fixkostenanteile oder Systemdienstleistungen, er stellt keineswegs den Preis für die Endverbraucher dar.

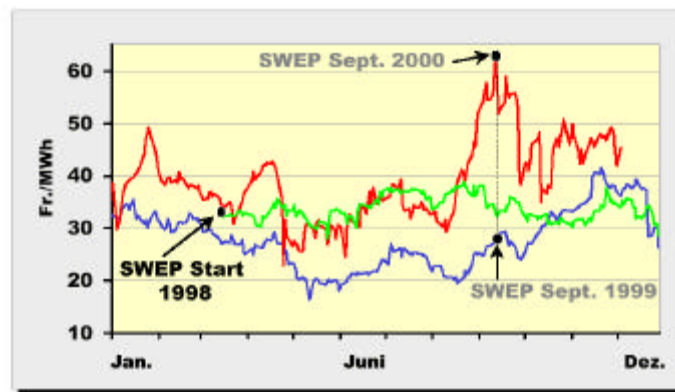


Abbildung 4-11: SWEP der Jahre 1998, 1999 und 2000¹¹⁰

¹⁰⁸ 1956 wurde anlässlich der Gründung der UCPT (heute UCTE) das französische, deutsche und schweizerische Hochspannungsnetz zusammengeschaltet und in Laufenburg ein Lastverteiler, der von der EGL kontrollierte „Stern von Laufenburg“ geschaffen. Dieser spielt eine dominante Rolle im internationalen Strom-Grosshandelsmarkt.

¹⁰⁹ Heutige Teilnehmer am SWEP compiled by DowJones: EGL, NOK, Atel, BKW, EOS, Electrabel, PreussenElektra, TXU, RWE Energie, MVV und Eastern.

¹¹⁰ Quelle: Atel.

Exkurs Leipzig Power Exchange LPX¹¹¹ und European Power Exchange EEX¹¹² - Stündliche Preise und gehandelte Mengen

Die Leipziger Strombörse betreibt seit Mitte Juni 2000 einen sogenannten day-ahead-Spotmarkt. Dabei haben die Börsenteilnehmer die Möglichkeit einen Tag vor physischer Abwicklung der Stromgeschäfte ihren Bezug und/oder Absatz zu optimieren. Gehandelt werden dabei Stunden-Stromverträge für die einzelnen 24 Stunden des folgenden Tages, wobei auch Blöcke von zusammenhängenden Stunden gehandelt werden können¹¹³. Momentan hat die LPX ca. 50 Teilnehmer, mit dabei sind auch die EGL und die Atel. In Frankfurt am Main befindet sich die EEX (European Energy Exchange), die zweite Strombörse Deutschlands. Sie startete ihren Spotmarkthandel im August 2000 mit Einzelstunden- und Blockkontrakten¹¹⁴. Die LPX und die EEX unterscheiden sich bezüglich den angebotenen Blockkontrakten. Die LPX bietet 5 Blöcke, an von Stunde 1-6, 7-10, 11-14, 15-18 und 19-24, während die EEX nur einen Baseload (0-24)- und einen Peakload-Block (8-20) anbietet. Die EEX verzeichnet heute 34 Marktteilnehmer, worunter sich folgende Schweizer Elektrizitätsunternehmen befinden: Atel, Avenis Trading SA, BKW und EGL. Aufgrund der heute in Europa herrschenden Überkapazitäten sind Spitzenlastzeiten und ökonomisch interessante Zeiten nur noch zu einem gewissen Teil deckungsgleich. Die Preisverläufe der Einzelstunden an den deutschen Börsen und auch des SWEP machen deutlich, dass heute nur noch in sehr wenigen Stunden eines Jahres wirklich interessante Preise auftreten.

Preise von Einzelstunden

Aus den von der LPX und der EEX auf ihren Websites publizierten Einzelstundenpreisen, wurden alle Stundenwerte vom 1.10.00 bis zum 22.03.01 (insgesamt 4152 Stunden) für die folgenden Betrachtungen ausgewählt. Diese Auswahl entspricht fast vollständig dem hydrologischen Winterhalbjahr¹¹⁵ 2000/2001. Weil sich beide deutschen Börsen in ihrem ersten Handelsjahr befinden, stehen leider keine längeren Datenreihen zur Verfügung.

Höchst- und Tiefstwert liegen etwa bei 24 Rp./kWh (nur in einer einzigen Stunde erreicht) bzw. bei 3 Rp./kWh. Nur an ungefähr 1000 Stunden sind Preise von über 4 Rp./kWh (entspricht 2,6 Euro/MWh) bis hin zu 7,5 Rp./kWh (entspricht 5,5 Euro/MWh) aufgetreten. Es ist zu beachten, dass die Werte in Euro¹¹⁶ angegeben sind und für die Umrechnung in CHF ein Faktor von ca. 1,5 anzuwenden ist. Diese hohen Preise für gewisse Einzelstunden sind dann aber wieder sehr selten und treten nur an ca. 150 Stunden auf. Für ganz wenige Stunden (< 10) sind sogar sehr hohe Preise zu beobachten. Bemerkenswert ist auch die Tatsache, dass an Börsen Extremwerte auftreten können, die weit über den Durchschnittswerten liegen können.

Ein Vergleich der Preise für Einzelstunden vom 1.10.00 bis zum 22.03.01 zeigt, dass die Preise an der EEX tiefer sind als an der LPX, dies gilt jedoch nur für die teuersten 2000 Stunden (Abbildung 4-12).

¹¹¹ www.lpx.de.

¹¹² www.eex.de.

¹¹³ Leipzig Power Exchange LPX, Spotmarktkonzept, 2000.

¹¹⁴ European Energy Exchange EEX, Version 1.3: Spotmarkt-Handelskalender, 2001.

¹¹⁵ Hydrologisches Jahr: Sommer 1. April-30. September / Winter 1. Oktober-31. März.

¹¹⁶ Samstag 24.03.01: 1 Euro = 1,53 CHF d.h. es kann ungefähr mit dem Faktor 1,5 gerechnet werden.

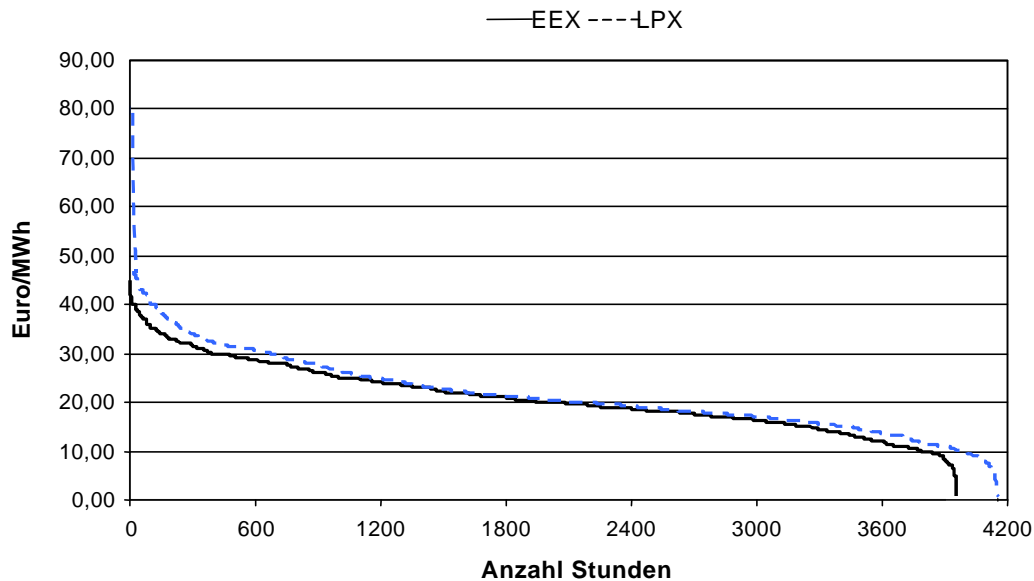


Abbildung 4-12: Stundenpreise von LPX und EEX vom 01.10.00 - 22.03.01 in Euro/MWh

Von Montag bis Donnerstag wird der Handel der Einzelstundenkontrakte an der EEX in einer untätigen Auktion um 10.30 Uhr gehandelt d.h. eineinhalb Stunden früher als an der Leipziger Börse. Im Gegensatz zur EEX stellt also die LPX die letzte Chance dar, seine Handelsposition zu verbessern oder eben zu bereinigen. Diese Tatsache schlägt sich in minim höheren Preisen nieder. Insgesamt lässt sich jedoch feststellen, dass die Einzelstundenpreise an beiden Börsen mehr oder weniger in der gleichen Grössenordnung liegen und auch bezüglich der Auftretenshäufigkeit das gleiche Bild abgeben.

Um zu bestimmen welche Tagesstunden durch hohe oder tiefe Preise charakterisiert sind, wurde für jede der 24 Tagesstunden der Durchschnittspreis den sie in den 173 Tagen vom 1.10.00 bis zum 22.03.01 erzielt hat, berechnet und in Rp. pro kWh umgerechnet. Die beiden Börsen EEX und LPX zeigen dabei wieder ein sehr ähnliches Bild (Abbildung 4-13).

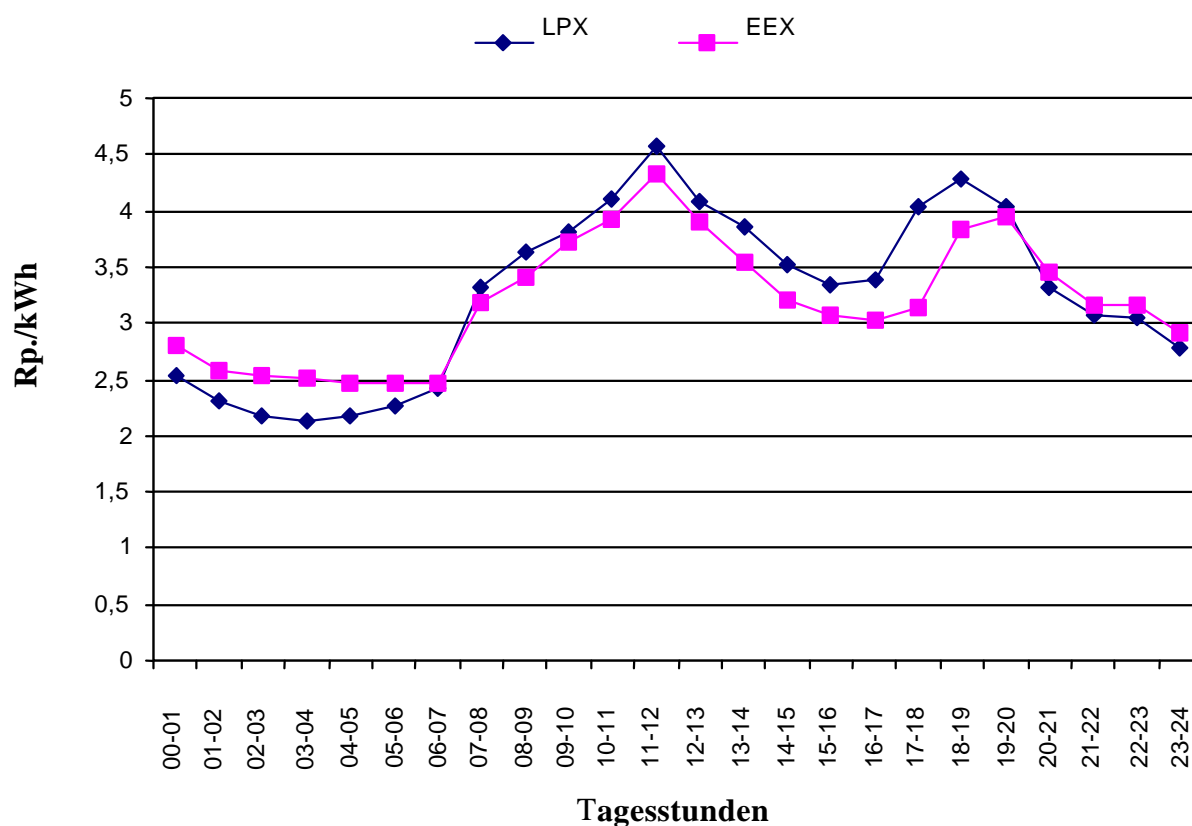


Abbildung 4-13: Durchschnittliche Stundenpreise während der Periode 01.10.00 bis 22.03.01 an der EEX und LPX

Gehandelte Mengen

In der untenstehenden Tabelle 4-5 werden die Preise und gehandelten Mengen zusammengefasst und der Leistung sowie Energie gegenübergestellt, die schweizerische Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke liefern könnten.

Der Vergleich zeigt, dass die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (je als Gruppe) zum heutigen Zeitpunkt bei weitem genügend Leistung aufweisen, um eine beliebige Einzelstunde an der LPX oder der EEX alleine abzudecken. Beide Gruppen von Kraftwerken wären sogar in der Lage die in der Tabelle aufgeführten Spitzenlaststunden als Paket, täglich über das ganze Winterhalbjahr, abzudecken. Die Gruppe der Speicherkraftwerke müsste dazu nur etwa ein Zehntel ihrer Kapazitäten nutzen, während die Pumpspeicherkraftwerke schon fast an ihre Grenzen stossen würden. Die Möglichkeit Elektrizität über die Börsenplätze abzusetzen, stellt für die CH-Kraftwerke gegenwärtig aufgrund der tiefen Preise jedoch keine Verbesserung der Ertragsseite dar. Diese Tatsache wird durch die in der Tabelle aufgelisteten Durchschnittspreise für Spitzenlaststunden deutlich unterstrichen. Die einzige Möglichkeit ertragsseitig Verbesserungen zu erzielen, würde in der Fokussierung auf sehr wenige Einzelstunden bestehen, deren Preise weit über den durchschnittlichen Preisen liegen. Dabei müsste dann versucht werden ein Maximum an MWh abzusetzen, wobei eben klare Begrenzungen durch die Nachfrage an den Börsen gegeben sind. Die durchschnittlich in einer dieser Spitzenlaststunden gehandelte Anzahl MWh beträgt etwa 800. Einzelstunden mit überdurchschnittlichen Preisen treten aber sehr selten auf.

Tabelle 4-5: Vergleich LPX, EEX¹¹⁷ und CH-Speicherkraftwerke¹¹⁸

Stunde	Preis in Rp./kWh		Menge in MWh pro Tag		Max. mögl. Leist. CH Kraftwerke	
	LPX	EEX	LPX	EEX	SP	PSP
10-11	4.2	3.9	717	796	in MW ca. 5500	in MW ca. 900
11-12	4.6	4.3	779	842		
12-13	4.2	3.9	783	795		
17-18	4	3.2	752	881	Mit. Prod.erw. CH Kraftwerke	
18-19	4.3	3.7	771	871		
19-20	4	3.9	735	855		
alle 6 Stunden zusammen	Tag in MWh		4537	5040	SP pro Winterhalbjahr in GWh	PSP pro Winterhalbjahr in GWh
	Winterhalbjahr in GWh		826	917		

Die Preise für Einzelstunden-Kontrakte an den Börsenplätzen reflektieren das in Kontinental-Europa herrschende Preisniveau vor dem Hintergrund gesamteuropäischer Überkapazitäten. Sie liegen in der Regel sehr tief. Das Preisniveau des SWEP zum Beispiel steigt zwar seit seiner Lancierung 1998 jedes Jahr leicht an, doch daraus eine Preisentwicklung abzuleiten ist nicht möglich.

Die Börsenplätze sind erst im Begriff wichtige Elektrizitätsumschlagsplätze für den Handel in Kontinentaleuropa zu werden. An der EEX ist im März 2001 der Terminmarkt gestartet worden und die LPX wird Mitte 2001 folgen. An den beiden Terminmärkten können Kontrakte bis zu 18 Monaten im voraus gehandelt werden und ermöglichen den Teilnehmern sich gegen Preisänderungsrisiken abzusichern. Es wird erwartet, dass mit der Einführung des Terminhandels der Umschlag an gehandelten MWh nochmals stark gesteigert werden kann. Als Vergleich kann die Börse Nord Pool (EL-EX) der Nordel-Länder¹¹⁹ dienen, die sowohl Spot- als auch Terminhandel betreibt. Sie ist seit 1993 in Betrieb und hatte im November 2000 einen Wochenumsatz von ca. 8000 GWh d.h. von etwa 400 TWh im Jahr. Demgegenüber betrug die von den Nordel-Ländern erzeugte Menge an Elektrizität im Jahre 1999 total 385 TWh. 10 Jahre nach der Inbetriebnahme der EL-EX übersteigt also die Menge an gehandelten MWh schon die totale Erzeugung des Marktes¹²⁰. Eine derartige Entwicklung wird sich wahrscheinlich auch in einem liberalisierten europäischen Markt abzeichnen.

Im Bereich des Stromhandels an den Spotmärkten von Börsen, bietet dem Händler ein mögliches Zurückgreifen auf Speicherkraftkapazitäten enorme Vorteile. Es können einerseits grössere Risiken eingegangen werden und andererseits kann versucht werden nur in Stunden mit hohen Preisen wirklich eigens produzierte Elektrizität zu verkaufen. Für solche Aktivitäten auf dem europäischen Handelsplatz steht heute aber nur sehr wenig Energie zur Verfügung, da zuerst das angestammte Versorgungsgebiet in der Schweiz versorgt werden muss. Nur die verbleibende Leistung kann in der Folge auf alternativen Wegen abgesetzt werden.

Die Möglichkeit im Bereich der Frequenzregulierung eine Betriebsoptimierung anzustreben, ist zu diesem Zeitpunkt in der Schweiz nicht gegeben. Einzig die Teilnahme an den Ausschreibungen der RWE Net für die Tertiärregelenergie stellen eine Option dar. Dabei stellen sich aber

¹¹⁷ Alle angegebenen Börsendaten beziehen sich auf den Zeitraum vom 01.10.00-22.03.01.

¹¹⁸ Die max. mögl. Leistung ist den Tabellen 5 und 7 entnommen, sie stellt die über 6 Stunden pro Werktag verfügbare Leistung jeder Gruppe dar.

¹¹⁹ Seit 1999 gehören dazu Norwegen, Schweden, Finnland und West-Dänemark.

¹²⁰ Annual Report 1999 Nordel.

noch Probleme bei der Übertragung über die Landesgrenzen hinweg und auch die Struktur der Ausschreibungen für Regelenergie benachteiligen die schweizerischen Speicherkraftwerke.

Regulierungsenergie-Märkte

In bisherigen nationalen Liberalisierungsprozessen konnte beobachtet werden, dass der Bereich der Regulierungsenergie jeweils als letzter dem Markt geöffnet wurde. Deutschlands Elektrizitätsmarkt gilt seit 1998 als vollständig offen, der Regelenergie-Markt ist hingegen erst im Begriff zu entstehen¹²¹.

Auf dem skandinavischen Markt hat sich bereits gezeigt, dass die Leistungs- und Arbeitspreise für die Systemdienstleistungen im Laufe der Verkürzung der Ausschreibungszeiträume gefallen sind und sich den Preisen des Spotmarktes fast vollends angeglichen haben.

Probleme für die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke stellen sich aufgrund ihrer Kostenstruktur für die negative Regulierung (d.h. zurückzufahrende Produktion) bei der Sekundärregelung als auch bei der Minutenreserve. Für das negative Regelband werden dem Anbieter nur die fixen Gestehungskosten abgegolten. Weil bei der Wasserkraft die Betriebskosten im Vergleich dazu sehr gering sind, liegen diese nahe bei den vollen Gestehungskosten. Das bedeutet für die Wasserkraft, dass sie bei ihren Angeboten für die negative Regelung höhere Preise verlangen muss als z.B. ein Gasturbinen-Kraftwerk und deshalb benachteiligt ist.

Ein entstehender Markt für Regelenergie könnte trotzdem eine weitere Absatzmöglichkeit für die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke darstellen, die dazu beitragen kann die vorhandene Leistung optimal einzusetzen. Der Einsatz eines Teils der vorhandenen Leistung eines grossen Kraftwerkes kann unter Umständen zu einer ertragseitigen Optimierung beitragen. Zudem muss dieser auch nicht permanent über die ganze Ausschreibungsdauer angeboten werden. Es ist zulässig eine gewisse Leistung nur an Werktagen anzubieten, nur an Wochenenden oder auch nur zu bestimmten Stunden. Das Angebot kann also sehr genau auf typische, kraftwerks-spezifische Gegebenheiten zugeschnitten werden.

Ob sich eine Ausrichtung auf die Erbringung von Regelenergie generell lohnt, kann nicht beantwortet werden. Zu viele kraftwerks-spezifische Parameter wie Gestehungskosten, Abnahme-vertrags-situation, maximal mögliche Leistung und Produktionserwartung spielen dabei eine Rolle. Dazu bedürfte es genauerer Untersuchungen bei vielen verschiedenen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken.

4.4.2. Vollständige Öffnung der Märkte

Diese letzte Stufe des Liberalisierungsprozesses wird gemäss EMG im Jahre 2008 erreicht werden. Alle Endverbraucher und auch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen in der Schweiz werden vollen Anspruch auf Durchleitung besitzen. Die ETRANS wird spätestens jetzt voll funktionsfähig sein und das Übertragungsnetz der Schweiz koordinieren. Alle Länder der EU werden auch vollständig liberalisiert und wir nehmen hier an, dass dann kaum mehr Überkapazitäten vorhanden sein werden. Letzteres wird dazu führen, dass die Preise steigen und sich im Bereich der vollen Gestehungskosten des teuersten, gerade noch zur Deckung der Nachfrage benötigten Kraftwerktyps bewegen werden.

Vor diesem Hintergrund dürfte auch der Spitzenenergiebereich wieder deutlich an Attraktivität hinzugewonnen haben, denn bei einer Verknappung des Angebots werden besonders die Spitzenlaststunden hohe Preise erzielen. Da zu diesem Zeitpunkt alle schweizerischen Endverbraucher ihren Anbieter frei wählen können, wird sich unter diesen eine starke Konkurrenz bemerkbar machen und zwar auch aus dem Ausland. Im Spitzenstrombereich dürften dies

¹²¹ Enron Energie GmbH, Auktion im Stundentakt - Ein Marktkonzept für Regelenergieprodukte, 2001.

(grenznahe) Gasturbinen-Kraftwerke sein. Je nach den herrschenden Gaspreisen können diese die Speicherkraft stark konkurrenzieren. Sollte es die EU zu diesem Zeitpunkt geschafft haben, einen Binnenmarkt für Elektrizität zu errichten, in welchem Strom über die einzelnen Landesgrenzen hinweg diskriminierungsfrei übertragen werden kann, müsste auch die Schweiz versuchen diesem Binnenmarkt anzugehören. Ansonsten wäre ihr Exportpotential stark beeinträchtigt. Die Diskussion über diese Übertragungsmodalitäten für den grenzüberschreitenden Handel sind heute bereits im Gang und die ETSO (European transmission system operators) macht sich innerhalb der EU für die Einbindung der Nicht-EU-Länder stark. Ein solcher Binnenmarkt würde die Wichtigkeit des internationalen Stromhandels massiv steigern.

Allgemein dürfte der Grosshandel Ende dieses Jahrzehnts dann zum grössten Teil über die Spot- und Terminmärkte der europäischen Börsen ablaufen. Insbesondere der bisher sehr wichtige Handelsknoten Laufenburg muss sich auch Gedanken über die Zukunft machen, um seine Stellung im europäischen Grosshandel weiterhin zu halten. Die Preise an diesen Handelsplätzen dürften für die schweizerischen Speicherkraftwerke vorwiegend im Spitzenstrombereich interessant sein. Ein vollständiger Abbau der Überkapazitäten würde dazu führen, dass die (physikalischen) Spitzenlaststunden auch wieder einen entsprechenden monetären Wert erzielen.

Eine weitere Möglichkeit der ertragseitigen Optimierung wird dann auch die Frequenzregulierung bieten, denn der entsprechende Markt wird sich in der Schweiz als auch im umliegenden Ausland gebildet haben. Grundsätzlich gelten hier die gleichen Aussagen wie die im zuvor beschriebenen Abschnitt. Es gilt jedoch zu beachten, dass der Regelenergiemarkt wahrscheinlich besonders in der Anfangsphase für die Anbieter von Regelenergie attraktiv ist, weil die Ausschreibungszeiten noch lange sind. Mit zunehmender Abnahme der Ausschreibungsdauer wird sich der Regelenergiemarkt vollständig dem Spotmarkt angleichen und kaum mehr höhere Erträge abwerfen. Ausser der Primärregelung werden sich auch die Regelenergiemärkte bis auf weiteres vorwiegend im nationalen Rahmen abspielen. Sie werden nicht nur geographisch begrenzt sein, sondern vor allem auch mengenmässig. Die Abgeltung der Frequenzregelung wird folglich der schweizerischen Speicherkraft nicht unbeschränkte Absatzmöglichkeiten eröffnen. Die Frequenzregulierung kann aber als zusätzliche Möglichkeit dienen, um den Betrieb eines Kraftwerkes ertragsseitig zu optimieren, indem ein Teil der zur Verfügung stehenden Leistung dafür eingesetzt wird. Sehr wichtig in diesem Zusammenhang ist jedoch die Kostenstruktur der Speicherkraft. Die hohen Investitionskosten und geringen Betriebskosten sind eine schlechte Voraussetzung für die negative Sekundärregelung und Minutenreserve und führen wahrscheinlich dazu, dass die Speicherkraft für diese beiden Arten der Regelung, im Vergleich zu Gasturbinen-Kraftwerken, für den Netzbetreiber zu teuer ist.

4.4.3. Fazit

Die Analyse der heutigen Struktur des schweizerischen Kraftwerksparks macht die enorme Wichtigkeit der Speicherkraft für die Schweiz deutlich. Sie stellt mehr als die Hälfte der abrufbaren Produktionsleistung zur Verfügung und produziert durchschnittlich einen Drittel der in einem Jahr benötigten Elektrizität. Die Pumpspeicherkraft bietet der Schweiz zusätzlich die Möglichkeit der Stromveredelung. Die schweizerische Speicherkraft verfügt zudem über eine beträchtliche verbleibende Kapazität bei Spitzenlast (vor allem im Sommerhalbjahr), was sie zum zweit wichtigsten Exportland der UCTE-Mitgliedsländer macht und eine wichtige Stellung auf dem europäischen Elektrizitätsmarkt einnehmen lässt. Die Tatsache, dass die Wasserkraftwerke längere Lebenszeiten besitzen als alle anderen Kraftwerkstypen der Schweiz, den schweizerischen Kernkraftwerkspark also überdauern werden, unterstreicht ihre nationale Wichtigkeit.

Die Analyse des Speicherkraftwerksparks zeigt eine grosse Diskrepanz zwischen der Einheit aller Zentralen und den einzelnen Zentralen. Die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke als Einheit sind auf die Produktion von Spitzenenergie ausgerichtet, wobei sie auch noch den grössten Teil der schweizerischen Mittellast decken. Die Unterschiede unter den einzelnen Zentralen sind

jedoch riesig und reichen vom absoluten Spitzenstrom-Kraftwerk bis fast hin zum „Laufkraftwerk“. Die schweizerische Speicherkraft wurde also so konzipiert, dass sie die physikalische Elektrizitätsnachfrage der schweizerischen Verbraucher zu decken vermag.

Der Vergleich der technischen Gegebenheiten der Zentralen, der Nachfragestruktur der schweizerischen Endverbraucher als auch der Einzelstundenpreise an den Börsen sowie des SWEP, zeigen deutlich, dass die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke als eine Einheit geschaffen wurden, welche die Versorgungssicherheit der Schweiz zur Aufgabe hat und nicht auf betriebswirtschaftliche (ertragsseitige) Optimierung ausgerichtet ist.

Auswertungen der einzelnen Stundenpreise an den Spotmärkten der LPX und der EEX sowie den Preisen des SWEP haben gezeigt, dass die physikalischen Spitzenlastzeiten nur noch zum Teil deckungsgleich sind mit ertragsseitig interessanten Zeiten. Der Grund dafür liegt bei den herrschenden europäischen Überkapazitäten, die dazu führen, dass die Preisniveaus stark gefallen sind, auf dem Grosshandelsmarkt in Grundlastzeiten sogar unter das Niveau der Gestehungskosten. Aber schon heute können teilweise wieder bessere Preise vor allem mit Geschäften auf spätere Jahre erzielt werden.

Die Chancen der schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke liegen in der Fokussierung auf ihre technischen Stärken. Die Einzigartigkeit der Speicherkraft liegt in der Fähigkeit ihre Leistung sehr schnell zu regulieren und potentielle Energie in grossen Mengen speichern zu können. Damit verbunden sind die Möglichkeit zur Produktion von nachfragegerechter Elektrizität für die Deckung der Spitzenlast als auch zur Frequenzregulierung. Mit der Speicherkraft im Rücken werden heute die Handelsgeschäfte intensiviert und die sich bietenden Optionen eines liberalisierten Elektrizitätsmarktes in Europa zur Betriebsoptimierung genutzt. Dazu gehören insbesondere der Handel an den Spot- und Terminmärkten als auch der Versuch von entstehenden Regelenenergiemärkten zu profitieren.

Im Zuge der Liberalisierung hat die schweizerische Speicherkraft nicht mehr die einzige Aufgabe die Versorgung der Schweiz zu gewährleisten, sondern es muss auch versucht werden im Wettbewerb zu bestehen. Dazu müssen sowohl Effizienzsteigerungen erreicht als auch die ertragsseitigen Möglichkeiten optimiert werden. Der Verlust des angestammten Monopolgebietes bedeutet auch, dass die Aufgabe der Deckung der Mittellast wegfällt und eine vermehrte Ausrichtung auf Spitzenlastzeiten möglich wird.

Der Speicherkraftwerkpark ist für die Bedürfnisse der schweizerischen Nachfrage gebaut und kann nicht von einem Jahr zum andern wesentlich mehr Spitzenstrom produzieren. Die installierten Leistungen und das wahrscheinlich verfügbare Wasser, schränken die mögliche Veränderung der Produktionsweise des gesamten Parks stark ein, auch wenn veränderte Preise eine andere Betriebsweise wünschbar machen würden. Wichtig sind also, neben den Annahmen bezüglich der Preise, die Schätzungen der Energien, die in den verschiedenen Zeitabschnitten produziert werden können.

Der Wasserkraftwerkpark kann auf dem freien Markt ohne massiven Leistungsausbau keine viel stärkere Marktposition als Spitzenlast- oder als Regelenenergieproduzent für ganz Europa einnehmen, als er schon heute hat. Es ist hier auch zu bedenken, dass relativ aufwendige Leistungserweiterungsmassnahmen einer Ertragsteigerung gegenüber stehen, deren Höhe ungewiss ist. Entsprechend können Frequenzregulierung und entstehende Regelenenergiemärkte nur als eine geringe Chance zur ertragsseitigen Optimierung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken angesehen werden. Im Einzelfall werden die Regelenenergiemärkte Möglichkeiten bieten, den Betrieb eines Kraftwerkes optimieren zu können. Was die Chancen auf den einzelnen europäischen Märkten betrifft, so dürfte neben entstehenden Abhängigkeiten, der miteinhergehende Ertragsverlust ein Hauptproblem der Bereitstellung solcher Regelenenergie sein. Die Ertragseinbussen als Differenz zwischen der Opportunität zu Spitzenpreisen zu produzieren und der eigentlichen Erzeugung für die Regelung müssten kompensiert werden. Ähnliches gilt auch für die Minutenregelung.

Dennoch, eine Ausrichtung auf eine Verkürzung der Betriebsstunden durch Leistungserhöhungen sollte einzeln für alle Zentralen der schweizerischen Speicherkraftwerke geprüft werden. Im Hinblick auf die in ganz Europa erfolgende Liberalisierung und dem dadurch erfolgenden Abbau der Überkapazitäten in Europa dürfte sich eine solche Ausrichtung möglicherweise in vielen Fällen bezahlt machen, denn langfristig wird sich das Preisniveau wieder erholen und besonders die Abdeckung der Spitzenlaststunden wird wahrscheinlich gute Preise erzielen. Eine Verlagerung der mittleren Produktionserwartung auf kürzere Produktionszeiten bringt auch bei herrschenden Überkapazitäten Vorteile, weil an den Elektrizitätsbörsen flexibler auf Einzelstundenpreise fokussiert werden kann. Allerdings bleibt zu berücksichtigen, dass eine verstärkte Fokussierung auf Spitzenzeiten Probleme bei den Abflussspitzen mit sich bringen kann. Auch wäre ein Leistungsausbau im Hinblick auf die Erschliessung eines Ökostrommarktes eher problematisch. Mögliche Leistungssteigerungen können daher nur im Einzelfall mit Einbezug vielfältiger Faktoren und Umstände entschieden werden.

5 Mögliche kostenseitige Massnahmen zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit

In diesem Kapitel wird zuerst ein Überblick über die Entwicklung der Erzeugungskosten verschiedener Kraftwerkkategorien während der 1990er Jahre gegeben. Danach werden die variablen Kosten analysiert und Kostensenkungsmassnahmen in diesem Bereich diskutiert, bevor die Kapitalkosten und allfällige Massnahmen zur Senkung derselben untersucht werden. Es handelt sich hierbei um eine *qualitative* Analyse der Kostensenkungsmassnahmen. Eine Abschätzung der Kostenersparnisse, welche durch diese Massnahmen realisiert werden könnten, wird in dieser Studie nicht erfolgen. Es wäre jedoch interessant, diese Aspekte im Rahmen einer weiterführenden Studie zu vertiefen und zu quantifizieren.

5.1. Entwicklung der Kosten 1990 – 1999

Bei der Interpretation der Kostenzahlen, die in diesem Abschnitt präsentiert werden, sind einige Punkte zu beachten. Da die in einer Jahresrechnung ausgewiesenen variablen Kosten (Personal- und Materialkosten, sowie Kosten für Fremdleistungen) weniger stark durch unterschiedliche buchhalterische Standards beeinflusst sind, vermitteln sie ein relativ gutes Bild der effektiven Situation. Bei den ausgewiesenen Kapitalkosten (Abschreibung und Zinskosten) ist dies in viel geringerem Umfang gegeben. Sie zeigen in erster Linie vergangene und aktuelle Entscheidungen bezüglich Abschreibungsdauern und -methoden und damit verbundene Entscheidungen über die Geschwindigkeit der Kapitalrückzahlungen.

Die Berechnungen basieren auf folgenden Annahmen und Grundsätzen:

- Es werden nur Unternehmen berücksichtigt, für welche Angaben für alle vier Jahre vorliegen.
- Um Schwankungen der hydrologischen Bedingungen aufzufangen, wurden die Durchschnittskosten für die mittlere effektive Erzeugung (Durchschnitt über die Jahre 1990, 1995, 1997 und 1999 gemäss Geschäftsberichten) berechnet. Die Werte stellen ungewichtete Durchschnitte über die Unternehmen dar.
- Die Angaben wurden deflationiert (Preisniveau 2000, Inflationsbereinigung mit KPI).
- Die Ergebnisse sind als ungewichtete Durchschnitte über die Unternehmen berechnet.
- Da die Angaben in den Geschäftsberichten zu den Pumpenergiekosten oft von ungenügender Qualität sind, wurden sie auf der Basis von 1.8 Rp./kWh (real) berechnet.
- Auf eine Präsentation der Ergebnisse für Wasserkraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW wird verzichtet, da nur für fünf Unternehmen Angaben für alle vier Jahre vorliegen; diese sind zudem sehr unterschiedlich bezüglich ihrer Charakteristika.

Generell dürfte man erwarten, dass im Vorfeld der Markttöffnung Anstrengungen getätigt wurden, um die Betriebskosten zu senken, weil sich dadurch sofort höhere Gewinne (und Cash Flows) realisieren lassen. Bei den Kapitalkosten (besonders bei den Abschreibungen) dürfte die optimale Strategie eher darin bestanden haben, vor der Markttöffnung (in einem immer noch relativ geschützten Umfeld) höhere Abschreibungen zu tätigen, weil dadurch die zukünftigen Erfolgsrechnungen entlastet werden können. Der Anstieg der ausgewiesenen Kapitalkosten während der 1990er Jahre ist (zumindest teilweise) auf das Vorziehen zukünftiger Abschreibungen zurückzuführen.¹²²

¹²² Einige Wasserkraftwerke haben in den letzten Jahren Sonderabschreibungen vorgenommen. Ausserdem mussten börsenkotierte Unternehmen von der Annuitäten- auf die lineare Abschreibungsmethode wechseln, was ebenfalls einen Anstieg der ausgewiesenen Kapitalkosten zur Folge hatte.

Niederdruck-Laufkraftwerke

In der folgenden Abbildung sind die durchschnittlichen Produktionskosten einer Stichprobe von 7 schweizerischen Niederdruck-Laufkraftwerken für die Jahre 1990, 1995, 1997 und 1999 dargestellt.

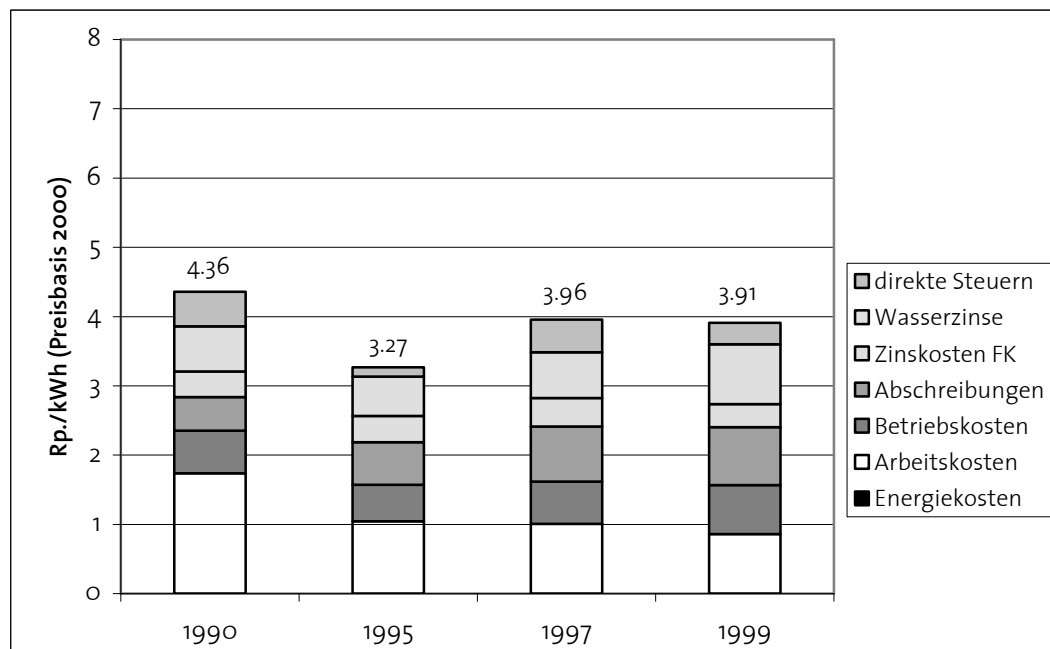


Abbildung 5-1: Entwicklung der durchschnittlichen Produktionskosten von Niederdruck-Laufkraftwerken (Stichprobe N=7); (Quelle: Datenbank LASSEN/CEPE auf der Basis der Geschäftsberichte, eigene Berechnungen)

Die in den Geschäftsberichten ausgewiesenen Durchschnittskosten sind von einem Niveau von 4.36 Rp./kWh im Jahr 1990 (Preisbasis 2000) bis zum Jahr 1999 um rund 0.5 Rp./kWh gesunken, wobei sich nicht alle Kostenkomponenten gleich entwickelt haben. Die absolute Höhe der Gestehungskosten der Niederdruck-Laufkraftwerke kann - im Vergleich zu den übrigen Kraftwerktypologien - als tief eingeschätzt werden.

Die markanteste Änderung haben die Arbeitskosten erfahren, die von 1.74 Rp./kWh auf durchschnittlich 0.86 Rp./kWh gesenkt werden konnten. Dies kann vordergründig auf die Verringerung der Anzahl Beschäftigten zurückgeführt werden. Zwischen 1990 und 1999 kann eine Reduktion der Angestellten von ca. 8-10 % festgestellt werden.¹²³ Nicht verändert bzw. leicht erhöht haben sich dagegen die übrigen Betriebskosten, was zum Teil damit erklärt werden könnte, dass vermehrt Leistungen von Dritten eingekauft werden.

Eine Kostenerhöhung für die Unternehmen ist bei den Abschreibungen und den Wasserzinsen zu beobachten. Diese Entwicklung hat verschiedene Ursachen. Einerseits mussten börsennotierte Unternehmen von der Annuitäten- zur linearen Abschreibungsmethode wechseln. In der zweiten Hälfte der 1990er Jahre – als Reaktion auf die erwartete Marktöffnung – wurden andererseits Sonderabschreibungen getätigt, was im betrachteten Zeitraum eine beträchtliche Erhöhung der ausgewiesenen Werte zur Folge hatte (von 0.48 Rp./kWh auf 0.84 Rp./kWh). Zwei-

¹²³ Hierbei ist ausserdem zu bemerken, dass die Arbeitskosten in den beobachteten Jahren auf unterschiedliche Weise berechnet wurden. Vor 1999 wurden die Arbeitskosten auf der Grundlage der Beschäftigten und eines durchschnittlichen Lohnsatzes berechnet. Für das Jahr 1999 hingegen wurden die in den Geschäftsberichten ausgewiesenen Kosten benutzt.

tens wurde im Jahr 1997 das Wasserzinsmaximum von 54 Fr./kW Bruttoleistung um beinahe 50 Prozent auf 80 Fr./kW erhöht, wodurch die Produktionskosten um 0.22 Rp. stiegen (bei einer vollen Ausschöpfung der Maximalhöhe der Wasserzinse hätte die Zunahme ausgeprägter ausfallen können¹²⁴). Nachdem sich die Zinskosten bis 1997 etwas erhöht haben, konnte für das Jahr 1999 eine Verringerung dieser Kostenkomponente beobachtet werden.

Zusammenfassend kann ein Trend Richtung tiefere Kosten festgestellt werden. Im Bereich der Arbeitskosten konnten bedeutende Einsparungen erzielt werden. In Zukunft wird in diesem Bereich der Spielraum für weitere Senkungen enger sein. Nach der in den letzten Jahren vorgenommenen Wertkorrektur bei den Anlagen wird in Zukunft erwartet, dass die Abschreibungskosten sinken bzw. konstant bleiben.

Hochdruck-Laufkraftwerke

Die spezifischen Gestehungskosten der Hochdruck-Laufkraftwerke sind in Abbildung 5-2 dargestellt.

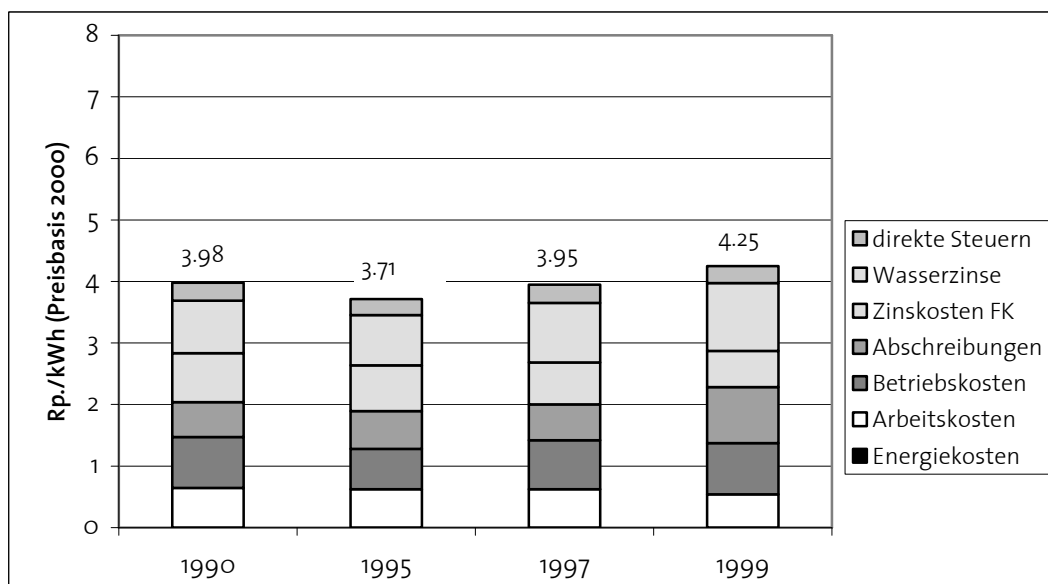


Abbildung 5-2: Entwicklung der durchschnittlichen Produktionskosten von Hochdruck - Laufkraftwerken (Stichprobe N=11); (Quelle: Datenbank LASEN/CEPE auf der Basis der Geschäftsberichte, eigene Berechnungen)

Die Gestehungskosten sind über die letzten 10 Jahre in etwa konstant geblieben, wobei für das Jahr 1999 ein leichter Anstieg festgestellt werden kann. Analog zu den Niederdruck-Laufkraftwerken sind die Abschreibungen (von 0.57 auf 0.91 Rp./kWh) und die Wasserzinse (1990: 0.85; 1999: 1.10 Rp./kWh) im letzten Jahrzehnt stark angestiegen. Im Gegenzug ist die Verzinsung des Kapitals gesunken. Die übrigen Kostenkategorien sind entweder konstant geblieben (übrige Betriebskosten, direkte Steuern) oder leicht gesunken (Arbeitskosten).

Die beobachtete Kostenerhöhung kann somit in erster Linie den Abschreibungen zugerechnet werden und sollte demzufolge einen transitorischen Charakter aufweisen. Die Belastung durch die Wasserzinse kann nicht von den Wasserkraftbetreibern selbst beeinflusst werden, sondern entwickelt sich entsprechend den gesetzlichen Bestimmungen zur Höhe der Wasserzinse.

¹²⁴ Eine Erhöhung der Wasserzinse um 26 CHF (von 54 auf 80 CHF) ergibt folgende durchschnittliche Zunahme der Produktionskosten: $2600 \text{ Rp./kWh} / 0.77 \times 8760 = \text{rund } 0.38 \text{ Rp./kWh}$.

Speicherkraftwerke ohne Pumpen

Ein ähnliches Bild wie bei den Laufkraftwerken zeigt sich auch in der folgenden Abbildung 5-3, in der die Kostenentwicklung bei den Speicherkraftwerken ohne Pumpen dargestellt ist.

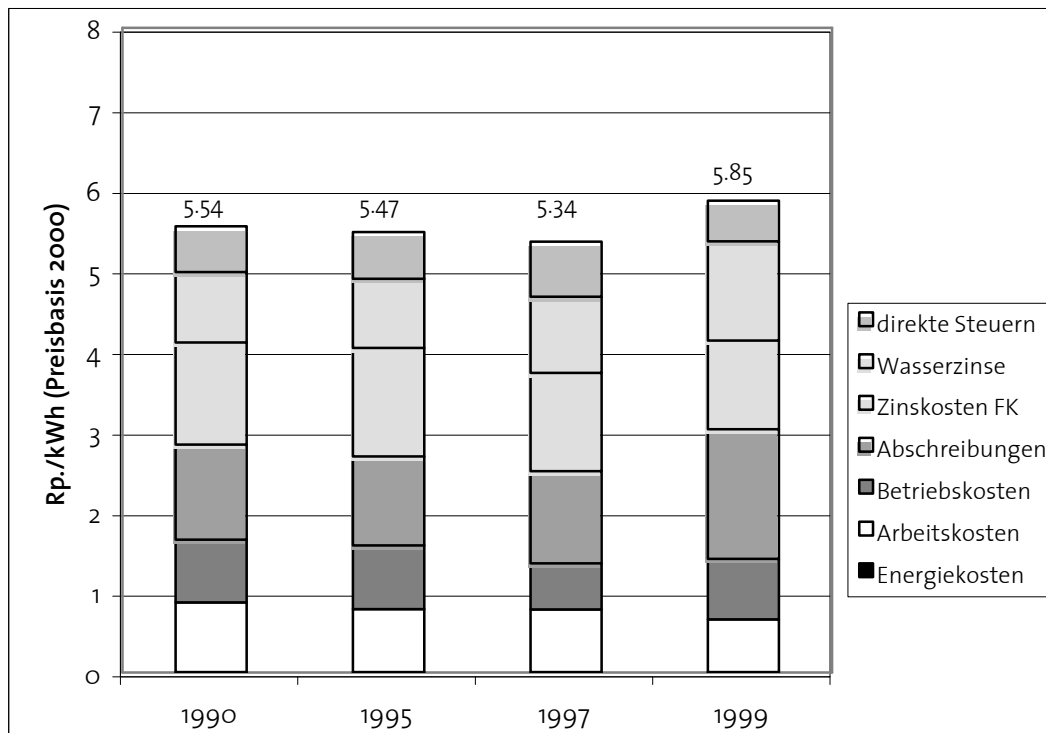


Abbildung 5-3: Entwicklung der durchschnittlichen Produktionskosten von Speicherkraftwerken ohne Pumpen (Stichprobe N=11); (Quelle: Datenbank LASEN/CEPE auf der Basis der Geschäftsberichte, eigene Berechnungen)

Die durchschnittlichen Kosten der Speicherkraftwerke sind von 1990 bis 1999 um rund 0.30 Rp./kWh auf rund 5.85 Rp./kWh gestiegen. Während die variablen Kosten während des betrachteten Zeitraums um 0.2 Rp./kWh und die Zinskosten um 0.17 Rp./kWh gesenkt werden konnten, ergaben sich wiederum bei den Abschreibungen und den Wasserzinsen die stärksten Zunahmen. Die Abschreibungen stiegen - aufgrund einer Änderung der Abschreibungspolitik vieler Speicherkraftwerke - um über 35% auf 1.6 Rp./kWh. Zusammen mit den Zinskosten ergaben sich für das Jahr 1999 durchschnittliche Kapitalkosten von rund 2.7 Rp./kWh.

Die Erhöhung des Wasserzinsmaximums macht sich mit einer durchschnittlichen Zunahme der Wasserzinse auf 1.23 Rp./kWh (+42%) bemerkbar. Die Belastung durch direkte Steuern hat dagegen leicht abgenommen, von 0.57 auf 0.5 Rp./kWh.

Zusammenfassend kann auch bei den Speicherkraftwerken nicht davon ausgegangen werden, dass die Kosten in Zukunft weiter zunehmen werden, da der beobachtete Kostenanstieg - mit Ausnahme der Wasserzinse - hauptsächlich transitorische Ursachen hat. Dies gilt in erster Linie für diejenigen Unternehmen, welche in den nächsten Jahren keine Erneuerung durchführen müssen.

Speicherkraftwerke mit Pumpen

Die Kosten der Speicherkraftwerke mit Pumpen blieben - wie Abbildung 5-4 zu entnehmen ist - während der 1990er Jahre annähernd konstant.

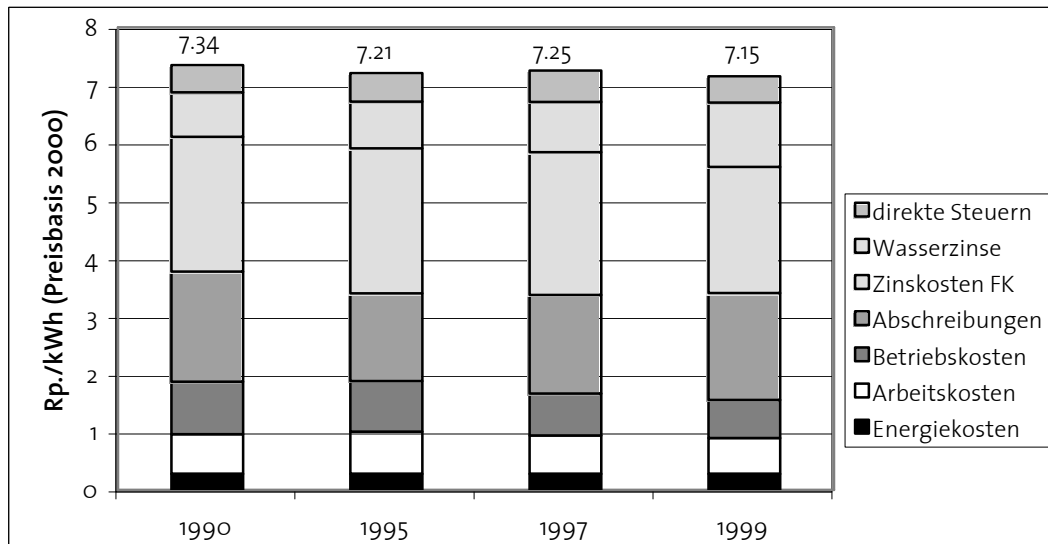


Abbildung 5-4: Entwicklung der durchschnittlichen Produktionskosten von Speicherkraftwerken mit Pumpen (Stichprobe N=13); (Quelle: Datenbank LASEN/CEPE auf der Basis der Geschäftsberichte, eigene Berechnungen)

Die Durchschnittskosten der Speicherkraftwerke mit Pumpen bewegten sich während der 1990er Jahre zwischen 7.34 und 7.15 Rp./kWh. Es ergaben sich einige Verschiebungen zwischen verschiedenen Kostenkategorien. Die Betriebskosten (Arbeitskosten und übrige Betriebskosten) fielen um nahezu 0.3 Rp./kWh, von 1.59 auf 1.28 Rp./kWh. Die Energiekosten für die Zubringerpumpen schlugen im Mittel mit 0.28 Rp./kWh zu Buche.¹²⁵ Auch bei den Speicherkraftwerken mit Pumpen kann festgestellt werden, dass die Abschreibungen im Jahr 1999 wesentlich zugenommen haben, nachdem sie 1995 temporär um 0.4 Rp./kWh sanken. Bis zum Jahr 1999 stiegen sie wieder auf das Niveau von 1990 an.

Schliesslich stand der Zunahme der Wasserzinsbelastung um 0.34 Rp./kWh eine Abnahme der Zinskosten um 0.15 Rp./kWh gegenüber.

Insgesamt zeigt sich, dass die Kosten sehr stark auf die Abschreibungen reagieren, die jedoch relativ stark von den gewählten Buchhaltungsgrundsätzen und Abschreibungsmethoden (bzw. Wechseln zwischen diesen) beeinflusst sind und deshalb kurzfristig schwer zu interpretieren sind.

Fazit

Aus der Analyse der Kostenstruktur der unterschiedlichen Kraftwerkkategorien können folgende Schlüsse gezogen werden:

- Anhand der Entwicklung der verschiedenen Kostenkategorien kann gezeigt werden, dass die Wasserkraftwerke in den letzten Jahren Massnahmen unternommen haben, um ihre Produktionskosten zu senken.
- Tendenziell kann eine Senkung der Arbeits- und Betriebskosten beobachtet werden. Hingegen stiegen im beobachteten Zeitraum die Kapitalkosten, was unter anderem auf eine Änderung der Abschreibungspolitik bzw. Sonderabschreibungen zurückgeführt werden kann. Ebenfalls eine Kostensteigerung verursachten die Wasserzinse, welche 1997 auf ein Maximum von 80 Fr./kW Bruttoleistung erhöht wurden.

¹²⁵ Bei diesem Wert handelt es sich nicht um die beobachteten Pumpenergiekosten, sondern um eine Hochrechnung, die auf einem Preis für die Pumpenergie von 1.8 Rp./kWh basiert.

5.2. Verbesserungspotenziale Betriebs-/Unterhaltskosten

In diesem Abschnitt werden nun zuerst die variablen Kosten - konkret Verbesserungspotenziale bei Betrieb und Unterhalt - betrachtet, bei denen der buchhalterische Spielraum geringer ist. Die Investitionskosten und die Finanzierungskosten werden in den anschliessenden Abschnitten behandelt.

Um die Verbesserungspotenziale bei Betrieb und Unterhalt der Kraftwerke zu analysieren, werden zuerst im Sinne eines einfachen und rudimentären „Benchmarking“ die variablen Kosten verschiedener Kraftwerke miteinander verglichen. Anschliessend werden mögliche Massnahmen diskutiert, durch die sich die Betriebs- und Unterhaltskosten von Wasserkraftwerken allenfalls senken lassen.

5.2.1. Entwicklung der variablen Kosten 1990 – 1999

Niederdruck-Laufkraftwerke

In der folgenden Abbildung sind die variablen Kosten von 7 schweizerischen Niederdruck-Laufkraftwerken für die Jahre 1990, 1995, 1997 und 1999 (Preisbasis 2000) dargestellt. Die variablen Kosten setzen sich aus den Personalkosten und den übrigen Betriebskosten zusammen. Darin enthalten sind die Kosten für Material und Fremdleistungen sowie die Versicherungsprämien und die übrigen Betriebskosten.¹²⁶

¹²⁶ Auf eine Präsentation der einzelnen Kostenkategorien wird aufgrund von buchhalterischen Abgrenzungsproblemen verzichtet.

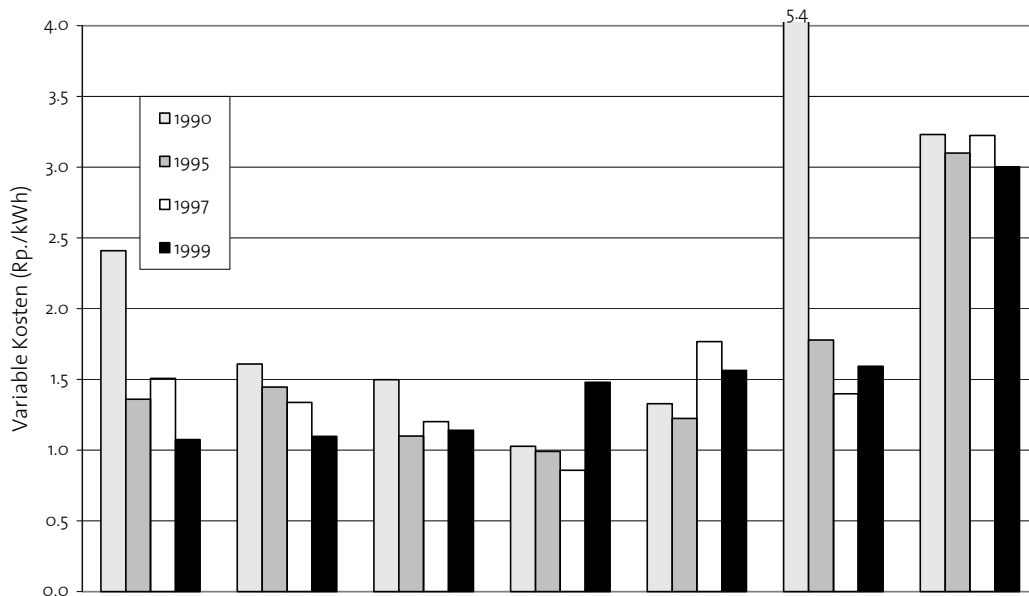


Abbildung 5-5: Betriebskosten von Niederdruck-Laufkraftwerken in den Jahren 1990, 1995, 1997 und 1999 (Quelle: Datenbank LASEN/CEPE auf der Basis der Geschäftsberichte, eigene Berechnungen)

Gemäss Abbildung 5-5 lagen 1999 die variablen Kosten der meisten untersuchten Laufkraftwerke zwischen 1 und ca. 3 Rp./kWh. Einige Unternehmen liegen darunter - das Minimum wird bei weniger als 0.9 Rp./kWh erreicht (1997) -, andere darüber - mit einem „Ausreisser“ bei über 5 Rp./kWh (1990). Diese ausserordentlich hohen Betriebskosten können durch einmalig anfallende Fremdleistungen erklärt werden.

Die Anteile von Personalkosten und übrigen Betriebskosten variieren teilweise sehr stark, was sich vermutlich durch die unterschiedliche Nutzung von Fremdleistungen erklären lässt. Fünf der untersuchten Unternehmen weisen überhaupt keine Personalkosten aus, was dahingehend interpretiert werden muss, dass sie Betrieb und Unterhalt von einer anderen Unternehmung (z.B. der Eigentümerin) einkaufen.

Die Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Laufkraftwerken deuten darauf hin, dass zumindest bei den Unternehmen „am oberen Ende“ noch gewisse Einsparpotenziale bestehen. Es ist aber zu beachten, dass manche Kostenunterschiede auf unterschiedliche Produktionsbedingungen zurückgeführt werden können.

Hochdruck-Laufkraftwerke

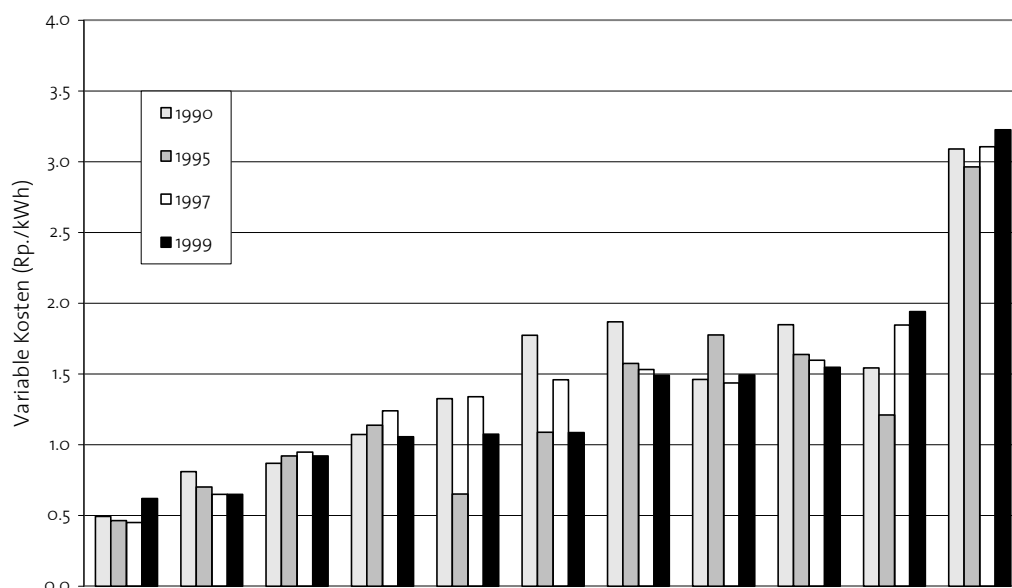


Abbildung 5-6: Betriebskosten von Hochdruck-Laufkraftwerken in den Jahren 1990, 1995, 1997 und 1999 (Quelle: Datenbank LASEN/CEPE auf der Basis der Geschäftsberichte, eigene Berechnungen)

Die Spannbreite der variablen Kosten erweist sich bei den Hochdruck-Laufkraftwerken als relativ gross. Der minimale Wert wird hier bei weniger als 0.5 Rp./kWh erreicht, der höchste bei mehr als 3 Rp./kWh. Insgesamt ist jedoch zu erkennen, dass - wie bei den Niederdruck-Laufkraftwerken - ein Grossteil der Unternehmen Betriebskosten bis zu ungefähr 1.5 Rp./kWh haben.

Die Entwicklung der Betriebskosten unterscheidet sich zwischen den Unternehmen. Bei den Unternehmen mit bereits tiefen Betriebskosten sind die Einsparpotenziale offensichtlich gering, so dass keine zusätzliche Verringerung dieser Kosten festgestellt werden kann.

Speicherkraftwerke ohne Pumpen

Die Situation der Speicherkraftwerke stellt sich ähnlich dar. Die meisten Unternehmen weisen Betriebskosten zwischen 1 und 2 Rp./kWh aus. Bei den Unternehmen mit höheren Betriebskosten zeigt die Entwicklung dieser Kosten kein eindeutiges Bild. Nebst Unternehmen, welche eine Verringerung der Betriebskosten aufweisen konnten, können auch solche Unternehmen ausgemacht werden, bei denen die Betriebskosten sich erhöht haben.

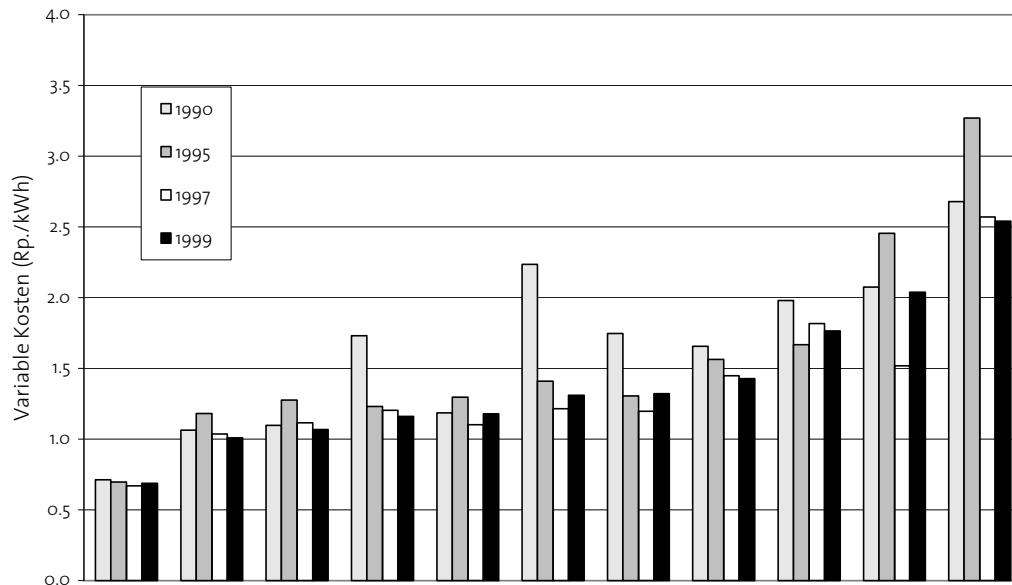


Abbildung 5-7: Betriebskosten von Speicherkraftwerken ohne Pumpen in den Jahren 1990, 1995, 1997 und 1999 (Quelle: Datenbank LASEN/CEPE auf der Basis der Geschäftsberichte, eigene Berechnungen)

An der Grafik lässt sich ausserdem erkennen, dass alle elf beobachteten Unternehmen ihre Betriebskosten nach 1990 bzw. nach 1995 gesenkt haben, was wiederum ein Hinweis auf die bestehenden Kostensenkungspotenziale vor allem für die Unternehmen mit hohen Kosten sein kann.

Speicherkraftwerke mit Pumpen

Die variablen Kosten der meisten Pumpspeicherkraftwerke liegen zwischen 1 und 2 Rp./kWh. Obwohl im Zeitverlauf eine Kostenreduktion zu beobachten ist, bestehen bei den Pumpspeicherkraftwerken eher kleine Unterschiede in den ausgewiesenen Betriebskosten. Dies könnte dahingehend interpretiert werden, dass die Kostensenkungspotenziale eher begrenzt sind bzw. bereits weitgehend realisiert wurden.

Die (geschätzten) Pumpenergiekosten betragen im Durchschnitt 0.3 Rp./kWh¹²⁷, was einem Anteil an den gesamten Betriebskosten von ca. 17 % entspricht.

¹²⁷ Bei einem angenommenen Pumpenergiepreis von 1.8 Rp./kWh. Die absoluten Pumpenergiekosten werden auf die Erzeugung bezogen (dadurch resultieren 0.3 Rp./kWh).

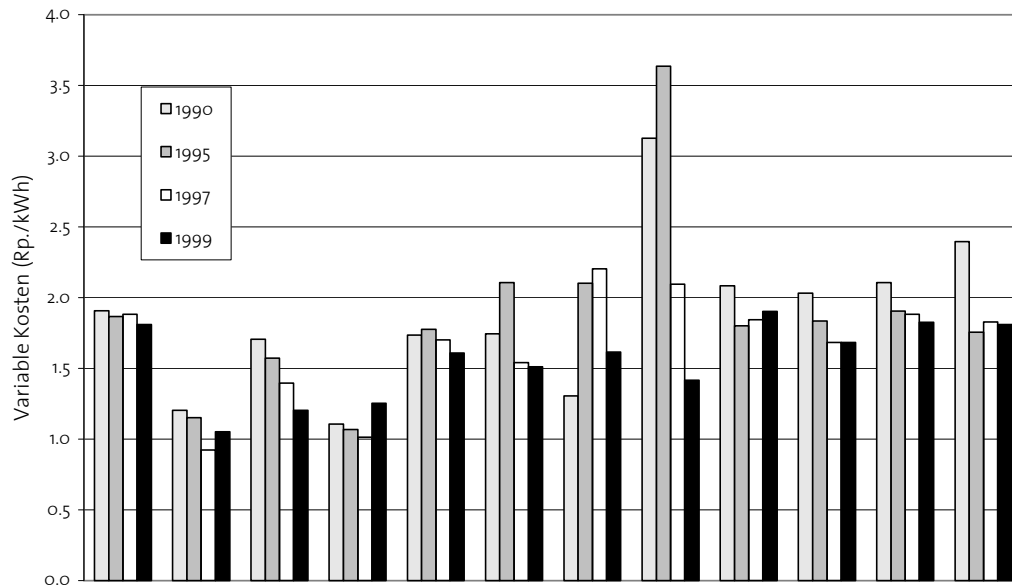


Abbildung 5-8: Betriebskosten von Speicherkraftwerken mit Pumpen in den Jahren 1990, 1995, 1997 und 1999 (Quelle: Datenbank LASEN/CEPE auf der Basis der Geschäftsberichte, eigene Berechnungen)

5.2.2. Einflussfaktoren auf die variablen Kosten

Vor dem Hintergrund der im letzten Abschnitt beobachteten Unterschiede zwischen den verschiedenen Unternehmen werden in diesem Abschnitt die variablen Kosten mit einem einfachen Regressionsmodell geschätzt. Mit Hilfe einer ökonometrischen Schätzung wird untersucht, welche Variablen die Betriebskosten (Niveau) beeinflussen. Das Modell für die Schätzung besteht aus der folgenden Kostenfunktion:

$$VC = f(GWH, GWH^2, GWH_PUMP, ALTER, LASTTRAN, PLANT_NR, ALT_DIFF, TIME),$$

wobei:

VC = Variable Kosten (CHF)

GWH = Erzeugung

GWH^2 = Erzeugung 2 (quadrierter Term der produzierten Energie)

GWH_PUMP = Pumpenergie (GWh)

ALTER = Durchschnittsalter der Kraftwerke

LASTTRAN = Jahre seit der letzten Transformation

PLANT_NR = Anzahl Zentralen

ALT_DIFF = Höhenunterschied zwischen (höchst- und niedrigstgelegenen) Anlagen

TIME = Zeit-Trend

Dieses einfache Modell wurde mit OLS (Ordinary Least Squares) und einer linearen Spezifikation (mit Ausnahme der Erzeugung) geschätzt. Grundlage bot dieselbe Stichprobe, die für die Kostenanalyse herangezogen wurde, d.h. die ökonomischen Daten für 47 Unternehmen über 4 Jahre (Datenbank CEPE/Lasen). Diese Schätzung stellt einen ersten Versuch dar, die Einflussfaktoren auf die variablen Kosten ökonometrisch zu erklären. Wie bereits vorgängig erwähnt, wer-

den die Einflussfaktoren auf die Betriebskosten im Rahmen einer laufenden Studie am CEPE mit Hilfe ökonometrischer Instrumente eingehender untersucht¹²⁸.

Nachstehende Tabelle zeigt die Schätzresultate:

Tabelle 5-1: Erklärung der variablen Kosten (Regressionsergebnisse)

Endogene Variable: Variable Kosten (CHF)	Koeffizienten	t-Wert ^a	Signifikanz- Niveau
Erzeugung (GWh)	1.274	4.613	0.000
Erzeugung ^2	-0.892	-3.190	0.003
Pumpenergie (GWh)	0.440	5.281	0.000
Durchschnittsalter der Kraftwerke	0.354	5.024	0.000
Jahre seit der letzten Transformation	-0.059	-1.273	0.210
Anzahl Zentralen	0.286	3.503	0.001
Höhendifferenz zwischen Anlagen	0.095	1.757	0.086
Zeit-Trend	-0.138	-3.389	0.001

Die Regressionsergebnisse können als zufriedenstellend bezeichnet werden, da die Mehrheit der Parameter signifikant sind. Zudem hat das Modell einen hohen Erklärungsgehalt, d.h. es kann über 92 % der Variation der Betriebskosten erklärt werden ($R^2=0.925$)¹³⁰. Einige erklärende Variablen spielen eine interessante Rolle und lassen sich folgendermassen interpretieren:

- Der positive Koeffizient von GWH besagt, dass die Betriebskosten (annahmegemäss) mit zunehmender Erzeugung steigen. Der negative Koeffizient des quadrierten Terms der Erzeugung (GWH^2) deutet jedoch darauf hin, dass die Betriebskosten unterproportional mit zunehmender Erzeugung steigen, d.h. es lassen sich Grössenvorteile (economies of scale) nachweisen.
- Das positive Vorzeichen des Koeffizienten für die eingesetzte Pumpenergie (GWH_PUMP) heisst, dass mehr Pumpenergie ceteris paribus (d.h. bei konstant halten der übrigen Variablen) die Betriebskosten erhöht.
- Ältere Anlagen haben höhere Betriebs- und Unterhaltskosten (positives Vorzeichen des Koeffizienten für die Variable ALTER).
- Umgekehrt gilt, dass ein Umbau bzw. eine Erneuerung die variablen Kosten senkt, d.h. je weniger Jahre die letzte Transformation zurückliegt, umso höher sind ceteris paribus die Betriebskosten (negativer Koeffizient für LASTTRAN). Allerdings liegt der Koeffizient für die-

¹²⁸ „Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz und Möglichkeiten einer räumlichen Differenzierung“, im Auftrag der Interessengemeinschaft Wasserkraft, der Regierungskonferenz der Gebirgskantone, des Bundesamtes für Energie und des Bundesamtes für Wasser und Geologie. Die Ergebnisse werden im Herbst 2003 vorliegen.

¹²⁹ Bei einem T-Wert von mehr als 2 kann davon ausgegangen werden, dass die Variable sich mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% signifikant von Null unterscheidet.

¹³⁰ Der quadrierte Korrelationskoeffizient weist darauf hin, dass die geschätzte Gleichung 83% der Schwankungen der abhängigen Variablen (d.h. der variablen Kosten) erklären kann.

se Variable nur auf einem Signifikanzniveau von ca. 90%, d.h. die Variable ist nur mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% von Null verschieden.

- Der Koeffizient für die Anzahl Zentralen (PLANT_NR) ist positiv, d.h. je mehr Zentralen eine Unternehmung aufweist (bei gleicher Gesamterzeugung), desto höher sind die Betriebskosten. Dies deutet darauf hin, dass der Unterhalt bei verschiedenen (möglicherweise geografisch auseinanderliegenden) Zentralen aufwändiger wird.
- Grössere Höhendifferenz zwischen den Anlagen (ALT_DIFF) erhöht die Unterhaltskosten. Dies zeigt der positive Koeffizient für diese Variable, welcher jedoch nur auf dem 90% Niveau signifikant ist.
- Das negative Vorzeichen des Zeit-Trends bestätigt die bereits vorgängig gemachte Beobachtung, dass die Betriebskosten während der letzten Jahre gesenkt werden konnten.

Durch die ökonometrische Schätzung konnten einige wichtige Einflussfaktoren auf die Betriebskosten identifiziert werden.

5.2.3. Mögliche Massnahmen zur Reduktion der Betriebs- und Unterhaltskosten

In diesem Abschnitt wird untersucht, welche konkreten Möglichkeiten den Kraftwerken zur Senkung der Betriebs- und Unterhaltskosten zur Verfügung stehen. Es handelt sich hierbei um eine qualitative Analyse, welche keine zahlenmässigen Angaben zu den Einsparungen durch die Kostensenkungsmassnahmen machen kann.

Fernsteuerung von Anlagen

Mit einer Standardisierung einer zuverlässigen Mess-, Regelungs- und Leittechnik lassen sich sowohl Betriebsführungs- als auch Instandhaltungskosten senken.

- Nach Schröfelbauer (1996) bilden Automatisierung und Monitoring einen zentralen Stellenwert bei zukünftigen Investitionstätigkeiten. Durch die verstärkte Automatisierung können sowohl einzelne Erzeugungseinheiten mit Hilfe von rechnergestützten Systemen geführt als auch mehrere Kraftwerke zu zentralen Einheiten zusammengefasst werden. Für die Kommunikationsschnittstellen und die Datenübertragung bestehen seit einigen Jahren erprobte Systeme. Der Nutzen hiervon liegt in einer deutlichen Reduktion der Betriebskosten.

Zustandsorientierte Instandhaltung

Eine Möglichkeit zur Kostenreduktion beim Kraftwerksbetrieb ist eine Verlängerung der Wartungs-Intervalle und eine Verkürzung der Ausfalldauer durch Einsatz von Monitoring. Hierbei kommen High-Tech-Produkte aus der Elektronik und Mess-Regeltechnik zum Einsatz.

- In der Zentrale Rothenbrunnen wurde für eine zustandsorientierte Instandhaltung eine Ultraschall-Durchflussmessung installiert, die jederzeit den Wirkungsgrad der Maschinen messen kann. So muss die Turbine nur gewartet werden, wenn ein Abfall des Wirkungsgrades ersichtlich wird. (Casanova et al. 2001)
- In Keck (2001) wird eine neue innovative Alternative für Kleinkraftwerke beschrieben, der sogenannte FiberGuss™. Die Laufradbecher bestehen aus faserverstärktem Kunststoff und sind über eine spezielle Kupplungsvorrichtung auf eine Stahlscheibe montiert. Der Austausch der Becher bei einer Wartung geht einfach und schnell vor sich. Zudem wird eine neue Vertriebsmöglichkeit in Erwägung gezogen, wie z.B. den alleinigen Verkauf der Stahlscheibe und das Leasing der Kunststoffbecher.

- Durch die Neuheit, aus Vollmaterial gefräste Peltonräder herzustellen, besteht bei einer Instandstellung die Möglichkeit, das Rad mit demselben Fräsprogramm zu bearbeiten (Casanova et al. 2001). Damit wird wieder der ursprüngliche Zustand erreicht, was sich deutlich auf den Wirkungsgrad auswirken kann. Die Anlage kann danach ohne grosse Einjustierung wieder in den Normalbetrieb übergehen, was die Ausfallzeit deutlich verkürzt.

Durch Einsatz von thermischen Spritzschichten kann die Standzeit von sanderosionsgefährdeten Anlagen erhöht und der notwendige Reparaturaufwand reduziert werden. Produktionseinbussen durch Wirkungsgradverschlechterungen lassen sich vermindern. Durch Einsatz von keramischen Schutzschichten lässt sich nach Krause und Riedel (1996) der Reparaturzyklus für Peltonturbinen mindestens verdoppeln.

Optimierung

Das Augenmerk der Optimierung richtet sich zusehends auf technisch-ökonomische Aspekte der gesamten Anlage, bei denen der Wirkungsgrad nur ein Faktor ist; der Unterhalt einer Anlage wird des Öfteren in den Vordergrund gestellt.

- Nach Aschenbrenner (1998) scheint es wenig sinnvoll, eine Optimierung der Beschauung einer Francis Turbine nur nach dem Wirkungsgrad auszurichten, denn die Totaldruckverteilungen zeigen ungünstige Schichtungen in einigen Bereichen. Diese Abweichung der Idealstruktur kann zu verstärktem Materialverschleiss führen und höhere Unterhaltskosten verursachen.
- Optimierungen der Betriebskosten können durch einen flexiblen Einsatz der Mitarbeiter erzielt werden. Insbesondere Unternehmen mit mehreren Produktionsanlagen sind dazu übergegangen, den Einsatz der Mitarbeiter über alle Werke zu optimieren, anstatt anlagenbezogene Teams zu haben.
- Eine weitere Möglichkeit der betrieblichen Optimierung und Kosteneinsparung besteht in der Auslagerung gewisser Arbeiten (Outsourcing). Insbesondere für kleinere Unternehmen kann es ökonomisch interessant sein, Arbeiten, die unregelmässig anfallen, an spezialisierte, aussenstehende Arbeitskräfte zu delegieren. Die Bildung eines Teams mit spezifischen Kernkompetenzen kann für solche Unternehmen teurer zu stehen kommen, als wenn Dienstleistungen ausgelagert werden.
- Auf der anderen Seite können spezielle Kenntnisse (Spezialisierungen) der Mitarbeiter an andere Unternehmen „verkauft“ werden. Dies kann ebenfalls eine Optimierung des Personaleinsatzes bewirken.

Wirkungsgradverbesserung

Ein gewisses Potenzial zur effizienteren Ausnutzung der Wasserkraft an bereits wasserbaulich erschlossenen Standorten liegt in einer Nachrüstung von Kraftwerken mit optimierten Komponenten. Nach Voigtländer und Lenk (2000) lassen sich Wirkungsgradverbesserungen bis zu 5 % erzielen. Tieferere Werte werden durch eine Studie vom Ingenieurbüro Straub (1997) für den Kanton Graubünden und von der Ingenieurgesellschaft Stucky – Pralong – Eos (2000) für den Kanton Wallis ausgewiesen. Darin wird das Potenzial an zusätzlicher Produktionserwartung auf 2.35% (Kanton Graubünden) bzw. rund 4% (Kanton Wallis) geschätzt.

- So konnte nach Casanova et al. (2001) in der Zentrale Rothenbrunnen bei einer Erneuerungsphase die Leistung um 8,2% gesteigert werden, indem Peltonräder mit neuer Herstellertechnologie eingesetzt worden sind.

- Bei Francis-Turbinen kann ein beachtlicher Wirkungsgradabfall vermieden werden, wenn die Turbinenkomponenten mit speziellen Beschichtungen ausgeführt sind. Nach Krause und Riedel (1996) können Wirkungsgradverbesserungen von ca. 5 % nach 30'000 Betriebsstunden erreicht werden.

Modelle

Ein weiteres Ziel der aktuellen Forschung ist es, möglichst genaue Modelle von Turbinen zu erstellen, um noch effizientere Laufräder bzw. Kraftwerke betreiben zu können.

- In Sick et al. (2000) werden erste vielversprechende Ergebnisse präsentiert, die den Anwendungsbereich der komplexen numerischen Methoden der Strömungsdynamik auf Pelton-turbinen ausweiten. Nach Keck (2001) leitet dieser Durchbruch auf dem Gebiet der Pelton-Strömungsdynamik ein neues Zeitalter in der Entwicklung von Peltonlaufrädern ein, was sich auf Herstellkosten, Lebensdauer, Instandhaltungs-Intervall-Dauer und Wirkungsgrad der Turbinen auswirken kann.

Neue Fertigungstechnologien

Ein weiterer Fortschritt der Technik sind neue Fertigungstechnologien.

- Nach Keck (2001) geht die Entwicklung weg von Integral-Guss-Laufrädern zu Schmiede-/Schweisskonstruktionen. Durch robotergesteuertes Auftragschweissen auf einer geschmiedeten Scheibe werden bessere Wirkungsgrade und eine längere Lebensdauer erzielt. Er zeigt auch einige neue Herstellprozesse auf, wie z.B. MicroGuss™, HIWELD™ und FiberGuss™, welche eine höhere Lebensdauer und (auch hierdurch bedingte) kürzere Ausfallzeiten als ursprünglich produzierte Laufräder aufweisen.
- Eine technische Neuheit wird in Casanova et al. (2001) erklärt. Als Ausgangsmaterial dienen geschmiedete Scheiben, in die nachher die Peltonbecher mit einer hohen Präzision gefräst werden. So kann der Rohling vor dem Bearbeiten sehr hoch vergütet und zudem in allen Dimensionen und mit verschiedenen Methoden geprüft werden. Dadurch können allfällige Defizite in der Materialqualität zum Voraus ausgeschlossen werden, was Auswirkungen auf den Unterhalt der Kraftwerke hat.

Fazit

Es lassen sich folgende Schlussfolgerungen aus den vorgängigen Abschnitten ziehen:

- Es lässt sich eine relativ grosse Variation der variablen Kosten erkennen. Dies lässt sich einerseits durch Effizienzunterschiede erklären, andererseits sind dafür unterschiedliche Standort- bzw. Produktionsbedingungen verantwortlich. Zu denken wäre hierbei an Faktoren wie arbeitsintensive Standortbedingungen (z.B. aufgrund vieler weit auseinanderliegender Zentralen).
- Mit Hilfe ökonomischer Schätzungen lassen sich einige Einflussfaktoren auf die variablen Kosten identifizieren und quantifizieren. Es lässt sich beispielsweise zeigen, dass mit zunehmendem Alter, zunehmender Anzahl Zentralen oder einer grossen Höhendifferenz zwischen den Anlagen die Betriebskosten steigen. Andererseits kann beobachtet werden, dass die Betriebskosten tendenziell tiefer sind, wenn eine Anlage vor wenigen Jahren erneuert oder umgebaut wurde, und dass in den letzten Jahren ein allgemeiner Trend in Richtung einer Senkung der Betriebskosten bestand. Ausserdem zeigen die Schätzergebnisse Grössenvorteile in der Erzeugung auf (economies of scale).
- Die technischen und organisatorischen Kosteneinsparungsmassnahmen bieten ein gewisses Potenzial für zukünftige Kostenreduktionen.

5.3. Verbesserungspotenziale der Kapitalkosten

Um die Kapitalkosten zu senken, gibt es zwei mögliche Ansatzpunkte: Einerseits kann bei den **Investitionskosten** angesetzt werden, andererseits liessen sich die Kapitalkosten durch eine günstigere **Finanzierung** des gebundenen Kapitals senken. Diese beiden Optionen werden in den folgenden beiden Abschnitten untersucht.

5.3.1. Verbesserungspotenziale Finanzierung

Bisherige Finanzierungsstrategie

In der Vergangenheit wurden Wasserkraftwerke im Schnitt zu etwa 75% mit Fremdkapital (z.B. Anleihen mit einer Laufzeit von 10 Jahren) und zu etwa 25% mit Eigenkapital finanziert. Dieses Finanzierungsverhältnis ändert sich während der langen Nutzungsdauer der Anlagen. Die relativ hohen Fremdkapitalanteile zu Beginn werden sukzessive zurückbezahlt, so dass ältere Anlagen oft sehr geringe (oder überhaupt keine) Zinsbelastung mehr haben.

Im geschützten Monopolumfeld vor der Liberalisierung konnten die Unternehmen – aufgrund ihrer geschützten Absatzgebiete – von sehr günstigen Zinssätzen profitieren, da das Risiko von den Investoren als sehr gering eingeschätzt wurde. Die Risikozuschläge (Spreads) für Anleihen von Wasserkraftwerken bewegten sich in einer ähnlichen Grössenordnung wie jene von Kantonsanleihen.

Auswirkung der Liberalisierung

Da mit der Deregulierung eine Zunahme der Risiken einhergeht, wird allgemein erwartet, dass die Wasserkraftwerke längerfristig mit höheren Finanzierungskosten zu rechnen haben. Bereits kurzfristig konnte beobachtet werden, dass die Spreads (gegenüber Bundesobligationen), die noch im Oktober 1997 bei rund 20 Basispunkten lagen, auf 67 Basispunkte im März 2001 angestiegen sind (vgl. UBS Warburg, 2001b, S. 14).

Allerdings scheinen die Anleger – gemäss UBS Warburg – gegenwärtig noch keine Differenzierung zwischen verschiedenen Kategorien von Elektrizitätsunternehmen vorzunehmen. Produzenten werden nicht systematisch anders eingeschätzt als Verteiler. Im Moment ist es schwierig, zu beurteilen, ob und wie sich dies in Zukunft ändern wird - zumal der Markt durch eine geringe Liquidität (geringes Handelsvolumen) gekennzeichnet ist.

Möglichkeiten für Kostensenkungen

Gerade weil Wasserkraftwerkbetreiber in Zukunft eher mit höheren Finanzierungskosten rechnen müssen als in der Vergangenheit, dürften sich Anstrengungen zur Senkung der Finanzierungskosten besonders lohnen.

Vermehrter Einsatz flexiblerer Finanzierungsinstrumente:

Um den höheren Finanzierungskosten entgegenzuwirken, haben die Wasserkraftwerke verschiedene Möglichkeiten, die Zusammensetzung ihres Fremdkapitals zu optimieren. Insbesondere bieten sich verschiedene Arten von Anleihen an, da die Anlagen von Wasserkraftwerken sehr kapitalintensiv sind und langfristig finanziert werden sollten.

Rückrufbare Anleihen („callable bonds“)

Zunächst können sie so genannte rückrufbare Anleihen („callable bonds“) emittieren. Im Gegensatz zu gewöhnlichen Anleihen kann der Emittent (im unserem Fall die Wasserkraftwerke) bei einer rückrufbaren Anleihe den Rückzahlungszeitpunkt selber bestimmen und ist nicht an die ursprüngliche Laufzeit gebunden. Dabei kann die Anleihe entweder nur auf bestimmte Da-

ten gekündigt werden, oder es besteht die Möglichkeit, auch über ganze Perioden hinweg das Rückrufrecht auszuüben. Ein weiterer Vorteil der rückrufbaren Anleihen für den Emittenten besteht darin, dass er bei einem fallenden Zinsniveau die Anleihe kündigen kann, um dann am Kapitalmarkt zu günstigeren Konditionen das Kapital wieder neu aufzunehmen. Steigen die Zinsen, kann der Emittent die Anleihe weiter laufen lassen und profitiert von den tieferen Zinsen. Dies bedeutet aber, dass auf dem Zinssatz ein Risikozuschlag zu bezahlen ist, um die Anleger gegen das Risiko der vorzeitigen Rückzahlung bzw. gegen steigende Zinsen zu entschädigen. Die Festlegung der Risikoprämie ist im Falle der rückrufbaren Anleihen sehr schwierig, da man die Möglichkeit einer vorzeitigen Rückzahlung berücksichtigen muss.

Wandelanleihen („convertible bonds“)

Eine weitere Möglichkeit zur Kapitalbeschaffung von Wasserkraftwerken ist die Ausgabe von so genannten Wandelanleihen („convertible bonds“). Bei Wandelanleihen besitzt der Käufer der Anleihe das Recht, unter bestimmten Bedingungen Aktien des Emittenten gegen die Anleihe zu tauschen, ohne sie am Markt kaufen zu müssen. Die Wandelbedingungen werden beim Kauf der Anleihe festgelegt. Der Zeitpunkt des Tausches kann vom Käufer eigenständig festgelegt werden. Dies bedeutet aber, dass für den Emittenten das Problem entsteht, dass er nicht kontrollieren kann, wann das für ihn relativ günstigere Fremdkapital durch teureres Eigenkapital ersetzt wird. Auf der anderen Seite besitzt die Wandelanleihe für den Emittenten den Vorteil, dass der Zinssatz aufgrund des Rechtes zur Wandlung unter demjenigen eines vergleichbaren Titels ohne Wandelrecht liegt.

Häufig sind Wandelanleihen gleichzeitig auch rückrufbar. Somit kann der Emittent den Käufer zwingen, zu entscheiden, ob er den Wandel vornehmen will oder ob er eine Auszahlung bevorzugt, indem er die Anleihe vorzeitig zurückruft. Ein Nachteil für den Emittenten von Wandelanleihen besteht darin, dass das bestehende Eigenkapital verwässert wird. Wie bei der rückrufbaren Anleihe ist auch bei der Wandelanleihe die Festlegung der Höhe des Abschlags schwer zu bestimmen.

Fazit

Aus diesen Ausführungen wird ersichtlich, dass die Entscheidung über das optimale Finanzinstrument eine schwierige und im Allgemeinen nicht beantwortbare Frage ist. Auf der einen Seite haben die erwähnten Anleihen Vorteile für die eine oder andere Partei, aber auf der anderen Seite haben diese Vorteile natürlich auch ihren Preis. Somit muss jeweils im Einzelfall ein auf das untersuchte Unternehmen optimal abgestimmtes Finanzpaket geschnürt werden. Je nach Höhe der Risikozuschläge können die rückrufbaren Anleihen und Wandelanleihen auch vertuernd wirken.

5.3.2. Etappierung von Investitionsprojekten

Falls es möglich ist, Investitionsprojekte (Erneuerungs- und Ausbauprojekte) zu etappieren, lassen sich dadurch sowohl das durchschnittlich gebundene Kapital, das für die Höhe der Finanzierungskosten von grosser Bedeutung ist, als auch das unternehmerische Risiko senken, was sich ebenfalls auf die Finanzierungskosten auswirkt.

Ein gutes Beispiel für ein Projekt, das schrittweise durchgeführt werden soll, stellt der Ausbauplan der Kraftwerke Oberhasli (KWO) dar.¹³¹ Die Ausschöpfung der noch vorhandenen Reserven soll in drei Etappen, die in sich abgeschlossen sind, erfolgen. Damit können die Investitionsrisiken klein gehalten werden. In einer ersten Phase soll ein Teil der bestehenden Anlagen saniert und aufgewertet werden. Dies erlaubt eine Verringerung der Reibungsverluste und eine Zunahme der Produktion. Dadurch, dass die Produktionskosten nicht beeinflusst werden, ist das Investitionsrisiko dieser Phase gering. Die zweite Phase sieht eine Erhöhung von zwei Stau-

¹³¹ Ursin 2001.

mauern und eine Verlagerung der Energieproduktion vom Sommer in den Winter vor. Die Realisierung dieser Etappe verlangt einen langfristigen Unterschied zwischen den Preisen für Winter- und Sommerenergie. Die dritte Etappe wäre dagegen mit einer Erhöhung der Leistung der bestehenden Anlagen verbunden. Es handelt sich dabei um die teuerste Ausbauphase, die nur dann realisiert wird, wenn die zusätzliche Winterleistung auf dem Markt nachgefragt wird und eine Deckung der Investitions- und Betriebskosten erlaubt.

5.4. Optimierung der Produktion

Zwei Studien, die im Auftrag des Bundesamtes für Wasser und Geologie erstellt worden sind, haben das Thema der Produktionssteigerungspotenziale durch Optimierungen anhand der Wasserkraftwerke im Kanton Wallis¹³² und im Kanton Graubünden¹³³ untersucht.

Für die Kraftwerke Hinterrhein AG wurde untersucht, welche Auswirkungen auf die Produktionsmöglichkeiten verschiedene Massnahmen zur Betriebsoptimierung ausüben könnten.

- Optimierung des Maschineneinsatzes zur Erzielung eines höheren Gesamtwirkungsgrades: Die Wirkung auf die Produktion (+0.05%) ist bescheiden und deutet darauf hin, dass die Maschinen bereits optimal eingesetzt werden.
- Minimierung der hydraulischen Verluste durch Reduktion der Spitzendurchflüsse: Die Massnahme könnte zu einer Steigerung der Produktion von 0.3% führen, ihre Durchführung wird aber als wenig realistisch betrachtet, da die Stromproduktion sich dem Konsum anzupassen hat. Die Differenzen in den Strommarktpreisen sind bei einer solchen Betriebsoptimierung ebenfalls zu berücksichtigen.
- Optimierung der Saisonspeicher-Bewirtschaftung: Dadurch könnte eine Erhöhung der Winterproduktion um 0.8% erzielt werden.

Insgesamt wird geschätzt, dass die Massnahmen zur Betriebsoptimierung im Kanton Graubünden eine zusätzliche Produktionserwartung von 1.86 GWh pro Jahr bewirken könnten.

Auch in der Walliser Studie wurde der Frage nachgegangen, inwiefern Betriebsoptimierungen zu Produktionssteigerungen führen könnten. Es hat sich gezeigt, dass die durchgeführten Betriebsoptimierungen auf eine Minimierung der Betriebskosten hielten.

Die Nutzungsoptimierung der zur Verfügung stehenden Wassermengen durch verschiedene Betreiber (d.h. bei Vorliegen einer Kette verschiedener Kraftwerke entlang eines Flusslaufes) könnte ein gewisses Potenzial beinhalten. Dies bedingt eine bessere Abstimmung zwischen den Betreibern der Werke. Eine Abschätzung der dadurch erzielbaren Produktionssteigerungspotenziale liegt jedoch nicht vor.¹³⁴

¹³² Ingenieurgemeinschaft Stucky – Pralong – Eos 2000

¹³³ Ingenieurbüro Straub 1997

¹³⁴ Anhang 5 enthält ein Vorgehensvorschlag des LASEN (Laboratoire de systèmes énergétiques) zur Vertiefung der Investitionspotenziale in Wasserkraftanlagen in der Schweiz.

6 Modell zur Beurteilung der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit

6.1. Einleitung

In diesem Kapitel werden mit Hilfe eines Investitionsbewertungsmodells Überlegungen zur langfristigen Wettbewerbsfähigkeit Schweizerischer Wasserkraftwerke angestellt. Dazu wird die Discounted Free Cash Flow-Methode (DFCF) verwendet. Die folgenden Punkte stehen im Zentrum des Interesses:

- Präsentation des Modells.
- Präsentation der **Datenbasis**.
- Festlegung der **Modellannahmen des Referenzszenarios und weiterer Szenarien**.
- Präsentation und Plausibilitätsprüfung der **Modellergebnisse** für das Referenzszenario.
- Präsentation und Plausibilitätsprüfung der **Sensitivitätsanalyse** für das Referenzszenario.

6.2. Beurteilung der Investitionsentscheide mit der Kapitalwertmethode

Die vorliegende Untersuchung befasst sich mit der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftwerke. Im Gegensatz zur kurzfristigen Optik – bei welcher der Betrieb der existierenden Anlagen im Zentrum steht – wird hier der Frage nachgegangen, ob weiterhin Investitionen in Wasserkraftanlagen getätigt werden. Aus Sicht der Investoren ist dies dann der Fall, wenn eine **angemessene Rendite** auf das eingesetzte Kapital realisiert werden kann. Die langfristige Wettbewerbsfähigkeit ist somit unmittelbar an die **Beurteilung der Rentabilität von zukünftigen Investitionen** in die Wasserkraft geknüpft. Um den allgemeinen Begriff Wettbewerbsfähigkeit zu operationalisieren, gehen wir von der folgenden Hypothese aus:

Hypothese: „Die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft ist gesichert, wenn auch in Zukunft in die Wasserkraft investiert wird.“¹³⁵

Dabei wird bewusst die Optik der Unternehmung gewählt.¹³⁶ Investoren haben bei der Beurteilung von grösseren Investitionsprojekten typischerweise eine Ertragswert-Optik: Eine Investition wird dann getätigt, wenn dadurch eine höhere Rendite erwirtschaftet werden kann als durch eine alternative Anlage des Kapitals. Diese Optik ist für die Beurteilung von Investitionsprojekten im Bereich der Wasserkrafterzeugung gerechtfertigt, da der Anteil privater Unternehmen bedeutend höher ist als z.B. bei der Stromverteilung.

Die wichtigsten Verfahren zur Beurteilung von Investitionen sind:

- **Discounted (Free) Cash Flow Methode (DFCF)**
Eine Investition wird mit der DCF-Methode bewertet, indem alle Geldströme (*Cash Flows*) während der gesamten Investitions- und Nutzungsphase auf einen Ausgangszeitpunkt abdiskontiert und zusammengezählt werden. Dadurch kann der Gegenwartswert (*Net Present Value*, NPV) der Investition berechnet werden. Die so ermittelte Cash Flow-Grösse stellt den freien betrieblichen Cash Flow nach Investitionen dar und kann als **Free Cash Flow** interpretiert werden. Dieser steht zur Abgeltung der Ansprüche der

¹³⁵ Die Konzessionen der meisten Unternehmen der Stichprobe laufen erst nach dem Jahr 2020 aus. Dies ist auch der Zeitpunkt, zu welchem die Frage nach der Erneuerung der Anlagen mit spezieller Dringlichkeit anfällt. Deswegen scheint uns die Wahl der langfristigen Perspektive berechtigt.

¹³⁶ Eine Analyse aus Sicht von öffentlichen Investoren, die z.B. von günstigeren Finanzierungsbedingungen profitieren können, wird im Abschnitt über die wirtschaftspolitische Massnahmen (Kapitel 7) vorgenommen.

Eigenkapitalgeber zur Verfügung.¹³⁷ Aus betriebswirtschaftlicher Sicht lohnt sich die Investition in jedes Projekt, das einen positiven NPV liefert.

- **Methode des internen Ertragssatzes** (*Internal Rate of Return*, IRR)
Der interne Ertragssatz berechnet den Zinssatz, bei welchem die kumulierten Barwerte der zukünftigen *Cash Flows* den Investition entsprechen und daher ein NPV von Null resultiert. Somit stellt der IRR die Grenzoportunitätskosten für eine Investition dar. Um die Qualität des IRR einer Investition bewerten zu können, werden die Opportunitätskosten einer Alternativanlage auf dem Kapitalmarkt als Vergleich benötigt.¹³⁸
- **Optionspreismethode**
Es handelt sich um ein neueres Verfahren zur Bewertung von Investitionsprojekten, welches sich wegen der schwierigen Operationalisierbarkeit und der mangelnden Methodenkenntnis in der Praxis noch nicht stark durchgesetzt hat. Der Grundgedanke dieses Ansatzes liegt in der Berücksichtigung der Realloptionen der Unternehmen. Darunter versteht man die Verbindung von zukünftigen Handlungsspielräumen und Investitionsmöglichkeiten mit der Fähigkeit des Managements, die operativen Entscheidungen an veränderte Umweltbedingungen anzupassen.¹³⁹

In der vorliegenden Studie wird die DFCF-Methode angewendet, weil die Frage im Zentrum steht, ob es sich lohnt, eine Investition zu tätigen oder nicht. Die DFCF-Methode liefert darauf eine eindeutige Antwort: Ist der NPV, nach Abzug der Investitionskosten, positiv, lohnt sie sich. Zudem handelt es sich um eine Methode, die zur Beurteilung von Investitionsvorhaben im Wasserkraftbereich bereits oft angewandt worden ist. Die IRR-Methode wäre eher angezeigt, wenn – bei begrenztem Kapital – entschieden werden muss, welches Projekt vorzuziehen ist. Die Optionspreismethode stellt dagegen eine interessante Alternative dar. Das komplexe Verfahren bei der Bestimmung der einzelnen Bewertungsparameter und die beschränkten Erfahrungen bei der Anwendung der Methode sprechen aber gegen die Anwendung dieses Ansatzes in der vorliegenden Untersuchung.¹⁴⁰

6.2.1. Die Discounted Free Cash Flow - Methode

Die Verwendung der DFCF-Methode bzw. die Berechnung des NPV hat verschiedene Vorteile:

- + Der NPV kann auf transparente Art berechnet werden.
- + Der NPV ist ein guter Indikator für die Wettbewerbsfähigkeit, da er anzeigt, ob mit einer Investition eine genügend hohe Rendite auf das eingesetzte Kapital erwirtschaftet werden kann.
- + Weil die Methode auf die *Cash Flows* – die unabhängig von unterschiedlichen Buchhaltungsmethoden (Abschreibungen, Rückstellungen usw.) sind – abstützt, garantiert die DFCF-Methode die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zwischen verschiedenen Unternehmen.
- + Die DFCF-Methode lässt Sensitivitätsanalysen zu und erlaubt die Bildung von Szenarien.

¹³⁷ Der Free Cash Flow steht auch den Fremdkapitalgebern zur Verfügung, wenn in den berechneten Cash Flow -Größen die FK-Verzinsung nicht berücksichtigt worden ist.

¹³⁸ Zu Bewertungsmethodik und deren Anwendung in der Praxis siehe auch Superina 2000.

¹³⁹ Hommel und Pritsch 1999.

¹⁴⁰ Es wäre allerdings sehr interessant, im Rahmen eines anderen Projektes diese Methode anzuwenden und die Ergebnisse der beiden Ansätze zu vergleichen.

- + Die DFCF-Methode ist in der Praxis weit verbreitet und wird von Unternehmungen oft zur Beurteilung von Investitionen eingesetzt.

6.2.2. Grundlegende Modellannahmen

Hier werden vereinfachende Annahmen aufgelistet, die getroffen werden mussten, um die grosse Datenmenge handhaben zu können.

1. Alle Berechnungen werden in **realen Grössen** (d.h. mit inflationsbereinigten Werten) durchgeführt.
2. Da in der Schweiz heute bereits rund 80% der technisch und 90% der ökonomisch nutzbaren Wasserkraft-Potenziale genutzt werden (vgl. z.B. Schleiss 1998), beschränkt sich diese Studie auf die Untersuchung des **Ersatzes bestehender Wasserkraftwerke**. Möglichkeiten für Neuinvestitionen werden nicht untersucht.
3. Investitionen in Wasserkraftwerke haben aufgrund der ökonomischen Nutzungsdauer von rund 50 Jahren¹⁴¹ einen langfristigen Horizont. Deshalb werden für die Prognose der Strompreise jene neuen **Gleichgewichtspreise** verwendet, die sich nach dem Abbau der Überkapazitäten im europäischen Kraftwerkpark ergeben.¹⁴² Die aktuelle Phase mit tiefen Strommarktpreisen ist für zukünftige Investitionsentscheide von geringer Bedeutung, dagegen sind die langfristigen Preiserwartungen relevant. Es gilt zu beachten, dass die Konzessionen der meisten (rund 75%) Zentralen erst zwischen den Jahren 2020 und 2050 ablaufen werden. Zu diesem Zeitpunkt muss in der Regel entschieden werden, ob die Anlage weiter betrieben (und darin investiert) werden soll.
4. Durch die Annahme eines langfristig stabilen Gleichgewichts kann das Modell ohne explizite Zeitdimension berechnet werden. Aus Gründen der Vergleichbarkeit haben wir die Annahme getroffen, dass alle Kraftwerke zur gleichen Zeit ihre Ersatzinvestition tätigen, ohne auf die verschiedenen Konzessionsdauern Rücksicht zu nehmen.
5. Der relevante Strom-Absatzmarkt für die schweizerischen Wasserkraftwerke ist der **westeuropäische Strommarkt**. Die europäische Liberalisierung und der internationale Handel führen längerfristig zu europäisch einheitlichen Strompreisen.
6. Die Wasserkraftwerke werden aufgrund ihrer tiefen kurzfristigen Grenzkosten nie als Grenztechnologie zum Einsatz kommen. Wir gehen davon aus, dass die Gleichgewichtspreise durch die langfristigen Grenzkosten der thermischen Kraftwerke bestimmt werden. Die **Wasserkraftwerke sind somit immer Preisnehmer** („Price-Taker“); der Strompreis ist für sie eine exogene Grösse.
7. Im Rahmen dieser Untersuchung war es nicht möglich, den Investitionsbedarf für die Erneuerung von Wasserkraftwerken individuell abzuschätzen. Stattdessen wird der Investitionsbedarf pro Kraftwerk aufgrund **spezifischer Investitionsaufwendungen** aus der Literatur (differenziert nach Kraftwerkskategorie) berechnet.
8. Die individuellen Finanzierungsverhältnisse verschiedener Kraftwerke werden nicht berücksichtigt, sondern es wird von einem für alle Unternehmen **einheitlichen und konstanten Finanzierungsverhältnis** ausgegangen, das dem aktuellen Branchendurchschnitt entspricht (75% Fremdkapital und 25% Eigenkapital).

¹⁴¹ Es wurde angenommen, dass 50 Jahre ein Durchschnittswert der Lebensdauer der verschiedenen Anlageteile darstellt.

¹⁴² Wegen der Unsicherheiten bei den Strompreisprognosen werden hierzu zwei Szenarien definiert.

9. Zur Berechnung der jährlichen Kapitalkosten wird die **Annuitäten-Methode** verwendet, die während der gesamten Nutzungsdauer zu einer konstanten Belastung durch die Kapitalkosten (Summe aus Abschreibungen und Fremdkapital-Zinsen) führt.¹⁴³

Das Modell verwendet somit für alle Unternehmen die gleiche Finanzierungsstruktur und Kapitalkosten (Zinssätze und Abschreibungsdauer) und setzt die gleichen Preise pro Lastperiode voraus. Die spezifischen Investitionskosten werden für die einzelnen Wasserkraftkategorien definiert. Die Unternehmen unterscheiden sich durch folgende Eigenschaften:

1. Die laufenden Betriebskosten.
2. Die installierte Leistung und somit die absoluten Investitionskosten.
3. Die Produktionsstruktur, die sich durch die Kraftwerkskategorie (Speicher- oder Laufkraftwerk), die installierte Leistung und die historische saisonale Produktionsstruktur (Sommer/Winter) ergibt.

Diese Elemente bestimmen im wesentlichen, ob die erwarteten Erträge der Unternehmung ausreichen werden, um die Erneuerungsinvestitionen zu tätigen.

6.2.3. Modellaufbau

Jede Investition in ein Wasserkraftwerk setzt sich grob aus zwei Phasen zusammen:

1. **Bauphase:** Es wird angenommen, dass während der Bauphase (Erneuerungsphase) die gesamte Investitionssumme in gleich grossen jährlichen Tranchen investiert wird. Während der Bauphase wird keine Elektrizität erzeugt. (Die Bauphase dauert vom Jahr 1 bis b , vgl. Abbildung 6-1).
2. **Nutzungsphase:** Die Nutzungsphase hat eine Dauer, die der gewichteten ökonomischen Nutzungsdauer aller Anlagenteile entspricht. Während dieser Phase wird Elektrizität erzeugt und zum Marktpreis verkauft. Während der Nutzungsphase fallen jährliche Einnahmen und Ausgaben an, deren Differenz den jährlichen *Cash Flow* ergibt. (Die Nutzungsphase dauert vom Jahr $b+1$ bis zum Jahr $b+n$).

Der Gegenwartswert der Investition (*Net Present Value*) wird aufs Jahr 0, den hypothetischen Entscheidungszeitpunkt, abdiskontiert. Der Modellaufbau ist in der folgenden Abbildung grafisch dargestellt.

¹⁴³ Grundsätzlich stehen zwei Abschreibungsmethoden zur Verfügung: die Annuitäten-Methode und die lineare Methode (die heute bei den Wasserkraftwerken häufig zur Anwendung kommt). Da aber das DFCF-Modell von einem exemplarischen Jahr ausgeht, wurde hier vorgezogen, mit der Annuitäten-Methode zu rechnen, aus welcher jährliche konstante Kapitalkosten resultieren.

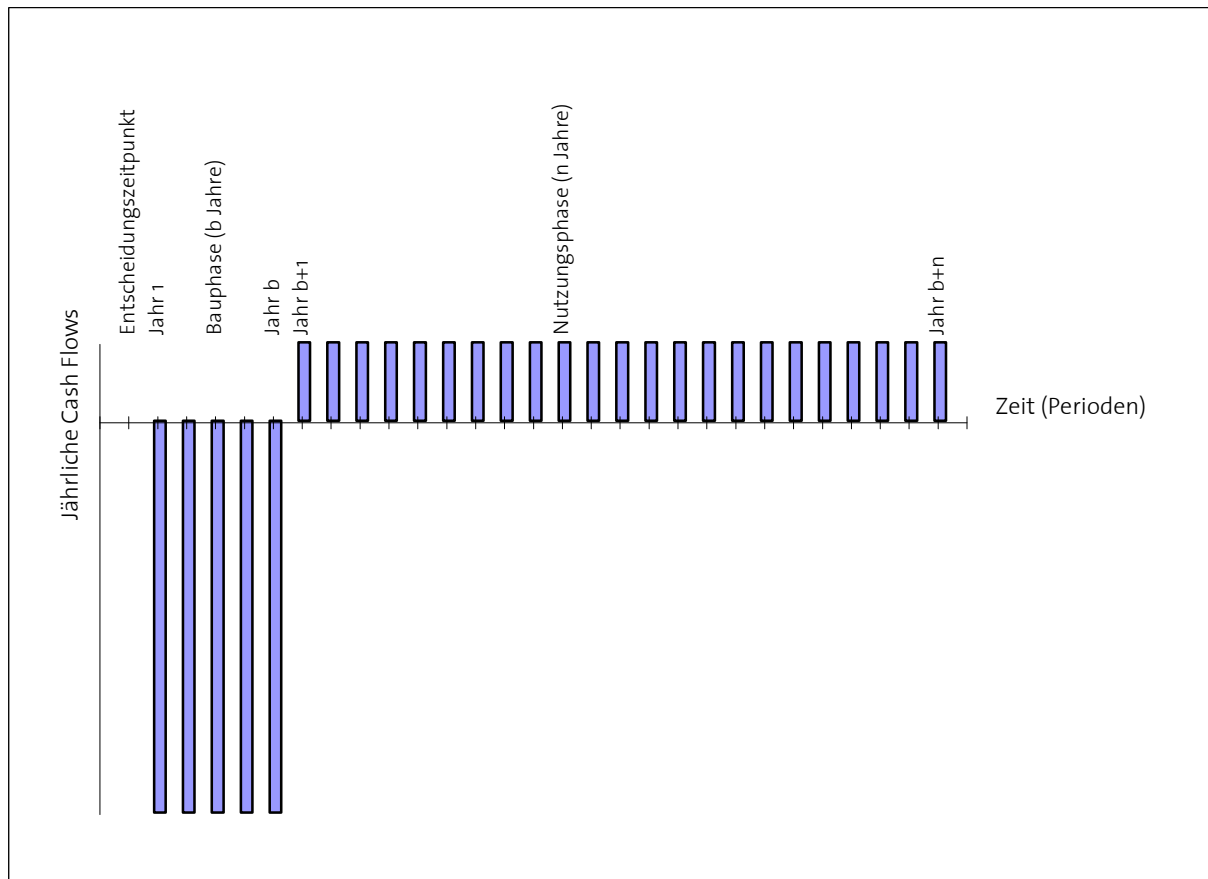


Abbildung 6-1: Schematische Darstellung des Modellaufbaus

Während der Bauphase treten infolge der Investitionsausgaben negative *Cash Flows* auf, wobei vereinfachend angenommen wird, dass sich die Investition gleichmässig über die b Jahre der Bauphase verteilt. Faktisch lässt sich die Bauphase somit durch **ein repräsentatives Baujahr** und die Baudauer charakterisieren.

Die Angaben bezüglich Einnahmen und Ausgaben während der Nutzungsdauer der Investition sind so gewählt, dass sich die Nutzungsphase ebenfalls durch **ein repräsentatives Nutzungsjahr** und die Nutzungsdauer von n Jahren charakterisieren lässt.

Die einzelnen Elemente des Modells und die funktionalen Zusammenhänge sind in Anhang 6 beschrieben.

6.3. Datenbasis

In Tabelle 6-1 sind Angaben zu den 57 Unternehmen zusammengestellt, deren Daten für die Modellrechnungen verwendet werden. Die präsentierten Zahlen sind Durchschnitte der Jahre 1990, 1995, 1997 und 1999.¹⁴⁴

Die benutzte Stichprobe und die Kategorien wurden bereits in Kapitel 5 vorgestellt.

¹⁴⁴ Für Unternehmen, deren Daten nicht für alle Jahre vorlagen, wurden Durchschnitte über die vorhandenen Jahre gebildet.

Tabelle 6-1: Angaben zu den Kraftwerken in der Datenbasis

		Kraftwerke 1-10 MW	Niederdruck- Laufkraftwerke	Hochdruck- Laufkraftwerke	Speicherkraftwerke ohne Pumpen	Speicherkraftwerke mit Pumpen	Gesamte Stichpro- be	Schweiz (WASTA, Stand 1.1.2000)
Anzahl Unternehmen (>1MW)		8	11	13	12	13	57	190
Median- Unternehmung ¹⁴⁵	Jahreserzeugung (GWh)	27.7	237.3	290	343.0	594.1	237.3	40.7
	Winteranteil	45%	43%	25%	42%	54%	42.4%	41%
	Verbrauch Pumpen (GWh)	0.0	0.0	0.0	0.0	46.7		
	Leistung Turbinen (MW)	5.37	40.4	61.5	167.5	369.9	84.9	9.5
	Leistung Pumpen (MW)	0.0	0.0	0.0	0.0	76.8		
Summe der Stichprobe	Jahreserzeugung (GWh)	249	3'588	4'219	5'039	10'736	23'830	34'318
	Verbrauch Pumpen (GWh)	0	0	6	8.4	796	810	
	Leistung Turbinen (MW)	48	591	1'150	2'468	6'756	11'013	14'083
	Leistung Pumpen (MW)	0	0	9	8	1'584	1'601	1'629

Die vorliegende Stichprobe deckt über **70% der Wasserkraft-Jahreserzeugung** und rund **78% der Turbinenleistung** und **98% der Pumpenleistung** in der Schweiz (gemäss WASTA) ab. Die Unternehmen in der Stichprobe sind überdurchschnittlich gross. Von allen 190 Unternehmen mit einer Leistung über 1 MW, die in der WASTA enthalten sind, hat mehr als die Hälfte eine Leistung von weniger als 10 MW, wobei deren kumulierte Leistung bei etwa 350 MW liegt.

Da die Angaben zu den Kosten nur auf Unternehmensebene und nicht auf Kraftwerk- oder Zentralenebene vorliegen, kann die Analyse nur auf Ebene der Unternehmung durchgeführt werden.

Für die Berechnungen im DFCF-Modell werden die folgenden Informationen über die Unternehmen direkt verwendet:

- Kraftwerkkategorie (Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW, Nieder- und Hochdruck-Laufkraftwerke, Speicherkraftwerke mit und ohne Pumpen),
- Angaben zur saisonalen (Sommer/Winter) Stromerzeugung je Kraftwerkkategorie,
- Installierte Leistungen der Turbinen und Pumpen,
- Jährliche Personalkosten und übrige Betriebskosten (Material, Versicherungen, u.s.w.).

Andere Grössen (wie z.B. die Investitionssummen, die Kapitalkosten, die Erlöse, die Steuern, die Wasserzinse usw.) werden nicht aus der Datenbank entnommen, sondern berechnet (vgl. dazu den folgenden Abschnitt).

¹⁴⁵ Die Median-Unternehmung ist die Unternehmung, bei der für eine bestimmte Eigenschaft 50% der Unternehmung darüber und 50% darunter liegen.

6.4. Definition der Szenarien

Die Berechnungen mit dem Discounted Free Cash Flow - Modell beruhen auf Prognosen. Da Prognosen immer mit Unsicherheiten verbunden sind, werden vier verschiedene Szenarien untersucht. Grundsätzlich wird von einem Referenzszenario ausgegangen, das die aus unserer Sicht wahrscheinlichste Entwicklung verschiedener Einflussgrößen widerspiegelt. Da die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Höhe der Elektrizitätspreise und der Investitionskosten besonders gross ist und die Ergebnisse besonders sensibel auf diese beiden Größen reagieren, werden zusätzlich zum Referenzszenario drei weitere Szenarien definiert:

1. Referenzszenario
2. Szenario mit tieferen Elektrizitätspreisen
3. Szenario mit höheren Investitionskosten
4. Worst-Case Szenario (tiefere Elektrizitätspreise und höhere Investitionskosten).

Die Fragestellung, die mit den Modellrechnungen beantwortet werden soll, lautet:

Ausgehend vom aktuellen Niveau und der aktuellen Struktur der Betriebskosten (ohne Kapitalkosten), von den prognostizierten Strommarktpreisen bzw. Erzeugungsstrukturen und von den prognostizierten Kapitalkosten:

Wie viele der 57 Unternehmen der Stichprobe wären bereit, in ihre Anlagen zu investieren?

Die Produktionskosten der einzelnen Wasserkraftwerke weichen stark voneinander ab, da die Werke durch unterschiedliche Produktionstechnologien und –standorte charakterisiert sind. Im Vergleich dazu sind die Investitions- und Betriebskosten von Gasturbinen ziemlich homogen. Deswegen ist es besonders wichtig, dass die unterschiedliche Struktur der Betriebskosten der Wasserkraftwerke in der Analyse berücksichtigt wird.

Im folgenden Abschnitt wird das Referenzszenario detailliert dargestellt. Die weiteren drei Szenarien basieren auf dem Grundszenario und unterscheiden sich davon nur durch die Annahmen bezüglich den Preisen und den spezifischen Investitionskosten.

6.4.1. Referenzszenario

Das Referenzszenario modelliert die Erneuerung der Wasserkraftwerke ausgehend vom Status quo und den heute gültigen rechtlichen Rahmenbedingungen bezüglich Wasserzinse und Restwassermengen. Es wurde auf Basis der Analyse der Umfeld-Rahmenbedingungen im 2. Kapitel festgelegt und ist wie folgt definiert:

Finanzierung

Die Opportunitätskosten des investierten Kapitals werden im Rahmen der DFCF-Analyse durch einen gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (*Weighted Average Capital Cost*, WACC) beschrieben. Die Formel zur Berechnung des WACC lautet:¹⁴⁶

¹⁴⁶ Auf eine Steuerkorrektur des Fremdkapitalanteils wird hier verzichtet, da die Analyse auf Gesamtkapitalebene durchgeführt wird und die Gewinnbesteuerung basierend auf dem angenommenen Finanzierungsverhältnis berechnet wird (vgl. z.B. Hachmeister, 2000, S. 96ff.).

$$\text{WACC} = \text{EK-Anteil} * \text{EK-Zinssatz} + \text{FK-Anteil} * \text{FK-Zinssatz}$$

mit: EK-Anteil: Eigenkapital als Prozentsatz des Gesamtkapitaleinsatzes
 FK-Anteil: Fremdkapital als Prozentsatz des Gesamtkapitaleinsatzes

Es wurden folgende Annahmen zur Berechnung des WACC getroffen:

Fremdkapitalzins (real): Der FK-Zins setzt sich zusammen aus dem Zinssatz für risikolose Anlagen – wofür wir die durchschnittliche reale Rendite von 10-jährigen schweizerischen Bundesobligationen der letzten vier Jahre von 2.6% verwenden – und einem Risikozuschlag (*Spread*). Gemäss UBS Warburg (2001) belief sich der durchschnittliche *Spread* für Obligationen von schweizerischen Kraftwerkbetreibern im März 2001 auf rund 65 Basispunkte. Für das Fremdkapital wird in dieser Studie deshalb ein Zinssatz von 3.25% verwendet.

Eigenkapitalzins (real): Die von EK-Gebern geforderte Mindestrendite auf ihr in Wasserkraftwerken investiertes Kapital lässt sich – im Gegensatz zu den Fremdkapitalzinsen – nicht aus Marktdaten beobachten. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass sie gleich hoch liegen wird wie in vergleichbaren Branchen (z.B. in der Immobilienbranche). Wir gehen in dieser Untersuchung von einer geforderten Eigenkapitalrendite von 8.25% aus.

Das Kapital von schweizerischen Kraftwerkbetreibern setzt sich heute zu rund 25% aus Eigen- und zu 75% aus Fremdkapital zusammen. Dieses Finanzierungsverhältnis wird für die Berechnungen übernommen. Gemäss der Formel ergibt sich somit ein realer **WACC von 4.5%**.¹⁴⁷

Investitionen

Im Rahmen dieser Studie ist es nicht möglich, für jedes einzelne Unternehmen in der Stichprobe eine individuelle Investitionsrechnung durchzuführen, in der die Besonderheiten jeder Unternehmung berücksichtigt werden. Das notwendige Investitionsvolumen zur Erneuerung einer Anlage wird berechnet, indem die Leistungen der installierten Turbinen bzw. Pumpen (in kW) mit spezifischen Investitionsfaktoren (in CHF/kW) multipliziert werden.

Die Verwendung von typenspezifischen Investitionskosten bringt jedoch Probleme mit sich. Einerseits können nicht einfach durchschnittliche historische Werte (vgl. Aufstellung im Anhang 3) verwendet werden, da ein Konsens darüber besteht, dass in der Vergangenheit „zu teuer“ gebaut wurde. Andererseits erscheinen die in der Elektrowatt-Studie (1998) ausgewiesenen Investitionskosten (typenspezifische Investitionskennzahlen für Erneuerungen von schweizerischen Wasserkraftwerken) den Branchenexperten als zu tief. Elektrowatt stützt sich auf internationale Erfahrungen und auf ein eigenes Investitions-Berechnungsmodell (vgl. Tabelle 2-4).

Die günstigsten historischen Werte liegen um etwa 40% über den Elektrowatt-Werten. Da jedoch nicht davon auszugehen ist, dass in Zukunft alle Kraftwerke zu diesen niedrigen Ansätzen Erneuerungen durchführen können, werden für das Referenzszenario die Werte von Elektrowatt verdoppelt. Die resultierenden Werte liegen somit etwas höher als die günstigsten historischen Kraftwerkerneuerungen, sie sind jedoch um rund 30% niedriger als der Durchschnitt dieser Erneuerungen. In Tabelle 6-2 sind die verwendeten spezifischen Investitionskosten pro Kraftwerkkategorie aufgelistet.

¹⁴⁷ Volkart 1998 (S. 1061) geht davon aus, dass in der Schweiz häufig (nominelle) Werte des WACC von 5% bis 7% verwendet werden, was einem realen WACC zwischen 4% und 6% entspricht.

Tabelle 6-2: Spezifische Investitionsfaktoren (CHF/kW) für verschiedene Kraftwerkskategorien

Kraftwerkskategorie	Investitionskosten Elektrowatt 1998 CHF / kW	Investitionskosten Referenzszenario CHF / kW
Spez. Investition Kraftwerk 1 - 10 MW	1'500	3'000
Spez. Investition Laufkraftwerk	875	1'750
Spez. Investition Speicherkraftwerk	625	1'250
Spez. Investition Pumpspeicher	375 - 500 ^a	875

a Investitionskosten für einstufige und dreistufige Pumpen.

Für die Baudauer wurden 4 Jahre angenommen, für die ökonomische Nutzungsdauer aller Anlagenteile 50 Jahre.

Verkaufserlöse

Zur Berechnung der Strom-Verkaufserlöse werden sechs Lastperioden mit jeweils entsprechenden Durchschnittspreisen angenommen. Es werden die Ergebnisse des Modells aus Abschnitt 2.2 übernommen.

Diese Preise werden mit den entsprechenden Lastperioden-spezifischen Erzeugungsmengen multipliziert. Die heutige Aufteilung auf Sommer- bzw. Winterproduktion ist bekannt und wird übernommen. Für die jeweilige Aufteilung auf Schwach-, Mittel- und Spitzenlast wird von den folgenden Annahmen ausgegangen:

- **Kraftwerke mit Speichern:** Es wird in den jeweils höchstwertigen Lastperioden produziert. Konkret werden aufgrund der Saisonerzeugung und der installierten Leistung die theoretischen Saisonerzeugungsstunden berechnet und diese dann zuerst der Spitzenlast, ein allfälliger Rest der Mittellast und ein weiterer allfälliger Rest der Schwachlast zugeteilt.
- **Laufkraftwerke mit Ausgleichsbecken:** Es wird in den höchstwertigen Lastperioden produziert (wie Speicherkraftwerke). Es wird von einer optimalen Grösse des Ausgleichsbeckens ausgegangen, so dass die Tagesproduktion gezielt auf die Spitzenlastperioden ausgerichtet werden kann.
- **Laufkraftwerke ohne Ausgleichsbecken:** Annahme, dass diese Werke gleichmässig über alle Lastperioden produzieren (proportional zur Länge der Lastperioden).

Die durchschnittlichen Preise, die sich aus den Preisen und der Anzahl Stunden einer Zeitperiode ergeben, sind in Tabelle 6-3 dargestellt.

Tabelle 6-3: Durchschnittspreise für die verschiedenen Kraftwerktypen, Vergleich mit den Preisen von CSFB (1997)

	Durchschnittspreise basierend auf dem Referenzszenario Rp./kWh	Vergleich mit CSFB 1997 Rp./kWh
Wasserkraftwerke 1 - 10 MW	6.0	
Niederdruck-Laufkraftwerke	5.5	5.0
Hochdruck-Laufkraftwerke	5.2	6.5
Speicherkraftwerke ohne Pumpen	8.1	8.0
Speicherkraftwerke mit Pumpen	9.6	8.0

Die Durchschnittspreise der verschiedenen Kraftwerktypen ergeben sich durch die Multiplikation der im Sommer- und Winterhalbjahr erzeugten kWh mit den Preisen, welche in den verschiedenen Lastperioden gelten.¹⁴⁸

Der Vergleich mit der CSFB-Studie zeigt, dass die vorliegende Untersuchung in etwa die gleichen Elektrizitätspreise voraussetzt. Diese werden allerdings stärker differenziert, indem sechs Lastperioden definiert werden. Die tieferen Preise für Hochdruck-Laufkraftwerke in unserem Modell ergeben sich, weil die Hochdrucklaufkraftwerke im Schnitt einen grösseren Teil ihrer Energie im Sommer (bei tieferen Strompreisen) produzieren.¹⁴⁹

Restwassermengen

Die erzeugte Energie wird basierend auf den aktuellen Werten berechnet, wobei die aktuellen Vorschriften zu den **Restwassermengen**, die bei einer Erneuerung einer Anlage zur Anwendung kommen, berücksichtigt werden (Mindestrestwassermengen nach Art. 31 GSchG). Dabei werden Laufkraftwerke und Werke mit Speichern sowie die Sommer- und Winterperiode jeweils differenziert betrachtet. Die zu erwartenden durchschnittlichen Produktionseinbussen sind in der folgenden Tabelle dargestellt.¹⁵⁰

Tabelle 6-4: Produktionseinbussen infolge der (minimalen) Restwasservorschriften (Art. 31 GSchG)

Kraftwerktyp und Jahreszeit	Produktionseinbussen (in %)
Hochdruck-Laufkraftwerke Sommer	4%
Hochdruck-Laufkraftwerke Winter	10%
Speicherkraftwerke Sommer	7%
Speicherkraftwerke Winter	6%

¹⁴⁸ Der Unterschied der Durchschnittspreise von Speicherkraftwerken mit und ohne Pumpen deutet darauf hin, dass Speicherkraftwerke mit Pumpen gezielter in Spitzenlastzeiten produzieren als Speicherkraftwerke ohne Zubringerpumpen.

¹⁴⁹ Die Autoren der CSFB-Studie begründen ihre höheren Verkaufspreise für Hochdruck-Laufkraftwerke mit dem Vorhandensein gewisser begrenzter Variationsmöglichkeiten bei der Stromabgabe z.B. durch Ausgleichsbecken. Im Referenzszenario wird angenommen, dass die HD-Laufkraftwerke mit Ausgleichsbecken eine gewisse tageszeitliche Variationsmöglichkeit haben.

¹⁵⁰ Die Annahmen zu den Schätzungen der Produktionseinbussen sind in Abschnitt 2.4.1 beschrieben.

Kosten während der Nutzungsphase

Während der Nutzungsphase werden die folgenden Kosten berücksichtigt:

- **Energiekosten für Pumpen:** Die Kosten der Pumpenergie werden berechnet, indem die Angaben zum Energiebedarf der Pumpen mit einem Preis für Pumpenergie multipliziert werden. Es wird mit einem Pumpenergiepreis von 1.8 Rp./kWh gerechnet.
- **Personalkosten:** Es werden die Personalkosten übernommen, die in den Jahresrechnungen für das Jahr 1999 ausgewiesen wurden.
- **Materialkosten, Fremdleistungen, Versicherungsprämien und übrige Betriebskosten:** Auch diese Werte werden aus den aktuellen Jahresrechnungen (1999) übernommen.
- **Wasserzinse:** Die Wasserzinse werden – ausgehend vom aktuellen Wasserzins-Maximum von 80 CHF/kW Bruttoleistung – berechnet. Zur Berechnung der Bruttoleistung wird die Formel, die in Art. 2 der „Verordnung über den Anteil am Wasserzins“ genannt wird, verwendet:

$$P_B = E \times 1.3 / 8760$$

mit P_B : Bruttoleistung in kW
 E: mittlere Produktionserwartung in kWh gemäss WASTA
- **Direkte Steuern:** Es wurde ein Gewinnsteuersatz von 25% festgelegt. Unternehmen, die einen Verlust erwirtschaften, zahlen somit keine Steuern. Die Gewinnbesteuerung wurde gewählt, obwohl die Besteuerung heute bei vielen Wasserkraftwerken eher den Charakter einer „fixen“ Abgabe hat.¹⁵¹ Für eine längerfristig orientierte Betrachtung und unter der Annahme, dass der Elektrizitätsmarkt in Zukunft dereguliert sein wird, scheint es nicht realistisch, dass Unternehmenssteuern längerfristig in Form von fixen Abgaben erhoben werden können.¹⁵²

6.4.2. Definition der Alternativszenarien

Aufbauend auf den Annahmen des Referenzszenarios werden drei Alternativszenarien mit tieferen Energiepreisen und/oder höheren spezifischen Investitionskosten definiert.

Szenario mit tiefen Elektrizitätspreisen

Dieses Szenario will eine Situation abbilden, in der tiefere Strommarktpreise zustande kommen. Im Vergleich zum Referenzszenario wird von durchschnittlich 10% tieferen Strompreisen, als in Tabelle 2-2 dargestellt, ausgegangen.

¹⁵¹ Die Standortkantone kämpfen seit Jahren für eine Verlagerung der Gewinnbesteuerung vom Konsum zum Produktionsstandort.

¹⁵² Um diese Frage zu vertiefen, wird jedoch bei den Szenarien ein Vergleich der Wirkungen der beiden Steuersysteme (fixe und gewinnabhängige Besteuerung) durchgeführt.

Die Preise, die im Modell eingesetzt werden, sind in Tabelle 6-5 dargestellt.

Tabelle 6-5: Preise während der einzelnen Lastperioden (Rp./kWh)

Lastperiode	Rp./kWh
Sommer Schwachlast	3.69
Sommer Mittellast	4.23
Sommer Spitzenlast	6.39
Winter Schwachlast	4.23
Winter Mittellast	4.59
Winter Spitzenlast	13.05
Durchschnittspreis	5.05

Die übrigen Parameter bleiben unverändert.

Szenario mit höheren Investitionskosten

Die Schätzung der Höhe der spezifischen Investitionskosten ist mit grossen Unsicherheiten verbunden. Deswegen wurde entschieden, ein „pessimistischeres“ Szenario mit höheren Werten zu bilden. Analog zu den Marktpreisen wurden spezifische Investitionen angenommen, welche 10% höher liegen als im Referenzszenario (Tabelle 6-6).

Tabelle 6-6 Spezifische Investitionskosten (CHF / kW)

Kraftwerkkategorie	CHF/kWh
Kraftwerke 1 - 10 MW	3'300
Laufkraftwerke	1'925
Speicherkraftwerke	1'375
Pumpzentralen	962.5

Die übrigen Parameter sind identisch mit jenen des Referenzszenarios.

Worst-case Szenario

Das Worst-Case Szenario widerspiegelt eine Situation mit tieferen Energiepreisen und gleichzeitig höheren Investitionskosten. Preise und spezifische Investitionskosten werden um 10% gesenkt bzw. erhöht. Die übrigen Parameter werden unverändert gelassen.

6.5. Ergebnisse für die vier Szenarien

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse bezüglich langfristiger Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftwerke - d.h. der Fähigkeit, langfristig Erneuerungsinvestitionen zu tätigen - für die vier Szenarien präsentiert. Die Ergebnisse sind summarisch in Abbildung 6-1 zusammengestellt, welche den Anteil des realisierten Investitionsvolumens im Vergleich zum totalen Erneuerungspotenzial zeigt. Die Erneuerungsprojekte werden realisiert, wenn der Net Present Value positiv ist, d.h. wenn mit der Investition eine genügend hohe Rendite auf das eingesetzte Kapital erwirtschaftet werden kann.

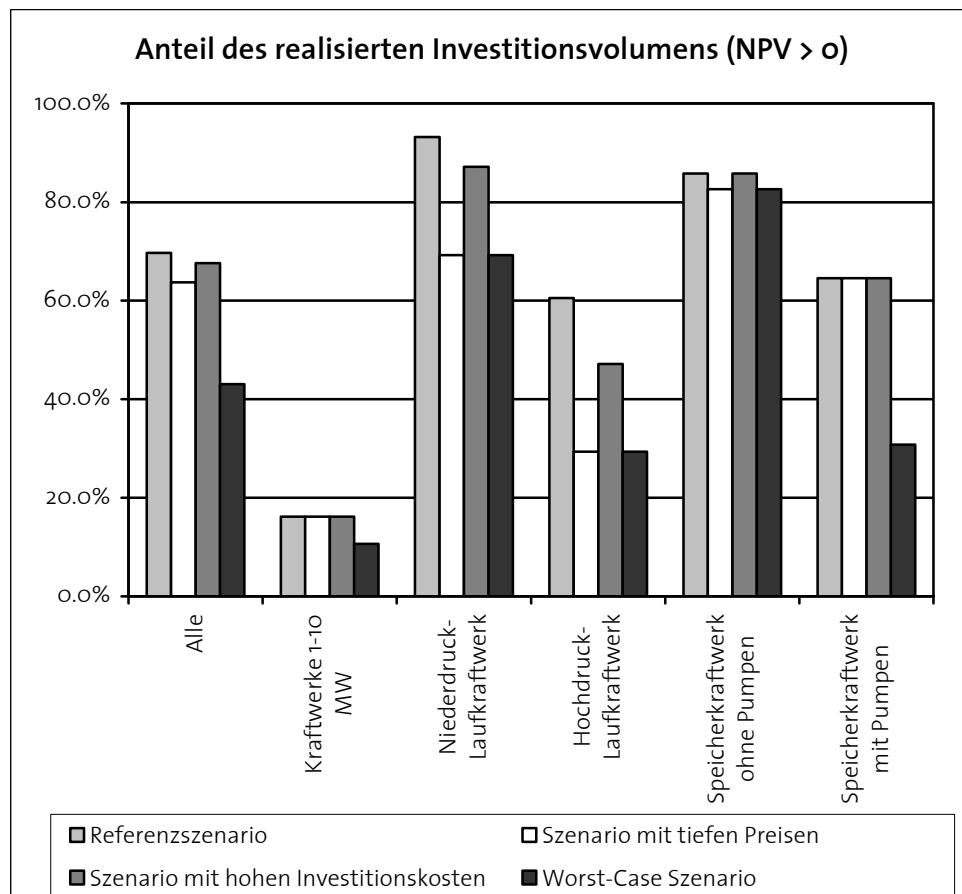


Abbildung 6-2: Realisiertes Investitionsvolumen für die vier Szenarien (in % der potenziellen Erneuerungsinvestitionen)

Über alle Kraftwerkkategorien betrachtet, variiert der Anteil der realisierten Investitionen im Vergleich zur totalen Investitionssumme zwischen 43 und 70%. Erwartungsgemäss weist das Worst-case Szenario mit 43% der realisierten Investitionssumme den geringsten (realisierten) Investitionsanteil auf, dagegen das Referenzszenario mit 70% den höchsten Anteil.

Bei den Wasserkraftwerken mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW wird am wenigsten investiert. Der Anteil der realisierten Investitionssumme liegt in keinem Szenario über 16% und sinkt sogar auf 11%, wenn tiefere Preise und höhere spezifische Investitionskosten angenommen werden.

Die Niederdruck-Laufkraftwerke würden, unter den Rahmenbedingungen des Referenzszenarios, mehr als 90% der Investitionssumme realisieren. Unter den getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Rahmenbedingungen scheint diese Wasserkraftkategorie in keine besonderen ökonomischen Schwierigkeiten zu geraten. Der realisierte Investitionsanteil sinkt allerdings auf 69%, wenn tiefere Preise angenommen werden (Szenario mit tiefen Preisen bzw. Worst-Case-Szenario).

Wenn tiefe Preise angenommen werden, sinkt auch bei den Hochdruck-Laufkraftwerken der Anteil der realisierten Investitionen auf weniger als 30%. Im Referenzszenario verbessert sich dieser Anteil auf 61%. Das realisierte Investitionsvolumen reagiert auch auf eine Erhöhung der spezifischen Investitionskosten mit einer Verringerung des Investitionspotenzials von 61% auf 47%.

Die Speicherkraftwerke ohne Pumpen scheinen dagegen weniger sensitiv als die anderen Wasserkraftkategorien auf Änderungen bei den Preisen und Investitionskosten zu reagieren. Bei dieser Kategorie variiert das realisierte Investitionsvolumen zwischen 86 und 83%; der Einfluss der Szenarien scheint von marginaler Bedeutung zu sein. Offensichtlich braucht es bedeutendere Änderungen im Preisniveau und in der Höhe der spezifischen Investitionskosten, um die Investitionsentscheide negativ zu beeinflussen. Daraus kann gefolgert werden, dass die Unternehmen, welche investieren würden, einen relativ hohen NPV aufweisen, der auch bei pessimistischeren ökonomischen Rahmenbedingungen zu einer positiven Investitionsentscheidung führt. Es ist gleichwohl zu beachten, dass zwei Unternehmungen unter den Marktbedingungen, die im Referenzszenario angenommen werden, nicht investieren würden.

Bei den Speicherkraftwerken mit Pumpen liegt der Anteil der realisierten Investitionen mit 65% tiefer als bei den Speicherkraftwerken ohne Pumpen. Unter der Annahme von tieferen Preisen und höheren spezifischen Investitionskosten würde das realisierte Investitionsvolumen auf 30% schrumpfen.

Tabelle 6-7 zeigt die prozentuale **Anzahl Projekte**, die bei den verschiedenen Szenarien realisiert würden.¹⁵³ Die Zahlen widerspiegeln in etwa den Anteil der realisierten Investitionen (Abbildung 6-2).

Tabelle 6-7: Realisierte Projekte in Prozenten der Gesamtanzahl der potenziellen Erneuerungsprojekte

Realisierte Projekte in %	Referenz-Szenario	Szenario tiefe Preise	Szenario hohe Investitionskosten	Worst-Case Szenario
Alle	67%	53%	61%	46%
Kraftwerke 1 - 10 MW	25%	25%	25%	13%
Niederdruck-Lauf-KW	91%	64%	82%	64%
Hochdruck-Lauf-KW	62%	31%	46%	31%
Speicher-KW ohne Pumpen	83%	75%	83%	75%
Speicher-KW mit Pumpen	62%	62%	62%	38%

Wenn in überdurchschnittlich grosse Projekte (im Vergleich zum Durchschnitt der Wasserkraftkategorie) investiert wird, liegt der Prozentanteil der realisierten Investitionen über dem Prozentanteil der realisierten Projekte.

Bei den Kraftwerken mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW weist die Anzahl der realisierten Projekte einen höheren Prozentsatz aus (25% im Referenzszenario) als das realisierte Investitionsvolumen (16%). Solche Verschiebungen der Prozentanteile - die, in geringerem Ausmass, auch bei den anderen Kraftwerkskategorien beobachtet werden können - ergeben sich aufgrund der Heterogenität der Stichprobe bzw. des unterschiedlichen Investitionsvolumens der Projekte.

¹⁵³ Kleine und grosse Investitionsprojekte sind hier nicht mit dem Investitionsvolumen gewichtet sondern werden gleich behandelt.

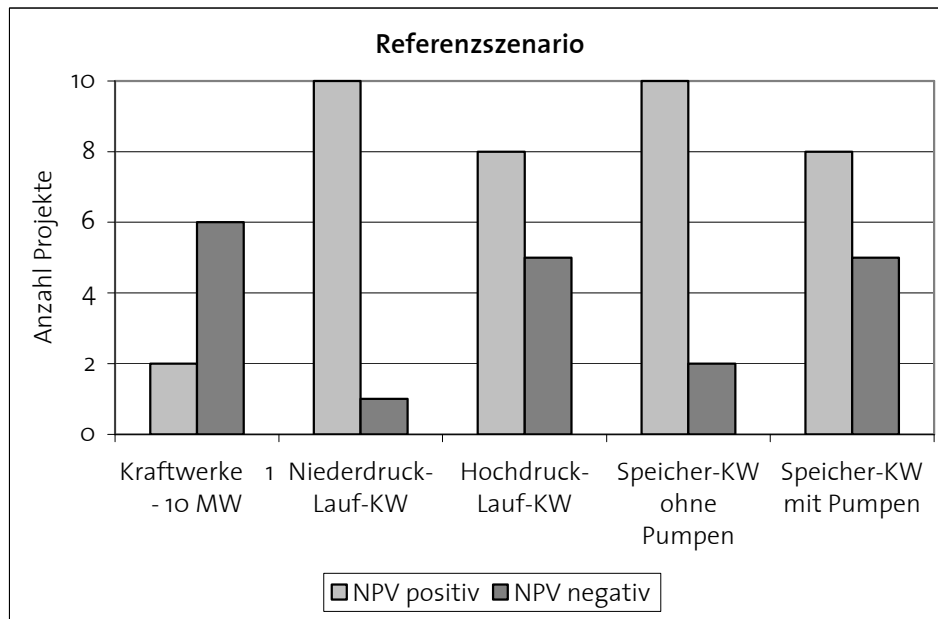


Abbildung 6-3: Anzahl Projekte, die im Referenzszenario einen positiven bzw. negativen NPV aufweisen

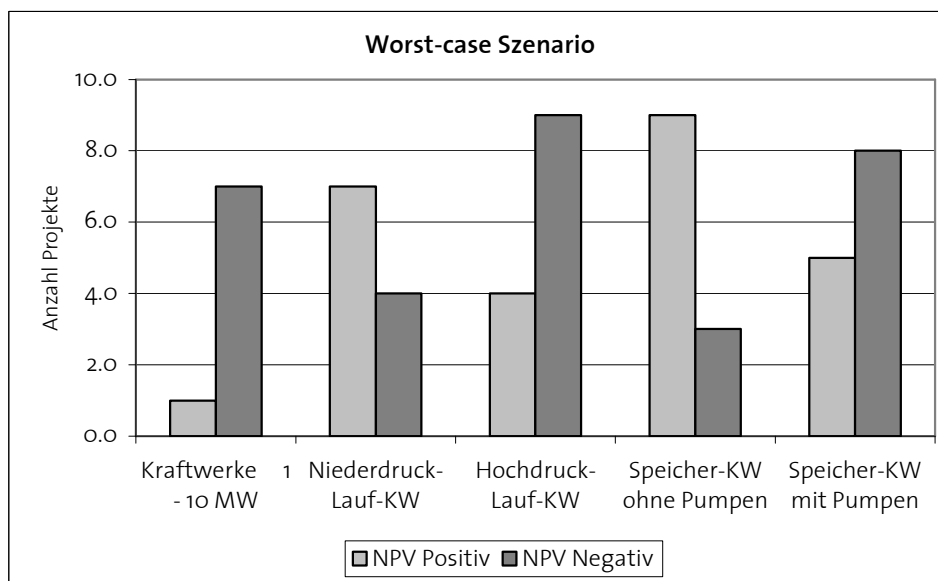


Abbildung 6-4: Anzahl Projekte, die im Worst-case Szenario einen positiven bzw. negativen NPV aufweisen

Abbildung 6-3 und Abbildung 6-4 stellen die absolute Anzahl Projekte dar, die in den beiden „Extrem“-Szenarien realisiert werden. Bei den Kraftwerken mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW kann ein sehr geringer Anteil Projekte beobachtet werden, der realisiert wird. Im Referenzszenario würden nur zwei von insgesamt acht Projekten realisiert. Die pessimistischeren Annahmen zu den Preisen und den spezifischen Investitionskosten bewirken bei dieser Kraftwerk-kategorie eine Abnahme der realisierten Projekte um eine Einheit. Gleiches gilt auch für Speicherkraftwerke ohne Pumpen. Die Ausgangssituation ist bei dieser Kraftwerk-kategorie allerdings sehr unterschiedlich. Bei den Speicherkraftwerken ohne Pumpen werden im Referenzszenario 10 von insgesamt 12 Projekten realisiert.

Eine bedeutende Änderung in der Anzahl realisierter Projekte ergibt sich bei den Laufkraftwerken. Bei den Niederdruck-Laufkraftwerken verringert sich die Anzahl Projekte um drei Ein-

heiten (von insgesamt 11 Projekten) und bei den Hochdruck-Laufkraftwerken um vier Einheiten (von insgesamt 13 Projekten). Auch bei den Speicherkraftwerken mit Pumpen kann eine Verringerung der Anzahl der realisierten Projekte um drei Einheiten festgestellt werden.

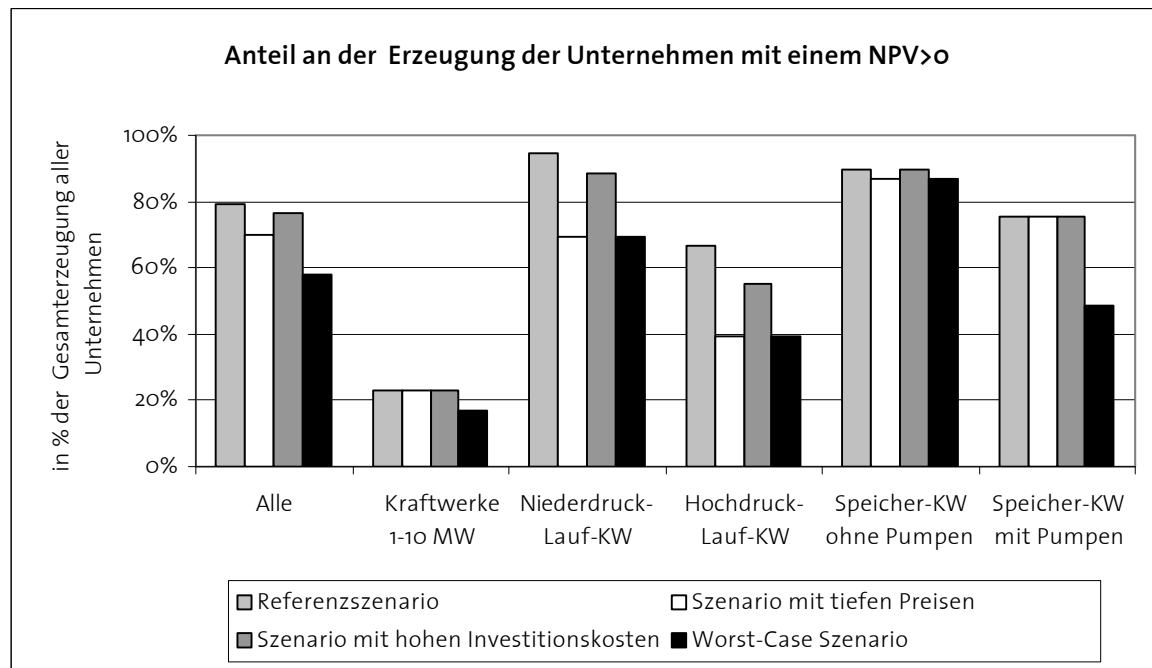


Abbildung 6-5: Erzeugung der Unternehmen mit einem positiven NPV (in % der Gesamterzeugung aller Unternehmen)

Abbildung 6-5 stellt den prozentualen Anteil des Stroms dar, der durch Unternehmen mit einem positiven NPV erzeugt wird. Im Vergleich zu Abbildung 6-2 zeigt sich, dass die Stromerzeugung prozentual weniger abnimmt als das realisierte Investitionsvolumen. Im Referenzszenario geht die Stromerzeugung um 20% zurück, dagegen wird auf 30% des potenziellen Investitionsvolumens verzichtet. Dies trifft für alle Wasserkraftkategorien zu, ausser für die Niederdruck-Laufkraftwerke und die Speicherkraftwerke ohne Zubringerpumpen, bei denen der Rückgang des Investitionsvolumens in etwa dem Rückgang der Stromerzeugung entspricht. Es sind vor allem die vergleichsweise kleineren Produzenten (mit kleineren Anlagen und deswegen tieferem Investitionsvolumen), für die sich eine Erneuerung der Anlagen wirtschaftlich nicht lohnen könnte.

Um beurteilen zu können, wie weit entfernt die Investitionsprojekte vom „Break-even-Punkt“ sind, wird in Abbildung 6-6 das Verhältnis der Net Present Value (Differenz zwischen abdiskontierten Einnahmen und Kosten) zur Investitionssumme der Projekte gezeigt. Wenn der NPV über dem Investitionsvolumen liegt, ist es wirtschaftlich interessant, zu investieren. Bei einem Verhältnis von NPV zum Investitionsvolumen von über 0 wird somit investiert; liegt das Verhältnis dagegen unter 0, wird auf das Investitionsvorhaben verzichtet. Wenn eine grosse Anzahl Projekte ein Verhältnis aufweist, dass nur wenig über oder unter 0 liegt, dann muss davon ausgegangen werden, dass bereits kleine Änderungen in den Rahmenbedingungen eine Veränderung der Anzahl realisierter Projekte zur Folge hat.

In Abbildung 6-6 wird die Häufigkeitsverteilung der Net-Benefit-Cost-Ratio (NBCR), die definiert sind durch das Verhältnis des NPV's zum Investitionsvolumen dargestellt. Die NBCR kann als eine Art „Überrendite“¹⁵⁴ der einzelnen Investitionsprojekte betrachtet werden. Je höher die

¹⁵⁴ Überrendite ist dahingehend zu verstehen, dass bei der Renditebetrachtung die Eigenkapitalverzinsung bereits abgezogen ist.

NBCR, desto rentabler ist eine Investition; negative NBCR zeigen unrentable Projekte. Es werden die Ergebnisse für das Referenzszenario und das Worst-Case Szenario abgebildet.

Das Verhältnis des NPV's zum Investitionsvolumen ist im Worst-Case Szenario erwartungsgemäss am kritischsten. Viele Projekte befinden sich im sensitiven Bereich zwischen 0 und 0.25, kleinere Änderungen in den Rahmenbedingungen könnten dazu führen, dass das Verhältnis negativ wird und das Projekt nicht realisiert wird. Andererseits kann festgestellt werden, dass rund 25% der Projekte einen Net Benefit-Cost-Ratio von 0 bis -0.25 aufweisen. Eine leicht positivere Entwicklung der Rahmenbedingungen könnte diese Projekte in den rentablen Bereich bringen.

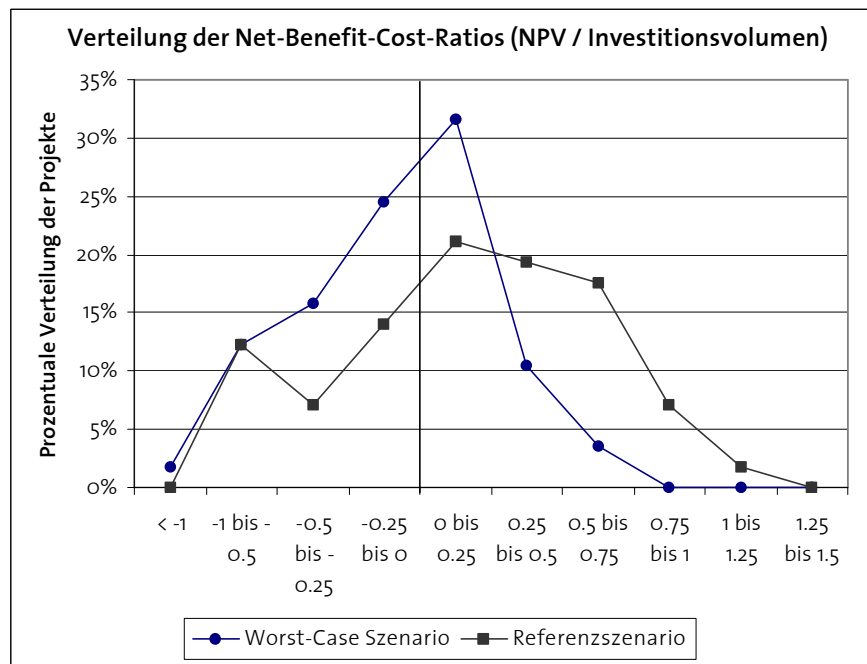


Abbildung 6-6: Verhältnis des Net Present Values zum Investitionsvolumen für das Referenzszenario und das Worst-Case Szenario

Fazit

Insgesamt deuten die Ergebnisse darauf hin, dass die langfristige Wettbewerbsfähigkeit des Wasserkraftsektors differenziert beurteilt werden muss. Nicht nur zwischen den Wasserkraftwerkkategorien können unterschiedliche Wettbewerbssituationen festgestellt werden, auch innerhalb einer Kategorie können unterschiedliche Produktionsbedingungen dazu führen, dass einzelne Unternehmen in Zukunft in Schwierigkeiten geraten könnten, wenn bedeutende Investitionen durchgeführt werden müssen.

Im Referenzszenario, bei tendenziell optimistischen Annahmen zur Entwicklung der Strommarktpreise, scheinen Speicherkraftwerke ohne Pumpen und Niederdruck-Laufkraftwerke ihre Anlagen weitgehend zu erneuern. Ein etwas düsteres Bild ergibt sich für die Wasserkraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW. Diese könnten auch bei einer eher positiven Entwicklung der Rahmenbedingungen Probleme haben, weiterhin in ihre Anlagen zu investieren.

Die durchgeführten Modellrechnungen gehen von bestimmten Annahmen aus, wobei insbesondere die Prognose der Strommarktpreise und Kapitalkosten einen starken Einfluss auf die Ergebnisse ausüben. Eine Veränderung dieser Annahmen kann bedeutende Wirkungen auf die prognostizierte Investitionstätigkeit haben. So könnte eine Verringerung der Kapitalkosten damit erreicht werden, dass ein tieferer Eigenkapitalzinssatz angenommen wird, z.B. 5% statt 8.5%. Bei den öffentlichen Unternehmen wäre dies ein mögliches Szenario, insbesondere wenn die öffentliche Hand die einheimischen, erneuerbaren Energiequellen fördern will.

Als Chance zu werten ist die Tatsache, dass im Worst-Case Szenario sich eine Vielzahl von Unternehmen in der Nähe des Break-Even Punktes befindet. Kleinere Verbesserungen der Rahmenbedingungen könnten dazu führen, dass der Investitionsentscheid für diese Unternehmen positiv wird.

6.6. Sensitivitäten

In diesem Abschnitt werden verschiedene Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. Damit wird die Variabilität der Ergebnisse bezüglich verschiedener Modellannahmen untersucht. Die Berechnungen sollen zeigen, welche Grössen einen starken Einfluss auf die Ergebnisse ausüben. Dadurch können die Unsicherheiten, die mit der Prognose der Variablen verbunden sind, abgeschätzt werden.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt auf, wie stark die Modellergebnisse von den Ergebnissen des Referenzszenarios abweichen, wenn die Grössenordnung einzelner Variablen geändert wird. Die berechneten Variationen der Einflussfaktoren sind nicht als mögliche Handlungsalternativen zu werten (diese werden im Abschnitt über die wirtschaftspolitischen Handlungsalternativen modelliert), sondern dienen ausschliesslich einer Identifikation und Beurteilung der Bedeutung einzelner Annahmen.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen werden in grafischer Form präsentiert, wobei für die vier Szenarien gezeigt wird, welcher Anteil des untersuchten Investitionsvolumens bei den gegebenen Rahmenbedingungen erneuert würde. Die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen zum Preisniveau und den spezifischen Investitionskosten werden ausserdem für die einzelnen Wasserkraftkategorien dargestellt.

Preisniveau

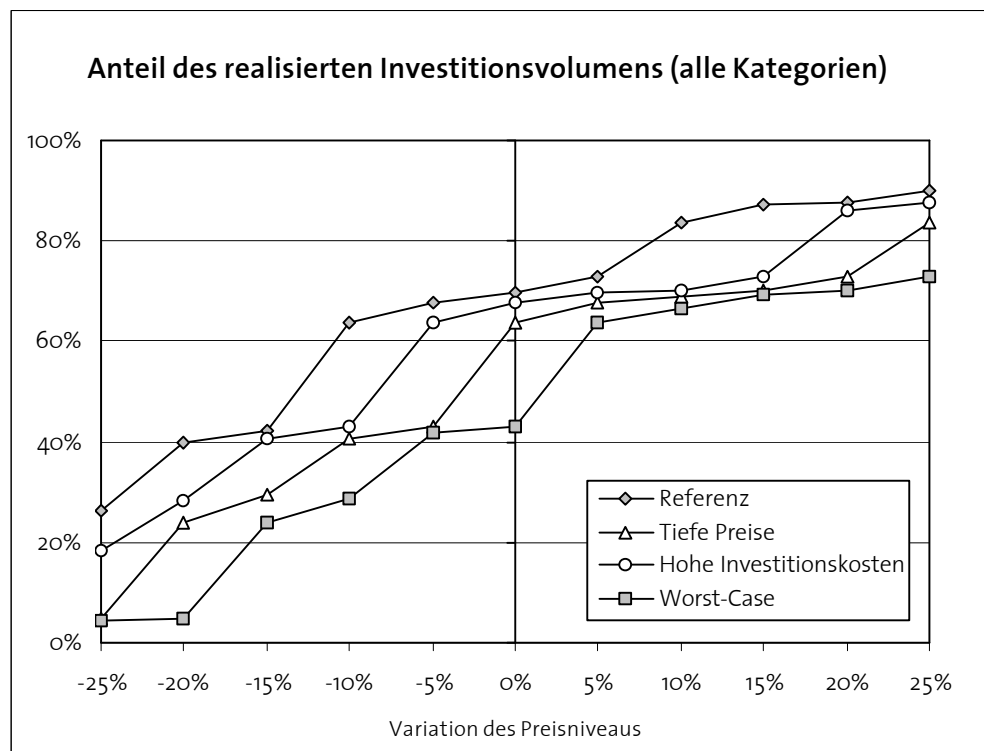


Abbildung 6-7: Sensitivität des Strompreisniveaus auf das realisierte Investitionsvolumen in den vier Szenarien

Abbildung 6-7 zeigt, wie sich der Anteil der realisierten Investitionen in den vier Szenarien ändert, wenn das Preisniveau um jeweils 5% geändert wird. Es ist zu beachten, dass das Worst-Case Szenario und das Szenario mit tiefen Preisen bereits von einem 10% tieferen Strompreis

ausgehen als die beiden anderen Szenarien. Die Sensitivität deutet darauf hin, dass im Falle einer Verringerung der Preise um 25% eine dramatische Kürzung des realisierten Investitionsvolumens eintreten würde. Für die Szenarien, die bereits in der Ausgangslage einen tieferen Preis angenommen haben, würde dies eine Verringerung des realisierten Investitionsvolumens auf rund 5% bedeuten. In den beiden anderen Szenarien reduzieren sich die realisierten Investitionen auf 18 bzw. 26% des gesamten Investitionsvolumens.

Sollte dagegen eine positive Entwicklung der Preise stattfinden (Zunahme um 25%), würde auch im pessimistischeren Szenario ca. 75% des Investitionsvolumens realisiert. Dieser Anteil steigt im Referenzfall auf 90%.

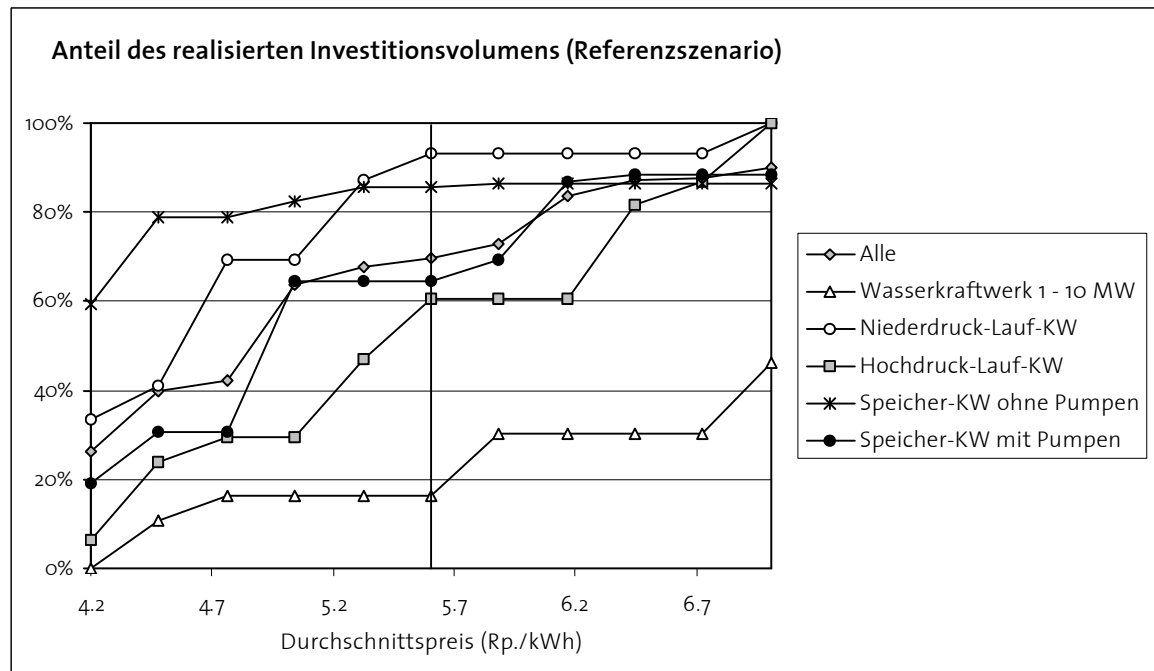


Abbildung 6-8: Sensitivität des realisierten Investitionsvolumens bezüglich Strompreisniveau

Mit Blick auf die verschiedenen Wasserwerkkategorien ist die Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises (Rp./kWh) ein wichtiger Parameter. Abbildung 6-3 zeigt, dass im Durchschnitt aller betrachteten Kategorien eine Erhöhung des im Referenzszenario mit 5,6 Rp./kWh angenommenen Preisniveaus um 25% auf 7 Rp./kWh den Anteil des realisierten Investitionsvolumens von 70% auf 90% erhöhen würde. Von den betrachteten fünf Kraftwerkskategorien lägen die Laufkraftwerke mit 100% noch oberhalb dieses Durchschnittswertes; sämtliche bestehenden Anlagen würden bei diesen Unternehmen erneuert.

Eine geringe Sensitivität bezüglich einer Strompreiserhöhung zeigen Speicherkraftwerke ohne Pumpen. Der Anteil des realisierten Investitionsvolumens würde sich hier nur um 1% auf 87% erhöhen; er läge damit knapp unter dem Durchschnittswert aller betrachteten Kategorien. Speicherkraftwerke mit Pumpen zeigen dagegen eine bedeutende Zunahme des realisierten Investitionsvolumens von 22% bezüglich eines auf 7 Rp./kWh erhöhten Strompreises. Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW weichen dagegen stark von den anderen Wasserwerkategorien ab; der Anteil des realisierten Investitionsvolumens läge in diesem Fall bei 46%.

Würde das Strompreisniveau gegenüber den im Referenzszenario angenommenen 5,6 Rp./kWh um 25% sinken, fiel der Anteil des realisierten Investitionsvolumens im Durchschnitt aller Wasserwerkategorien massiv von 70% auf 26%. Bei Speicherkraftwerken mit Pumpen und Niederdruck – Laufkraftwerken lägen die prozentualen Werte der Investitionsvolumina mit 19% bzw. 33% in der Nähe des Durchschnitts aller Wasserwerkategorien.

Bei den Hochdruck-Laufkraftwerken ergäbe sich hingegen eine stärkere negative Entwicklung des realisierten Investitionsvolumens: dieses würde auf bis zu einem Anteil von nur noch 7% sinken. In der Kategorie der Kraftwerke mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW würden, bei einem Strompreis von 4.2 Rp./kWh, überhaupt keine Investitionen mehr getätigt. Unter der Annahme von sehr tiefen Strommarktpreisen wird nur noch bei den Speicherkraftwerken ohne Pumpen mehr als die Hälfte des Investitionsvolumens realisiert. Insgesamt zeigt die letztgenannte Kraftwerkskategorie die grösste Stabilität gegenüber variierenden Strompreisen; Hochdruck-Laufkraftwerke hingegen zeigen hier die ausgeprägteste Sensitivität aller untersuchten Kraftwerkskategorien.

Spezifische Investitionskosten

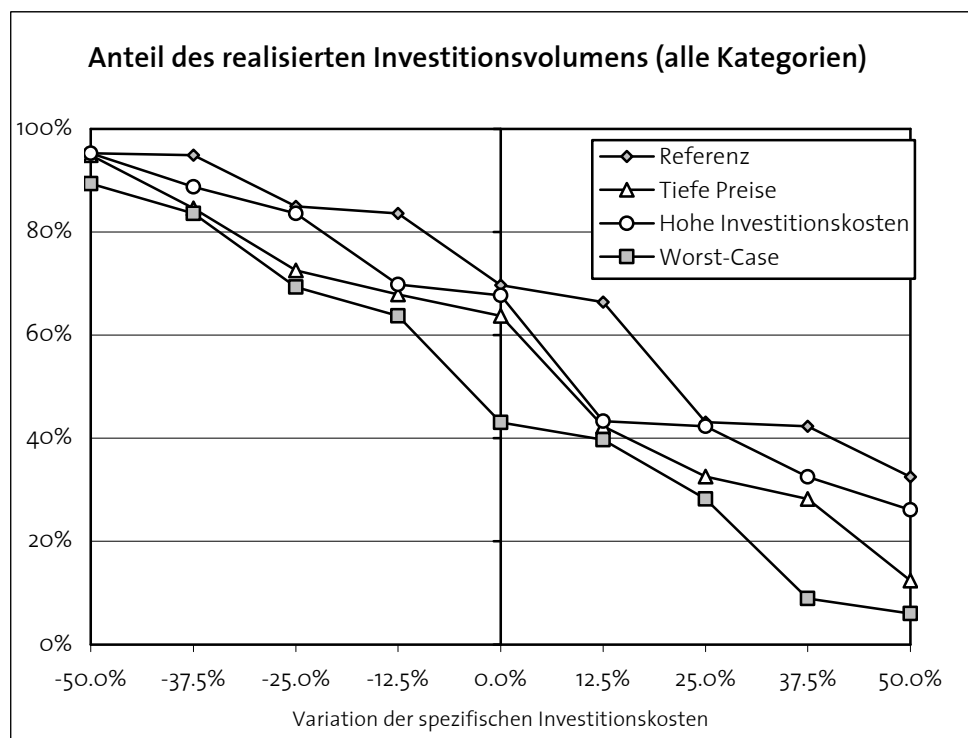


Abbildung 6-9: Sensitivität der spezifischen Investitionskosten auf das realisierte Investitionsvolumen in den vier Szenarien

Abbildung 6-9 zeigt die Wirkung einer Änderung der spezifischen Investitionskosten auf das Investitionsvolumen an, das in den vier Szenarien realisiert würde. Dabei gilt es zu beachten, dass im Worst-Case Szenario und im Szenario mit hohen Investitionskosten bereits in der Ausgangslage 10% höhere spezifische Investitionskosten angenommen wurden.

Bei einer massiven Verringerung (-50%) der Investitionskosten, ausgedrückt als Kosten pro kW installierter Leistung, würde eine starke Zunahme der realisierten Investitionen stattfinden. Im Worst-Case Szenario würden sich die realisierten Investitionen auf rund 90% des Gesamterneuerungspotenzials steigern, in den anderen Szenarien beträgt dieser Anteil sogar 95%. Umgekehrt verhält es sich, wenn von einer Erhöhung der spezifischen Investitionskosten ausgegangen wird. Im Worst-Case Szenario und im Szenario mit tiefen Strompreisen sinkt das realisierte Investitionsvolumen auf 6% bzw. 12%. In den beiden anderen Szenarien würde das realisierte Investitionsvolumen auf 26% (Szenario mit hohen Investitionskosten) bzw. 33% (Referenzszenario) sinken.

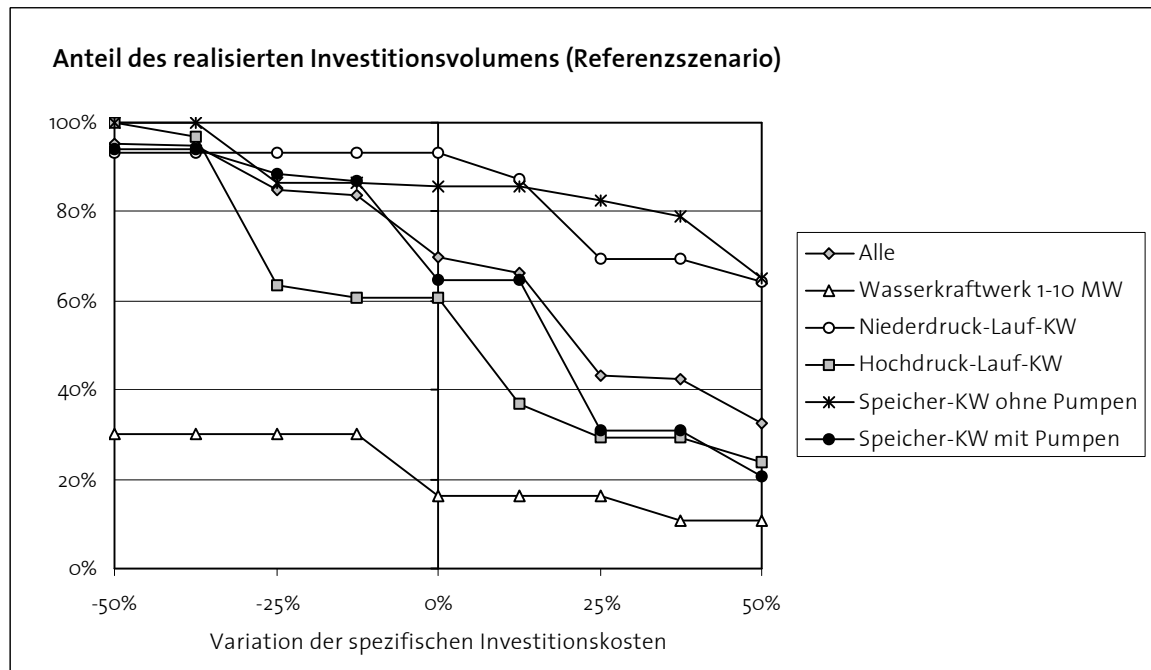


Abbildung 6-10: Sensitivität des realisierten Investitionsvolumens bezüglich spezifischer Investitionskosten

Auf der Basis der im Referenzszenario angenommenen spezifischen Investitionskosten würde der Anteil des realisierten Investitionsvolumens für den Durchschnitt aller Kraftwerkskategorien bei 70% liegen. Würden die spezifischen Investitionskosten um 25% steigen, läge der Anteil erneuerter Anlagen mit 43% im Durchschnitt um fast 30% tiefer; würden sie sich um 50% erhöhen, würden nur noch 33% des potenziellen Investitionsvolumens realisiert.

Bei sinkenden spezifischen Kosten würde die Investitionstätigkeit im Durchschnitt kontinuierlich ansteigen; ein Maximum von 100% wäre bei Hochdruck-Laufkraftwerken und Speicherkraftwerken ohne Pumpen erreicht, wenn die Investitionskosten sich gegenüber dem im Referenzszenario angenommenen Wert halbieren würden.¹⁵⁵

Im Gesamtvergleich zeigt sich eine auffallend geringe Sensitivität hinsichtlich schwankender Investitionskosten bei den Speicher-Kraftwerken ohne Pumpen: Ob die spezifischen Investitionskosten gegenüber dem Referenzszenario um 25% steigen oder fallen, bewirkt hier für den Anteil des realisierten Investitionsvolumens Veränderungen in einer Bandbreite von insgesamt bloss 4%. Selbst beim höchsten hier angenommenen Niveau der spezifischen Investitionskosten (50% höher als im Referenzszenario) läge der Anteil des realisierten Investitionsvolumens in dieser Kraftwerkskategorie noch bei 65%, also mehr als doppelt so hoch wie der entsprechende Durchschnittswert aller Kategorien. Bei Niederdruck-Laufkraftwerken zeigen sich bezüglich fallender Investitionskosten keinerlei Sensitivitäten; würden die Investitionskosten um 50% steigen, würden die realisierten Investitionen nicht unter 64% sinken, während alle übrigen Kraftwerkskategorien in diesem Fall mit 24% bis 11% noch deutlich unterhalb des allgemeinen Durchschnittswertes von 33% lägen. Bei Kraftwerken mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW deutet sich die oben beschriebene, allgemeine Entwicklung ebenfalls an, jedoch auf einem allgemein tieferen und flacheren Niveau.

¹⁵⁵ Dies entspricht den Annahmen in Elektrowatt (1998).

Zinssatz (WACC)

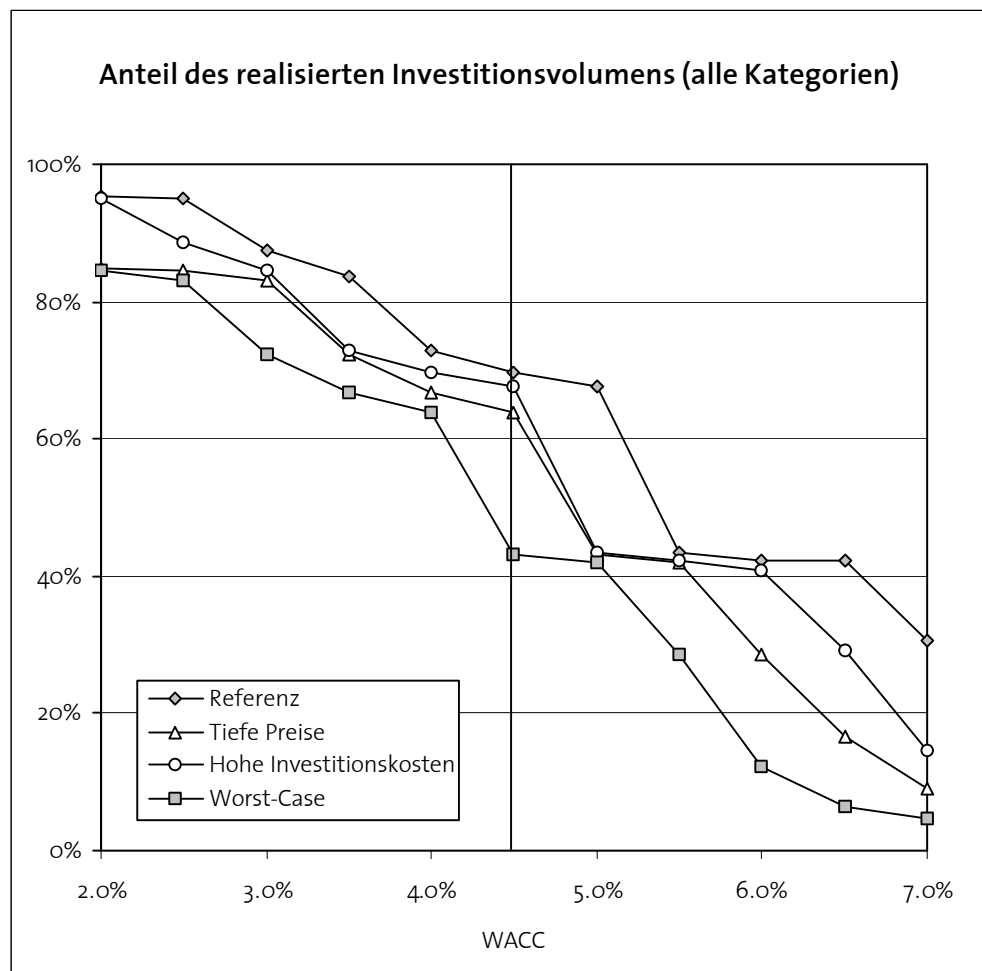


Abbildung 6-11: Sensitivität des realisierten Investitionsvolumens bezüglich WACC

Abbildung 6-5 zeigt, wie sich der Anteil des realisierten Investitionsvolumens in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Verzinsung des Kapitals (WACC) verändert. Liegt der durchschnittliche Zinssatz bei den gemäss Referenzszenario angenommenen 4.5%, wäre die Realisierung von 70% des Investitionsvolumens möglich, während im Fall des Worst-Case Szenarios noch ein minimales Investitionsvolumen von 43% realisierbar wäre. Dabei lägen die übrigen Szenarien allgemein auf tieferem Niveau als das Referenzszenario, realisierbar wäre jedoch über 60% des Investitionsvolumens. Bei sinkender Kapitalverzinsung stiege der Anteil des realisierten Investitionsvolumens: Bei einem minimalen WACC von 2.0% würde sich der Anteil des realisierten Investitionsvolumens für alle vier Szenarien im Bereich zwischen 85 und 95% bewegen. Mit steigenden Zinsen würde der Anteil des realisierten Investitionsvolumens kontinuierlich sinken: Bei einem WACC von 7.0% würde im Referenzszenario mit einem Anteil von 31% nur weniger als die Hälfte desjenigen Investitionsvolumens realisiert, welches bei einem WACC von 4.5% zu beobachten war. Die Minimalwerte der anderen drei Szenarien lägen in diesem Fall nur noch zwischen 5% und 14%.

Ökonomische Nutzungsdauer

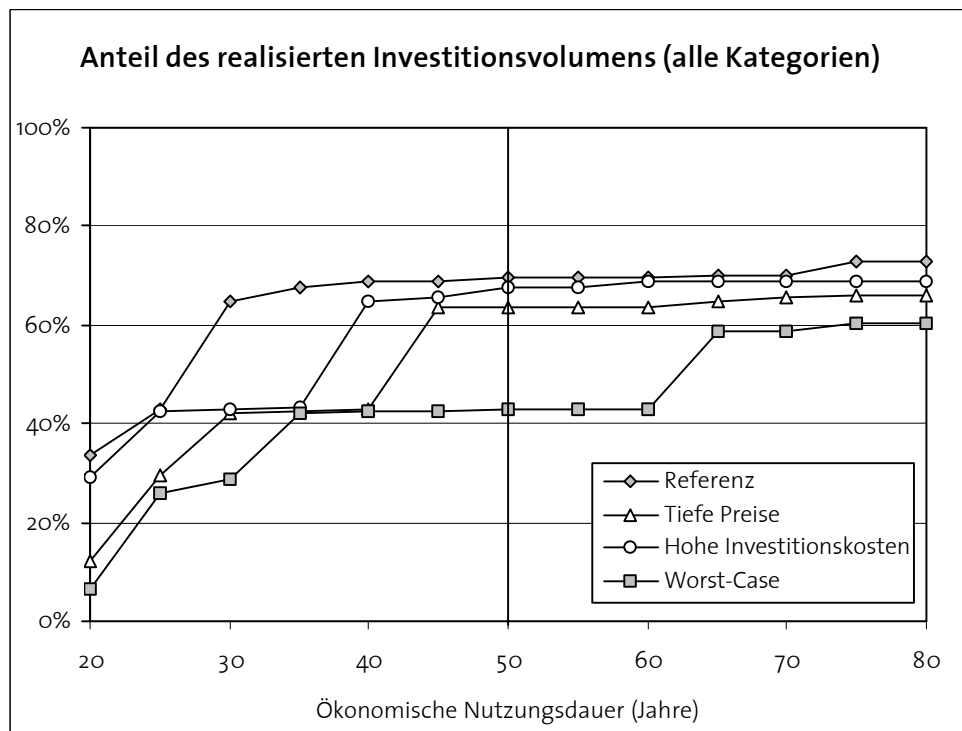


Abbildung 6-12: Sensitivität des realisierten Investitionsvolumens bezüglich ökonomischer Nutzungsdauer

Setzt man eine Veränderung der ökonomischen Nutzungsdauer von Wasserkraftanlagen ins Verhältnis zum Anteil des realisierten Investitionsvolumens, zeigt sich bei allen vier untersuchten Szenarien, dass der Anteil des realisierten Investitionsvolumens mit zunehmender Nutzungsdauer ansteigt. Markant ist diese Tendenz bei einer ökonomischen Nutzungsdauer von 20 bis 45 Jahren; ab einer länger als 45 Jahre währenden Nutzungsdauer nimmt die Sensitivität des realisierten Investitionsvolumens für den Faktor der Nutzungsdauer deutlich ab. Im Fall des Referenzszenarios würde sich mit einer von 50 auf 20 Jahren verringerten Nutzungsdauer auch der Anteil des realisierten Investitionsvolumens mehr als halbieren. Eine noch höhere Nutzungsdauer hätte im Referenzszenario nur noch marginalen Einfluss auf weitere Investitionen. Bei den übrigen drei Szenarien (die alle eine geringere Investitionstätigkeit zulassen als das Referenzszenario) liegt der Zeitpunkt, von dem an der Anteil des realisierten Investitionsvolumens bezüglich ökonomischer Nutzungsdauer keine Änderung erfährt, bei einer ökonomischen Nutzungsdauer von 40 Jahren (im Fall des Szenarios mit hohen Investitionskosten), 45 Jahren (Szenario mit tiefen Preisen) und ca. 65 Jahren (Worst-Case Szenario).

Preisstruktur

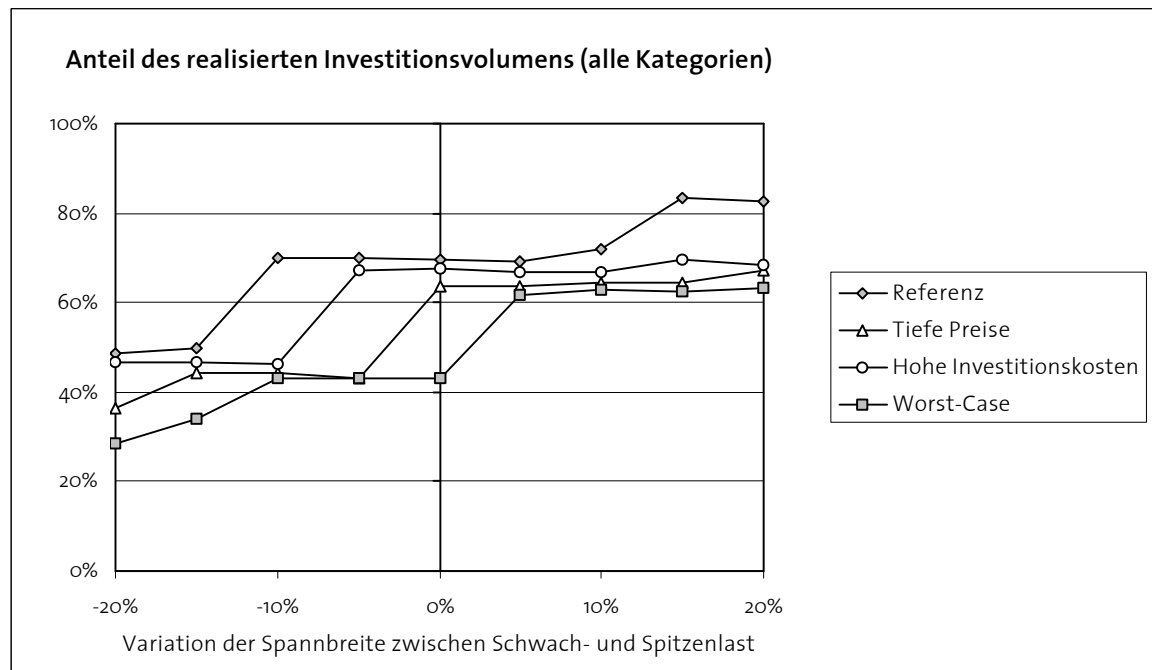


Abbildung 6-13: Sensitivität des realisierten Investitionsvolumens bezüglich einer Änderung der Preisstruktur

Bei dieser Sensitivitätsrechnung wird betrachtet, wie sich die realisierten Investitionen bei einer Veränderung der Spannbreite zwischen den Strommarktpreisen in den verschiedenen Lastperioden verändern würden. Die Veränderung der Spannbreite wurde berechnet, indem der Unterschied zwischen den Hochlastpreisen und den Tiefenlastpreisen mit dem gleichen Faktor reduziert bzw. erhöht wurde (z.B. Verringerung der Hochlastpreise um 10% und Erhöhung der Schwachlastpreise um 10%).

Bei einer maximalen Erhöhung der Preisspanne um 20% kann für das Referenzszenario eine Zunahme des Anteils der realisierten Investitionen von 70% auf 83% festgestellt werden. Im Worst-case Szenario beträgt die Zunahme des realisierten Investitionsvolumens 20 Prozentpunkte (von 43% auf 63%)¹⁵⁶. Eine Zunahme der Preisspanne bedeutet einerseits eine Zunahme der Spitzenlastpreise, andererseits eine Verringerung der Bandpreise. Dies führt dazu, dass im Extremfall (+20%) eine Verstetigung bzw. leichte Verringerung des Investitionsvolumens festgestellt werden kann.

Bei einer Verringerung der Spannbreite verschlechtert sich das Verhältnis der realisierten Investitionen zu den Gesamtinvestitionen. Diese Verringerung der Investitionstätigkeit ist im Szenario mit tiefen Preisen speziell ausgeprägt (von 64% auf 36%).

¹⁵⁶ Es gilt zu beachten, dass das Worst-Case Szenario und das Szenario „tiefe Preise“ von 10% tieferen Strommarktpreisen ausgehen.

Wasserzinse

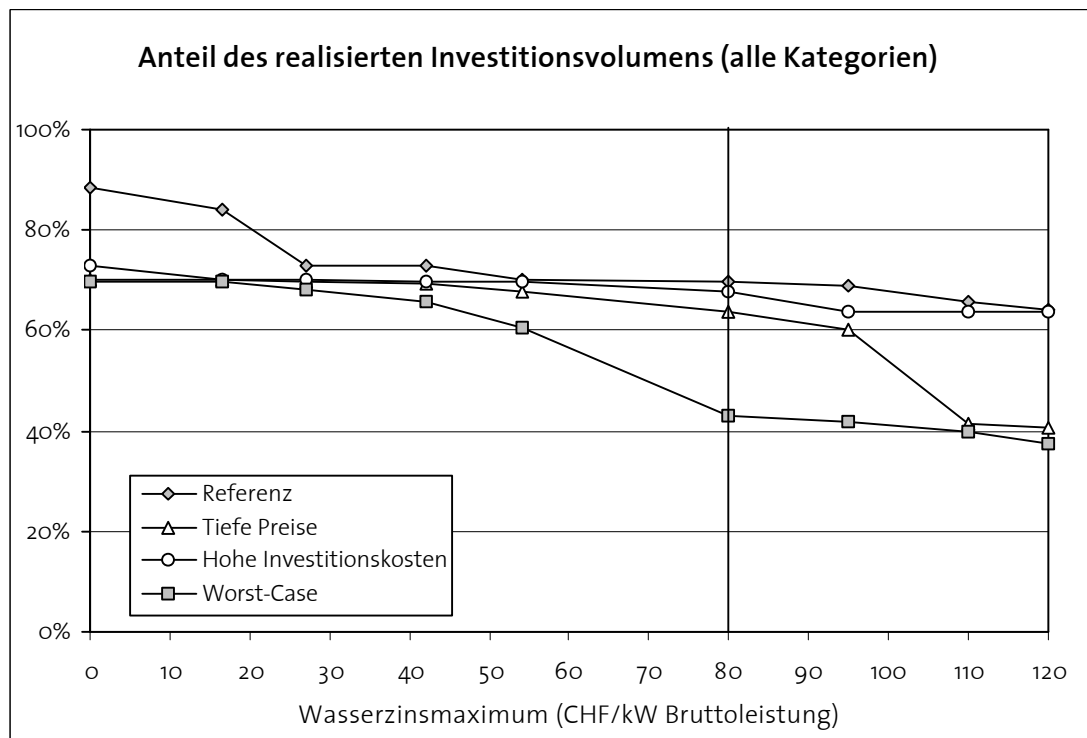


Abbildung 6-14: Sensitivität des realisierten Investitionsvolumens bezüglich Wasserzinsmaximum

Aus Abbildung 6 – 7 ist ersichtlich, wie die vier Szenarien mit einem variierenden Anteil des realisierten Investitionsvolumens auf Veränderungen des Wasserzinsmaximums reagieren. Das Referenzszenario ist bei Veränderungen der Wasserzinsmaxima zwischen 27 (Wasserzinsmaximum in den Jahren 1976 - 1985) und hypothetischen 120 CHF / kW Bruttoleistung durch eine flach verlaufende Kurve gekennzeichnet, innerhalb derer der Anteil des realisierten Investitionsvolumens sich zwischen 73 und 64% bewegt. Annähernd parallel verläuft innerhalb desselben Wasserzinsspektrums die Kurve für das Szenario mit hohen Investitionskosten mit Investitionsvolumina zwischen 70 und 64%. Im Worst-Case Szenario bewirkt die Erhöhung der Wasserzinse von 27 CHF auf 80 CHF eine Verringerung des Anteils der realisierten Investitionen von 68% auf 37%.

Eine hypothetische Abschaffung der Wasserzinse hätte in den Szenarien mit tiefen Preisen bzw. hohen Investitionskosten eine Erhöhung der realisierten Investitionen von 5 bis 6% zur Folge. Bedeutender wäre die Wirkung auf das Worst-case Szenario, mit einer Erhöhung der realisierten Investitionen auf 70% (von 43% bei einem Wasserzinsmaximum von CHF 80/kW Bruttoleistung).

Die Wirkung der Wasserzinse auf die Modellergebnisse ist weniger ausgeprägt als jene der Strompreise oder der Investitionskosten. Dies kann damit erklärt werden, dass einerseits der Ausmass der Erhöhung bzw. Senkung wesentlich geringer ist als z.B. eine entsprechende prozentuale Erhöhung/Senkung der spezifischen Investitionskosten. Wegen der Abdiskontierung fallen die zukünftigen Kosten (u.a. in Form von Wasserzinsen) weniger stark ins Gewicht als die Investitionskosten, die zu Beginn der Betrachtungsperiode anfallen. Es gilt zu beachten, dass für Werke, die sich nahe der Rentabilitätsgrenze befinden, eine Änderung in der Höhe der Wasserzinse für den Investitionsentscheid entscheidend sein kann.

Restwassermengen

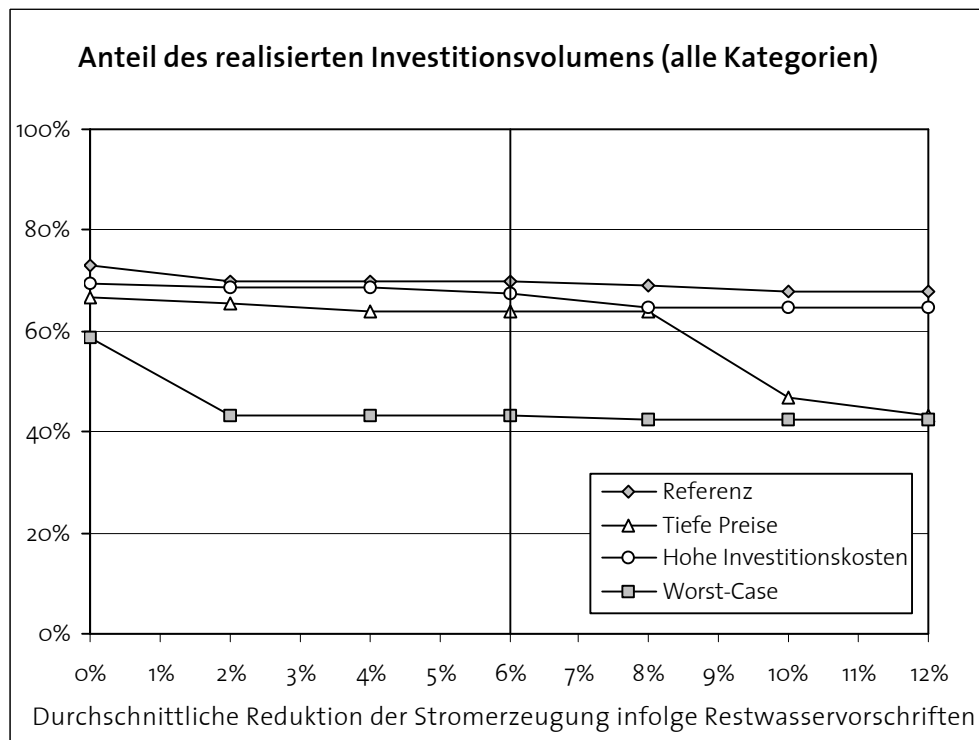


Abbildung 6-15: Sensitivität des realisierten Investitionsvolumens bezüglich Restwasservorschriften

Produktionseinbußen infolge Restwasservorschriften haben, wie diese Grafik zeigt, einen sehr geringen Einfluss darauf, wie viel investiert wird. Ob die Restwasservorschriften Einbußen von 2, 6 oder 8% erfordern, hat für keines der vier Szenarien einschneidende Konsequenzen. Läge die Einbusse über 8%, wäre für das Szenario mit tiefen Preisen ein deutlicher Rückgang der realisierten Investitionen zu verzeichnen. Eine durch Restwasservorschriften bedingte Einbusse in der Stromerzeugung von 10% würde allerdings im Tiefpreisszenario den Anteil des realisierten Investitionsvolumens von 65% auf 47% sinken lassen; bei gegenüber dem Referenzszenario verdoppelten Einbußen von 12% läge der Anteil realisierter Investitionen mit 43% noch 1% über dem Wert des Worst-Case Szenarios.

Der Grund für die geringe Sensitivität der Ergebnisse bezüglich einer Änderung der Restwasservorschriften ist in den Annahmen betreffend der Produktion begründet. Bei den Speicherkraftwerken und bei den Laufkraftwerken mit Ausgleichsbecken wird davon ausgegangen, dass eine Erhöhung der Restwasservorschriften primär mit einer Reduktion der Produktion zu Mittel- und Schwachlastzeiten verwirklicht wird. Der Einfluss auf die Erlöse kann dadurch stark verringert werden. Ausserdem wird davon ausgegangen, dass die Niederdruck-Laufkraftwerke keine Produktionsverringerungen aufgrund der Restwassermengenvorschriften erfahren werden. Es gilt zu beachten, dass vor allem die Investitionsentscheide von Unternehmen, welche sich nahe der Rentabilitätsgrenze befinden, auf eine Änderung der Restwasservorschriften und somit der Erlösmöglichkeiten, reagieren könnten.

Eine Erhöhung der Restwasservorschriften wirkt sich unterschiedlich auf die Wasserkraftkategorien aus: Die Wirkung auf die Erlössituation ist vor allem für Hochdruck-Laufkraftwerke (ohne Ausgleichsbecken) von Bedeutung (vgl. Abbildung 6-16).

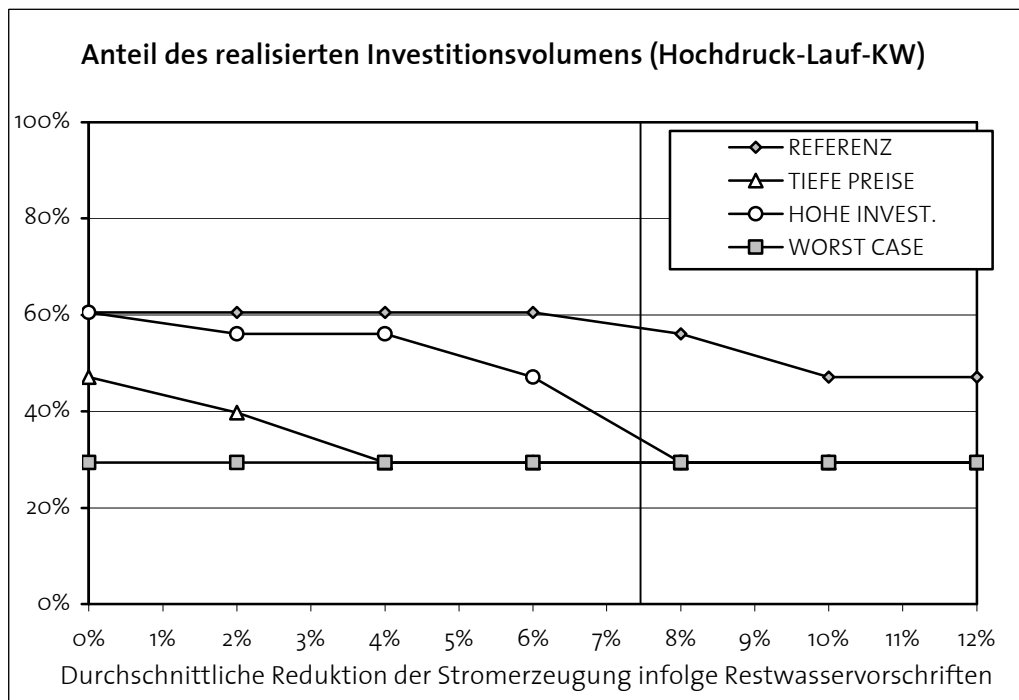


Abbildung 6-16: Sensitivität des realisierten Investitionsvolumens der Hochdruck-Laufkraftwerke bezüglich Restwasservorschriften

Die Reduktion der Stromproduktion wirkt sich insbesondere im Szenario „Hohe Investitionskosten“ auf den Investitionsentscheid aus. Die realisierten Investitionen würden sich in diesem Szenario von rund 60% auf 30% verringern. Im Referenzszenario reduzieren sich die realisierten Investitionen von 61% auf 47%, wenn die Produktionseinbussen von 6% auf 12% verdoppelt werden.

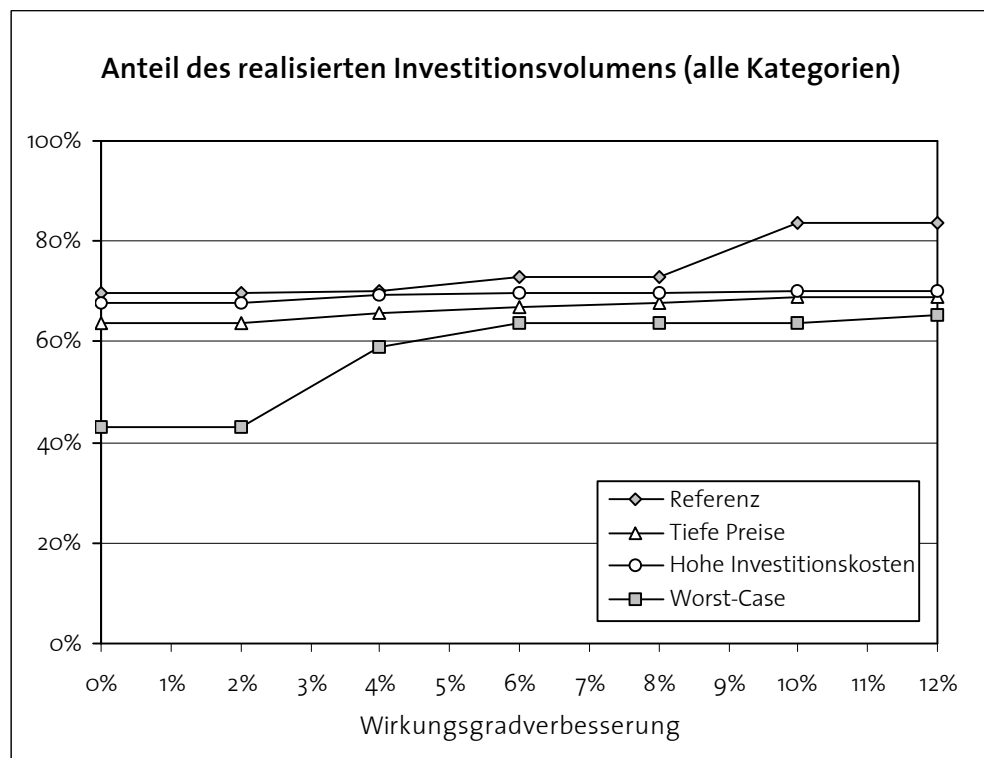
Wirkungsgradverbesserungen

Abbildung 6-17: Sensitivität des realisierten Investitionsvolumens bezüglich Wirkungsgradverbesserung

Abbildung 6-9 zeigt, dass der Einfluss weiterer Wirkungsgradverbesserungen auf die Realisierung von Investitionen eher gering ist. In den Modellrechnungen wird von den aktuellen Wirkungsgraden ausgegangen, d.h. es werden keine Wirkungsgradverbesserungen angenommen. Würde sich der Wirkungsgrad von Wasserkraftwerken erhöhen, so wäre im Referenzszenario erst bei einer Verbesserung des Wirkungsgrades um 10% ein grösserer Einfluss auf den Anteil des realisierten Investitionsvolumens nachweisbar: Dieser würde von 73% auf 84% steigen, anschliessend aber gleich bleiben. Für das Worst-Case Szenario würde bei einer Wirkungsgradsteigerung von 2% auf 6% der Anteil realisierter Investitionen von 43% auf 64% steigen.

Gewinnbesteuerung

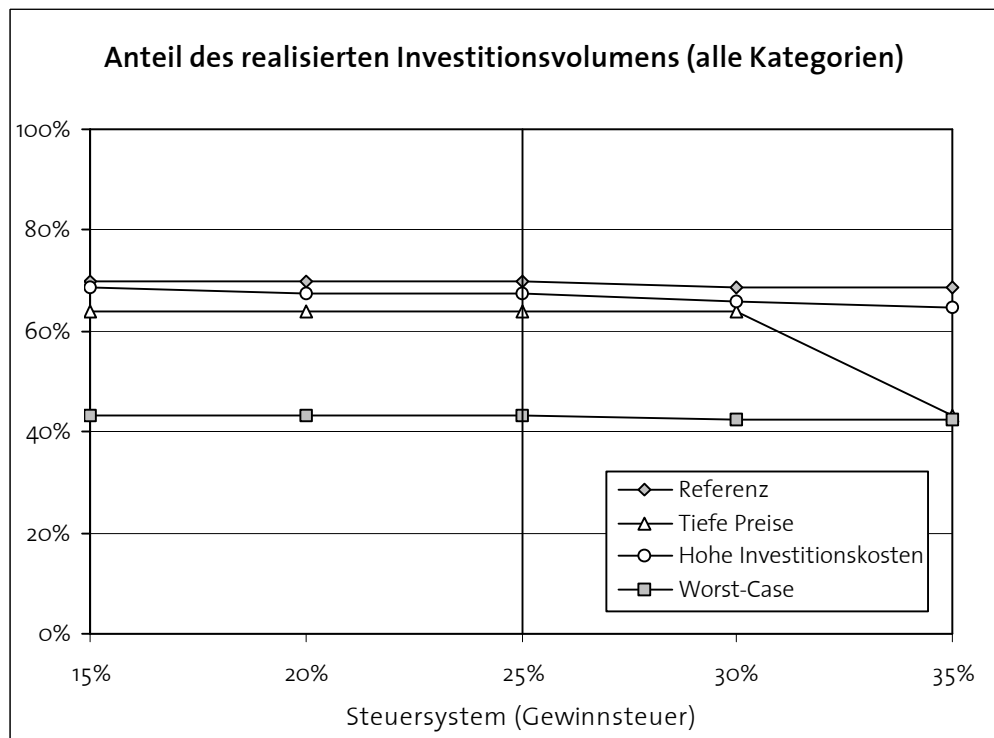


Abbildung 6-18: Sensitivität des realisierten Investitionsvolumens bezüglich Steuersystem

Auch der Einfluss des Steuersystems auf die Investitionstätigkeit ist, wie die Abbildung 6-18 verdeutlicht, eher gering. Würde die Gewinnsteuer von 30 auf 35% erhöht, so würde dies im Fall des Szenarios mit tiefen Preisen einen Rückgang der realisierten Investitionen um knapp 30% bewirken; die übrigen Szenarien zeigen jedoch diesbezüglich keine auffallenden Sensitivitäten. Die Gewinnsteuer (die sich auf den buchhalterischen Gewinn abstützt, d.h. vor Verzinsung des Eigenkapitals) kann sich dann negativ auf den Investitionsentscheid auswirken, wenn durch die Besteuerung eine angemessene Verzinsung des Eigenkapitals nicht mehr erwirtschaftet werden kann.

Fazit

Insgesamt haben die Sensitivitätsrechnungen gezeigt, dass die sensiblen Parameter die spezifischen Investitionskosten, die Strommarktpreise und die Verzinsung des Kapitals mit dem WACC sind.

Der Tatsache, dass kleine Veränderungen in der Höhe der spezifischen Investitionskosten und der Strommarktpreise einen bedeutenden Einfluss auf die Ergebnisse der Modellrechnungen auslösen können, wurde zumindest teilweise mit der Definition von verschiedenen Szenarien Rechnung getragen. Trotzdem gilt es aber zu beachten, dass die Ergebnisse nur Richtgrößen darstellen, die bei einer Änderung der Rahmenbedingungen zum Teil wichtige Änderungen erfahren können.

Die Sensitivität der übrigen Parameter scheint geringer zu sein. Dies kann verschiedene Gründe haben. Einerseits weisen die Parameter unterschiedliche Größenordnungen auf (obwohl sich die spezifischen Investitionen und die Wasserzinse auf die kW installierte Leistung beziehen, weichen diese beiden Parameter um Größenordnungen voneinander ab), eine prozentuale Niveauänderung löst somit unterschiedliche Geldflüsse aus. Andererseits kann eine Änderung der Höhe dieser Parameter für Unternehmen, die sich nahe der Rentabilitätsgrenze befinden, für oder gegen den Investitionsentscheid ausschlaggebend sein. Ihre Wirkung darf somit nicht unterschätzt werden.

Ausserdem gilt zu berücksichtigen, dass die gleichzeitige Änderung mehrerer Parameter eine ausgeprägtere Sensitivität der Ergebnisse bewirken könnte.

7 Beurteilung von wirtschaftspolitischen Handlungsmöglichkeiten

Die Ergebnisse, die in Kapitel 6 präsentiert worden sind, zeigen, dass in Zukunft Probleme mit der Wettbewerbsfähigkeit des Wasserkraftsektors entstehen könnten. Insbesondere bei anhaltend tiefen Strommarktpreisen und bei hohen Investitionskosten, könnte es für eine Vielzahl von Werken unrentabel sein, Mittel in die Erneuerung der Anlagen zu investieren. Als Folge davon, kann eine Schliessung bzw. Aufgabe dieser Anlagen nicht ausgeschlossen werden.

Da der Staat ein energie- sowie regionalpolitisches Interesse hat, einen starken und wettbewerbsfähigen Wasserkraftsektor in der Schweiz zu haben, werden in den folgenden Abschnitten Massnahmen dargestellt, die in der Lage wären, die Erlös- oder Kostenseite der Wasserkraftwerke in Richtung einer verstärkten Wettbewerbsfähigkeit zu beeinflussen.

Mit dem DFCF-Modell wird die Wirkung von verschiedenen wirtschaftspolitischen Handlungsalternativen berechnet. Im Vordergrund stehen Handlungsalternativen die entweder die Strommarktpreise oder die Kapitalkosten beeinflussen. Die Ergebnisse liefern einen ersten Hinweis, wie wirksam die einzelnen Massnahmen sind. Die Massnahmen werden jeweils für die **vier Grundszenerien** und, in den Fällen bei denen es von Interesse ist, für die einzelnen Wasserkraftkategorien berechnet.

Bei der Interpretation dieser Ergebnisse muss beachtet werden, dass die Stichprobe sich auf 57 Unternehmen beschränkt. Der Verallgemeinerung sind somit Grenzen gesetzt. Trotz diesen Einschränkungen kann mit dem entwickelten Modell gezeigt werden, wie eine Änderung der politischen und fiskalischen Rahmenbedingungen sich auf die Wettbewerbsfähigkeit der untersuchten Unternehmen auswirken könnte.

7.1. Wirtschaftspolitische Handlungsalternativen zur Beeinflussung der Strommarktpreise

Ein volkswirtschaftlich optimaler Investitionsentscheid darf nicht nur die abdiskontierten zukünftigen Kosten und Erträge vergleichen, sondern muss auch die damit verbundenen externen Effekte miteinbeziehen. In den heutigen Strommarktpreisen werden die externen Kosten, welche durch die Stromerzeugung entstehen, nicht berücksichtigt. Diese nicht vorhandene Kostenwahrheit führt zu einer Benachteiligung der Wasserkraft, da dieser Sektor – im Vergleich zu alternativen Stromerzeugungstechnologien, die auf fossilen oder nuklearen Brennstoffen basieren – tiefere externe Kosten verursacht.¹⁵⁷

Die folgenden Massnahmen sollen eine Situation abbilden, in der die Unternehmen zu Investitionsentscheiden gelangen, die unter der Rahmenbedingung von (mindestens teilweise) internalisierten Strommarktpreisen getroffen werden.

Die untersuchten Massnahmen zeichnen sich durch folgende Änderungen der Rahmenbedingungen aus:

1. Einführung einer CO₂-Abgabe
2. Einführung einer Abgabe auf nicht erneuerbare Energien

¹⁵⁷ Infrac/Econcept/Prognos 1996.

3. MWSt.-Befreiung¹⁵⁸ der Wasserkraft und Kompensation der Ausnahmeausfälle durch die Einführung einer Abgabe auf nicht erneuerbare Energien

Bei dieser letzten wirtschaftspolitischen Massnahme steht der Grundgedanke der Internalisierung weniger stark im Vordergrund als bei den ersten beiden Massnahmen. Eine Bevorzugung der Wasserkraft findet in diesem Fall primär durch die Rückerstattung der Abgabe statt. Die Bedingung der Aufkommensneutralität und die Einführung einer Abgabe auf nicht erneuerbare Energien kann aber als ein erster Schritt in Richtung Internalisierung der externen Kosten gedeutet werden.

In Ergänzung zu den wirtschaftspolitischen Massnahmen, die auf die Strompreise wirken, wird im Abschnitt 7.2 die Wirkung von gezielten Subventionen in Form von Zinsvergünstigungen untersucht.

7.1.1. Einführung einer CO₂-Abgabe

Eine erste wirtschaftspolitische Handlungsalternative, die zur Beeinflussung der Strompreise zur Verfügung steht, ist durch die Einführung einer CO₂-Abgabe gegeben. Das Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen sieht vor, dass wenn die Reduktionsziele bis 2010 nicht erreicht werden, eine Abgabe auf Kohle und fossilen Brenn- und Treibstoffen eingeführt wird. Für die Modellrechnungen wird davon ausgegangen, dass die Abgabe eine Erhöhung der Brennstoffkosten um 30% bewirkt.¹⁵⁹

Im Gesetz ist eine Besteuerung der Stromimporte nicht vorgesehen. Damit die Abgabe eine Wirkung auf die Schweizerischen Strompreise entfalten kann, wird angenommen, dass europaweit eine harmonisierte CO₂-Abgabe eingeführt wird.

Die CO₂-Abgabe wirkt sich auf die Gestehungskosten der Alternativtechnologien aus. Die Belastung des Gasverbrauchs durch die Abgabe führt zu einer Verteuerung der Erzeugung von Spitzen- und Mittellaststrom. Nicht beeinflusst werden dagegen die Preise für Bandenergie, da im benutzten Modell diese Energie durch nukleare Anlagen erzeugt wird (untersteht nicht der Abgabe). Dadurch wird Atomstrom vergleichsweise billiger, Strom, der aus fossilen Energiequellen erzeugt wird, dagegen teurer. Eine Verschiebung der Nachfrage in Richtung Atomstrom bedingt, dass vermehrt Nuklearenergie zur Deckung des Bandenergiebedarfs erzeugt werden kann. Die Modellrechnungen gehen von dieser Annahme aus, was implizieren könnte, dass einzelne Länder weiterhin Investitionen in der Erzeugung von Atomstrom tätigen werden.

Wir gehen von folgenden Strompreisen nach der Einführung der Abgabe aus:

Spitzenlast Winter:	16.6 Rp./kWh
Spitzenlast Sommer:	8.2 Rp./kWh
Mittellast Winter:	6.1 Rp./kWh
Mittellast Sommer:	6.1 Rp./kWh
Schwachlast Winter:	3.8 Rp./kWh
Schwachlast Sommer:	2.3 Rp./kWh

Es kann festgestellt werden, dass die Strompreise in den letzten Lastperioden tiefer liegen als im Referenzfall. Dies hängt damit zusammen, dass in den Spitzen- und Mittellastperioden hö-

¹⁵⁸ Besteuerung der Wasserkraft zum effektiven Nullsatz, d.h. die Vorsteuern können in Abzug gebracht werden.

¹⁵⁹ Diese geschätzte Erhöhung der Brennstoffkosten stützt sich auf Prognos (Prognos 1996). In dieser Studie wurden die relativen Preisaufschläge, die aufgrund der Einführung der CO₂-Abgabe entstehen, auf bis zu 30% geschätzt (bei einem Einheitssatz von 60 CHF/t CO₂, Berechnung für das Jahr 2010, wenn der Einheitssatz voll zur Anwendung gelangt).

here Strompreise erzielt werden konnten. In den letzten Lastperioden kann dadurch ein (kostendeckender) tieferer Preis zu Stande kommen (Stromerzeugung durch nukleare Anlagen).

Auswirkungen auf die Wasserkraft

Die Wasserkraft wird durch die CO₂-Abgabe nicht belastet und kann als Preisnehmerin von den höheren Strommarktpreisen, welche sich durch die Belastung der fossilen Stromerzeugung ergeben, einen Vorteil in Form von zusätzlichen Erlösen erzielen.

Abbildung 7-2 stellt die Wirkung der CO₂-Abgabe auf die vier Szenarien dar. Es wird der Anteil der realisierten Investitionsvolumina mit und ohne Einführung der CO₂-Abgabe verglichen. Es kann beobachtet werden, dass insbesondere bei anhaltend tiefen Strommarktpreisen und hohen Investitionskosten (Worst-Case Szenario), die Abgabe eine deutliche Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft bewirken kann (das realisierte Investitionsvolumen nimmt von 43% auf 67% zu).

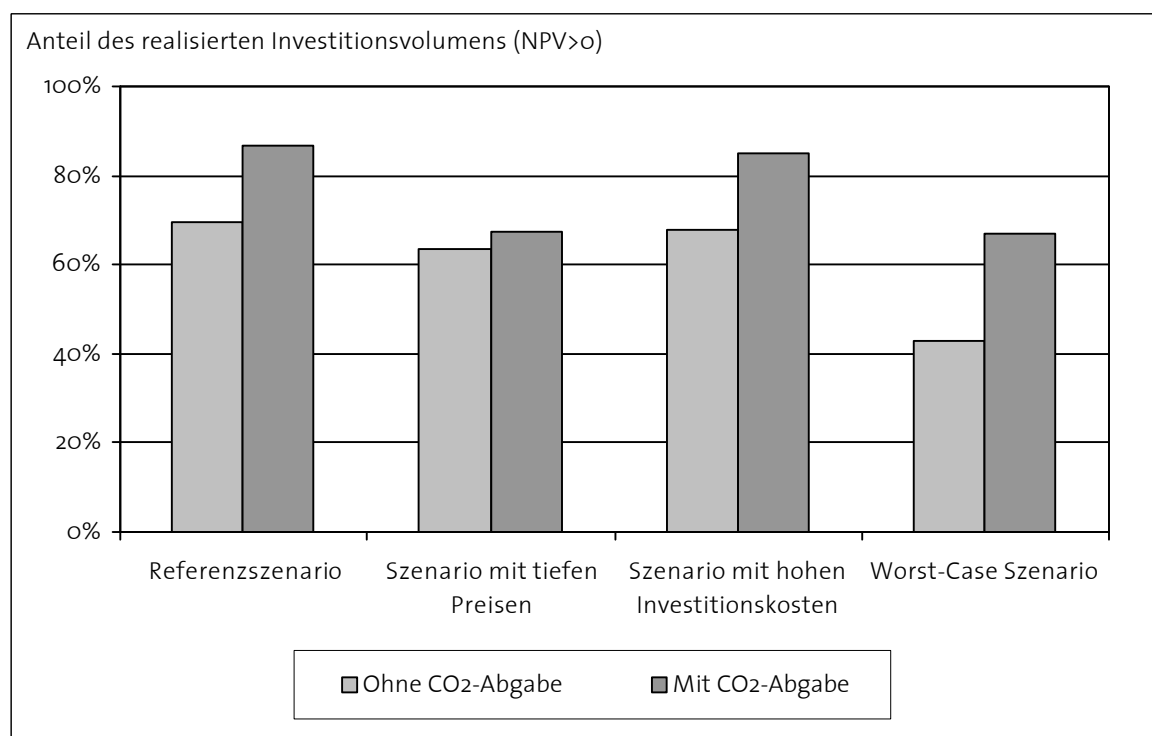


Abbildung 7-1: Wirkung einer CO₂-Abgabe auf die Wasserkraft in der Schweiz bei verschiedenen Szenarien betreffend Preise und Investitionskosten

In Abbildung 7-1 ist die Wirkung der Abgabe für die einzelnen Wasserkraftwerkkategorien das im Worst-Case Szenario dargestellt. Die Abgabe und die entsprechende Erhöhung der Strommarktpreise bewirkt in erster Linie bei den Hochdruck-Laufkraftwerken eine deutliche Steigerung der Investitionsvolumina (von 29 auf 49%). Auch das Investitionsvolumen der Speicherkraftwerke mit Pumpen erhöht sich entscheidend, von rund 31% auf 65% des realisierbaren Investitionsvolumens.

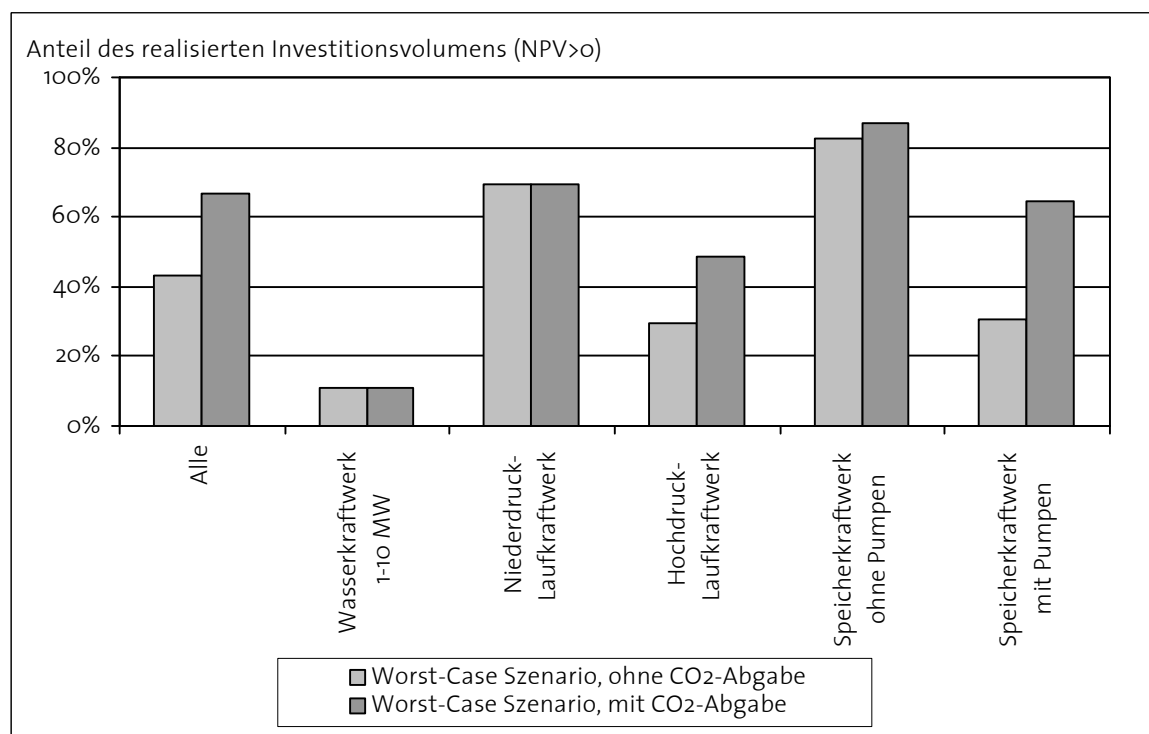


Abbildung 7-2: Wirkung der Einführung einer CO₂-Abgabe auf verschiedene Wasserkraftkategorien, Worst-Case Szenario

Es kann gezeigt werden, dass die Einführung einer CO₂-Abgabe zu einer Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft führen kann. Die Wirkung ist ausgeprägter, wenn von tiefen Marktpreisen ausgegangen werden muss. Gleichzeitig zeigt sich aber, dass diese Massnahme allein nicht in der Lage sein wird, Investitionen in Wasserkraftwerken mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW rentabel werden zu lassen.

Das primäre Ziel der Abgabe liegt in einer Reduktion des CO₂-Ausstosses. Die Auswirkungen auf den Wasserkraftsektor sind als positive Nebeneffekte zu werten. Zur Stärkung des Wasserkraftsektors wäre diese wirtschafts- bzw. energiepolitische Massnahme mit weiteren, zielgerichteten Massnahmen zu ergänzen.

7.1.2. Abgabe auf nicht erneuerbare Energie

Mit dieser wirtschaftspolitischen Massnahme soll aufgezeigt werden, wie sich die Einführung einer Abgabe auf nicht erneuerbare Energien auf die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft hätte auswirken können. Die untersuchte Abgabe weist eine vergleichbare Ausgestaltung auf wie die Energielenkungsabgabe über die im Herbst 2000 abgestimmt worden ist: Die Abgabe wird auf nicht erneuerbare Energieträger erhoben und beträgt 2.0 Rp./kWh (höchster Abgabesatz gemäss Abstimmungsvorlage). Im Gegensatz zur CO₂-Abgabe wird bei dieser Alternative auch die Elektrizität, die durch nukleare Anlagen erzeugt wird und der Stromimport belastet. Die Abgabe auf Strom aus nicht erneuerbaren Energien wird bei den Elektrizitätslieferanten erhoben. Elektrizität aus Wasser- und Windkraft, Sonnenenergie, etc. sowie Stromexporte und -transit sind dagegen abgabefrei. Die Rückerstattung erfolgt bei den **Produzenten**.

Für die Wasserkraftproduzenten entspricht diese Form der Rückerstattung einer Erhöhung des Preises pro kWh. Im Modell (Referenzszenario) kann somit von folgenden Preisen ausgegangen werden:

Spitzenlast Winter ¹⁶⁰ :	16.5 Rp./kWh
Spitzenlast Sommer:	9.1 Rp./kWh
Mittellast Winter:	7.1 Rp./kWh
Mittellast Sommer:	6.7 Rp./kWh
Schwachlast Winter:	6.7 Rp./kWh
Schwachlast Sommer:	6.1 Rp./kWh

Auswirkungen auf die Wasserkraft

Die Einführung einer Lenkungsabgabe mit Rückerstattung an die Produzenten, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, führt zu einer wichtigen Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in der Schweiz. Die Verbesserungen der Wettbewerbsbedingungen sind vor allem bei den Szenarien mit tiefen Preisen und/oder hohen Investitionskosten markant.

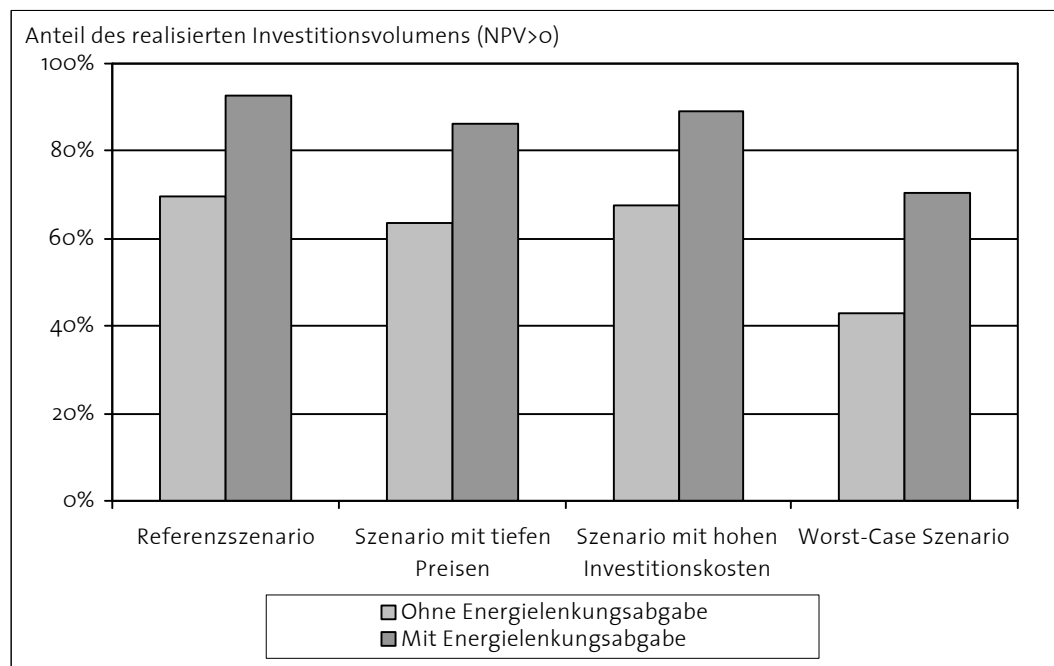


Abbildung 7-3: Anteil des realisierten Investitionsvolumens (NPV > 0) mit und ohne Einführung einer Energielenkungsabgabe, verschiedene Szenarien

Durch die Einführung der Abgabe auf nicht-erneuerbare Energien kann der Anteil der realisierten Investitionen in allen Szenarien markant erhöht werden (auf mindestens 70%). Im Referenzszenario wird 93% des Investitionsvolumens realisiert: Alle Investitionen in Speicherkraftwerken ohne Pumpen und Laufkraftwerken sowie 89% der Investitionen in Speicherkraftwerken mit Pumpen werden realisiert. Zudem nimmt der Anteil Investitionen in Wasserkraftanlagen mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW von 16 auf 46% zu.

Auch unter der Annahme von anhaltend tiefen Strommarktpreisen und hohen Investitionskosten (Worst-Case Szenario, Abbildung 7-3) wird in den Niederdruck-Laufkraftwerken mindestens 93% des Investitionsvolumens realisiert. Bei den Speicherkraftwerken ohne Pumpen wird 87% des Investitionsvolumens realisiert. Sogar die kleineren Wasserkraftwerke könnten den Anteil der realisierten Investitionen verdoppeln, von 16 auf 30%. Gleiches gilt auch für die Speicherkraftwerke mit Pumpen, die den Anteil der realisierten Investitionen von 31 auf 65% erhöhen können.

¹⁶⁰ Die Ausgangspreise sind in Tabelle 2-2 dargestellt.

Die Einführung einer Energielenkungsabgabe hätte zu einer deutlichen Verbesserung der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft führen können. Damit hätte ein Teil der Probleme entschärft werden können, die mit der Finanzierung der Erneuerungen bei anhaltend tiefen Strommarktpreisen verbunden sind.

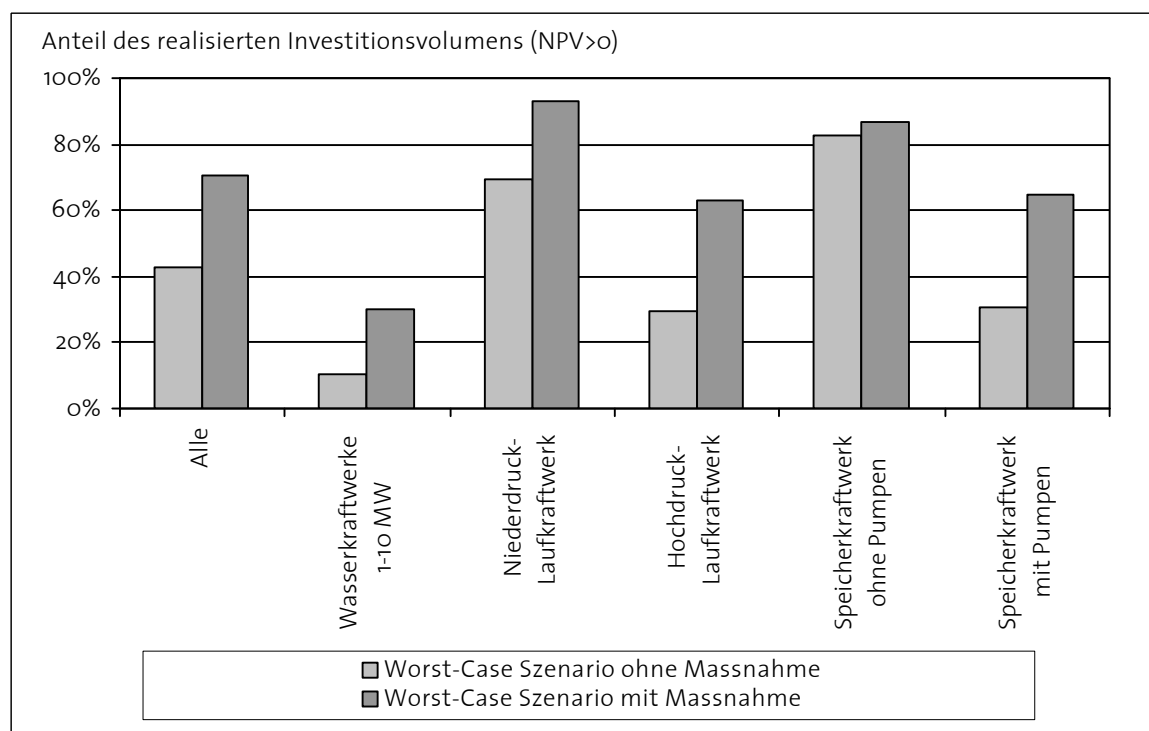


Abbildung 7-4: Anteil des realisierten Investitionsvolumens (NPV > 0) ohne und mit Einführung einer Energielenkungsabgabe für verschiedene Wasserkraftkategorien

7.1.3. Aufkommensneutrale MWSt.-Befreiung des Energiesektors

Die Grundidee dieser möglichen wirtschaftspolitischen Massnahme besteht in einer (echten¹⁶¹) MWSt.-Befreiung des Energiesektors in der Schweiz. Die Reduktion der MWSt.-Einnahmen wird durch die Einführung einer Abgabe auf nicht-erneuerbare Energien kompensiert. Die Ausgestaltung dieser Abgabe könnte dem Vorschlag der Energielenkungsabgabe entsprechen, die am 24. September 2000 zur Abstimmung kam. In diesem Fall würde die Abgabe auf die Einfuhr von nicht erneuerbaren Energien erhoben, d.h. auf Erdölprodukte, Erdgas, Kohle und Kernbrennstoffe. Beim Strom würde die Abgabe auf der Endverbrauchsstufe erhoben. Die Abgabe wird rückerstattet, falls der Strom mit erneuerbaren Energien hergestellt wird (Wasserkraft, Sonnen- und Windenergie, Biomasse). Nicht belastet werden die Energieexporte (Elektrizität) sowie der Energie-Transit.¹⁶² Diese Massnahme entspricht in etwa der Motion Chevrier, die im Nationalrat eingereicht worden ist.¹⁶³

¹⁶¹ Bei der echten MWSt.-Befreiung müssen die Unternehmungen keine Mehrwertsteuer zahlen und sind gleichzeitig von den bezahlten Vorsteuern entlastet.

¹⁶² BFE 2000c.

¹⁶³ Die Motion wurde vom Bundesrat abgelehnt. Als Grund für die Ablehnung wurde darauf hingewiesen, dass mit der MWSt.-Befreiung, wie sie durch die Motion vorgeschlagen worden ist, sämtliche Energieproduzenten und -händler nicht mehr zum Abzug ihrer Vorsteuern berechtigt wären. Gegenüber der heutigen Situation würde ein solcher Systemwechsel die Stromausfuhr wegen der Taxe occulte benachteiligen. Bei der hier vorgeschlagenen Massnahme wäre der Vorsteuerabzug für den Energiesektor möglich.

Die Berechnung des Abgabesaatzes erfolgt auf einer einfachen und rudimentären Art. Sollte die Massnahme tatsächlich realisiert werden, wäre eine detailliertere Analyse der Berechnungsgrundlagen und der Ausgestaltung der Abgabe erforderlich.

Die aufkommensneutrale Abgabe auf die nicht erneuerbare Energien wird wie folgt berechnet:

- Mehrwertsteuerbelastung Energieversorgung. **1'504 Mio. CHF** (1999)¹⁶⁴
- Die MWSt.-Belastung wird ersetzt durch eine Abgabe auf nicht erneuerbare Energien. Es wird nur der inländische Verbrauch belastet.

Tabelle 7-1: Ein- und Ausfuhr von nicht erneuerbaren Energien in der Schweiz, in TJ (BFE 2000c)

BFE 1999	Einfuhr (TJ)	Ausfuhr (TJ)	Nettoeinfuhr (TJ)
Kohle	2'590	10	2'580
Rohöl und Erdölprodukte	528'630	23'800	504'830
Gas	102'450	-	102'450
Kernbrennstoffe	256'610	-	256'610
Total	890'280	23'810	866'470

- Nettoeinfuhr nicht-erneuerbare Energien: **866'470 TJ**
- **Abgabe: 0.62 Rp./kWh** (= 1'504 Mio. CHF/866'470 TJ¹⁶⁵)

Durch Einführung der Abgabe ergeben sich für das Referenzszenario folgende Strommarktpreise¹⁶⁶:

Spitzenlast Winter:	15.12 Rp./kWh
Spitzenlast Sommer:	7.72 Rp./kWh
Mittellast Winter:	5.72 Rp./kWh
Mittellast Sommer:	5.32 Rp./kWh
Schwachlast Winter:	5.32 Rp./kWh
Schwachlast Sommer:	4.72 Rp./kWh

Auswirkungen auf die Wasserkraft

Der Strom, der aus nicht erneuerbaren Energien erzeugt wird, unterliegt der Abgabe. Die Produzenten, die Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen, erhalten dagegen die Abgabe rückerstattet. Die damit ausgelöste Wirkung ist vergleichbar mit der Wirkung einer Erhöhung der Referenzpreise für Strom. Die Rückerstattung der Abgabe kann somit eine Verbesserung der Ertrags- und Wettbewerbssituation der Wasserkraft bewirken.

¹⁶⁴ Eidg. Steuerverwaltung (<http://www.estv.admin.ch/data/sd/d/index.htm>).

¹⁶⁵ 3.6TJ = 1 Mio. kWh.

¹⁶⁶ Als Grundlage dienen die Preise in Tabelle 2-2.

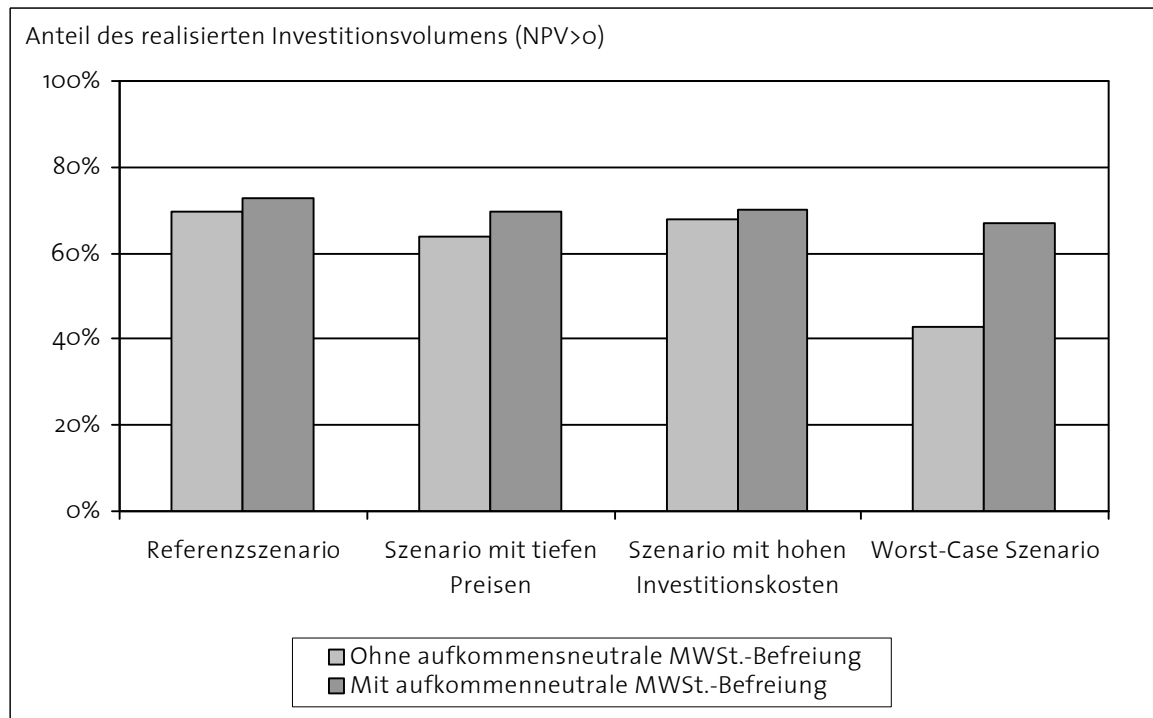


Abbildung 7-5: Anteil des realisierten Investitionsvolumens (NPV>0) bei einer Befreiung des Energiesektors von der MWSt. und Einführung einer aufkommensneutralen Energieabgabe.

Abbildung 7-5 stellt die Wirkung der MWSt.-Befreiung bzw. der Einführung einer aufkommensneutralen Energieabgabe auf das Investitionsverhalten der Unternehmen der Stichprobe dar. Die Massnahme erzeugt in einer Situation mit tiefen Preisen und hohen Investitionskosten die grösste Wirkung. Unter diesen Rahmenbedingungen kann eine Rückerstattung in der Höhe von 0.62 Rp./kWh die Erneuerung einer grösseren Anzahl von Anlagen ökonomisch rentabel werden lassen. In der Referenzsituation ist die Erhöhung des realisierten Investitionsvolumens dagegen marginal (von 70 auf 73%).

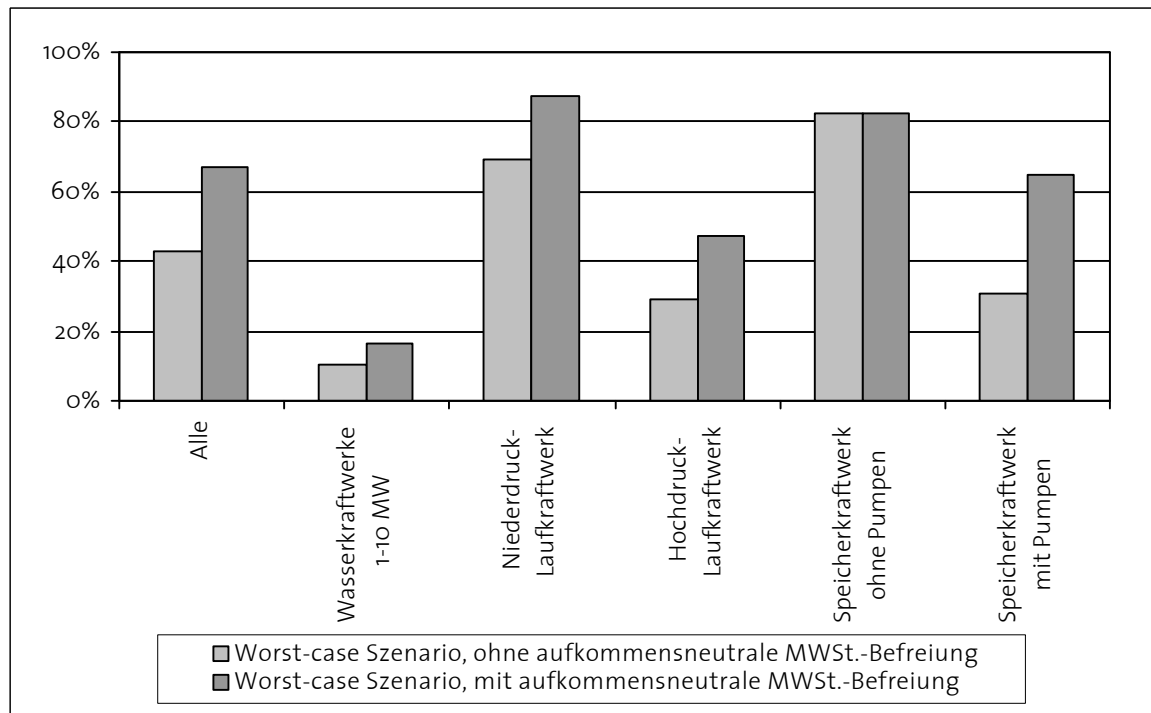


Abbildung 7-6: Anteil des realisierten Investitionsvolumens ($NPV > 0$) bei der aktuellen MWSt.-Belastung und bei Einführung einer aufkommensneutralen Energieabgabe, für verschiedene Wasserkraftkategorien im Worst-Case Szenario.

Aus Abbildung 7-6 ist ersichtlich, dass im Worst-Case Szenario die Rückerstattung der Abgabe eine Erhöhung der realisierten Investitionen bei den Laufkraftwerken sowie bei den Speicherkraftwerken mit Pumpen auslöst. Für diese Kraftwerk-Kategorie wird neu 65% des Investitionsvolumens realisiert (statt 31% ohne aufkommensneutrale MWSt.-Befreiung). Bei den kleinen Wasserkraftanlagen ist die Erhöhung der Investitionsvolumina marginal (von 11 auf 16%), bei den Speicherkraftwerken ohne Pumpen kann dagegen keine Zunahme der realisierten Investitionen festgestellt werden.

Der administrative Aufwand für die MWSt.-Befreiung ist gering, die Kosten der Erhebung der neuen Abgabe können für die Behörden und die Wirtschaft ebenfalls tief gehalten werden (BFE 2000a). Andererseits scheint der Abgabesatz zu tief zu sein, um eine bedeutende Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Anlagen mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW und der Hochdruck-Laufkraftwerke zu bewirken. Eine grössere Wirkung könnte erzielt werden, wenn die MWSt.-Befreiung mit unternehmensbezogenen Massnahmen, wie z. B. die Vergabe von zinsgünstigen Darlehen (vgl. folgender Abschnitt) verbunden wird.

7.2. Wirtschaftspolitische Handlungsalternativen zur Beeinflussung der Kapitalkosten

Der Bund kann durch die Vergabe von zinsgünstigen Darlehen die Kapitalkosten der Wasserkraftwerke vergünstigen. Die Höhe der Zinssenkung entspricht dem Risikozuschlag (in den Modellrechnungen ist dieser auf 0.65% festgelegt worden), der durch den Bund übernommen wird. Für die Wasserkraftunternehmen welche die Vergünstigung in Anspruch nehmen, sinkt dadurch der Fremdkapitalzins von 3.25% auf 2.6%. Die durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) verringern sich von 4.5% auf 4%. Für die Berechnung der Wirkung dieser Massnahme wird davon ausgegangen, dass nur Unternehmen, die bei den marktüblichen Fremdkapitalzinsen nicht investieren würden, die zinsgünstigen Darlehen in Anspruch nehmen können.

Die Vergünstigung der Darlehen wirkt einerseits direkt auf die Kapitalkosten (Kosten des Fremdkapitals), andererseits auf den Faktor zur Abdiskontierung der Kosten und Erträge während der Betriebsphase der Anlage.

Auswirkungen auf die Wasserkraft

Mit der Vergabe von zinsgünstigen Darlehen würden im Referenzszenario drei zusätzliche Projekte realisiert, im Worst-Case Szenario dagegen vier. In diesem Szenario kann auch die bedeutendere Zunahme des Investitionsvolumens festgestellt werden, mit realisierten Investitionen die von 43% auf 64% steigen. Die Zunahme im Referenzszenario und im Szenario mit tiefen Preisen beschränkt sich auf 3%, im Szenario mit hohen Investitionskosten auf 1%.

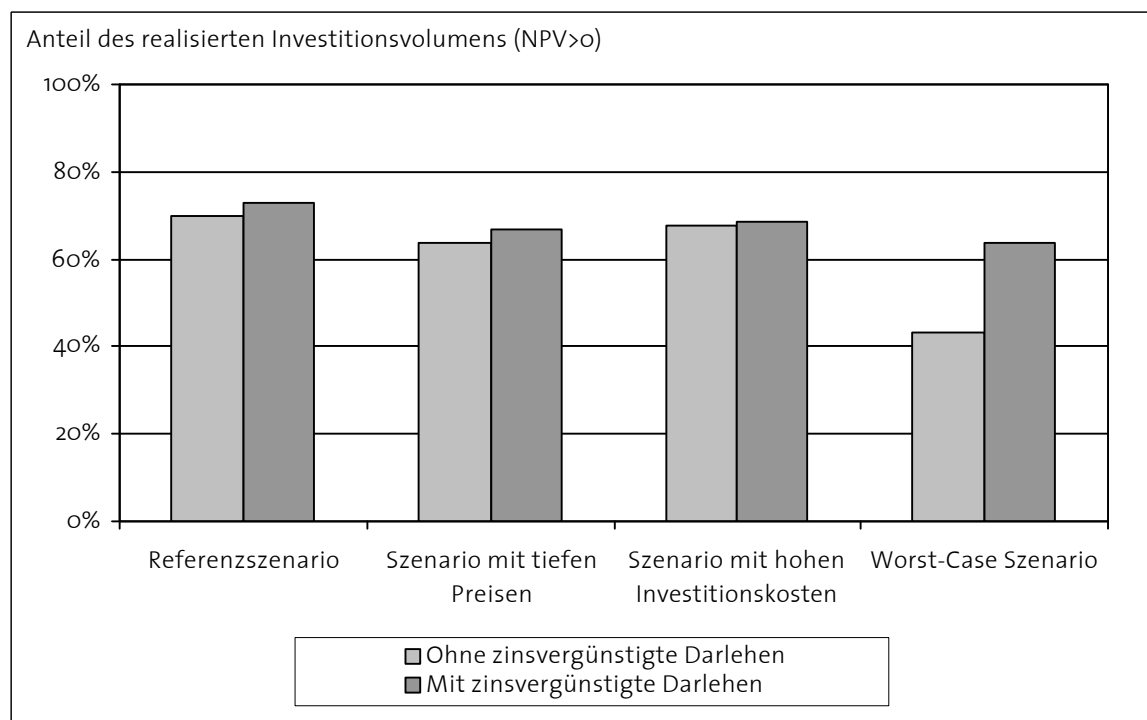


Abbildung 7-7: Anteil des realisierten Investitionsvolumens (NPV>0) ohne und mit Vergabe von zinsgünstigen Darlehen

Der grösste Investitionsschub wird im Worst-Case Szenario bei den Speicherkraftwerken mit Pumpen ausgelöst (vgl. Abbildung 7-8). Für diese Kategorie kann eine Zunahme der realisierten Investitionen um mehr als 30% festgestellt werden (von 31 auf 65%). Eine leichte Zunahme der Investitionen kann ebenfalls bei den Unternehmen mit einer Leistung zwischen 1 und 10 MW beobachtet werden.

Sowohl im Referenzszenario wie auch im Worst-Case Szenario bewirkt die Vergabe von zinsgünstigen Darlehen keine Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Laufkraftwerke bzw. der Speicherkraftwerke ohne Pumpen.

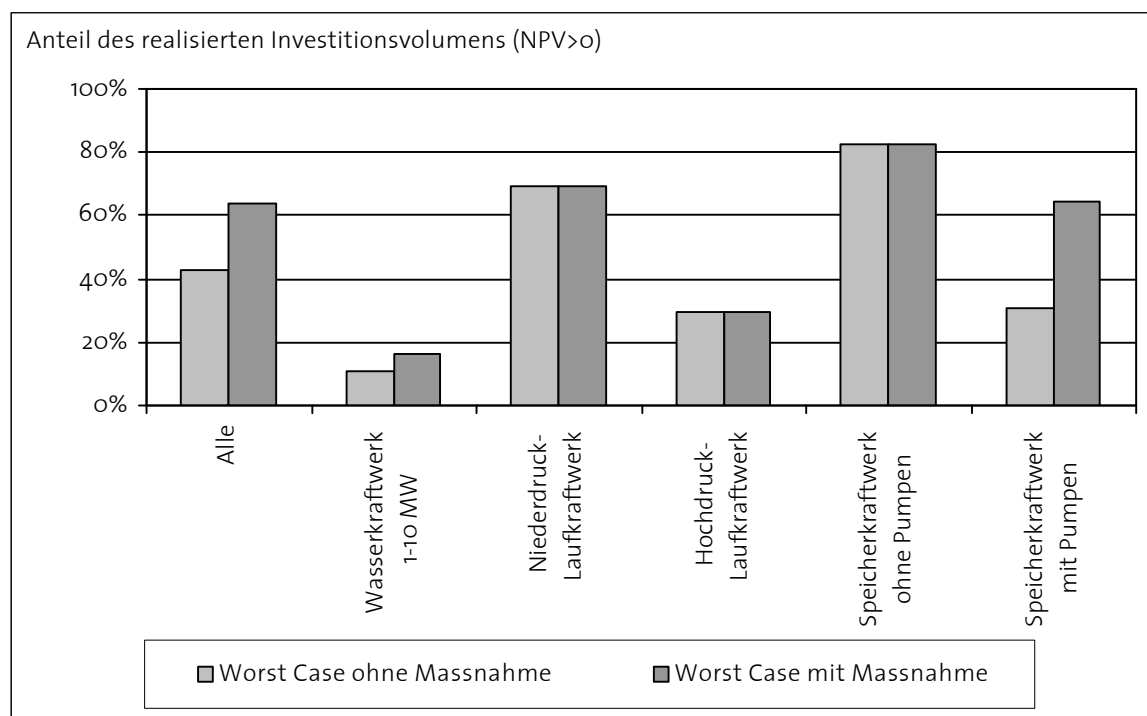


Abbildung 7-8: Anteil des realisierten Investitionsvolumens (NPV > 0) mit und ohne zinsgünstige Darlehen für verschiedene Wasserkraftkategorien (Worst-Case Szenario)

Im Referenzszenario können die drei Unternehmungen, die durch die Vergabe der Darlehen neu investieren würden, Einsparung an Kapitalkosten von rund 1.8 Mio. CHF erzielen. Das Investitionsvolumen beträgt rund 520 Mio. CHF. Es werden dabei nur die Darlehen berücksichtigt, die an Unternehmen gehen, die dank der Zinsvergünstigung die Investition tatsächlich vornehmen. Da der Bund sich zinsgünstig refinanzieren kann (ohne Risikozuschläge), entstehen ihm nur dann Kosten, wenn Unternehmen, welche die zinsgünstigen Darlehen erhalten haben, in wirtschaftlichen Schwierigkeiten geraten und insolvent werden.

7.3. Schlussfolgerungen

Erwartungsgemäss zeigen die Ergebnisse der Modellrechnungen, dass die wirtschaftspolitischen Handlungsalternativen, welche eine allgemeine Strompreiserhöhung auslösen ohne die Kosten der Wasserkraft zu beeinflussen, eine Verbesserung der Ertrags- und somit Wettbewerbssituation der Wasserkraftwerke bewirken. In einer Situation mit langfristig tiefen Strommarktpreisen ist eine Energiepolitik, die eine Internalisierung der externen Kosten zum Ziel hat besonders geeignet, um die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft zu verbessern. Selbstverständlich ist die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit um so ausgeprägter, je höher die Abgabe bzw. die Rückerstattung an die Wasserkraftproduzenten ist. Bei der Ausgestaltung der Massnahmen ist zu berücksichtigen, dass auch die Stromimporte durch die Abgabe belastet werden.¹⁶⁷

Zinsgünstige Darlehen können eine interessante Massnahme sein, wenn eine werkbezogene Unterstützung der Wasserkraft im Vordergrund steht. Diese Massnahme wirkt zwar zielgerichtet, löst aber nur bei einem Teil der Unternehmen die gewünschten und notwendigen Investitionen aus (bei Unternehmen, die sich bereits nahe am „Break-even“ Punkt befinden).

¹⁶⁷ Bei Einführung einer CO₂-Abgabe wäre zu beachten, dass die Wirkung auf den Stromverbrauch erst dann voll entfaltet werden kann, wenn europaweit eine solche Abgabe eingeführt wird (da wegen dem Territorialprinzip die Belastung der Stromimporte mit der Abgabe unwahrscheinlich ist).

Weitere, in der Studie nicht verfolgte Massnahmen, könnten in einer Verringerung der Belastungen bzw. einer Flexibilisierung z.B. der Wasserzinse bestehen.

Für die Wasserkraft erfolgsversprechend könnte eine Kombination von verschiedenen wirtschaftspolitischen Massnahmen sein. Auf der Grundlage einer allgemeinen Internalisierungspolitik, die aus umweltpolitischen Gründen und zur Durchsetzung der Kostenwahrheit realisiert werden muss, könnten zusätzliche unternehmensspezifische Massnahmen die grösste Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft bewirken.

Eine gewisse Anzahl Unternehmen wird auch nach der Einführung von wirtschaftspolitischen Massnahmen zur Verbesserung ihrer Wettbewerbssituation nicht in der Lage sein auf dem Markt zu bestehen bzw. Erneuerungs- und Ersatzinvestitionen zu tätigen. Bei diesen Anlagen stellt sich die Frage, ob es volkswirtschaftlich sinnvoll ist sie weiterhin zu betreiben. Diese Frage kann nur mit einer Abwägung aller Kosten und Nutzen, die mit dem Weiterführen solcher Anlagen verbunden sind, beantwortet werden. Die externen Kosten und Nutzen sind in einer solchen Analyse selbstverständlich einzubeziehen. Solange nämlich keine vollständige Internalisierung der externen Kosten für die übrigen, thermischen Energieträger vorliegt, kann es aus ökologischen Gesichtspunkten wünschenswert sein, die vergleichsweise saubere Wasserkraft zu unterstützen. Dafür können, nebst den ökologischen, auch regionalpolitische Aspekte relevant sein.

Für private Investoren stellt sich die Frage nach den externen Kosten und Nutzen einer Investition nicht, da die Rentabilität eines Vorhabens einzig auf der Grundlage der erwarteten Gewinne (der Differenz zwischen den erwarteten und abdiskontierten monetären Kosten und Erträgen) beurteilt wird. Falls aber der volkswirtschaftliche Nutzen über die volkswirtschaftlichen Kosten des Betriebes einer Anlage liegt (mit Berücksichtigung der externen Kosten und Nutzen), hätte die öffentliche Hand ein Interesse daran, die defizitären Anlagen weiterzuführen.

Es ist nochmals darauf hinzuweisen, dass die durchgeführten Modellrechnungen nur erste Hinweise für die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit und die Wirkung verschiedener wirtschaftspolitischer Massnahmen geben. Vertiefungen betreffend die konkrete Ausgestaltung jeder einzelnen Massnahme sind erforderlich. Die Ergebnisse basieren ausserdem auf einer Stichprobe von 57 Unternehmen. Eine abschliessende Beurteilung der Wirkung der wirtschaftspolitischen Massnahmen für die einzelnen Wasserkraftkategorien ist deswegen nicht möglich.

Noch nicht berücksichtigt wurden hier Massnahmen, welche auf die ökologischen und technischen¹⁶⁸ Qualitäten der Wasserkraft basieren und die einzelnen Unternehmen in die Lage versetzen könnten, höhere Strommarktpreise zu verlangen.¹⁶⁹

Schliesslich wird zu evaluieren sein, inwiefern eine Kombination von Internalisierungsmassnahmen – bei denen nicht die Wasserkraft, sondern die Kostenwahrheit und der Umwelt- und Klimaschutz im Vordergrund stehen –, unternehmensbezogene wirtschaftspolitische Massnahmen und Massnahmen zur Steigerung der Erlöse in der Lage sein werden, die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft zu sichern.

¹⁶⁸ z.B. im Bereich der Systemdienstleistungen (Regelleistung und Blindleistung) und der Leistungsbereitstellung (hoher Wirkungsgrad, speicherbare Reserve), vgl. Econcept AG 1999, Schnyder Ingenieure AG 1999.

¹⁶⁹ Diese Massnahmen werden präsentiert im Bericht CEPE-EAWAG 2001.

8 Schlusswort

Diese Arbeit ist der Frage nach der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit der schweizerischen Wasserkraft nachgegangen. Ein spezielles Augenmerk wurde auf die Identifizierung der wichtigsten Faktoren, welche die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft beeinflussen, gerichtet. Dabei wurde **Wettbewerbsfähigkeit** als die **Fähigkeit einer Branche oder einzelner Unternehmen, langfristig Erneuerungen und Erhaltungsinvestitionen zu tätigen**, definiert. Die Wahl einer langfristigen Optik ist dadurch begründet, dass die Konzessionen der meisten Unternehmen erst ab dem Jahr 2020 ablaufen werden. Zu diesem Zeitpunkt wird die Frage nach der Erneuerung der Anlagen an Bedeutung gewinnen. Durch die tiefen variablen Kosten werden die meisten Werke, auch bei tiefen Strommarktpreisen, kurzfristig Strom erzeugen (zumindest solange der Marktpreis die variablen Kosten deckt). Kurzfristig besteht kaum Gefahr, dass Wasserkraftanlagen aufgegeben werden müssen.

Um die langfristige Wettbewerbsfähigkeit zu beurteilen, wurde in dieser ersten, allgemeinen Studie – die einen Vorstudien-Charakter aufweist - ein Discounted Free Cash Flow (DFCF) - Modell verwendet, mit dem die abdiskontierten Kosten und Erträge von zukünftigen Investitionen für eine Stichprobe von Wasserkraftunternehmen verglichen wurden: Unternehmen, bei denen die erwarteten abdiskontierten Erträge die Kosten übersteigen, werden auch in Zukunft in die Erneuerung ihrer Anlagen investieren. Für die Modellrechnungen wurden die zukünftigen Erlöse sowie Investitionskosten geschätzt. Für die variablen Kosten wurde die aktuelle Kostenstruktur und das aktuelle Kostenniveau übernommen.

Die durchgeführte Untersuchung lässt folgende Schlussfolgerungen zu:

1. Als wichtigste Determinanten der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit wurden die **Strommarktpreise** und die **Kapitalkosten** – d.h. die Abschreibungen und die Zinsen für das Fremd- und Eigenkapital - identifiziert.
2. Die Wirkung der übrigen Determinanten ist allerdings nicht zu unterschätzen. Insbesondere für Unternehmen, die sich nahe der Rentabilitätsgrenze befinden, kann eine Änderung in den Bestimmungen zur Höhe der **Wasserzinse**, der **Restwassermengen** und der **Gewinnbesteuerung** eine bedeutende Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit ausüben bzw. für die Investitionstätigkeit ausschlaggebend sein.
3. In den letzten Jahren konnten die meisten Unternehmen ihre **Betriebskosten** senken. Weiteren Kostensenkungen in diesem Bereich sind in Zukunft Grenzen gesetzt. Ein analoger Trend bei der Entwicklung der **Kapitalkosten** ist weniger klar ersichtlich. Tendenziell wird die Strommarktliberalisierung zu einer Erhöhung der Investitionsrisiken bzw. Risikoprämien und somit der Kapitalkosten führen. Im Hinblick auf die Marktliberalisierung haben die Unternehmen (wenn möglich) ausserordentliche Abschreibungen getätigt, die eine Erhöhung der Kapitalkosten verursacht haben. Diese Tendenz sollte allerdings einen transitorischen Charakter haben, und die Kapitalkosten dürften sich in den nächsten Jahren auf ein tieferes Niveau einpendeln.
4. Das **Discounted Free Cash Flow** - Modell hat sich – unter der Voraussetzung der allgemeinen Ziele dieser Studie und des verfügbaren Zeitrahmens - als geeignet erwiesen, um die langfristige Wettbewerbsfähigkeit einer Stichprobe von Wasserkraftunternehmen zu analysieren. Die Methode ist transparent und erlaubt einen Vergleich zwischen den Unternehmen.

Die Frage, der wir mit den Modellrechnungen eine Antwort geben wollen, lautet:

Ausgehend vom aktuellen Niveau und der aktuellen Struktur der Betriebskosten (ohne Kapitalkosten), von den prognostizierten Strommarktpreisen bzw. Erzeugungsstrukturen und von den prognostizierten Kapitalkosten:

Wie viele der 57 Unternehmen der Stichprobe wären bereit, in ihre Anlagen zu investieren?

5. Die Anwendung der DFCF - Methode setzt voraus, dass unter anderem Annahmen zu den zukünftigen **Strompreisen** und **Investitionskosten** getroffen werden. Es handelt sich hierbei um zwei sehr sensitive Parameter, bei denen eine Schätzung mit grossen **Unsicherheiten** verbunden ist. Deswegen wurden Szenarien gebildet, die von verschiedenen Entwicklungen dieser Rahmenbedingungen ausgehen. Eine vertiefte Analyse dieser Parameter wäre wünschenswert, um eine umfassendere und tiefgreifendere Analyse der Problematik durchzuführen. Obwohl versucht worden ist, die Unsicherheiten mit der Bildung von Szenarien und Sensitivitätsrechnungen aufzufangen, sehen wir in diesem Punkt eine wichtige Grenze der vorliegenden Untersuchung.
6. Die Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen, dass es schwierig ist, ein **allgemeines Urteil** über die Wasserkraft abzugeben; zu gross ist die **Heterogenität** zwischen den verschiedenen Wasserkraftkategorien und zwischen den Unternehmen einer Kategorie. Die verschiedenen Produktionsstandorte und -technologien wirken sich auf die Kosten- und Produktionsstrukturen der Unternehmen aus, was einen Vergleich erschwert. Die Stichprobe von 57 Unternehmen ist relativ klein; bei Verallgemeinerungen der Ergebnisse ist Vorsicht geboten.
7. Es kann festgestellt werden, dass es sich auch bei optimistischen Annahmen bezüglich der Entwicklung der Strommarktpreise (deutliche Erhöhung der Preise im Vergleich zu heute) und der Investitionskosten (auf dem unteren Niveau der historischen Werte) für einzelne Unternehmen wirtschaftlich **nicht** lohnen wird, Erneuerungsinvestitionen zu tätigen. Es gilt zu beachten, dass die Ergebnisse stark von den Annahmen abhängig sind. So können z.B. die Kapitalkosten deutlich reduziert werden, wenn von einer tieferen Eigenkapitalrendite ausgegangen wird (z.B. Verringerung von 8.5% auf 5%). Eine solche Reduktion der Kapitalkosten könnte die Wettbewerbsfähigkeit deutlich erhöhen. Für Unternehmen im Besitz der öffentlichen Hand könnte dies eine plausible Annahme sein, insbesondere wenn man an eine Politik zur Förderung der einheimischen, erneuerbaren Ressourcen denkt.
8. Bei den Modellrechnungen stand die **Optik der Investoren** im Vordergrund: Es wird nur dann in ein Projekt investiert, wenn eine angemessene Rendite auf das eingesetzte Kapital realisiert werden kann. Wenn dagegen ein Investitionsentscheid aus **volkswirtschaftlicher Sicht** beurteilt wird, sind Überlegungen zu den externen Kosten und Nutzen des Projekts einzubeziehen. Diese können zum Schluss führen, dass es sinnvoll ist, wenn der Staat mit wirtschaftspolitischen Massnahmen in das Marktgeschehen eingreift.
9. Verschiedene wirtschaftspolitische Massnahmen könnten eine Verbesserung der Wettbewerbssituation der Wasserkraft bewirken. Besonders erfolgversprechend dürften Massnahmen sein, die in Richtung einer **Internalisierung der externen Kosten** der Energieerzeugung zielen und die unabhängig von den Auswirkungen auf die Wasserkraft durchzuführen sind. Dadurch, dass bei der thermisch erzeugten Energie die externen Kosten in die Strommarktpreise einfließen, kann die Wasserkraft bevorzugt werden, da sie vergleichsweise geringe Externalitäten verursacht. Flankierend könnten gezielte Unterstützungsmassnahmen für einzelne Werke zum Einsatz kommen. Zinsgünstige Darlehen oder Preisgarantien können die globalen Massnahmen ergänzen und damit ein-

zelne Unternehmen oder Wasserkraftkategorien gezielt unterstützen. Eine Flexibilisierung der Wasserzinse¹⁷⁰ könnte ein weiterer Ansatzpunkt sein. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind solche Massnahmen dann zu begrüßen, wenn eine umfassende **Kosten-Nutzen- Analyse** der Wasserkraft, welche **externe Kosten und externen Nutzen** mit einbezieht, positiv ausfällt.¹⁷¹

10. Die Ergebnisse der Analyse deuten darauf hin, dass in Zukunft mit einer bedeutenden Anzahl von Unternehmen gerechnet werden muss, die auf eine Erneuerung ihrer Anlagen **verzichten** könnten. Die Werke wurden zu verschiedenen Zeiten an sehr unterschiedlichen Standorten errichtet. Ihre Erneuerung wird Investitionen von sehr unterschiedlicher Höhe erfordern. Staatliche Förderungen, die alle Werke in gleichem Mass betreffen, werden einige in hohem Mass rentierende Werke fördern und nicht wettbewerbsfähigen Werken zu wenig helfen. Diese Feststellung bedeutet, dass der politische Wille, alle Wasserkraftwerke zu erhalten und damit einen Beitrag zur nachhaltigen Energiepolitik zu leisten, differenzierte wirtschaftspolitische Massnahmen zur Erhaltung und Förderung der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftwerke erfordert.

¹⁷⁰ Das CEPE ist beauftragt worden, eine Studie zum Thema „Bedeutung der Wasserzinse in der Schweiz und Möglichkeiten einer räumlichen Differenzierung“ zu erarbeiten. Die Ergebnisse werden im Herbst 2003 vorliegen.

¹⁷¹ Eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse wäre eine interessante und wichtige Vertiefung und Ergänzung zu den vorliegenden Studien.

Literatur

- Amundsen E.S. und J.B. Mortensen, *The Danish Green Certificate System: some simple analytical results*, Energy Economics, Vol.23, No. 5, S. 489, 2001
- Aschenbrenner Thomas, *Entwurf strömungsoptimaler Beschaufelung*, Dissertation, Technische Universität München, Institut für Energietechnik MW7, 1998
- Bundesamt für Energie (BFE), *Basisinformation: Wie werden die Energieabgaben erhoben?*, 19. Mai 2000(a)
- Bundesamt für Energie (BFE), *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1999*, Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE, Nr. 8/2000(b)
- Bundesamt für Energie (BFE), *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1999*, Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE, Nr. 16/ August 2000(c)
- Bundesamt für Energie (BFE), *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2000*, Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE, Nr. 16/2001
- BSG Unternehmensberatung, *Finanzielle Belastung der Elektrizität durch öffentliche Gemeinwesen*, St. Gallen, 1996
- Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), *Angemessene Restwassermengen - Wie können sie bestimmt werden?*, Bern, 2000
- Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), *Wasserentnahmen – Vorgehen bei der Sanierung nach Art. 80 Abs. 2*, Mitteilungen zum Gewässerschutz Nr. 39, Bern, 2000
- Bundesamt für Wasser und Geologie, *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA)*, Stand 2000
- Bundesamt für Wasserwirtschaft (BWW), *Gesamtbeurteilung der Pumpspeicherung*, Studienbericht Nr.6, 1996
- Casanova, C., Capatt, H.P. und Bleiker, U., *Neue Herstelltechnologie für Peltonräder*, VSE-Bulletin 2/01, 2001
- Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), Eidg. Anstalt für Wasserversorgung, Abwasserreinigung und Gewässerschutz (EAWAG), *Perspektiven der Wasserkraftwerke in der Schweiz: Chancen für den Ökostrom*, Forschungsprojekte Energiewirtschaftliche Grundlagen des Bundesamtes für Energie, 2001.
- Credit Suisse First Boston (CSFB), *Schweizerische Elektrizitätswerke, Bonitätsanalyse*, Hess, K. und Jamieson, R., Dezember 1997
- Deutsche Bank Alex Brown Inc. (DBAB), *World Oil Supply and Demand Estimates*, Dezember 2000 (in: IEA 2000)
- Dixit Avinash K. und Pindyck, Robert S., *Investment under Uncertainty*, Princeton, N.J.:Princeton University Press, 1994
- Dixit Avinash K. und Pindyck, Robert S., *The Options Approach to Capital Investment*, Harvard Business Review, Mai-Juni 1995

- Dobbs Ian M., *Managerial Economics – Firms, Markets, and Business Decisions*, Oxford University Press, North Yorkshire, Great Britain, 1999
- econcept AG, *Ökologische Qualitäten der Wasserkraft im Vergleich zu anderen Stromproduktionsarten – Eine Übersicht über den Stand des Wissens*, im Auftrag des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes, Zürich, November 1999
- econcept KG, *Auswirkungen der Strommarktliberalisierung*, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Februar 1998
- econcept KG, *Nichtamortisierbare Investitionen als Folge der Marktöffnung im Elektrizitätsbereich*, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, September 1997
- EIA (Energy Information Administration), *International Energy Outlook 2000*, Washington DC, März 2000 (www.eia.doe.org/oiaf/ieo/index.html)
- Elektrowatt Engineering, *Finanzbedarf zur Erhaltung bestehender Wasserkraftwerke und zur Verbesserung der Ökologie der Gewässer im schweizerischen Alpenraum*, Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone, 1998
- Elektrowatt Ingenieurunternehmen AG, *Studie über die Energieeinbussen bei den Wasserkraftanlagen aufgrund Kapitel 2 "Sicherung angemessener Restwassermengen" des Revisionsentwurfes des Gewässerschutzgesetzes (Botschaft vom 29. April 1987)*, Studie im Auftrag des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes, 1987
- Etrans AG, *Technische und betriebliche Organisation des Marktplatzes Schweiz*, 2001
- Eurelectric, *Impact of Liberalisation on Thermal Power Plants*, 2001
- European Commission, *European Union energy outlook to 2020*, 1999
- European Commission, *Green paper – towards a European strategy for the security of energy supply*, Technical Document, 2001
- European Commission, *Green Paper-Towards a European strategy for the security of energy supply*, Annex 2-Note on the impact of fuel taxation on technology choice, 2001
- European Energy Exchange EEX, Version 1.3, *Spotmarkt – Handelskalender*, 2001
- Hauenstein et al., *Externe Effekte der Wasserkraftnutzung in der Schweiz*, Identifikation, Quantifizierung und Bewertung, PSEL-Studie, NOKBaden, 1998
- Hirshleifer Jack, *Price Theory and Applications*, Prentice/Hall International, Englewood Cliffs, New Jersey, 1984
- Höckel M., *Wirtschaftlichkeit von Speicherkraftwerken*, in Bulletin SEV/VSE 2/95
- Hommel Ulrich und Gunnar Pritsch, *Marktorientierte Investitionsbewertung mit dem Realoptionsansatz: Ein Implementierungsleitfaden für die Praxis*, Schweizerische Gesellschaft für Finanzmarktforschung, 1999, Nr. 2
- Energy Information Administration (IEA), *International energy Outlook 2000*, March 2000 (www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html)
- Infras/Econcept/Prognos, *Die vergessenen Milliarden – Externe Kosten im Energie- und Verkehrsbereich*, Bern 1996

- Ingenieurbüro Straub, *Erneuerungs- und Erweiterungspotential der Wasserkraftwerke in Graubünden*, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Wasserwirtschaft, Studienbericht Nr. 7/1997
- Ingenieurgemeinschaft Stucky, Pralong – Eos, *Erneuerungs- und Erweiterungspotential der Wasserkraftwerke im Kanton Wallis*, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Wasser und Geologie, Studienbericht Nr. 11/2000
- Keck Helmut, *Neue Technologien für Peltonturbinen*, im Bulletin SEV/VSE 2/01, 2001
- Krause M. und Riedel A., *Innovation bei der Fertigung und Reparatur von Wasserkraftanlagen, Werkstoff-, Fertigungs- und hydraulische Entwicklung für Wasserkraftanlagen*, 9. Internationales Seminar Wasserkraftanlagen, Wien, 1996
- Leipzig Power Exchange LPX, *Spotmarktkonzept*, 2000
- Mansfield E., *Managerial Economics: Theory, applications and cases*, New York 1999
- Markard, J. und Truffer, B. (Hrsg.), *Umweltmanagement und Ökolabeling für die Wasserkraft. Markt, Zertifizierung und Praxiserfahrung*. EAWAG Ökostrompublikationen, Band Nr. 4, 2000
- Markard, J., Truffer, B. und Bratrich, C. *Green Marketing for Hydropower. Market dynamics and Eco-Labeling initiatives*. Hydropower & Dams, Vol. 8, Issue 1, S. 81-86
- Mutzner Jürg, *Die schweizerischen Strompreise*, Bulletin SEV/VSE 22/97
- Nordel, *Annual Report 1999 Nordel*, 2000
- Organisation for Economic Co-Operation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), *Projected Costs of Generating Electricity*, Update 1998, Paris, 1998
- Paul Scherrer Institut (PSI), Gantner U., Jakob M. und Hirschberg S., *Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung in der Schweiz unter Berücksichtigung von nachfrageorientierten Massnahmen – Ökologische und ökonomische Betrachtungen*, 2000
- Paul Scherrer Institut (PSI), Stefan Hirschberg und Martin Jakob, *Cost Structure of Swiss Electricity Generation under consideration of External Costs*, Papier präsentiert am SAEE Seminar „Strompreise zwischen Markt und Kosten: Führt der freie Strommarkt zu Kostenwahrheit?“, Bern, 11. Juni 1999
- PEL (Petroleum Economics Ltd.), *Oil and Energy Outlook to 2015*, London UK, February 2000 (in: IEA 2000)
- Perloff Jeffrey M., *Microeconomics*, 1999
- Pfaffenberger Wolfgang, *Elektrizitätswirtschaft*, unter Mitarbeit von Frieder Bolle, Oldenbourg München, 1993
- Pindyck Robert S., *Irreversibility, uncertainty and investment*, Journal of Economic Literature, 29, 1991
- Pindyck Robert S., *The Long-Run Evolution of Energy Prices*, Massachusetts Institute of Technology, Working Paper 001, 1999
- Pindyck Robert S. und Rubinfeld David L., *Mikroökonomie*, München, Wien, 1998

- Porat Yigal, Rotlevi Irith and Ralph Turvey, *Long-run marginal electricity generation costs in Israel*, Energy Policy, Vol. 25, No. 4, pp. 401-411, 1997
- Prognos, *Szenarien zu den Initiativen „Strom ohne Atom“ sowie „Moratorium plus“ zu Handen des Bundesamtes für Energie*, vorläufiger Endbericht, Februar 2001
- Ramos Andrés, Mariano Ventosa and Michel Rivier, *Modeling Competition in Electric Energy Markets by Equilibrium Constraints*, Utilities Policy 7, pp. 233-242, 1998
- Ring B.J. and E.G. Read, *A Dispatch Based Pricing Model for New Zealand Electricity Market*, in: Einhorn M. and R. Siddiqi, *Electricity Transmission Pricing and Technology*, Kluwer Academic Press, Boston 1996
- Roper Starch Worldwide 2001, *Roper Green Gauge 2000 - Rising Concerns*, in: NREL (ed.), *Proceedings of the 6th National Green Power Marketing Conference*, Portland/Oregon, 1. August 2001
- RWE Net AG, *Unterlagen zur Präqualifikation von Bietern zur Erbringung von Regelleistung für die RWE Net AG*, 2000
- Schleiss Anton, *Perspektiven der Schweiz im weltweiten Ausbau der Wasserkraft*, im Bulletin SEV/VSE 22/98, 1998
- Schnyder Ingenieure AG, *Technisch/ökonomische Qualitäten der Wasserkraft im Vergleich zu anderen Stromproduktionsarten – Eine Übersicht über den Stand des Wissens*, im Auftrag des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes, 9. November 1999
- Schröfelbauer Herbert, *Werkstoff-, Fertigungs- und hydraulische Entwicklung für Wasserkraftanlagen*, 9. Internationales Seminar Wasserkraftanlagen, Wien, 1996
- Sick M., Keck H., Vollioud G. und Parkinson E., *New Challenges in Pelton Research*, Hydro 2000 Conference, Bern, 2000
- Smeers Y., *Computable Equilibrium Models and the Restructuring of the European Electricity and Gas Market*, The Energy Journal, Vol. 18, No. 4, pp. 1-31, 1997
- STERN, *TrendProfil 09/99 Stromversorgung*, Hamburg, 1999
- Stiglitz J.E., Schönfelder B., *Finanzwissenschaft*, München, 1996
- Superina Marco, *Praxis der Discounted Cash Flow-Bewertungsmethode in der Schweiz*, Bern, 2000
- Tanner, C., Wölfling-Kast, S. und Arnold, S., *Typisierung von Konsumenten und Konsumentinnen aufgrund personaler und verhaltensbezogener Unterschiede*, Forschungsbericht 1999-2 aus dem Psychologischen Institut der Universität Bern, 1999
- Trommsdorff, V., *Konsumentenverhalten*, 2. Aufl., Stuttgart/Berlin/Köln, 1993(a)
- Trommsdorff, V., *Vorlesung Marketing III: Marktforschung, Teil 1: Methodologie der Marktforschung*, TU Berlin, 18. Oktober 1993(b)
- Truffer B., *Market demand for green power products*, Talk given at the „The Greening of Industry Network conference“, Rome, November 15-18, 1998
- Truffer, B. und Bieri, L., *Nachfrage von Firmenkunden nach Ökostrom*, unveröffentlichtes Manuskript, EAWAG, Kastanienbaum, 1998

- Truffer, B., Bruppacher, S. und Behringer, J., *Nachfrage nach Ökostrom. Ergebnisse einer Fokusgruppenbefragung in den Städte Bern, Zürich und Stuttgart*, Ökostrom-Publikationsreihe Nr. 8, 120 Seiten. EAWAG, Kastanienbaum, 2001
- Truffer, B., Markard, J. und Wüstenhagen, R., *Enhancing Customer Demand for Green Electricity - Perspectives of Eco-Labeling in the European Market*, Energy Policy, 29/11, S.885-897, 2001
- Truffer, B., Markard, J. und Wüstenhagen, R., *Enhancing Customer Demand for Green Electricity - Perspectives of Eco-Labeling in the European Market*, Energy Policy 2001 (in press)
- UBS Warburg, *Swiss Utilities, Part 1: Industry, regulation and strategy*, E. Favrat und J. Benathan, 2001
- UBS Warburg, *Swiss Utilities, Part 2: Debt market and credit quality*, E. Favrat und J. Benathan, 2001
- Union pour la coordination du transport de l'électricité UCTE, Working Group Operational Statistics in cooperation with NORDEL, UKTSOA, ATSOI, *Power balance in the interconnected european power markets-Forecast 2001-2003*, 2001
- Union pour la coordination du transport de l'électricité UCTE, *Halbjahresbericht I-2000*, 2000
- Union pour la coordination du transport de l'électricité UCTE, *Leistungsbilanz im UCTE-Verbundbetrieb/ Vorschau 2001-2003*, 2000
- Union pour la coordination du transport de l'électricité UCTE, *Statistisches Jahrbuch UCTE 1999*, 2000
- Unipede, *The costs of hydroelectricity*, Hydro Power and Other Renewable Energies Study Committee, 1997
- Unipede/ Eurelectric, *Eurprog*, 26th edition, Version 1998
- Ursin Max, *Das Ausbauprojekt „KWO Plus“*, in: Bulletin SEV/VSE 2/01
- Villiger, A., *Jenseits der Öko-Nische in der Schweizer Lebensmittelbranche*, Dissertation, Universität St. Gallen, 2000
- Villiger, A., Wüstenhagen, R. und Meyer, A., *Jenseits der Öko-Nische*, Basel/Boston/Berlin, 2000
- Voigtländer P. und Lenk U., *Zukunft unserer Energieversorgung - Potenziale von Technologien für die Stromerzeugung*, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energietechnik, Band 12, 2000
- Volkart Rudolf, *Aspekte der Unternehmensbewertung*, in: Der Schweizer Treuhänder 9/98, 1998a
- Volkart Rudolf, *Aspekte der Investitionsanalyse*, in: Der Schweizer Treuhänder 10/98, 1998b
- VSE (Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke), *Das Elektrizitätsangebot der Schweiz bis zum Jahr 2030 – Arbeitsberichte zur Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis zum Jahr 2030*, März 1996
- VSE (Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke), *Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis zum Jahr 2030, Eine Diskussions- und Entscheidungsgrundlage der Kommission für energiewirtschaftliche Fragen*, September 1995

- Weber Christoph und Alfred Voss, *Kraftwerkspark im Wettbewerb – Bewertungskriterien und Entwicklungsperspektiven*, Internationalen Energiewirtschaftstagung IEWT, Wien, Februar 2001
- Winneg, K. et al. (1998), *Baseline Survey: Consumer Knowledge, Practices, and Attitudes: Electric Utility Deregulation and Consumer Choice*, Summary Report, National Council on Competition and the Electric Industry, Januar 1998
- Wortmann, K., Klitzke, M., Lörx, S. und Menges, R., *Grüner Tarif. Klimaschutz durch freiwillige Kundenbeiträge zum Stromtarif. Akzeptanz, Umsetzung, Verwendung*, Studie 2 der Energienstiftung Schleswig-Holstein, Kiel, Juni 1996
- Wüstenhagen Rolf, *Ökostrom – von der Nische zum Massenmarkt, Entwicklungsperspektiven und Marketingstrategien für eine zukunftsfähige Elektrizitätsbranche*, vdf Hochschulverlag, Zürich, 2000
- Wüstenhagen, R., *Green Electricity in Switzerland. A Mere Eco-Niche or the first Step Towards a Sustainable Energy Market at Large?* In: International Association for Energy Economics (eds.), *Energy Markets: What's New?* Berlin, S.143-151, 1998a
- ZKB (Zürcher Kantonalbank), *Schweizer Stromwirtschaft unter Druck*, Spezialreport Bondresearch, 20 November 2000
- ZVSM, *Analyse des Biomarktes Schweiz und Strategische Ansätze im Marketing für Bioprodukte*, Grundlagenstudie des Zentralverbandes Schweizerischer Milchproduzenten, Bern, 1995

Gesprächspartner in den Experteninterviews

ETRANS AG – Schweizerische Übertragungsnetzgesellschaft:

Philippe Huber	Sonderbeauftragter Verbundbetrieb
Dr. Marco Bigatto	Projektleiter Netzbetrieb

Atel – Aare-Tessin AG für Elektrizität:

Thomas Ruckstuhl	Leiter Telesales und Scheduling
Jörg Aeberhardt	Leiter Hydraulische Produktion

EOS SA – Énergie ouest suisse SA:

Gilbert Friedli	Direktionsassistent
Dr. Philippe Méon	Leiter Wasserkraft
Yves Jaccard	Mathematiker Avenis Trading SA

BKW FMB Energie AG – Bernische Kraftwerke AG:

Urs Seifert	Leiter Handel
Inge Weitering	Terminhandel
Dr. Stefan Muster	Riskmanagement

Anhang

Anhang 1: Prognosen über die zukünftigen Elektrizitätspreise

Die Literaturübersicht stellt dar, welche Annahmen und Szenarien in den vorliegenden Studien getroffen bzw. aufgestellt worden sind und welche **Energiepreise** daraus resultieren.

Prognos 2001

In dieser Studie wird von langfristig tiefen Strommarktpreisen ausgegangen. Diese belaufen sich in der Grössenordnung von rund **6 Rp./kWh** (bis zum Jahr 2030). Das Referenzszenario berücksichtigt die Umsetzung vom Elektrizitätsmarktgesetz. Die Einführung einer CO₂-Abgabe würde sich unwesentlich auf die Stromgestehungskosten auswirken (Zunahme um 0.1 Rp./kWh).

Paul Scherrer Institut 2000

Im Rahmen einer Studie über **zukünftige Energieversorgungsvarianten** (PSI 2000) wurde die Energienachfrage und die Entwicklung des Anlageparks modelliert. Die Studie stellt Prognosen zur Energienachfrage bzw. zu den Potenzialen für erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030 auf. Unter anderem werden in der Studie Annahmen bzw. Aussagen über die zukünftigen Energiepreise gemacht (Grundlage dafür bilden die Szenarien der Energieperspektiven des BFE).

Gemäss der PSI Studie weisen weitgehend abgeschriebene Wasserkraftanlagen Gestehungskosten in der Grössenordnung von **3 bis 4 Rp./kWh**, neue oder kürzlich erneuerte Werke weisen dagegen Kosten von **12 bis über 16 Rp./kWh** auf. Das PSI geht von **durchschnittlichen Kosten** in der Grössenordnung von **8 Rp./kWh** aus. Die Gestehungskosten von KKW Strom und von all-fälligen zukünftigen konventionellen Stromproduktionssystemen wurde in Abhängigkeit von verschiedenen Energiepreisen gemessen. Unter Annahme von Volllaststunden bei der KKW-Produktion ergeben sich Elektrizitätsgestehungskosten, die zwischen **5.7 und 7.2 Rp./kWh** liegen (Produktion: 7'800 Stunden pro Jahr).

Da die Entwicklung der **Brennstoffpreise** mit grossen Unsicherheiten verbunden ist, geht die Studie von drei verschiedenen Szenarien aus. Die mittleren Preise sind etwas höher als die Mittelwerte der 90er Jahre, die tieferen Werte orientieren sich an die Minimalwerte der 90er Jahre und die hohen Werte sind etwas tiefer festgelegt worden als das Preisniveau der 80er Jahre. Die hohen Werte entsprechen den Preisen, die sich bei der Einführung einer CO₂-Abgabe von 60 bis 90 Fr./t CO₂ ergeben würde. Die Preise werden zusätzlich nach den Liefermengen differenziert (Gebäudegrösse).

Tabelle A- 1: Entwicklung der Brennstoffpreise

	Ölpreise (Rp./kWh=12 Fr./100kg)			Gaspreise (Rp./kWh)		
	unterer Wert	mittlerer Wert	oberer Wert	unterer Wert	mittlerer Wert	oberer Wert
Kleine Liefermenge	2.9	3.5	5.8	4.0	4.8	6.0
Mittlere Liefermenge	2.3	2.9	4.8	4.0	4.8	6.0
Grosse Liefermenge	2.0	2.6	4.3	2.5	3.1	4.3

Quelle: PSI 2000

Für die Wasserkraftproduktion haben die Preise der fossilen Brennstoffe eine indirekte Bedeutung. Von Relevanz sind sie aufgrund ihrer Auswirkungen auf die Erzeugungskosten anderer Elektrizitätsarten und den damit ausgelösten Substitutionsprozessen.

Paul Scherrer Institut 1999

In dieser Studie werden die aktuellen und langfristigen Vollkosten (für die Jahre 2020-2030) verschiedener Stromproduktionstechnologien geschätzt. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle A- 2 dargestellt.

Tabelle A- 2: Aktuelle und langfristige Vollkosten und Produktion ausgewählter Stromproduktionstechnologien (PSI 1999)

Produktionstechnologie	1997		2020-2030	
	GWh	Rp./kWh	GWh	Rp./kWh
Laufkraftwerke	14'700	3-14	13'500-16'600	4-25
Speicherkraftwerke	18'580	4-21	17'000-23'000	5-30
Kernkraftwerke	23'970	5.2-8.2	Bis 24'000	5-7
Erdgas GuD-Kraftwerke			Bis 24'000	4.7-8.2

Die ausgewiesene Spannbreite der Vollkosten zwischen den Technologien liegt wesentlich höher als in vergleichbaren Studien (vgl. z.B. econcept 1998). Auch in dieser Studie liegen die Produktionskosten der günstigsten Laufkraftwerke auf Höhe der Kosten der GuD-Kraftwerke.

Die grosse Spannbreite bei den Vollkosten hängt hauptsächlich vom angenommenem Auslastungsgrad der Kraftwerke und der Entwicklung der Gaspreise ab. Daraus wird deutlich, dass die Entwicklung der Preise der fossilen Energieträger (fossile und nukleare Brennstoffe) für die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraftproduktion von Bedeutung sind, da sie massgeblich die Gesteungskosten der „Grenztechnologie“ bestimmen und somit auf die Bildung der Marktpreise einwirken.

Credit Suisse First Boston 1997

Für die Analyse der Bonität der Schweizerischen Elektrizitätswerke wurde im Bericht der Credit Suisse First Boston (CSFB 1997) die Methode des „Free Cash Flows“ angewendet. Diese Methode vergleicht den Buchwert einer Anlage mit ihrem Ertragswert, wobei der Ertragswert durch die laufenden Betriebskosten und Rückstellungen (aber ohne Abschreibungen) sowie durch den **erwarteten Verkaufspreis** der produzierten Energie berechnet wird. Eine allfällige Differenz zwischen Buch- und Ertragswert wird auf das Vorliegen von nichtamortisierbaren Investitionen zurückgeführt. Ein vergleichbarer Ansatz wurde durch die Studie von econcept (econcept 1997) für die Berechnung der nicht amortisierbaren Investitionen angewandt.

Für die Bestimmung der zukünftigen Elektrizitätspreise gehen die Autoren der CSFB Studie davon aus, dass die **aktuellen Spotmarktpreise** vermutlich einen zu tiefen Wert für die zukünftigen Elektrizitätspreise angeben. Sie geben dafür folgende Gründe an:

- Es kann davon ausgegangen werden, dass mit der Stilllegung der ersten Krenkraftwerke die kurzfristigen Elektrizitätspreise steigen werden.
- Die Liberalisierung des Strommarktes wird zu einer Reduktion der international vorliegenden Überkapazitäten und zu einer Aufhebung/Verringerung der Quersubventionierung führen. Dies führt tendenziell zu höheren Absatzpreisen.
- Die politischen Bestrebungen hinsichtlich Versorgungssicherheit und –stabilität werden in Zukunft zu einer Bevorzugung der einheimischen Wasserkraft führen. Dies führt zu einem Schutz der Wasserkraft durch den Gesetzgeber.

Die in der Studie zur Anwendung gelangenden Preise werden gemäss der Art der erzeugten Energie und der damit verbundenen Möglichkeit, die Energieproduktion zu regulieren, differenziert.

Tabelle A- 3: Annahmen zu den Elektrizitätspreisen

Energieart	Rp./kWh
Laufenergie Mittelland	5.0
Bandenergie	5.5
Laufenergie in den Bergen	6.5
Kombinierte Lauf-, Speicherenergie	7.0
Speicherenergie	8.0

Quelle: CSFB 1997

Econcept 1997 und 1998

In den Studien, die durch econcept erarbeitet worden sind und welche die Höhe der nichtamortisierbaren Investitionen (econcept 1997) bzw. die Auswirkungen der Strommarkliberalisierung (econcept 1998) untersuchen, sind Schätzung zur Entwicklung der Elektrizitätspreise vorgenommen worden.

Die econcept Studie (econcept 1997) zur Messung der nichtamortisierbaren Investitionen der Wasserkraft identifiziert in der Geschwindigkeit der Marköffnung und der damit verbundenen Reduktion von Überkapazitäten die wichtigsten Determinanten für die zukünftigen Elektrizitätspreise.

Es werden drei Hauptszenarien definiert:

1. Überschusssituation ohne Marköffnung
2. Überschusssituation bei voller Marköffnung in der Schweiz und partieller Marköffnung in den umliegenden Ländern
3. Überschusssituation bei voller Marköffnung in Europa

Da auf den Spotmärkten in einer Überschusssituation sehr tiefe Preise erzielt werden sind die Annahmen zum Vorliegen von Überkapazitäten von Relevanz. Diese Preise liegen zur Zeit bei **2-4 Rp./kWh** für Bandenergie und bei ca. **5-6 Rp./kWh** für Spitzenenergie.

Langfristig werden sich die Preise an die **variablen Kosten** der **effizientesten** Anbieter richten. Weniger rentable Anlagen werden erst bei Vorliegen eines Nachfrageüberhangs die Produktion aufnehmen, d.h. zu Spitzlastzeiten.

Folgenden Faktoren werden als die Determinanten des Verlaufs der langfristigen Gesteungskosten identifiziert:

- Entwicklung der Kosten der Stromproduktions- und Stromspartechnologien,
- Rahmenbedingungen für die Produktion,
- Realer Kapitalzinssatz,
- Altersstruktur und Erneuerungsdynamik des Kraftwerkparcs,
- Wirtschaftliche Entwicklung.

Weitere Faktoren, welche den Verlauf der langfristigen Kosten bestimmen, sind die allgemeine wirtschaftliche Entwicklung in Europa und daraus abgeleitet die **Entwicklung der Stromnachfrage** (je grösser die Stromnachfrage und je geringer die Überkapazitäten sein werden, desto eher werden auch weniger rentable Anlagen, d.h. Anlagen mit höheren Grenzkosten, den Strommarkt beliefern).

Aufgrund der Annahmen zu den variablen Kosten und den langfristigen Kosten wird die Rentabilität und die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Produktionsanlagen bestimmt.

Für die Berechnung der Höhe der nicht amortisierten Investitionen geht die Studie von den in der unterstehenden Tabelle dargestellten Preisszenarien aus. Die angenommenen Tarife richten sich nach den im jeweiligen Zeitsegment **langfristigen Grenzkosten der neuesten und rentabelsten Produktionstechnologien**.

Tabelle A- 4: Elektrizitätspreise

Szenario und Charakteristika, Tarife in Rp./kWh	Sommer- Niedertarif	Sommer- Hochtarif	Winter- Niedertarif	Winter- Hochtarif	Durch- schnitt
2: Bis 2005 Überschuss, ab 2006 höhere Preise als heute	2.5 5.5	6.0 8.0	6.0 7.0	8.0 14.0	5.76 8.86
3: Bis 2005 Überschuss, ab 2006 tiefere Preise als heute	2.5 4.0	6.0 7.0	6.0 5.0	8.0 12.0	5.76 7.25
4: Bis 2005 Überschuss, ab 2006 massiv höhere fossile Energiepreise als heute	2.5 7.0	6.0 11.5	6.0 9.5	8.0 17.0	5.76 11.55
5: Bis 2009 Überschuss, ab 2006 tiefere Preise als heute	2.5 4.0	6.0 7.0	6.0 5.0	8.0 12.0	5.76 7.25
6: Marktöffnung 99, bis 2009 Überschuss mit sehr tiefen Strompreisen	3.0 5.0	4.0 7.0	4.0 7.0	5.0 9.0	4.05 7.10

Obere Zahl: Tarif bis zum Abbau der Überschüsse, untere Zahl: Tarif nach Abbau der Überschüsse

Quelle: econcept 1997

Prognos 1997 (in econcept 1998)

Die Grundlagen für die Bestimmung der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit bilden unter anderem Annahmen über die zukünftigen variablen Kosten und Grenzkosten der Stromerzeugung. In Prognos 1997 wurden diese Kosten geschätzt.

Tabelle A- 5: Variable Kosten und langfristige Grenzkosten der Stromerzeugung aus verschiedenen Erzeugungsarten (Richtwerte, in fett: kostengünstigste Produktionstechnologie)

In Rp./kWh	2000		2005		2010	
	Variable Kosten	Langfristige Grenzkosten	Variable Kosten	Langfristige Grenzkosten	Variable Kosten	Langfristige Grenzkosten
Kleinwasserkraftwerke	7	33	7	34	8	35
Laufkraftwerke	3	7¹⁾	3	7¹⁾	3	7¹⁾
Speicherkraftwerke	4	12 ²⁾ - 18	5	12 ²⁾ - 18	5	12 ²⁾ - 18
Kernkraftwerke	4 ³⁾	7	4 ³⁾	8	5 ³⁾	8
Bezug Ausland	2.5-3	8	4	9	5	9
Erdgas GuD-Kraftwerke	3.5-5	5.5-7	3.5-5	5.5-7	3.5-5	5.5-7

1) Neubau und Erneuerung

2) Erneuerung, Schätzung econcept 1998

3) Schätzung econcept 1998, bis zum Jahr 2000 wird französischer Atomstrom zu subventionierten Bedingungen angeboten. Ab ca. 2005 entfallen diese Subventionen.

Quelle: econcept 1998

Die Kostenentwicklung deutet darauf hin, dass in Zukunft vor allem Gas- und Dampfturbinenkraftwerke durch sehr tiefe langfristige Grenzkosten hervorstechen. Andere Produktionsanlagen (so z.B. auch Dampfkraftwerke, Industrie GuD-WKK, Siedlung HKW-WKK,

Siedlung BHKW-WKK, KVA, ARA, etc, die in der Tabelle nicht aufgeführt sind)¹ weisen insbesondere bei den langfristigen Grenzkosten höhere Werte auf. Bei der Wasserkraftproduktion schneiden die Laufkraftwerke bezüglich der Entwicklung der langfristigen Grenzkosten wesentlich besser als Speicher- bzw. Kleinwasserkraftwerke ab.

Die tatsächlichen variablen Kosten und die langfristigen Grenzkosten der Produktionsanlagen können von den in der Tabelle angegebenen Werten abweichen. Wichtige Annahmen zur Bestimmung der Kosten betreffen die Abschreibungsdauer, die auf 20 Jahre festgelegt wurde, die CO₂-Abgabe, für die keine einseitige Einführung durch die Schweiz angenommen wurde, und die Preise in Europa, welche die Schweizer Preise bestimmen.

Eine Annahme, die in der Studie aufgestellt wurde, betrifft die Angleichung der europäischen Elektrizitätspreise in einem liberalisierten Markt. Dafür konnte bis heute noch keine eindeutige Tendenz festgestellt werden. Der Vergleich der wöchentlichen Preisverläufe bzw. Tagesverläufe für die in Europa gehandelte Elektrizität² zeigt vielmehr deutliche Preisdifferenzen zwischen den einzelnen Märkten.³ Im Moment scheinen die **institutionellen** und **technischen** (Netzkapazität) Barrieren für den länderübergreifenden Handel noch zu gross zu sein, um die Bildung eines europäischen Marktes mit einheitlichen Elektrizitätspreisen zu erlauben. Die Geschwindigkeit, mit der die vorliegenden Barrieren abgebaut werden, wird über die Konvergenz der Preise bestimmen. Auf die Schweiz bezogen, kann angenommen werden, dass diese Barrieren von geringer Bedeutung sind als für Länder, die sich eher in „Randzonen“ befinden oder geographisch „isoliert“ sind (iberische und skandinavische Halbinsel, England).

Die zukünftigen Schweizer Elektrizitätspreise werden sich somit an jene Zentraleuropas (Frankreich, Deutschland, Benelux-Länder, Österreich) angleichen und die gleiche zukünftige Entwicklung aufweisen.

Unipede 1997

Eine internationale Studie von Unipede (Unipede 1997) zeigt ähnliche Grössenordnungen der Gestehungskosten verschiedener Stromproduktionstechnologien wie die Schweizer Studien. Die Kapitalkosten wurden für verschiedene Abdiskontierungsraten berechnet.

Tabelle A- 6: Kosten der Stromproduktion durch verschiedene Technologien und für zwei Abdiskontierungsraten (Unipede 1997, Annahme für die thermischen Kraftwerke: Auslastung von rund 6'600 Stunden)

In c XEU 95/kWh	Kapitalkosten		Variable Kosten		Brennstoffkosten		Totalkosten	
	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Nuklear	1.87	3.43	0.77	0.76	0.71	0.72	3.35	4.91
Kohle	1.30	2.32	0.67	0.67	1.83	1.80	3.80	4.79
Erdgas	0.76	1.28	0.41	0.41	3.16	3.02	4.33	4.71

¹ WKK: Wärmekraftkopplung, HKW: Heizkraftwerk, BHKW: Blockheizkraftwerk

² Der Handel wird durch verschiedene europäischen Handelsgesellschaften getätigt (SWEP für die Schweiz, ESIS für Grossbritannien, Nordpool für die skandinavischen Länder, APX Index für die Niederlande, CEPI für Deutschland).

³ A. Midttun und A.R. Micola, 2000

Tabelle A- 7: Kosten der Stromproduktion durch Wasserkraft, verschiedene Technologien (Unipede 1997)

In c XEU 95/kWh	Investitionskosten		Produktionskosten		Totalkosten	
	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Laufkraftwerke	2.26	3.88	0.26	0.26	2.52	4.14
Ausgleichsbecken	1.43	2.54	0.31	0.31	1.74	2.85
Speicherkraftwerke	2.49	3.99	0.51	0.51	2.77	4.50
Konventionelle Wasserkraftwerke	1.97	3.44	0.34	0.34	2.31	3.78

Die Tabelle stellt keine eigentlichen Preisprognosen dar, kann aber Hinweise über die Wettbewerbsfähigkeit einzelner Technologien liefern. Dabei gilt zu beachten, dass es sich um eine internationale Studie, die Gestehungskosten sind somit nur begrenzt auf die Schweiz übertragbar (aufgrund der standortspezifischen Faktoren und der durchschnittlichen Grösse der Anlagen). Die Tabelle zeigt insbesondere, dass:

- die Wasserkraftproduktion im Vergleich zu Alternativtechnologien tiefe Gestehungskosten aufweist;
- die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft speziell bei tieferen Abdiskontierungsrate gegeben ist, dies aufgrund der hohen Kapitalkosten von Speicher- und Laufkraftwerken;
- die Produktionskosten von Wasserkraftwerken mit Abstand tiefer liegen als die Produktionskosten (variable und Brennstoffkosten) von Alternativtechnologien;
- die Kapitalkosten der Wasserkraftproduktion einen Anteil von bis fast 90% der Gesamtkosten ausmachen können;
- bei der Stromproduktion durch Gas sind die hohen Brennstoffpreise ausschlaggebend. Der technische Fortschritt hat zu einer Verbesserung der Wirkungsgrade geführt und somit die Wettbewerbsfähigkeit dieser Technologie verbessert.
- Die Umweltbelastung durch Kohlekraftwerke und der Abbau der Subventionen beim Kohleabbau dürften in den meisten europäischen Ländern zu einer Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu Gas führen.

Anhang 2: Modell zur Bestimmung der erwarteten langfristigen durchschnittlichen Strompreise

Das vorgeschlagene Modell geht von folgenden Annahmen aus (für das Jahr 2000):

Tabelle A- 8: Annahmen zu den Parametern des Modells (PSI-Modell)

	GT-Kraftwerke ^a	GuD-Kraftwerke ^a	Kernkraftwerke ^a	Kohle-Kraftwerke ^b
Investitionskosten (Fr./kW)	400 ^d	750	3500	2250
Betriebs- und Unterhaltskosten fix (Fr./kW _a)	30	35	100	40
Brennstoffkosten thermisch (Fr./kWh _{th})	0.027	0.027		0.013
Wirkungsgrad (%)	38%	57.4%		40%
Brennstoffkosten elektrisch (Fr./kWh _{el})	0.0711	0.0470	0.023	0.1333 ^c
Nutzungsdauer (Jahre)	20	20	40	25
Zinssatz real (%)	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%

^a Quelle: PSI 2000

^b OECD 1998

^c Inkl. o.1 Fr./kWh variable Betriebs- und Unterhaltskosten

^d Investitionskosten Gasturbinen: www.gas-turbines.com

In Tabelle A- 8 wird davon ausgegangen, dass die Investitionskosten und Betriebskosten langfristig konstant bleiben, insbesondere wird angenommen, dass allfällige zukünftige Verringerungen der Investitions- und Betriebskosten alle Technologien gleichmässig betreffen werden und dass die relativen Preise somit unverändert bleiben.

Die Abschätzung der zukünftigen fossilen Energiepreise ist mit grössten Unsicherheiten verbunden. Nicht nur wirtschaftliche, sondern auch politische Faktoren sowie die allgemeinen Erwartungen beeinflussen massgeblich ihre Entwicklung. Ein Vergleich der früher prognostizierten mit der tatsächlichen Entwicklung lässt den Schluss zu, dass „forecasting of long-term energy prices must be considered as a failure“ (OECD 1998)⁴. Die Ansätze der Ressourcenverknappung und der angebotsseitigen Bestimmung der Energiepreisentwicklungen waren bis heute nicht in der Lage, den tatsächlichen Preisverlauf zu erklären. Auch die Beziehung zwischen den Erdölpreisen zu den Preisen anderer fossiler Energieträger scheint schwächer geworden zu sein.

Auf Grundlage der Investitions- und Betriebskosten werden die durchschnittlichen Erzeugungskosten für unterschiedliche Betriebsdauern (Betriebsstunden pro Jahr) berechnet (Abbildung A-1). Zudem wird berechnet, welche durchschnittlichen Gestehungskosten in der teuersten Lastperiode (Spitzenlast Winter) und in den weiteren Lastperioden relevant sind. Massgeblich für die Bestimmung des Strompreises ist die für eine bestimmte Lastperiode günstigste Technologie.

⁴ In EIA (2000) ist ein Vergleich der tatsächlichen und der prognostizierten Energiepreise vorgenommen worden. Die Schwankungen der prognostizierten Erdölpreise für das Jahr 2020 variieren zwischen 18.20 und 30.10 \$ per Barrel (1998).

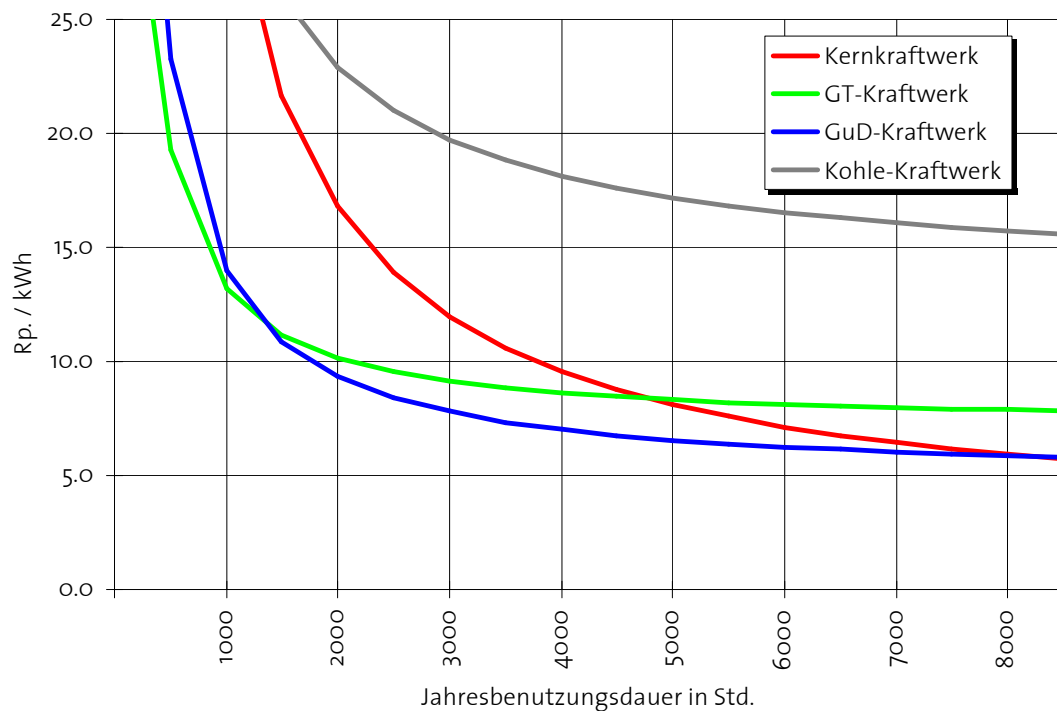


Abbildung A- 1: Gestehungskosten verschiedener Kraftwerktypologien (GT: Gasturbinen) in Funktion der Jahresbenutzungsdauer

Gemäss Abbildung A- 1 werden zur Spitzenlastproduktion (bis ca. 1400 Jahresbetriebsstunden) Gasturbinen-Kraftwerke als marginale Produktionstechnologie zum Einsatz kommen. Das Mittel- und Grundlastsegment dürfte weitgehend durch GuD-Kombikraftwerke abgedeckt werden. Kernkraftwerke würden allenfalls zur Produktion eines Jahresbandes zum Einsatz kommen, wobei Kernkraftwerke bereits durch geringfügige Änderungen z.B. des Gaspreises eine weitere Verbreitung finden könnten. Die Kohlekraftwerke sind bei den getroffenen Annahmen in keinem Lastsegment konkurrenzfähig. Ihre Gestehungskosten liegen deutlich über den Kosten aller anderen Technologien.

Anhang 3: Spezifische Investitionskosten

Kraftwerke	Typ	Baujahr	Erneuerung	Kosten in Mio. Fr.	Installierte Leistung in MW	Jahresproduktion GWh	Fr./kW	Fr./kWh	Turbine	Automatisierung	Generator	bauliches	spezielles
Ilanz	Speicher	1984-92	-	590	87	260	6780	2.27	x	x	x	x	Neubau
Sarganserland	Pumpsp.	1975-78	-	473	370	526	1280	0.90	x	x	x	x	Neubau (Turbine/Pumpe)
Wildegg-Brugg	ND-Lauf	1953	1993-99	65	52	300	1250	0.22	x	x		x	Erneuerung
Pradella-Martina	HD-Lauf	1993		465	80	290	5810	1.03	x	x	x	x	Neubau
Amsteg	HD-Lauf	1923	1995	474	127	460	3730	1.03	x	x	x	x	komplette Erneuerung
Cleuson-Dixence	HD-Lauf	1950	1998	1300	1200	215	1200	6.05	x	x	x	x	Neue Zentrale
Matte	ND-Lauf	1891	1985	18.1	1.11	7.8	16305	2.32	x	x	x	x	Total-Erneuerung
Gösgen	ND-Lauf	1917/18	1994/95	200	52.1	310.4	3840	0.64	x	x	x	x	Erneuerung
Felsenau	ND-Lauf	1909	1989	42.6	11.92	75.7	3575	0.56	a+1	x	a+1	x	Erneuerung
Kappelerhof	ND-Lauf	1892	1995	36	5.8	39.9	6205	0.90	a+1	(x)	a+1	x	Wehrreparatur und 2. Maschinengruppe
Ticinetto	HD-Lauf	1907	1996	8.6	2.9	11.1	2965	0.77	x	x	x	x	inkl. Erhöhung Staumauer
Klusi	ND-Lauf	1946	1997	7.8	1.32	4.2	5910	1.86					
Wettingen	ND-Lauf	1933	1999	70	27.15	143	2580	0.49	a+1	x	a+1	x	Sanierung & Neue Dot. Zent.
Lütschental	HD-Lauf	1906/08	1999	16	6	35.4	2965	0.45	a+1	x	a+1	x	Erneuert: Wehranlage, Wasserfassung, Entsanderanlage, Dotierwasserturbine
Giessen	ND-Lauf	1896	2000	6.9	1.9	5.1	3630	1.35					
Ponte Brolla	ND-Lauf	1904	2000	6	3	11	2000	0.55	x	x	x	x	Neubau
Ruppoldingen	ND-Lauf	1896	1991	220	19.5	114	11280	1.93	x	x	x	x	Neubau, vollständiger Ersatz
Dornachbrugg	ND-Lauf	1991/96	-	13.93	1.6	7.35	8705	1.90	(x)	(x)	(x)	(x)	Ersatz stillgelegter Anlage
Laufenburg	ND-Lauf	1914	1993	400	106	700	3774	0.57	x	x			Neue Straflo-Turbinen
Augst/Whylen	ND-Lauf	1912	1994	210	46	205	4565	1.02	x	x	x	x	Umbau
Mauvoisin	Speicher	1964	1991	50	380	835	132	0.06				x	Erhöhung Staumauer
Beznav	ND-Lauf	1902	2001	19	6	35	3167	0.54	a+1		a+1	x	Neues Wehrkraftwerk/Dot. Zentrale
Papierfabrik Perlen	ND-Lauf	1873	2000	8	1.026	7.8	7797	1.03	x	x	x	x	Erneuerung inkl. Gebäude
Stenna (EW Flims)	HD-Lauf	1904	1999	4.5	1.67	7.7	2695	0.58	x	x	x	x	Erneuerung
Chancy-Pougny	ND-Lauf	1925	2000	16	40.5	200	395	0.08		x		(x)	Sanierung

a+1: Ausbau mit 1 Turbine/Generator

Anhang 4: Datenbank BWG und LASEN

„Technische“ Datenbank BWG (WASTA Ordner), Angaben auf Ebene der einzelnen Zentralen, Zentralen über 300 kW Leistung, Stand Jahr 2000

- Name der Zentrale, Zentralennummer
- Name der Unternehmung
- Name der Wasserkraftanlage
- Typ der Wasserkraftanlage (Laufkraftwerk, Speicherkraftwerk, reines Umwälzwerk, Pumpspeicherkraftwerk)
- Standort der Zentrale
- Jahr der ersten Betriebsaufnahme, letzte Betriebsaufnahme nach einem Umbau
- Funktion der Zentrale (Pumpen/Turbinieren)
- Ausbauwassermenge
- Maximal mögliche Leistung
- Mittlere Produktionserwartung (Sommer/Winter/Jahr)
- Förderwassermenge (grösste Wassermenge, die im Normalbetrieb durch die Pumpen gefördert werden kann)
- Installierte Leistung
- Maximale Leistung (die während mindestens einer Stunde von den Motoren der Zentrale aufgenommen werden kann)
- Mittlere Energiebedarf (sämtlicher Motoren der Zentrale für das Pumpen)
- Genutzte Gewässer
- Jahr des Ablaufs der Rechtsgrundlage (Jahr des Ablaufs der Konzession)

„Ökonomische“ Datenbank LASEN, Angaben auf Ebene der Unternehmungen für die Jahre 1990, 1995, 1997 (werden mit den Angaben für das Jahr 1999/2000 ergänzt), als Grundlage dienen die Geschäftsberichte der Unternehmen

- Name der Unternehmung
- Anzahl Beschäftigte
- Energiekosten
- Material und Unterhaltskosten
- Sonstige Kosten
- Arbeitskosten
- Kapitalkosten
- Abschreibungen, Gebühren
- Versicherungen
- Direkte Steuern
- Wasserzinse
- Dividenden
- Andere Einkommen
- Kapitaleinkommen
- Installation incomes

Technische Angaben aus den Geschäftsberichten und aus der Staumdammsstatistik (Jahr 2000)

- Jährliche Produktion (net generation)
- Produktion Winter und Sommer
- Pumpenergie (in GWh)
- Verschiedene technische Angaben zu den Staudämmen (Volumen, Dammhöhe, Staudamm-Typ, Baujahr)

Anhang 5: Evaluation technico-économique du potentiel d'investissement pour la production hydroélectrique en Suisse : approche méthodologique⁵

1. Objectif

L'évaluation du potentiel d'investissement pour la production hydroélectrique en Suisse présente un grand intérêt de plusieurs points de vue :

- Au moment où se discutent les conditions de la libéralisation du marché de l'électricité en Suisse, l'analyse du rôle spécifique que le pays pourra jouer dans le marché européen de l'électricité devrait faire appel à une réflexion stratégique dans laquelle l'hydroélectricité constitue un élément essentiel
- En tant que production indigène, l'hydroélectricité contribue de manière importante à la sécurité d'approvisionnement en électricité du pays et mérite donc une attention particulière quant à la possibilité d'augmenter la production hivernale
- Comme énergie renouvelable, l'hydroélectricité constitue un atout permettant à la Suisse de limiter ses émissions de CO₂.

Mais pour plusieurs raisons, évaluer d'un point de vue technico-économique le potentiel d'investissement pour la production hydroélectrique en Suisse est un exercice difficile. D'une part, le parc hydroélectrique suisse est constitué d'un nombre élevé d'aménagements ayant des caractéristiques très diverses. D'autre part, dans un aménagement hydroélectrique, la partie « Génie civil » a une part relativement importante qui varie d'un cas à l'autre en fonction des conditions hydrologiques, topographiques, géologiques et des hauteurs de chute visées. Enfin, les investissements potentiels sont de natures très diverses : renouvellement, extension ou construction de nouveaux aménagements et centrales. Compte tenu de toutes ces considérations, il est difficile d'extrapoler à l'ensemble du parc les résultats partiels obtenus sur la base de quelques cas. L'approche technico-économique proposée vise à introduire dans l'analyse, la diversité des caractéristiques techniques en se basant sur une analyse typologique détaillée et pertinente du point de vue des investissements réalisés dans le secteur. Elle est fondée sur des connaissances pointues du secteur possibles uniquement au travers d'une collaboration étroite avec les entreprises hydroélectriques, les constructeurs d'aménagements hydroélectriques et l'industrie d'équipements électromécaniques.

2. Démarche

La démarche proposée comporte les principales étapes suivantes :

- 1) Typologie technico-économique des investissements potentiels.

⁵ Dr Edgard Gnansounou, LASEN (Laboratoire de systèmes énergétiques), EPFL

- 2) Evaluation d'investissements spécifiques moyens.
- 3) Evaluation et interprétation des dispersions autour des valeurs moyennes.
- 4) Tentative d'extrapolation au parc hydroélectrique sur la base d'une caractérisation technico-économique.
- 5) Evaluation technico-économique du potentiel d'investissement.

2.1 Typologie technico-économique des investissements potentiels

Le potentiel hydroélectrique suisse est déjà largement exploité et les investissements réalisables dans le futur concerneront essentiellement le renouvellement, la rénovation ou l'extension d'aménagements existants. Or la nature de ces aménagements et en particulier l'importance relative des constructions de génie civil par rapport à la partie électromécanique font que le renouvellement est souvent très partiel et vise à étendre le plus possible la durée de vie. C'est là l'avantage des aménagements hydroélectriques par rapport aux centrales thermiques à faible taux de capital (turbine à gaz par exemple).

Cette étape de la démarche vise à réaliser une typologie des investissements potentiels sur la base de recensements existants, d'analyses de projets et d'enquêtes complémentaires auprès d'entreprises hydroélectriques, d'entreprises de génie civil, de constructeurs d'équipements électromécaniques.

L'analyse préliminaire de la littérature ([1], [2]) montre que les investissements rencontrés le plus souvent concernent les cas suivants :

- Remplacement d'anciennes roues de turbines
- Remplacement de conduites forcées
- Remplacement de générateurs
- Remplacement de transformateurs
- Augmentation de la hauteur de chute par la construction de galeries d'amenée ou de conduites supplémentaires
- Augmentation de la hauteur de chute par surélévation de barrages
- Coordination de l'exploitation de réservoirs d'accumulation, en particulier pompage/turbinage mixte
- Automatisation et centralisation de la conduite de centrales en vue d'une amélioration de la productivité
- Acquisition d'équipements en vue d'une gestion informatisée pour améliorer la productivité.

A ces cas pourraient s'ajouter de nouveaux types d'investissements visant à tirer partie de technologies nouvelles. Un exemple de ce type d'investissement est donné par

l'utilisation possible de moteurs à vitesse variable. Le créneau du marché de l'énergie de réglage au niveau européen constitue pour la Suisse une opportunité intéressante. Les moteurs à vitesse variable offrent la possibilité d'un suivi de la charge plus performant et permettent aussi de réaliser des économies d'échelle sur l'investissement des centrales.

2.2 Evaluation des investissements spécifiques moyens

Pour chaque type d'investissement, l'objet principal (roue de turbine, conduite forcée, générateur, transformateur, etc.) sera caractérisé d'un point de vue technico-économique (technologie, capacité, coût/performance, etc.), dans le but d'obtenir des catégories suffisamment homogènes pour lesquelles il sera possible d'estimer des investissements spécifiques moyens.

2.3 Evaluation et interprétation des dispersions autour des valeurs moyennes

Sur la base de projets déjà réalisés et en tenant compte des conditions différentes de mise en œuvre, il sera possible d'évaluer les dispersions autour des valeurs moyennes et de les interpréter. Cette interprétation est très utile dans la perspective d'une extrapolation à d'autres cas.

2.4 Tentative d'extrapolation

Sur la base des résultats obtenus aux points précédents (2.1-2.3), il sera possible d'affiner la typologie du parc hydroélectrique suisse en vue d'une extrapolation des investissements spécifiques. Ce travail nécessite une bonne connaissance des aménagements et centrales hydroélectriques qui constituent le parc.

2.5 Evaluation technico-économique du potentiel d'investissement

L'identification des investissements potentiels peut se faire de plusieurs manières. L'approche utilisée dans les études existantes ([1], [2]) procède par un inventaire de projets existants et une analyse de la rentabilité de ces projets sur la base du prix de l'électricité sur le marché. Le principal avantage de cette approche est de coller de près à la réalité des entreprises. Un de ses inconvénients est de ne pas prendre en considération d'autres potentialités d'investissement qui ne sont pas encore formulées sous forme de projets mais représentent néanmoins des opportunités réelles. Un autre désavantage réside dans l'hétérogénéité des bases de formulation des projets (ex. durée d'amortissement), la différence de niveau de détail d'élaboration des projets et la fiabilité variable d'un cas à l'autre des informations y relatives. Tout ceci empêche une comparaison cohérente d'un cas à l'autre. Enfin, dans certaines situations, la complémentarité entre plusieurs projets d'investissement peut créer des conditions d'une rentabilité plus élevée. Pour toutes ces raisons, nous proposons de compléter la démarche d'inventaire par une approche morphologique. Il s'agit, à partir d'une représentation structurelle et technico-économique de l'aménagement et de projets potentiels sélectionnés pour leur pertinence, d'examiner sous des hypothèses cohérentes et des contraintes techniques et économiques, les combinaisons de projets d'investissements qui respectent un certain nombre de critères à définir. Ces combinaisons une fois sélectionnées sont ensuite discutées avec les décideurs, ce qui permet de caractériser les perspectives de leur réalisation. L'avantage de l'approche structurelle et morphologique

est de permettre une plus grande ouverture du champ des investissements possibles. Mais les résultats obtenus doivent être validés auprès des décideurs.

3. Mise en oeuvre

L'approche proposée est ambitieuse. Mais sa mise en oeuvre, pour l'ensemble du parc hydroélectrique suisse, est difficile compte tenu de la dimension du problème et du manque de données. Nous proposons dans un premier temps d'appliquer cette approche au cas d'un canton suisse, par exemple le Valais. Une base de travail possible est l'étude réalisée pour l'Office fédéral des eaux et de la géologie (OFEG) par les bureaux Stucky-Pralong-Eos. Les projets identifiés dans cette étude seront analysés plus en détail et des données complémentaires seront collectées en relation avec la démarche proposée. Ces projets seront étudiés sur la base d'hypothèses économiques communes pour chaque catégorie d'investissement, dans le but de permettre les comparaisons de coûts spécifiques. Enfin, on identifiera les investissements potentiels supplémentaires qui ne correspondent pas à des projets existants mais qui pourraient apporter une contribution significative à la productivité. Deux axes sont envisagés pour ce faire :

- La coordination de l'exploitation de réservoirs appartenant à des entreprises différentes en vue d'une meilleure efficacité technico-économique ; le cas de Mauvoisin et de la Grande Dixence constitue un exemple.
- L'introduction de moteurs à vitesse variable.

L'application au cas du Valais de la démarche proposée permettra d'évaluer, à la lumière des résultats obtenus, l'opportunité d'une extension du projet à d'autres régions de la Suisse et à l'ensemble du parc hydroélectrique.

Références bibliographiques

- [1] Erneuerungs- und Erweiterungspotential der Wasserkraftwerke in Graubünden, Studienbericht Nr. 7, 1997
- [2] Erneuerungs- und Erweiterungspotential der Wasserkraftwerke im Kanton Wallis, Studienbericht Nr. 11, 2000

Anhang 6: Discounted Cash Flow Modell- und Datenbeschreibung

Zielsetzung

Das Modell ist eine Investitionsanalyse und Unternehmensbewertung. Unter der Annahme, dass die Kraftwerke ihre Anlagen unter den Bedingungen eines deregulierten Marktes ersetzen müssen, werden die Investitionen bzw. die zukünftigen Cash Flows der Unternehmung über die Nutzungsdauer der Anlage zu einem Net Present Value abdiskontiert.

Aus Gründen der Vergleichbarkeit haben wir die Annahme getroffen, dass alle Kraftwerke zur gleichen Zeit ihre Ersatzinvestition tätigen, ohne auf die verschiedenen Konzessionsdauern Rücksicht zu nehmen.

Datenimport

Die untenstehenden Variablen stammen aus einer Datenbank, die von LASEN, ETH Lausanne über Stromerzeuger in der Schweiz erstellt wurde.

Die Datenbank umfasst Angaben zur Produktion, Kraftwerkart und Werkdaten, sowie Zahlen aus der Erfolgsrechnung der einzelnen Unternehmungen aus den Jahren 1990, 1995 und 1997. Erfolgsrechnungs-Daten zu 1999 werden durch das CEPE nacherhoben.

Die Werte aus der Datenbank werden mittels SPSS für dieses Modell aufbereitet.

Datenimport

Dimension Bezeichnung

Kraftwerk Typ
(1=Lauf, 2=Speicher, 3=Pumpspeicher/Umwälz, 4=Lauf-Speicher)

Erzeugung / Verbrauch 1999

Durchschn. Erzeugung Laufkraftwerke Winter	GWh	W_{LKWi}
Durchschn. Erzeugung Laufkraftwerke Sommer	GWh	W_{LKSo}
Durchschn. Erzeugung Speicherwerke Winter	GWh	W_{SKWi}
Durchschn. Erzeugung Speicherwerke Sommer	GWh	W_{SKSo}
Durchschn. Erzeugung Pumpspeicherwerke Winter	GWh	W_{PKWi}
Durchschn. Erzeugung Pumpspeicherwerke Sommer	GWh	W_{PKSo}
Durchschn. Verbrauch Pumpen Winter	GWh	W_{PuWi}
Durchschn. Verbrauch Pumpen Sommer	GWh	W_{PuSo}

Leistung Zentralen 1999

Leistung Turbinen (Lauf)	MW	P_{LK}
Leistung Turbinen (Speicher, Umwälz, Pumpspeicher)	MW	P_{SK}
Leistung Pumpen einstufig (Fallhöhe < 150 m)	MW	P_{Pu1}
Leistung Pumpen dreistufig (Fallhöhe \geq 150 m)	MW	P_{Pu3}

Betriebskosten 1999	Dimension	Bezeichnung
Material und Drittleistungen	CHF/a	K_{MD}
andere betriebliche Aufwände	CHF/a	K_{DIV}
Personalaufwand	CHF/a	K_P
Versicherungsaufwand	CHF/a	K_V

Parameter

Für jeden Parameter wird ein Wert bestimmt, der einem Basisszenario zugeordnet wird. In darauf folgenden Abläufen können, gemäss der zu schätzenden Szenarien, spezifische Werte eingegeben werden.

Die verschiedenen Parameter sind nach Finanzierung, Investition, Elektrizitätspreis, Stunden, Politik, Volkswirtschaft und betriebliche / technische Faktoren geordnet.

Finanzierung	Dimension	Bezeichnung
Fremdkapitalzins (real)	%	Z_{FK}
Eigenkapitalzins (real)	%	Z_{EK}
Finanzierungsverhältnis FK / (FK + EK)	%	
Weighted Average Capital Cost	%	WACC

- Berechnung: $WACC = FK \text{ Zins} \cdot (1 - \text{Steuersatz}) \cdot FK / (FK + EK) + EK \text{ Rendite} \cdot EK / (FK + EK)$

Investition	Dimension	Bezeichnung
Baudauer	a	T_B
Ökonomische Nutzungsdauer	a	T_N
Spez. Investition Kraftwerk < 10 MW	Fr./kW	i_{kl10}
Spez. Investition Laufkraftwerk	Fr./kW	i_{LK}
Spez. Investition Speicherkraftwerk	Fr./kW	i_{SK}
Spez. Investition Pumpen (einstufig)	Fr./kW	i_{pu1}
Spez. Investition Pumpen (dreistufig)	Fr./kW	i_{pu3}

- Während der Baudauer kann nicht produziert werden und es fallen somit keine Erträge an. Wir treffen die Annahme, dass die Gesamtinvestition linear verteilt über die Baudauer getätigt wird.
- Die ökonomische Nutzungsdauer definiert, wie lange das Werk, nach Ablauf der Baudauer produzieren kann, bevor die nächste Ersatzinvestition getätigt werden muss.

- Die Spezifischen Investitionen drücken die Ersatzinvestitionen als Satz zur installierten Leistung in kW aus. Sie werden nach Kraftwerkgrösse und –art unterschieden. Die Unterscheidung zwischen ein- und dreistufigen Pumpen beruht darauf, dass ab einer Steighöhe von 150 m eine leistungsfähigere Pumpe benötigt wird (Electrowatt 1998, Seite 37).

Elektrizitätspreis

	Dimension	Bezeichnung
Sommer Schwachlast	Rp./kWh	p_{SoSw}
Sommer Mittellast	Rp./kWh	p_{SoMt}
Sommer Spitzenlast	Rp./kWh	p_{SoSp}
Winter Schwachlast	Rp./kWh	p_{WiSw}
Winter Mittellast	Rp./kWh	p_{WiMt}
Winter Spitzenlast	Rp./kWh	p_{WiSp}
Sommer Pumpen	Rp./kWh	p_{PuSo}
Winter Pumpen	Rp./kWh	p_{PuWi}

Stunden

	Dimension	Bezeichnung
Sommer Schwachlast	h	h_{SoSw}
Sommer Mittellast	h	h_{SoMt}
Sommer Spitzenlast	h	h_{SoSp}
Winter Schwachlast	h	h_{WiSw}
Winter Mittellast	h	h_{WiMt}
Winter Spitzenlast	h	h_{WiSp}

- Die Stunden definieren wie lange pro Produktionslastperiode maximal produziert werden kann.
- Bei Laufkraftwerken wird angenommen, dass Sommer- und Winterproduktion je gleichmässig über die Sommer- bzw. Winterperiode verteilt sind.
- Speicherkraftwerke versuchen zuerst die Nachfrage zu Spitzenlast zu befriedigen - zu einem höheren Preis - und dann erst zu Mittel- und Schwachlast Zeiten produzieren.

Politik

	Dimension	Bezeichnung
Steuersatz (Gewinnsteuer)	%	s
Wasserzins-Maximum	Fr./kW	WZ
Restwasser Laufkraftwerke Sommer	%	RW_{LKSo}
Restwasser Laufkraftwerke Winter	%	RW_{LKW_i}
Restwasser Speicherkraftwerke Sommer	%	RW_{SKSo}
Restwasser Speicherkraftwerke Winter	%	RW_{SKW_i}

- Obwohl in Realität regional unterschiedliche Steuersätze existieren, verwenden wir für alle Unternehmen einen Durchschnitts-Steuersatz, da eine solche Unterscheidung den Rahmen dieses Projektes sprengen würde.
- Gemäss Art. 49 des Wasserrechtsgesetzes beträgt der maximale Wasserzins auf die Bruttoleistung, den die Kantone in der Konzession der Kraftwerke festlegen können, 80 Franken pro kW.
- Die Restwassermenge beschreibt wie viel Wasser die Kraftwerke durch die natürlichen Wasserläufe ablassen müssen. Dies schmälert die Nettoproduktion. Da die Restwassermenge gesetzlich vorgeschrieben wird, ist sie gerade im Rahmen der Deregulierung ein wichtiger beeinflussender Faktor.

Betriebliche / technische Faktoren	Dimension	Bezeichnung
Kostensenkung Betriebskosten	%	ΔK
Wirkungsgrad der Turbinen	%	η_{Tu}
Wirkungsgrad der Pumpen	%	η_{Pu}
Erhöhung Pumpeneinsatz Sommer	%	ΔW_{PuSo}
Erhöhung Pumpeneinsatz Winter	%	ΔW_{PuWi}

- Als Szenarioelement ermöglicht der Parameter Kostensenkung Betriebskosten die Aufwendungen für Materialien, Drittleistungen und andere betriebliche Aufwände zu senken.
- Der Wirkungsgrad der Turbinen beschreibt den Energieverlust durch Reibung und Übertragungsineffizienzen, der beim Turbinieren entsteht.
- Der Wirkungsgrad der Pumpen beschreibt den Energieverlust durch Reibung und Übertragungsineffizienzen, der beim Pumpen in Ausgleichs- oder Speicherbecken entsteht.
- Durch eine Erhöhung des Pumpeinsatzes steht zusätzliches Wasser zur Verfügung, das turbinieren werden kann. Im Basisszenario ist die gepumpte Wassermenge schon in der Netto Produktion enthalten, eine prozentuale Erhöhung beeinflusst den Pumpertrag und wird bei der zukünftigen Netto-Produktion berücksichtigt.

Erzeugung

Pumpleistung	Dimension	Bezeichnung
Gepumpte Wassermenge Sommer	GWh	W_{PuSo}
Gepumpte Wassermenge Winter	GWh	W_{PuWi}

- Wir verzichten darauf die effektive Wassermenge zu berechnen, sondern rechnen mit der potenziellen Energie in GWh.

- $W_{PuSo} = W_{VPSo} \cdot \eta_{Pu}$

mit : W_{PuSo} : Potenzielle Energie des gepumpten Wassers Sommer (GWh)
 W_{VPSo} : Bezogene Energie Pumpen Sommer (GWh)
 η_{Pu} : Wirkungsgrad Pumpen

Nettoproduktion	Dimension	Bezeichnung
Laufkraftwerke Sommer	GWh	W_{LKSo}
Laufkraftwerke Winter	GWh	W_{LKW}
Speicherkraftwerke Sommer	GWh	W_{SKSo}
Speicherkraftwerke Winter	GWh	W_{SKW}

Erzeugung Laufkraftwerke	Dimension	Bezeichnung
Erzeugung Sommer Schwachlast	GWh	W_{LKSoSw}
Erzeugung Sommer Mittellast	GWh	W_{LKSoMt}
Erzeugung Sommer Spitzenlast	GWh	W_{LKSoSp}
Erzeugung Winter Schwachlast	GWh	W_{LKWsw}
Erzeugung Winter Mittellast	GWh	W_{LKWmt}
Erzeugung Winter Spitzenlast	GWh	W_{LKWsp}

- Bei Laufkraftwerken wird angenommen, dass Sommer- und Winterproduktion je gleichmässig über die Sommer- bzw. Winterperiode verteilt sind.
- Wir teilen die Netto Produktion Sommer auf die ganze Saison auf, gewichtet mit den Stunden Spitzen-, Mittel- und Schwachlast pro Saison.
- $W_{LKSoSw} = W_{LKSo} \cdot h_{SoSw} / (h_{SoSw} + h_{SoMt} + h_{SoSp})$

mit: W_{LKSoSw} : Geleistete Arbeit Laufkraftwerk im Sommer zu Schwachlast (GWh)
 W_{LKSo} : Geleistete Arbeit Laufkraftwerk im Sommer (GWh)
 h_{SoSw} : Stunden im Sommer zu Schwachlast (h)
 h_{SoMt} : Stunden im Sommer zu Mittellast (h)
 h_{SoSp} : Stunden im Sommer zu Spitzenlast (h)

Analog für Mittellast, Schwachlast sowie Winter.

Erzeugung Speicherkraftwerke	Dimension	Bezeichnung
Erzeugung Sommer Spitzenlast	GWh	W_{SKSoSp}
Restwert	GWh	
Erzeugung Sommer Mittellast	GWh	W_{SKSoMt}
Restwert	GWh	
Erzeugung Sommer Schwachlast	GWh	W_{SKSoSw}
Erzeugung Winter Spitzenlast	GWh	W_{SKWiSp}
Restwert	GWh	
Erzeugung Winter Mittellast	GWh	W_{SKWiMt}
Restwert	GWh	
Erzeugung Winter Schwachlast	GWh	W_{SKWiSw}

- Es wird davon ausgegangen, dass die Speicherkraftwerke zuerst die Nachfrage zu Spitzenlastzeiten decken und nur bei Überkapazitäten zu Mittel- oder Schwachlastzeiten.
 - $h_{SKSo} = W_{SKSo} / P_{SK}$
 Wenn $h_{SKSo} \leq h_{SoSp}$ ist es auch h_{SKSoSp}
 Wenn $h_{SKSo} > h_{SoSp}$ müssen die restlichen Stunden auf h_{SKSoMt} oder h_{SKSoSw} verteilt werden.
 $W_{SKSoSp} = h_{SKSoSp} \cdot P_{SK}$
- mit: h_{SKSo} : Produktionsstunden Speicherkraftwerk im Sommer (h)
 W_{SKSo} : Produzierte Energie Speicherkraftwerk im Sommer (GWh)
 P_{SK} : installierte Leistung Speicherkraftwerk (MW)
 h_{SoSp} : Stunden im Sommer zu Spitzenlast (h)
 h_{SKSoSp} : Stunden Speicherkraftwerk im Sommer zu Spitzenlast (h)
 W_{SKSoSp} : Produzierte Energie Speicherkraftwerk im Sommer zu Spitzenlast (GWh)

Analog für Mittellast, Schwachlast sowie Winter.

Erzeugung Insgesamt	Dimension	Bezeichnung
Erzeugung Sommer Schwachlast	GWh	W_{SoSw}
Erzeugung Sommer Mittellast	GWh	W_{SoMt}
Erzeugung Sommer Spitzenlast	GWh	W_{SoSp}
Erzeugung Winter Schwachlast	GWh	W_{WiSw}
Erzeugung Winter Mittellast	GWh	W_{WiMt}
Erzeugung Winter Spitzenlast	GWh	W_{WiSp}
Erzeugung Total pro Jahr	GWh	W_{Tot}

- $W_{SoSw} = W_{LKSoSw} + W_{SKSoSw}$

Analog für Winter und andere Lastarten.

Investitionen

Investitionssumme pro Jahr	Dimension	Bezeichnung
Laufkraftwerke < 10 MW	CHF/a	I_{LKk10}
Laufkraftwerke ≥ 10 MW	CHF/a	I_{LK}
Speicherkraftwerke < 10 MW	CHF/a	I_{SKk10}
Speicherkraftwerke ≥ 10 MW	CHF/a	I_{SK}
Pumpen Einstufig	CHF/a	I_{Pu1}
Pumpen Dreistufig	CHF/a	I_{Pu3}
Total Investitionssumme pro Jahr	CHF/a	I_{Tot}

- Die Studie „Finanzbedarf zur Erhaltung bestehender Wasserkraftwerke und zur Verbesserung der Ökologie der Gewässer im schweizerischen Alpenraum“ (Electrowatt Engineering, 1998) definiert den Rahmen von Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen als Kostensatz in Bezug auf die Installierte Leistung der Pumpen oder Turbinen, unterschieden nach Kraftwerktyp und Grösse. (Siehe Stichwort Parameter).
- Aus den verschiedenen Typen der Kraftwerkzentralen berechnen wir die Investitionssumme für das ganze Werk und teilen diese durch die Baudauer (siehe Parameter), d.h. wir berechnen die Investition pro Jahr.
- $I_{LK} = P_{LK} * 1000 * i_{LK} / T_B$

mit: I_{LK} : Investition Ersatz Laufkraftwerk pro Jahr (CHF / a)
 $P_{LK} * 1000$: installierte Leistung Laufkraftwerk in kW
 i_{LK} : Kostensatz für Ersatz Laufkraftwerk pro installierter Leistung in kW (CHF / kW)
 T_B : Baudauer in Jahren

Analog für andere Kraftwerkategorien.

- Die Investitionssumme für Pumpspeicherkraftwerke und Speicherkraftwerke mit Zubringerpumpen errechnet sich aus der Summe der installierten Turbinen (bewertet zum spezifischen Satz der Speicherkraftwerke) und der installierten Pumpen (bewertet zum spezifischen Satz für Pumpen).

Ertrag

Erträge	Dimension	Bezeichnung
Sommer Schwachlast	CHF/a	E_{SoSw}
Sommer Mittellast	CHF/a	E_{SoMt}
Sommer Spitzenlast	CHF/a	E_{SoSp}
Winter Schwachlast	CHF/a	E_{WiSw}
Winter Mittellast	CHF/a	E_{WiMt}
Winter Spitzenlast	CHF/a	E_{WiSp}
Total Ertrag	CHF/a	ETot

- Die Erträge werden aus den Preisen pro Produktionskategorie (Siehe Parameter) und der entsprechenden Produktion berechnet.
Da die Preise in Rp/Kwh angegeben werden und die Energie in GWh, müssen die Einheiten umgerechnet werden, (1 GW = 1'000'000 kW).

$$E_{\text{SoSw}} = W_{\text{SoSw}} * 1'000'000 * p_{\text{SoSw}} / 100$$

mit: E_{SoSw} : Ertrag Sommer Schwachlast (CHF)
 $W_{\text{SoSw}} * 1'000'000$: Produzierte Energie zu Sommer Schwachlast (kWh)
 p_{SoSw} : Strompreis Sommer Schwachlast (Rp/kWh)

Analog für Winter und andere Lastarten.

Aufwand

Aufwand	Dimension	Bezeichnung
Energieaufwand (nur für Werke mit Pumpen)	CHF/a	K_E
Personal	CHF/a	K_P
Material und Drittleistungen	CHF/a	K_{MD}
andere betriebliche Aufwände	CHF/a	K_{DIV}
Versicherung	CHF/a	K_V
Wasserzinse	CHF/a	K_{WZ}
Fremdkapitalzinsen und Abschreibung FK Anteil der Investition	CHF/a	K_{AFK}
Abschreibung EK Anteil der Investition	CHF/a	K_{EKA}
total Aufwände	CHF/a	K_{Tot}

- Der Energieaufwand für Werke mit Pumpen berechnet sich aus dem Energieverbrauch (gemäss WASTA) und dem Elektrizitätspreis für Pumpenenergie (vgl. Parameter).

$$K_E = W_{\text{VPSo}} * p_{\text{PuSo}} / 100 + W_{\text{VPWi}} * p_{\text{PuWi}} / 100$$

mit: K_E : Energieaufwand (CHF)
 W_{VPSo} : Bezogene Energie Pumpen Sommer (GWh)
 W_{VPWi} : Bezogene Energie Pumpen Winter (GWh)
 p_{PuSo} : Preis für bezogene Pumpenenergie Sommer (Rp/kWh)
 p_{PuWi} : Preis für bezogene Pumpenenergie Winter (Rp/kWh)

- Die Werte Material und Drittleistungen, andere betriebliche Aufwände, Personal und Versicherungen stammen auch aus den Geschäftsberichten 1999, die von CEPE erhoben werden. Sie werden als konstant angenommen. Der Versicherungsaufwand haben wir gesondert ausgewiesen, um Szenarien mit Risikoveränderungen berücksichtigen zu können.

- Die Wasserzinse berechnen sich aus der Bruttoleistung mal dem Wasserzinssatz, wobei die Bruttoleistung basierend auf der Formel in Kapitel 6.4.1, berechnet wird.

$$K_{WZ} = (W_{LK} + W_{SK}) * 1'000'000 / 8760 * 1.3 * WZ$$

mit: K_{WZ} : Wasserzinse (CHF)

W_{LK} ; W_{SK} : Durchschn. Erzeugung Laufkraftwerk bzw. Speicherkraftwerk

WZ : Wasserzinseszins (CHF / KW)

8760 = Produktionsstunden Total

1.3 = Inverser Wirkungsgrad

- Es wird für die Finanzierung ein einheitliches und konstantes EK- / FK-Verhältnis angenommen (vgl. Parameter).

Baudauer

Wir nehmen an, dass die Investition während der Baudauer linear getätigt wird, somit müssen wir die durchschnittliche Fremdkapitalzinsbelastung für die Baudauer berücksichtigen. Bzw. wir berechnen einen Durchschnitt aus der Belastung während der Bau- und Nutzungsdauer.

Nutzungsdauer

Damit die Summe aus Fremdkapitalzinsbelastung und Abschreibungen gleichmässig über die Nutzungsdauer verteilt werden kann, wird der FK Anteil der Investition mit der Annuitätenmethode und der EK Anteil linear abgeschrieben.

$$K_{AFK} = \underbrace{(I_{tot} * FK / (EK + FK) / 2 * Z_{FK} * T_B)}_{\text{Baudauer}} + \underbrace{\text{Annuität } (I_{tot}; T_N; Z_{FK}) * T_N}_{\text{Nutzungsdauer}} / (T_B + T_N)$$

mit: K_{AFK} : Annuität FK Anteil der Investition; FK Verzinsung + Abschreibung
 $I_{tot} * FK / (EK + FK) / 2 * Z_{FK}$: Durchschnittlicher FK Anteil an der Investition, über die Baudauer verzinst

Annuität $(I_{tot}; T_N; Z_{FK})$: Annuität des FK Anteils der Investition über die Nutzungsdauer verzinst

Berechnung eines Durchschnitts über Bau und Nutzungsdauer,
 Term 1 * T_B ; Term 2 * T_N ; geteilt durch $(T_B + T_N)$

$$K_{EKA} = I_{tot} * EK / (EK + FK) / (T_B + T_N)$$

Cash Flow

Ertrag	CHF/a	E_{Tot}
Material / Unterhalt / Fremdleistungen / Versicherung	CHF/a	$K_{MD}+K_{DIV}+K_V$
Personal	CHF/a	K_P
Wasserzinse	CHF/a	K_{WZ}
Kosten Pumpenergie	CHF/a	K_E
EBITDA	CHF/a	
Abschreibung und Verzinsung (Anteil FK)	CHF/a	K_{AFK}
Abschreibung (Anteil EK)	CHF/a	K_{EKA}
Gewinn (vor Steuern)	CHF/a	
Steuern	CHF/a	S
Gewinn (nach Steuern)	CHF/a	RG
Abschreibung und Verzinsung (Anteil FK)	CHF/a	K_{AFK}
Abschreibung (Anteil EK)	CHF/a	K_{EKA}
Cash flow (Gesamtkapital)	CHF/a	CF_{GK}

- Wir haben alle „Cash Flows“ in CHF/a , also pro Jahr ausgedrückt, somit können wir diese Cash Flow Rechnung als repräsentativ für ein Modelljahr betrachten.

NPV

Investition (PV)	CHF	$Bw(I_{tot})$
Cash Flow Betriebsphase (PV)	CHF	$Bw(CF_{GK})$
Net Present Value	CHF	NPV

- Da wir alle Grössen als Annuitäten definiert haben, können wir mittels Barwertmethode den NPV berechnen. Ein positiver NPV bedeutet, dass sich eine Investition lohnt.
- Der NPV benutzen wir als Vergleichsgrösse zwischen den einzelnen Szenarien.
- $Bw(I_{tot})$: I_{tot} ; T_N ; WACC : Barwert über Nutzungsdauer mit WACC abdiskontiert
 $Bw(CF_{GK})$: CF_{GK} ; $(T_B + T_N)$; WACC : Barwert über Nutzungs- und Baudauer mit WACC abdiskontiert
 $NPV = - Bw I_{tot} + Bw CF_{GK}$: Barwert Cash Flow minus Barwert Investition

Bundesamt für Energie BFE

Worblentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen • Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 • office@bfe.admin.ch • www.admin.ch/bfe