

Februar 2004

Windenergie und schweizerischer Wasserkraftpark

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmer:

Arbeitsgemeinschaft **e c o n c e p t** AG, Zürich, CONSENTEC und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) RWTH, Aachen

Autoren:

Walter Ott (**e c o n c e p t** AG)
Martin Baur (**e c o n c e p t** AG)
Wolfgang Fritz (CONSENTEC)
Christian Zimmer (CONSENTEC)
Jörg Feldmann (CONSENTEC)
Hans-Jürgen Haubrich (IAEW)
Gundolf Dany (IAEW)
Hagen Schmöller (IAEW)
Thomas Hartmann (IAEW)

Begleitgruppe:

Stefan Muster, Bundesamt für Energie
Romina Salerno, Bundesamt für Energie
Ruedi Meier, Programmleiter Energiewirtschaftliche Grundlagen
Gerhard Danioth, Amt für Energie Kt. Uri
Werner Graber, Verband schweizerischer Elektrizitätsunternehmungen
Walter Hauenstein, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Marcel Hayoz, AXPO/NOK
Robert Horbaty, ENCO GmbH, Suisse-Éole
Karl Imhof, ETRANS
Moritz Steiner, Präsident Energiefachstellenkonferenz, Service Cantonal de l'Énergie, Kt. VS

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamts für Energie BFE erstellt. Für den Inhalt ist allein 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, Vertrieb Publikationen, 3003 Bern · www.bbl.admin.ch/bundespulikationen
Bestellnummer 805.965 d / 02.04 / 200

Inhalt

Abkürzungen	vii
Vorwort.....	1
Zusammenfassung.....	3
Ausgangslage und Untersuchungsziele	3
Stromhandel mit Fahrplan- und Regelenergielieferungen	3
Entwicklung der europäischen Stromversorgung und des Regelleistungsbedarfs	4
Methodik zur Bewertung des schweizerischen Wasserkraftwerksparks	5
Bewertung der Beteiligung der schweizerischen Wasserkraft am internationalen Regelenergiemarkt.....	6
Bewertung von Ausbauvarianten für die schweizerische Wasserkraft	10
Folgerungen und Empfehlungen	12
Steigende Marktchancen für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.....	12
Die Teilnahme am internationalen Regelenergiemarkt ist attraktiv	12
Marktgerechte Bewirtschaftungs- und Eigentümerstrategie für Partnerwerke.....	14
Genügen die Netzkapazitäten für vermehrte Regelenergielieferungen?.....	14
Ausbaupotenziale für zusätzliche Regelenergielieferungen.....	15
Ist die Liberalisierung des Schweizer Strommarktes eine Voraussetzung?	15
Ökologische Probleme der Regelenergieproduktion	15
Der Einfluss des nationalen Windenergiekonzeptes und der UVEK- Nachhaltigkeitsstrategie auf Regelenergielieferungen.....	16
Résumé	17
Situation initiale et objectifs de l'étude.....	17
Le commerce de l'électricité du point de vue des livraisons prévisionnelles et des livraisons d'énergie de réglage	17

Evolution de l'approvisionnement électrique et des besoins de puissance de réglage en Europe	18
Méthodologie d'évaluation du parc des centrales hydroélectriques suisses	19
Evaluation de la participation des centrales hydroélectriques suisses au marché international de l'énergie de réglage	21
Evaluation de l'impact de diverses variantes d'extension sur les centrales hydroélectriques suisses	26
Conclusions et recommandations.....	28
De nouvelles opportunités sur le marché pour les centrales à accumulation ainsi que les centrales à pompage-turbinage	28
Participer au marché international de l'énergie de réglage est intéressant	28
Des stratégies d'exploitation et de propriété conformes au marché pour les sociétés partenaires	29
Les capacités du réseau sont-elles suffisantes pour permettre une augmentation des livraisons d'énergie de réglage?.....	30
Potentiel de développement de livraisons supplémentaires d'énergie de réglage	30
La libéralisation du marché suisse de l'électricité constitue-t-elle une condition préalable?.....	31
Problèmes écologiques liés à la production de l'énergie de réglage.....	31
Incidence du concept national de l'énergie éolienne et de la stratégie du DETEC en matière du développement durable sur les livraisons d'énergie de réglage	32
1 Einleitung.....	33
2 Stromhandel und Netzbetrieb	35
2.1 Begriffsbestimmungen.....	35
2.2 Markt für Fahrplanenergie	36
2.2.1 Allgemeines	36
2.2.2 Bisherige Teilnahme der Schweiz am grenzüberschreitenden Stromhandel.....	37
2.3 Regelenergiemarkt	38
2.3.1 Allgemeines	38
2.3.2 Beispiele für ausländische Regelenergiemärkte.....	40

2.3.3	Situation in der Schweiz.....	42
2.4	Netzbetrieb und Übertragungskapazitäten in der Schweiz und im Ausland.....	43
3	Situation der Wasserkraft in der Schweiz.....	45
3.1	Einordnung	45
3.2	Typologisierung	45
3.3	Inbetriebnahme und Konzessionsdauer.....	46
3.3.1	Jahr der ersten Inbetriebnahme.....	46
3.3.2	Jahr der letzten Erneuerung	47
3.3.3	Konzessionsdauer	48
3.4	Leistung und Produktion.....	49
3.5	Bisheriger Einsatz der Schweizer (Pump-) Speicherkraftwerke	50
3.6	Aggregierte Kostenstruktur und durchschnittliche Gestehungskosten	53
3.6.1	Produktionskosten	53
3.6.2	Gestehungskosten	55
3.7	Bedeutung der Wasserkraft als Einnahmequelle der öffentlichen Hand	56
3.8	Partnerwerke	58
4	Erneuerungs- und Erweiterungspotenziale der Schweizer Wasserkraftwerke	61
4.1	Studien zu den Erweiterungs- und Erneuerungspotenzialen der Schweizer Wasserkraft.....	61
4.1.2	Elektrowatt-Studien.....	61
4.1.3	Berechnungen des SWV.....	64
4.1.4	KOWA-Studie.....	65
4.1.5	Kantonale Studien.....	65
4.1.6	Studien Pumpspeicherkraftwerke (PSKW)	71
4.1.7	Fazit	72
4.2	Restwassermengen und gewässerökologische Faktoren	73
4.2.1	Restwassermengen	73
4.2.2	Schwall- und Sunkproblematik.....	83

5 Entwicklung der europäischen Stromversorgung	89
5.1 Methodisches Vorgehen.....	89
5.2 Analyse der bestimmenden Einflussgrößen	92
5.2.1 Übertragungskapazitäten des Verbundnetzes.....	92
5.2.2 Windenergie-Ausbau	95
5.2.3 Lastentwicklung	98
5.2.4 Entwicklung der thermischen und hydraulischen Erzeugung	98
5.2.5 Entwicklungstendenzen der Primärenergiepreise.....	100
5.2.6 Grundsätzliche Systemveränderungen.....	102
5.3 Szenarien für die weiteren Untersuchungen	103
5.3.1 Geographische Abgrenzung	103
5.3.2 Szenarien des Windenergie-Ausbaus.....	103
5.3.3 Szenario für die Entwicklung von Last, thermischer und hydraulischer Erzeugung	104
5.4 Sensitivitätsanalysen	109
5.4.1 Überblick	109
5.4.2 Einfluss von Wirkungsgrad, Primärenergiepreisen und CO ₂ - Zertifikaten	110
5.4.3 Einfluss von Kraftwerkskapazitäten und Last	112
5.4.4 Einfluss begrenzter Übertragungskapazitäten	114
6 Auswirkung des Windenergieausbaus auf den Bedarf an Regelleistung	115
6.1 Unterteilung der Regelleistung	115
6.1.1 Primärregelreserve	115
6.1.2 Sekundärregelreserve.....	116
6.1.3 Tertiärregelreserve.....	117
6.2 Qualitativer Einfluss der Windenergie-einspeisung auf die Regelleistung.....	118
6.2.1 Primärregelreserve	118
6.2.2 Sekundärregelreserve.....	120
6.2.3 Tertiärregelreserve.....	120
6.3 Untersuchungen und Ergebnisse	122
6.3.1 Untersuchungsablauf.....	122
6.3.2 Verfahren zur Betriebssimulation.....	124
6.3.3 Anstieg des Tertiärregelreservebedarf bei WEA-Zubau	126

7 Wirtschaftliche Bewertung des schweizerischen Wasserkraftwerksparks.....	131
7.1 Methodisches Vorgehen.....	131
7.1.1 Marktgleichgewichtsmodell	131
7.1.2 Simulation von Fahrplanlieferung und Regelleistungsvorhaltung ...	135
7.1.3 Simulation des Regelenergieeinsatzes.....	137
7.1.4 Bewertung unterschiedlicher Einsatz- und Ausbaustrategien.....	137
7.2 Modelle und Verfahren	138
7.2.1 Verfahrensanforderungen	138
7.2.2 Zerlegungsansatz	139
7.2.3 Übertragungsnetz	141
7.2.4 Hydraulische Erzeugung.....	142
7.2.5 Thermische Erzeugung.....	144
7.2.6 Windenergieeinspeisung.....	146
7.2.7 Nachfrage Endverbraucher und Reservebedarf	146
7.3 Energieeinsatz im Jahr 2000	146
7.4 Bewertung der Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt	151
7.4.1 Entwicklung des Kostenvorteils bis 2040.....	151
7.4.2 Änderung des grenzüberschreitenden Austauschs	153
7.4.3 Änderung des Kraftwerkseinsatzes	155
7.4.4 Auswirkungen auf die Schwall- und Sunkproblematik	157
7.5 Sensitivitätsuntersuchungen.....	159
7.5.1 Einfluss von Wirkungsgrad, Primärenergiepreisen und CO ₂ -Zertifikaten	159
7.5.2 Einfluss von Kraftwerkskapazitäten und Last	161
7.5.3 Einfluss begrenzter Übertragungskapazitäten	163
7.6 Bewertung von Ausbauvarianten für die schweizerische Wasserkraft	164
7.7 Alternative Bewertungsansätze mit Deckungsbeiträgen	168
7.7.1 Symmetrische Regelenergiepreise	169
7.7.2 Asymmetrische Regelenergiepreise	174
8 Massnahmen und Empfehlungen.....	177
8.1 Teilnahme am internationalen Regelenergiemarkt lohnt sich.....	177
8.2 Voraussetzungen für die Teilnahme am internationalen Regelenergiemarkt	180

8.2.1	Bewirtschaftungs- und Eigentümerstrategie Partnerwerke	180
8.2.2	Liberalisierung des Schweizer Strommarktes	181
8.2.3	Ausbaupotenziale der Schweizer Wasserkraft	182
8.2.4	Schwall-/Sunkproblematik.....	185
8.2.5	Netzkapazitäten	186
Anhang	187
A-1 Szenarien des Windenergie-Ausbaus	187
A-2 Szenarien der Entwicklung von Erzeugung und Last	188
A-3 Technische Details zum verwendeten Modell	196
A-4 Liste der Kraftwerke	197
Literatur	199

Abkürzungen

ETSO	European Transmission System Operators
GSchG	Gewässerschutzgesetz
LKW	Laufkraftwerk
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
SKW	Speicherkraftwerk
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

Vorwort

Die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union und parallel dazu die massive Förderung der Windenergieanlagen vor allem in Deutschland können den schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken eine über die nationale Landesversorgung und den Export vor allem von Spitzenergie hinausgehende, wichtige neue und attraktive Rolle innerhalb des europäischen Verbundes zukommen lassen.

Weil Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sehr schnell ihre Produktion anpassen können, eignen sie sich hervorragend zum Ausgleichen/Ausregeln von unvorhergesehenen Konsum- bzw. Produktionsschwankungen, wie sie insbesondere bei Windenergieanlagen auftreten.

Mit der Teilnahme an geplanten Regelenergiemärkten in Europa können die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ihre Bereitschaft, einen Teil ihrer Leistung für die Erzeugung von Regelenergie bereitzuhalten, verkaufen. Dabei treten sie in Konkurrenz mit anderen Anlagen, die ebenfalls Regelenergie bereithalten können, beispielsweise schnell startbaren Gaskraftwerken.

Als eines der Hauptresultate der vorliegenden Untersuchung konnte gezeigt werden, dass die Betreiber von Speicher- und Pumpspeicheranlagen ihre Regelenergie kostendeckend günstiger anbieten können als Produzenten mit anderen Technologien.

Das bedeutet einerseits, dass die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke Deckungsbeiträge erwirtschaften können, die es ihnen erlauben, ihre Substanz zu erhalten und unter Umständen auszubauen (insbesondere Ausbau von Turbinen- und Pumpleistung). Andererseits erhalten die Bezüger von (noch relativ teurer und deshalb geförderter) Windenergie bei einer Teilnahme der schweizerischen Kraftwerke an den geplanten Regelenergiemärkten die benötigte Ausgleichsenergie tendenziell günstiger.

Die Teilnahme der schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke an den geplanten Regelenergiemärkten leistet unter diesen Umständen einen Beitrag zur Förderung der beiden wichtigsten erneuerbaren Energien in Europa, im Falle von Wasserkraft direkt und im Falle von Wind indirekt.

Für die Teilnahme an Regelenergiemärkten sind eine Reihe von technischen und institutionellen Voraussetzungen zu schaffen, die teilweise in der Untersuchung behandelt werden und welche den Vorarbeiten zu einer zukünftigen Elektrizitätswirtschaftsordnung (ELWO) 2007 dienen können.

In der vorliegenden Untersuchung wird zunächst die Situation des schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerksparks im momentanen technischen, wirtschaftlichen und politischen nationalen und internationalen Umfeld festgehalten.

Als nächstes werden die Auswirkungen zweier möglicher Szenarien auf diesen Park untersucht: Ein Szenario mit schwacher und eines mit starker Zunahme der Windenergieanlagen in Europa.

Die Auswirkungen beider Szenarien auf den schweizerischen Kraftwerkspark werden dabei mit angepassten Methoden und durch die Auswertung verschiedener bereits vorhandener schweizerischer und europäischer Datenquellen und Studien untersucht und bewertet. Sensitivitätsanalysen, bei denen insbesondere der Einfluss von zukünftigen Wirkungsgrad- und Primärenergiepreisänderungen sowie von CO₂-Zertifikaten einbezogen wird, vervollständigen die Untersuchung.

Neben der Beantwortung der unmittelbaren Fragen ist die Untersuchung noch in zweierlei Hinsicht wertvoll. Einerseits werden Rechen- (Optimierungs- und Simulations-) Verfahren angepasst und entwickelt, welche für weitere, verwandte Aufgabenstellungen benutzt werden können. Andererseits liegt wegen der Auswertung verschiedener Daten- und Studienquellen ein aktualisiertes Bild der Situation mit Schwerpunkt Wasserkraftpark Schweiz vor, welches für weitere Untersuchungen als Ausgangspunkt, resp. Referenz dienen kann.

Das Bundesamt für Energie und die Auftragnehmer danken den Mitgliedern der Begleitgruppe für ihren engagierten Einsatz, ihre wertvollen inhaltlichen Anregungen sowie die sehr gute Zusammenarbeit, ohne die diese Untersuchung nicht möglich gewesen wäre.

Verschiedene Begleitgruppenmitglieder haben zudem in ihren Organisationen eine Art Vernehmlassung der angestellten Analysen und Folgerungen vorgenommen, die für die Qualität, die Kommunikation und die Aufnahme der Arbeit von Vorteil war.

Daneben möchten wir uns bei der Elektrizitätswirtschaft für die im Rahmen von Expertengesprächen erteilten Auskünfte vielmals bedanken: Die Herren M. Hayoz (AXPO) und K. Imhof (ETRANS) haben neben ihrem Engagement in der Begleitgruppe in weiteren Gesprächen wesentlich zur Vertiefung des Verständnisses der technischen und institutionellen Aspekte und Entwicklungen von Produktion, Übertragung, Systemdienstleistungen und Handel in der Schweiz, im umliegenden Europa und auf den entstehenden internationalen Regelenergiemärkten beigetragen.

Den Herren J. Aeberhard (ATEL), H.K. Thöni und F. Marty (BKW), O. Meuwly, M. Génier, G. Friedli und P. Guesry (EOS) sowie G. Romegialli (EWZ) möchten wir vielmals für ihre Bereitschaft zu einem Expertengespräch danken.

Dr. Stefan Muster, Leiter Sektion Energieversorgung, Bundesamt für Energie

Bern, 16.Januar 2004

Zusammenfassung

Ausgangslage und Untersuchungsziele

Die Windenergienutzung in Europa hat in den letzten Jahren massiv zugenommen. In Zukunft wird mit einem weiteren erheblichen Ausbau der Windenergiekapazitäten gerechnet. Weil das Windenergieangebot grundsätzlich stochastisch ist, muss es aufgrund des Wettergeschehens prognostiziert werden. Deswegen steigen die benötigten Regelungs- und Reservekapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Es stellt sich die Frage, inwieweit dadurch die Markt- und Erlöschancen für die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (SKW bzw. PSKW) verändert werden.

Zur Beantwortung dieser Frage wurde im Rahmen des Programmes "Energiewirtschaftliche Grundlagen" des Bundesamtes für Energie (BFE) eine Studie mit den folgenden Zielsetzungen veranlasst:

- Analyse der möglichen Veränderungen des europäischen Stromangebotes, vor allem bei einem vermehrten Angebot von Windkraft.
- Bestimmung des Stellenwertes von Spitzenstrom und Regelenergie im Rahmen neuer Angebotskonstellationen.
- Abschätzung des wirtschaftlichen Optimierungspotenzials des Einsatzes der Schweizer Wasserkraft für Spitzenstrom und Regelenergie.
- Evaluation optimaler institutioneller Arrangements für den nationalen Wasserkraftpark. Die Folgen einer Privatisierung der Wasserkraft sind einzubeziehen.
- Aufzeigen des Zusammenspiels mit dem nationalen Windkonzept und der UVEK-Nachhaltigkeitsstrategie.

Stromhandel mit Fahrplan- und Regelenergielieferungen

Markt für Fahrplanenergie: Bis zu einer Vorlaufzeit von derzeit knapp einem Tag plant ein Versorgungsunternehmen die Versorgung des voraussichtlichen Verbrauchs seiner Kunden in Form von Fahrplänen. Der Handel mit Fahrplanenergie kann über börsliche Termin- und Spotmärkte oder in Form bilateraler Geschäfte erfolgen.

Regelenergiemarkt: Zum kurzfristigen Ausgleich unvorhergesehener Störungen des Leistungsgleichgewichts, z.B. infolge von Kraftwerksausfällen, unerwarteten Laständerungen oder nichtgeplanten Leistungsschwankungen von Windenergieanlagen, kontrahieren die Übertragungsnetzbetreiber **Regelleistung** und fordern im konkreten Bedarfsfall **Regelenergie** an. Für Versorgungsunternehmen besteht somit die Möglichkeit, am Markt für Fahrplanenergie und/oder am Regelenergiemarkt teilzunehmen.

Zurzeit bestehen erst in einzelnen Ländern Regelenergiemärkte (so z.B. in D, A, GB, F) mit jeweils individuellen Regeln für Ausschreibung, Vergabe und Abruf der Regelenergie. Für einen grenzüberschreitenden internationalen Regelenergiemarkt müssen noch diverse technisch-organisatorische Voraussetzungen geschaffen werden.

Der sogenannte **Intra-Day-Handel** könnte die Lücke zwischen **Spotmarkt (Day Ahead)** und **Regelenergiemarkt** füllen, indem Fahrplanlieferungen auch mit nur wenigen Stunden Vorlauf ermöglicht werden. Die Teilnahme am Intra-Day-Handel stellt künftig (und in gewissem Umfang auch bereits heute) eine weitere Option bei der Kraftwerkseinsatzplanung bzw. -einsatzstrategie dar.

Entwicklung der europäischen Stromversorgung und des Regelleistungsbedarfs

Als Basis für die quantitativen Untersuchungen zur Bewertung der schweizerischen Wasserkraft wurde die voraussichtliche **Entwicklung von Stromangebot und –nachfrage in Europa** für den Betrachtungszeitraum dieser Studie abgeschätzt. Eine Vielzahl bereits bestehender Prognosestudien wurde im Hinblick auf die vorliegende Fragestellung ausgewertet. Dabei war es erforderlich, trotz der heterogenen Informationsbasis eine in sich konsistente Entwicklung der bestimmenden Elemente des Elektrizitätsversorgungssystems (Struktur des Erzeugungsparks, Stromverbrauch etc.) zu beschreiben.

Unter Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten, der Windenergieentwicklung sowie der Zusammensetzung der konventionellen Erzeugungsparks ist eine Beschränkung des geographischen Betrachtungsbereichs auf die Länder Schweiz, Frankreich, Deutschland, Belgien, Niederlande, Dänemark, Österreich und Italien sinnvoll. Hinsichtlich des Windenergieausbaus differieren die verfügbaren Prognosen stark, was u. a. auf unterschiedliche Einschätzungen der künftigen politisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, aber auch der Möglichkeiten zur Integration der Windenergieanlagen in die nationalen Verteilungs- und Übertragungsnetze zurückzuführen ist. Für die genannten Länder werden daher zwei Angebotsszenarien mit unterschiedlich starkem Windenergieausbau betrachtet, um den Einfluss dieser Unsicherheit auch im Zeitverlauf analysieren zu können. Der Einfluss weiterer Faktoren wird mittels Sensitivitätsanalysen unter Variation einzelner Parameter der Szenarien gezielt untersucht (s. u.).

Bis ins Jahr 2040 wird ein **Anstieg der installierten Windenergielastung** von 10 GW im Jahr 2000 auf 65 GW (Minimalszenario) bzw. 115 GW (Maximalszenario) erwartet. Das ergibt einen signifikanten Anstieg der durch die Übertragungsnetzbetreiber vorzuhaltenen Regelleistung, der jedoch ausschliesslich die Tertiärregelreserve betrifft. Zur Quantifizierung des Regelleistungsbedarfs wurde ein Verfahren zur Betriebssimulation

eingesetzt, das die stochastische Überlagerung von Lastprognosefehler, Kraftwerksausfällen und Prognosefehler der Windenergieeinspeisung berücksichtigt. Durch den Ausbau der Windenergie steigt der **Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelleistung** im Zeitverlauf kontinuierlich von 20 GW im Jahr 2000 auf 28 GW (Minimalszenario) bis 50 GW (Maximalszenario) im Jahr 2040.

Methodik zur Bewertung des schweizerischen Wasserkraftwerksparks

Der wirtschaftliche Wert eines Wasserkraftwerksparks entspricht dem am Markt für Fahrplanenergie (Spot- und Terminmarkt) und für Regelenergie (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve) maximal erzielbaren Deckungsbeitrag. Bisher sind die Märkte für Regelenergie auf Grund des Fehlens europaweit einheitlicher technisch-organisatorischer Rahmenbedingungen sowie transparenter Marktregeln durch die marktbeherrschende Stellung einzelner Unternehmen geprägt. Das heutige Preisniveau kann insoweit nicht als Basis für eine belastbare Prognose der Marktpreise bis 2040 herangezogen werden. Vielmehr ist in Anbetracht der zunehmenden Internationalisierung des Handels und des Eingreifens von Kartellbehörden und Regulatoren zu erwarten, dass der Wettbewerbsdruck steigen wird.

Marktgleichgewichtsmodell

Im Rahmen der Studie wird daher von der Annahme eines vollkommenen Marktes ausgegangen, d. h. von einer hinreichenden Anzahl von Marktteilnehmern, von vollständiger Transparenz und damit von vollkommener Konkurrenz. Für die beiden Windenergieszenarien wurde der Kraftwerkseinsatz aller betrachteten Länder, die einen Einfluss auf den schweizerischen Markt haben, simuliert. Dabei wurde die begrenzte Übertragungsfähigkeit des Verbundnetzes inklusive der Notwendigkeit, diese auf Fahrplanenergie und Regelleistung aufzuteilen, berücksichtigt. Ergebnis der Simulation ist die Deckung des Bedarfs an Fahrplanenergie, Regelleistung und der tatsächlich benötigten Regelenergie zu minimalen Gesamtkosten. Die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke stellen dabei gut 1 % der Gesamtenergie und 14 % der insgesamt in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken installierten Leistung. Die sich daraus ergebenden hohen Anforderungen an das Optimierungsverfahren und die Notwendigkeit, bei der Modellierung den Vorteil der hydraulischen Kraftwerke bei der Bereitstellung von Reserve gegenüber den trügerischen thermischen Blöcken zu erfassen, erfordern aufwändige Simulationsrechnungen.

Das Marktgleichgewichtsmodell, die statistisch erhobene Nachfrage in den betrachteten Ländern und die verfügbaren Kraftwerksleistungen nach Erzeugungstechnologie,

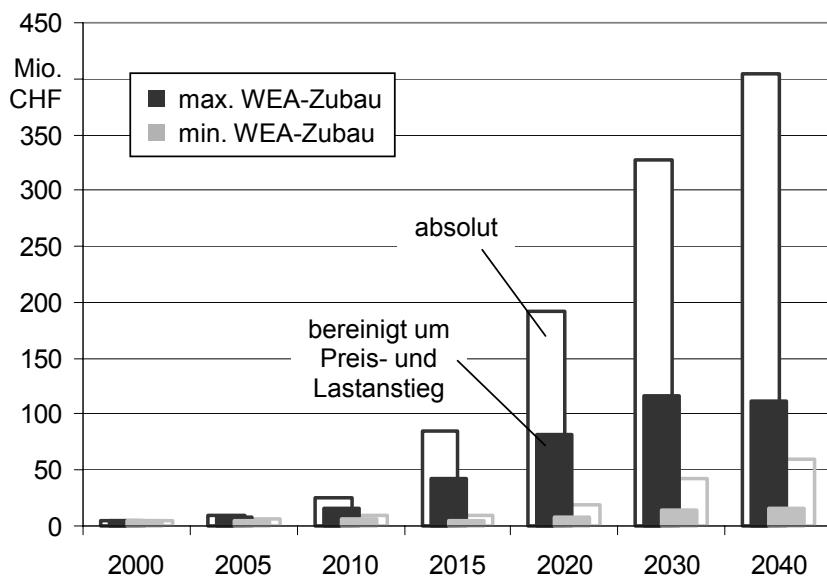
konnten durch Simulation des Ausgangsjahres 2000 und einen Vergleich des sich ergebenden Energieeinsatzes mit historischen Werten kalibriert und verifiziert werden.

Ansätze zur Bewertung der kostenbasierten Marktsimulationen

Zur Bewertung der Einsatz- und Ausbaustrategien der schweizerischen Wasserkraftwerke werden drei unterschiedliche Ansätze herangezogen. Der erste Ansatz wertet den sich im Gesamtsystem einstellenden **Kostenvorteil** aus. Die anderen beiden Ansätze basieren auf **Deckungsbeiträgen** der schweizerischen Wasserkraftwerke, d. h. auf der Differenz zwischen den Erlösen – im Fall eines vollkommenen Marktes also den Systemgrenzkosten – und den variablen Kosten. Dadurch wird es möglich, die Elastizität des Marktpreises bei einer Veränderung des Angebots zu berücksichtigen. Die planmäßig erzeugte elektrische Energie wird mit den Grenzkosten für Fahrplanenergie vergütet, die Vorhaltung von Regelleistung mit den Grenzkosten für Regelleistung. Entsprechend erfolgt die Vergütung positiver Regelenergie, hingegen ist die Bewertung von negativer Regelenergie (Energieübernahme aus dem Netz) unklar. In realen Märkten wird in der Regel ein Preis von nahezu Null beobachtet, während in einem vollkommenen Markt erwartet werden kann, dass ein Kraftwerksbetreiber bei negativen Regelenergielieferungen für die übernommene Energie zumindest einen Teil der eingesparten variablen Kosten bezahlen würde. Um die theoretisch mögliche Bandbreite aufzuzeigen, wird daher im Folgenden der rein kostenbasierten Bewertung die Bewertung auf Basis von Deckungsbeiträgen mit symmetrischen (Vergütung positiver Regelenergie und In-Rechnung-Stellung negativer Regelenergie) und asymmetrischen Regelenergiepreisen (negative Regelenergie wird nicht verrechnet) gegenübergestellt.

Bewertung der Beteiligung der schweizerischen Wasserkraft am internationalen Regelenergiemarkt

Zur Untersuchung des wirtschaftlichen Vorteils einer Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt wird eine Reihe von Marktsimulationen durchgeführt, jeweils mit und ohne grenzüberschreitende Vorhaltung von Regelleistung durch die schweizerischen Wasserkraftwerke. Die sich dabei ergebende absolute Differenz der Gesamtkosten in den betrachteten Ländern ist in Figur 1 durch die weiss gefüllten Säulen dargestellt. Sie kann als Abschätzung der durch Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt zusätzlich realisierbaren Erlöse angesehen werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Nachbarländer der Schweiz nicht nur Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelreserve haben, sondern diese genauso grenzüberschreitend bereitstellen können.

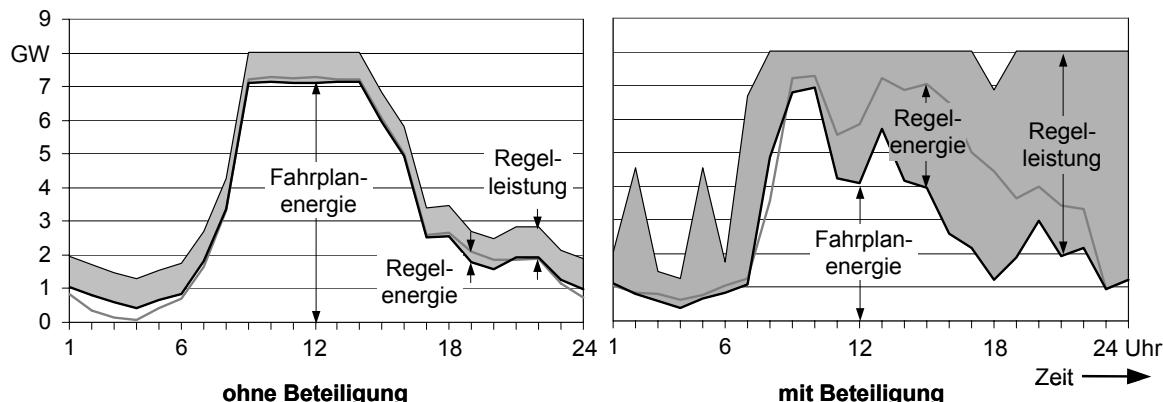


Figur 1: (System-) Kostenvorteil durch die Beteiligung der schweizerischen Wasserkraftwerke am internationalen Regelenergiemarkt

Kostenvorteil infolge der Beteiligung der Schweiz am Regelenergiemarkt

Der absolute System-Kostenvorteil steigt bei maximalem WEA-Zubau exponentiell an und erreicht im Jahr 2040 einen Wert von über 400 Mio. CHF. Diese Entwicklung muss vor dem Hintergrund betrachtet werden, dass sich die Gesamtkosten zur Deckung der Nachfrage in den betrachteten Ländern auf Grund des Anstiegs der Last und der Primärenergiepreise bis zum Jahr 2040 vervierfachen. Figur 1 enthält daher zusätzlich den um den Last- und Preisanstieg bereinigten Kostenvorteil (grau ausgefüllte Säulen).

Figur 2 illustriert beispielhaft die Auswirkungen einer Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt für einen Werktag im Frühling des Jahres 2020. Während die Windprognose für die Morgenstunden dieses Tages relativ tief ist, wird für die zweite Tageshälfte in Deutschland eine Windenergieeinspeisung von über 12 GW erwartet. Um sich an der Deckung des daraus resultierenden Bedarfs an Regelleistung beteiligen zu können, verringern die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerke die Ausrichtung ihrer Fahrplanenergielieferungen auf die Hochlaststunden. Dadurch steht mehr freie Turbinenleistung für die Tertiärregelung zur Verfügung und andere Anbieter werden verdrängt. Die hohen Regelenergielieferungen am Nachmittag zeigen, dass die Windenergieeinspeisung in Deutschland an diesem Nachmittag deutlich geringer ausfiel als prognostiziert.



Figur 2: Änderung des Einsatzes der schweizerischen SKW und PSKW an einem Werktag im Frühling 2020 durch Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (maximaler WEA-Zubau)

Auswirkungen der Regelenergieproduktion auf Schwall- und Sunkeffekte

Häufige Schwankungen bei der Produktion von Regelenergie, jedoch auch die verstärkte Ausrichtung der Produktion auf die Höchstlaststunden im Fahrplanbetrieb, verursachen prinzipiell stärkere Schwall- und Sunkerscheinungen. Derzeit existiert noch kein allgemein anerkanntes Mass für deren Quantifizierung. Im Rahmen der Simulationen wurde als Bewertungsmassstab die Volatilität der stündlichen Durchflüsse aller Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke herangezogen. Durch die Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt steigt die Volatilität der Abflüsse bis zum Jahr 2020 um 9 % gegenüber dem Ausgangsjahr 2000. Dieser vergleichsweise geringe Anstieg lässt sich auf die niedrige Leistungsänderungsgeschwindigkeit grossräumig verteilter WEA-Kollektive zurückführen.

Sensitivitätsanalysen

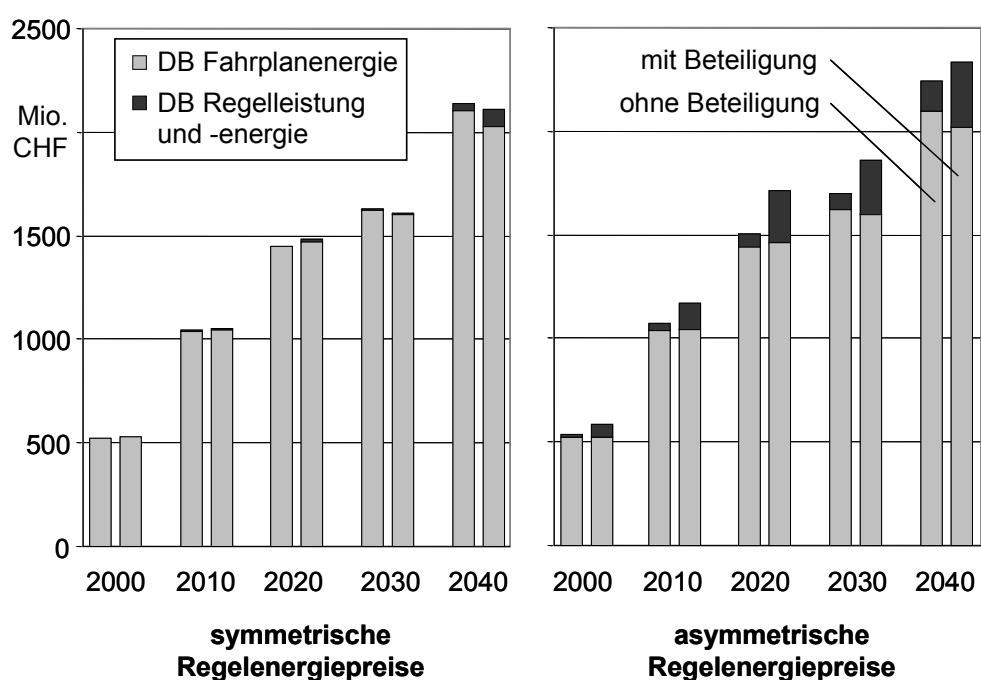
Die den Untersuchungen zugrunde liegenden Entwicklungsszenarien des Stromversorgungssystems sind mit einer Vielzahl von Unsicherheiten behaftet (Preise von Primärenergie und künftigen CO₂-Zertifikaten, Ausmass des technischen Fortschritts, Entwicklung von Kraftwerkspark und Übertragungskapazitäten). Die Sensitivität der Bewertungsergebnisse gegenüber diesen Unsicherheiten wurde mit zusätzlichen Simulationen analysiert. Hierzu wurden die unterschiedlichen Einflussfaktoren entsprechend ihrer relevanten Systemwirkung strukturiert und in Form von Varianten dem Bezugsfall – Jahr 2020 bei maximalem Windenergieausbau – gegenübergestellt.

Wirkungsgradsteigerungen oder eine **geringere Nachfrage** führen erwartungsgemäß zum Absinken der Gesamtkosten im Erzeugungssystem, während die Einführung von **CO₂-Zertifikaten** oder eine **höhere Nachfrage** den umgekehrten Effekt haben. Wird jedoch der sich aus einer Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt ergebende Kostenvorteil um Preis- und Laständerungen bereinigt, so erweist

sich dieser als äusserst robust gegenüber den im System auftretenden Unsicherheiten. Lediglich eine Verdopplung des Anteils schnellstartbarer Kraftwerke sowie eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten um 50 % führen zu einem deutlichen Absinken des Kostenvorteils. In beiden Fällen ist es letztlich die grössere Konkurrenz am Markt für Regelenergie, welche die Position der schweizerischen Speicher- und Pumpspeicher-kraftwerke verschlechtert.

Veränderung der Deckungsbeiträge durch eine Teilnahme am Regelenergiemarkt

Während Figur 1 die Entwicklung des **Kostenvorteils** durch die Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt veranschaulicht, zeigt Figur 3 die Bewertung der Simulationsergebnisse auf der Basis von **Deckungsbeiträgen für SKW/PSKW** beim Szenario mit maximalem WEA-Zubau. Die linken Säulen stehen jeweils für den Fall, dass die Schweiz sich nicht am internationalen Regelenergiemarkt beteiligt, die rechten für den Fall einer Beteiligung.



Figur 3: Absoluter Deckungsbeitrag (DB) der schweizerischen SKW und PSKW ohne (linke Säulen) und mit (rechte Säulen) Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (bei maximalem WEA-Zubau)

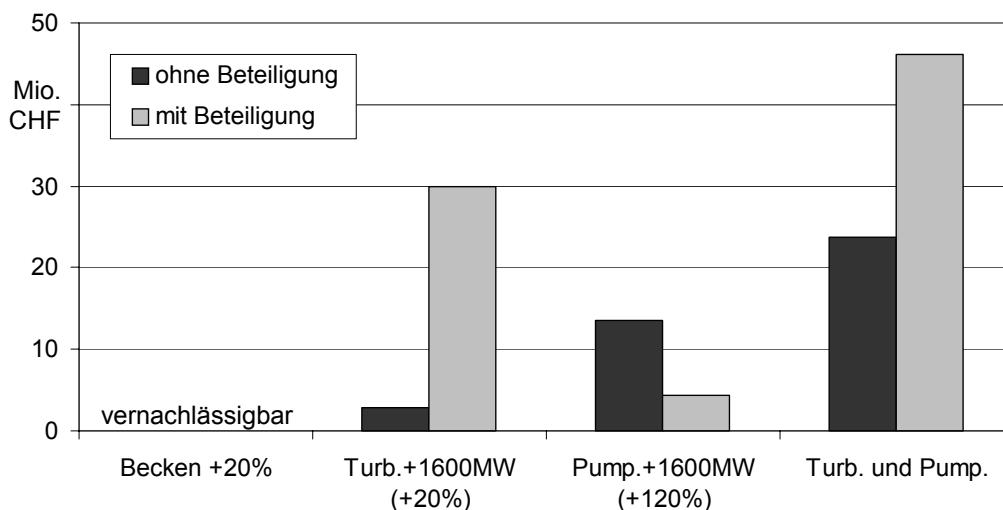
Die durch die Lieferung von Fahrplanenergie erzielten Deckungsbeiträge steigen bei einer Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt bis 2020 leicht an. Auf Grund der sinkenden Systemgrenzkosten infolge der Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt fallen sie nach 2020. Demgegenüber ist der aus der Vorhaltung von Regelleistung erwirtschaftete Deckungsbeitrag vernachlässigbar.

Ursache dafür ist die verhältnismässig grosse verfügbare Regelleistung von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sowie von schnellstartbaren Blöcken ohne Zusatzkosten in den übrigen betrachteten Ländern. Das ergibt äusserst geringe Grenzkosten für **Regelleistung**. Da der Erwartungswert von Last- und Windprognosefehler Null ist, heben sich zudem die aus der Lieferung von Regelenergie erzielten Deckungsbeiträge im Fall symmetrischer **Regelenergiepreise** weitgehend auf. Die Wahrscheinlichkeit eines Regelenergiemarktes mit symmetrischen Preisen wird als gering eingeschätzt, weshalb es sich hierbei nur um eine theoretische untere Grenze für die geschätzten Deckungsbeiträge handeln dürfte. Bei asymmetrischer Bewertung von Regelenergielieferungen ergibt sich hingegen eine signifikante Erhöhung der Deckungsbeiträge durch die Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt.

Bewertung von Ausbauvarianten für die schweizerische Wasserkraft

Die Produktionserhöhungspotenziale der schweizerischen Wasserkraft sind beschränkt. Eine Auswertung verschiedener Studien hat ergeben, dass für SKW und PSKW bis 2025 Produktionserhöhungspotenziale von maximal 1'400 GWh/a bestehen. Die momentane Ertragssituation auf dem Strommarkt und die Bestimmungen des revidierten Gewässerschutzgesetzes machen die Realisierung dieser Potenziale bis auf Weiteres wenig wahrscheinlich. Diese Studie untersucht, wie weit sich die Bewertung dieser Ausbaupotenziale durch eine Teilnahme am internationalen Regelenergiemarkt verändert.

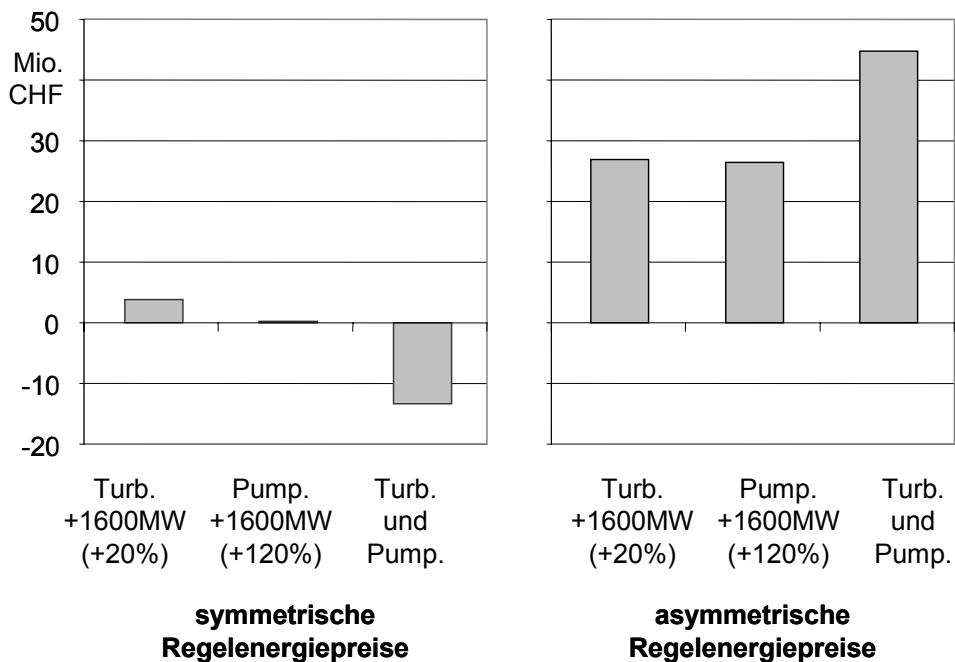
Die Untersuchungen erfolgen am Beispiel des Jahres 2020 bei maximalem WEA-Zubau und unter der Annahme, dass alle Kraftwerke des betrachteten Samples anteilig ausgebaut werden. Figur 4 zeigt den sich für die verschiedenen Varianten ergebenden **Kostenvorteil** ohne und mit Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt.



Figur 4: Kostenvorteil verschiedener Ausbauvarianten im Jahr 2020 ohne und mit Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (bei max. WEA-Zubau)

Der Ausbau der Speichervolumina alleine ergibt keinen nennenswerten (System-) Kostenunterschied. Hingegen führt eine Erhöhung der Turbinenleistung insbesondere bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt zu einem deutlichen Kostenvorteil, da zusätzliche Regelleistung ohne zusätzliche variable Kosten zur Verfügung steht. Ein Ausbau der Pumpleistung lohnt sich vor allem in Verbindung mit einer Erhöhung der Turbinenleistung. Dadurch wird es möglich, die Erzeugung noch stärker auf die Hochlastzeiten auszurichten.

Figur 5 zeigt die Änderung des **Deckungsbeitrags** durch die verschiedenen Ausbauvarianten bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt. Im Falle symmetrischer Regelenergiepreise sind die zusätzlich erzielbaren Deckungsbeiträge vernachlässigbar, bei gleichzeitigem Ausbau von Turbinen- und Pumpleistung kommt es sogar zu einer Verringerung des Deckungsbeitrags. Hier macht sich wieder der gegenüber dem Angebot elastische Marktpreis bemerkbar. Bei asymmetrischer Bewertung der Regelenergie führen hingegen alle drei Ausbauvarianten zu einer deutlichen Erhöhung der erwirtschaftbaren Deckungsbeiträge.



Figur 5: Erhöhung des Deckungsbeitrags der schweizerischen SKW und PSKW durch verschiedene Ausbauvarianten bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (im Jahr 2020 bei maximalem WEA-Zubau)

Folgerungen und Empfehlungen

Steigende Marktchancen für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Allein schon die Zunahme der Elektrizitätsnachfrage und die prognostizierte Entwicklung von Kraftwerkspark und fossilen Primärenergiepreisen werden in Zukunft die wirtschaftliche Position der schnell regulierbaren Energie aus Speicher- und Pumpspeicherwerk (SKW/PSKW) verbessern. Wenn in Europa die Windenergie im Ausmass der hier geprüften Szenarien ausgebaut wird, ergibt sich zusätzlich eine stark steigende Nachfrage nach **Tertiärregelreserve**.

Die Teilnahme am internationalen Regelenergiemarkt ist attraktiv

Die Analysen mit zwei unterschiedlichen Windenergieszenarien zeigen, dass sich die Teilnahme der schweizerischen PSKW/SKW am entstehenden internationalen Regelenergiemarkt lohnt. Die Höhe des wirtschaftlichen Vorteils hängt jedoch vom Ausmass des Windenergieausbaus und vom Markt ab, der sich für Regelenergielieferungen herausbildet.

Grundsätzlich lohnen sich Regelenergielieferungen bei beiden analysierten **Windenergie-Ausbauszenarien**. Beim Szenario mit schwächerem Windenergieausbau sind die **Kosteneinsparungen**, die sich durch die Teilnahme der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt in den betrachteten Ländern ergeben und damit die zu erwartenden zusätzlichen Erlöse für die schweizerischen Wasserkraftwerksbetreiber jedoch begrenzter, da der Bedarf an Regelenergie entsprechend geringer ist. Der sich im betrachteten System (D, DK, NL, B, F, I, A, CH) ergebende Kostenvorteil durch Regelenergielieferungen aus den schweizerischen SKW/PSKW steigt – bereinigt um den Anstieg der Last und der Primärenergiepreise – je nach Windszenario bis 2040 von 5 auf 15 Mio. CHF/a (Windausbau auf 65 GW) bzw. von 5 auf 115 Mio. CHF/a (Windausbau auf 115 GW). Wieweit die Stromkonsumenten und wieweit die schweizerischen SKW/PSKW-Produzenten davon profitieren würden, hängt von der Elastizität der Nachfrage und den Marktverhältnissen ab.

Dies zeigt sich bei der Bewertung der wirtschaftlichen Vorteile anhand von **Deckungsbeiträgen**: Hierzu wurden die Preise mit Hilfe der Systemgrenzkosten als Preisuntergrenze abgeschätzt. Die Höhe der zusätzlichen Deckungsbeiträge der schweizerischen SKW/PSKW bei einer Teilnahme am Regelenergiemarkt hängt entscheidend davon ab, wie negative Regelenergielieferungen vergütet werden. Werden positive und negative Regelenergielieferungen symmetrisch vergütet bzw. belastet, dann lohnt sich eine Teilnahme am Regelenergiemarkt für schweizerische Produzenten gegenüber Fahrplanlieferungen kaum. Wird jedoch für negative Regelenergielieferungen (= Energiebezüge aus dem Netz) keine Vergütung fällig, dann steigen die Deckungsbeiträge bei maximalem Windenergieausbau um +4% bis +15%.

In den aktuellen Regelenergie-Teilmärkten in Deutschland sind die Regelenergievergütungen asymmetrisch. Daher wären Regelenergielieferungen zurzeit wirtschaftlich attraktiv. Sie sind unter diesen Umständen vorteilhafter als Fahrplanlieferungen und eröffnen zusätzliche unternehmerische Möglichkeiten. Es ist jedoch zu erwarten, dass sich die hohen aktuellen Regelenergiepreise bei zunehmendem Wettbewerb in Richtung Grenzkostenniveau verändern werden (das deutsche Bundeskartellamt beobachtet zurzeit die BRD-Regelenergiemärkte). Wir gehen allerdings davon aus, dass die Regelenergiepreise auch in Zukunft in einem gewissen Mass asymmetrisch bleiben werden, damit ein Anreiz zur Bereitstellung von Regelleistung und -energie besteht. In dieser Situation empfiehlt sich für die schweizerischen SKW-/PSKW-Betreiber, die noch erforderlichen Voraussetzungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt umgehend zu schaffen und den Regelenergiemarkt zu erschliessen. So kann von den hohen aktuellen Preisen profitiert und eine starke Marktposition für die Zukunft aufgebaut werden. Für die Schweiz dürfte dabei auch in Zukunft Deutschland der wichtigste Markt bleiben, denn A, I, und F haben genügend eigene SKW/PSKW-Kapazitäten und sind tendenziell Konkurrenten der Schweiz.

Marktgerechte Bewirtschaftungs- und Eigentümerstrategie für Partnerwerke

Viele Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sind Partnerwerke. Sie sind im Besitz mehrerer EVU-Aktionäre, die die Produktionsmöglichkeiten der Partnerwerke nach Massgabe ihres Aktienanteils nutzen können. Einer der Aktionäre fungiert als Betriebsführer, welcher aufgrund der Nominierungen der Partner täglich den Fahrplan für den Betrieb des Werkes zusammenstellt. Bei der aktuellen Bewirtschaftungsweise können Partnerwerke am Regelenergiemarkt nicht ohne weiteres als ein Anbieter mit ihrem vollen Leistungsbereitstellungs- und Produktionspotenzial auftreten. Das Partnerwerkmodell erweist sich hier als schwerfällig und verursacht hohe Transaktionskosten. Zur besseren Ausrichtung der Partnerwerke auf den Regelenergiemarkt sind zwei Ansätze denkbar:

Der Betriebsführer als "Portfoliomanager": Übergabe der Bewirtschaftung des Partnerwerkes an den Betriebsführer auf der Basis einer gegenseitigen Vereinbarung. Die Partner partizipieren am finanziellen Erfolg und an den mit der Bewirtschaftung verbundenen Chancen und Risiken nach Massgabe ihrer Aktienanteile: Es sind diverse **Mischformen** denkbar, von der Begrenzung der übrigen Partner auf eine rein anteilmässige Partizipation am finanziellen Ergebnis, über Vereinbarungen mit Bewirtschaftungsrichtlinien zu Vorzugsklauseln (die Partner könnten beispielsweise das 'Vorbeugsrecht' für Energielieferungen haben, zu marktkonformen Konditionen).

Neuordnung der Eigentümerstruktur mit nur noch einem Besitzer oder einem geschäftsführenden Hauptaktionär: Kauf der Beteiligungen der Partner durch den nachmaligen Allein-/Hauptaktionär oder durch Kauf/Tausch von Aktien unterschiedlicher Werke unter den Partnern, mit dem Ziel, pro Werk nur noch einen (Haupt-) Aktionär zu haben. Dabei müsste allerdings die schwierige Frage der einvernehmlichen Bewertung der Partnerwerkanteile gelöst werden; kurzfristig erscheint daher der Ansatz des „Portfoliomangers“ praktikabler.

Genügen die Netzkapazitäten für vermehrte Regelenergielieferungen?

Der Hauptmarkt für windenergiebedingte Regelenergielieferungen aus der Schweiz ist Deutschland. Die Kapazitäten für positive Regelenergielieferungen von der Schweiz nach Deutschland sind zurzeit ausreichend. Wegen des kontinuierlichen Nord-Süd-Flusses von Deutschland über die Schweiz nach Italien treten jedoch bereits heute zwischen Deutschland und der Schweiz gelegentlich Netzengpässe auf. Daher sind negative Regelenergielieferungen (d.h. die Übernahme von Überschussenergie aus deutschen Netzen) eher problematisch.

Beim angenommenen Wachstum der Elektrizitätsnachfrage in der Schweiz und nach der Ausserbetriebnahme von KKW-Kapazitäten werden in Zukunft die Importe zunehmen, falls nicht zusätzliche Produktionskapazitäten in der Schweiz erstellt werden. Oh-

ne Netzausbauten vermindern sich dadurch die freien Kapazitäten für die Bereitstellung negativer Regelleistung.

Ausbaupotenziale für zusätzliche Regelenergielieferungen

Schon aus ökologischen Gründen sind die Produktionserhöhungspotenziale bei SKW beschränkt. Die Vergrösserung von Speichervolumina im Zusammenhang mit der Teilnahme am Regelenergiemarkt ist nach den hier durchgeföhrten Untersuchungen zudem auch wirtschaftlich nicht attraktiv. Realistische und wirtschaftlich vorteilhafte Potenziale bestehen jedoch bei Leistungserhöhungen in bestehenden SKW-Dispositiven zur Konzentration der Produktion auf die Höchstlastperioden (vgl. die Leistungserhöhungsprojekte Biedron/Grand Dixence und KWO+) sowie allenfalls der Bau zusätzlicher Pumpspeicherkapazitäten in bestehenden Anlagendispositiven mit geringen zusätzlichen ökologischen Eingriffen (z.B. KWO+). SKW-Erneuerungen und -Erweiterungen (bei einer Veränderung der Gewässernutzung) erfordern i. d. R. eine Erneuerung der Wasserrechtskonzession. Dabei müssen die Restwasservorschriften gemäss Gewässerschutzgesetz eingehalten werden. Unter Umständen fällt ein Teil der bestehenden Anlagen heim bzw. verursacht Heimfallverzichtsentschädigungen. Zudem besteht die Möglichkeit, dass weitere, kostenwirksame Konzessionsbestimmungen in die Erneuerung der Wasserrechtsverleihung aufgenommen werden.

Ist die Liberalisierung des Schweizer Strommarktes eine Voraussetzung?

Die formale Situation für internationale Geschäfte ist nach der Ablehnung des Elektrizitätsgesetzes durch das Schweizer Volk derzeit unklar. Die laufenden Abklärungen für eine neue Elektrizitätswirtschaftsordnung (EIWO) werden voraussichtlich zum Vorschlag einer Öffnung des Zugangs zum schweizerischen Übertragungsnetz führen. Allerdings sind die schweizerischen EVU bereits heute auf Großhandelsebene voll in den internationalen Strommarkt integriert. Die Teilnahmemöglichkeit an internationalen Regelenergiemärkten hängt somit voraussichtlich stärker von der Beseitigung technisch-organisatorischer Hemmnisse (z. B. Viertelstundenraster für grenzüberschreitenden Stromtausch, Anpassung von Vergabe- und Abruffristen, Einrichtung von Verfahren zur abgestimmten Vergabe von Übertragungsrechten für Fahrplan- und Regelenergie) ab als vom Fortschritt der nationalen Liberalisierung.

Ökologische Probleme der Regelenergieproduktion

Neben dem oben erwähnten ökologischen Konfliktpotenzial bei PSKW/SKW-Erneuerungen und Erweiterungen sind Schwall- und Sunkerscheinungen aufgrund häufiger werdender Produktionsschwankungen zu beachten. Die Untersuchungen zeigen, dass die windenergiebedingte Zunahme der Volatilität der Abflusspegel bei integraler Be trachtung der schweizerischen PSKW/SKW begrenzt ist. Je nach lokalen Abflussver

hältnissen können die gewässerökologischen Beeinträchtigungen durch Schwall-/Sunk bei einzelnen Zentralen jedoch deutlich zunehmen. Die meisten heutigen Massnahmen der Schwall-/Sunkreduktion beeinträchtigen die Kapazität für Regelenergielieferungen (langsames An-/Zurückfahren der Turbinen, geringere Produktionsschwankungen) oder verursachen hohe Zusatzinvestitionen (Ausgleichsbecken, etc.). Die Bedeutung von Schwall-/Sunkereignissen muss folglich am Einzelfall noch genauer untersucht werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass derzeit noch keine allgemeingültige Definition von Kenngrössen zur Bewertung von Schwall-/Sunk besteht.

Der Einfluss des nationalen Windenergiekonzeptes und der UVEK-Nachhaltigkeitsstrategie auf Regelenergielieferungen

Das **Windenergiopotenzial der Schweiz** ist im internationalen Kontext vernachlässigbar: EnergieSchweiz strebt bis 2010 ein Ziel von 50 – 70 MW Windenergie an. Der dadurch verursachte Regelenergiebedarf kann durch die grossen inländischen Regelkapazitäten von SKW sichergestellt werden, ohne dass dadurch die Exportmöglichkeiten von Regelenergie massgeblich beeinträchtigt würden.

Eine verstärkte Ausrichtung der SKW/PSKW auf die Regelenergiemärkte wie auch auf die Höchstlastperioden steht weitgehend in Übereinstimmung mit der **UVEK – Nachhaltigkeitsstrategie** (Sachziele Energie). Insbesondere die wirtschaftliche Nachhaltigkeit kann bei der hier angenommenen Entwicklung der Rahmenbedingungen durch Regelenergielieferungen erhöht werden. Gewisse Zielkonflikte mit der ökologischen Nachhaltigkeit bestehen bei Ausbauten oder Erweiterungen sowie bei einer Zunahme der Schwall-/Sunkproblematik.

Résumé

Situation initiale et objectifs de l'étude

L'énergie éolienne a connu ces dernières années une très forte croissance en Europe, une tendance appelée à se poursuivre à l'avenir. L'offre d'énergie éolienne étant par définition aléatoire, les prévisions éoliennes se basent obligatoirement sur des données et des observations météorologiques passées. C'est la raison pour laquelle les capacités de réglage et de réserve nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement sont plus importantes dans ce secteur. L'on est en droit de se demander dans quelle mesure une telle situation est susceptible d'influer sur les opportunités commerciales et les recettes des centrales suisses à accumulation ainsi que des centrales à pompage-turbinage.

Pour le savoir, une étude a été menée dans le cadre du programme «Fondements de l'économie énergétique» de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Les objectifs poursuivis par cette étude sont les suivants :

- Analyse des changements possibles de l'offre européenne de courant électrique, surtout dans la perspective d'une augmentation de l'offre d'énergie éolienne.
- Détermination de l'importance du courant de pointe et de l'énergie de réglage dans le contexte de la nouvelle configuration de l'offre.
- Estimation du potentiel d'optimisation économique du recours à l'énergie hydroélectrique suisse comme courant de pointe et énergie de réglage.
- Evaluation des meilleurs arrangements institutionnels concernant le parc hydroélectrique national. Il convient de tenir compte, à cet égard, des conséquences d'une privatisation de l'énergie hydroélectrique.
- Démonstration des interactions avec le concept national de l'énergie éolienne et la stratégie du DETEC en matière de développement durable.

Le commerce de l'électricité du point de vue des livraisons prévisionnelles et des livraisons d'énergie de réglage

Marché de l'énergie prévisionnelle: Jusqu'à un délai de planification de la production s'élevant actuellement à près d'un jour, les entreprises d'approvisionnement électrique (EAE) établissent des programmes prévisionnels prévoyant une production de courant électrique à même de couvrir la consommation probable de leurs clients. L'énergie prévisionnelle peut être négociée soit à la bourse (sur les marchés à terme ou au comptant), soit par le biais de transactions bilatérales.

Marché de l'énergie de réglage: La compensation à court terme des perturbations inopinées de l'équilibre de puissance escompté, par exemple en raison de pannes de centrales, de changements de charge imprévisibles ou de fluctuations impromptues au niveau de la puissance des installations de production d'énergie éolienne, contrarie la **puissance de réglage** à disposition des exploitants de réseaux de transport ; en cas de besoins concrets, elle débouche sur une demande accrue **d'énergie de réglage**. De ce fait, les EAE ont parfois la possibilité d'écouler de l'énergie sur les marchés de l'énergie prévisionnelle et/ou de l'énergie de réglage.

Des marchés de l'énergie de réglage n'existent actuellement que dans certains pays (notamment l'Allemagne, l'Autriche, la Grande-Bretagne et la France), chacun appliquant ses propres règles en matière d'appel d'offres, d'adjudication et de demande d'énergie de réglage. Avant que ne s'établisse un véritable marché international de l'énergie de réglage, plusieurs conditions devront encore être remplies, aussi bien au niveau technique qu'au plan de l'organisation.

Le **commerce dit «Intra Day»** pourrait permettre de combler la lacune entre le **marché au comptant (Day Ahead)** et le **marché de l'énergie de réglage**. Pour y parvenir, il faudrait que les livraisons prévisionnelles deviennent possibles pour des termes de quelques heures seulement. Les perspectives de participation au commerce Intra Day représenteront à l'avenir (et, dans une mesure, représentent aujourd'hui déjà) une option supplémentaire en matière de planification d'affectation et de stratégie d'exploitation des centrales hydroélectriques.

Evolution de l'approvisionnement électrique et des besoins de puissance de réglage en Europe

Les analyses quantitatives concernant l'évaluation du parc hydroélectrique suisse sont fondées sur une probable **évolution de l'offre et de la demande de courant électrique en Europe** pour la période prise en compte par cette étude. Dans le contexte de la présente problématique, un certain nombre d'études prévisionnelles déjà disponibles ont été examinées. Malgré une base d'informations très hétérogène, il a fallu envisager la description d'un développement homogène de certains éléments du système d'approvisionnement électrique (structure du parc des installations électriques, consommation de courant, etc.).

Si l'on tient compte de facteurs tels que les capacités de transport, le développement de l'énergie éolienne ainsi que la composition du parc des installations électriques classiques, il semble pertinent de limiter aux pays suivants l'étendue géographique de l'étude: Suisse, France, Allemagne, Belgique, Pays-Bas, Danemark, Autriche et Italie. En ce qui concerne le développement de l'énergie éolienne, les prévisions disponibles

présentent de fortes variations, ce qui découle notamment, d'une part, de divergences d'estimation des futures conditions-cadre politico-économiques, mais également des possibilités d'intégration des installations de production d'énergie éolienne dans les réseaux nationaux de distribution et de transport d'électricité. Pour les pays précédemment cités, deux scénarios d'offres, impliquant différents niveaux de développement de l'énergie éolienne, sont donc examinés afin d'être en mesure d'analyser puis, au fil du temps, de passer en revue la portée des incertitudes. L'impact d'autres facteurs est par ailleurs examiné de manière ciblée par des études de sensibilité s'appuyant sur une variation des différents paramètres des scénarios (cf. ci-après).

D'ici 2040, la **croissance de la puissance éolienne installée** devrait passer de 10 GW en 2000 à 65 GW (scénario minimal) resp. 115 GW (scénario maximal). Il en résultera une augmentation significative de la puissance de réglage nécessaire aux exploitants des réseaux de transport, laquelle ne concerne toutefois que la seule réserve de réglage tertiaire. La quantification des besoins de puissance de réglage a été réalisée à l'aide d'une procédure de simulation d'exploitation prenant en compte la superposition périodique aléatoire d'erreurs de prévisions de charge, de pannes de centrales électriques et d'erreurs prévisionnelles en matière d'injection de courant éolien sur le réseau. Le développement de l'énergie éolienne fera croître la **demande de puissance de réglage secondaire et tertiaire** de manière continue au fil du temps, soit de 20 GW en l'an 2000 à 28 GW (scénario minimal) voire 50 GW (scénario maximal) en 2040.

Méthodologie d'évaluation du parc des centrales hydroélectriques suisses

La valeur économique d'un parc de centrales hydroélectriques correspond à la contribution de couverture maximale réalisable sur le marché pour l'énergie prévisionnelle (marché au comptant et marché à terme) et l'énergie de réglage (réserve de réglage primaire, secondaire et tertiaire) générées. Faute de conditions-cadre uniformes dans toute l'Europe au niveau technique ainsi qu'en matière d'organisation et en l'absence de règles de transparence du marché, le commerce de l'énergie de réglage est aujourd'hui marqué par la position dominante de certaines entreprises. Le niveau actuel des prix ne peut donc, de ce fait, servir de base à des prévisions solides des prix du marché jusqu'en 2040. L'internalisation croissante du marché électrique, les interventions de certains offices des cartels et les effets régulateurs du marché devraient toutefois déboucher sur une croissance de la pression concurrentielle.

Modèle d'équilibre du marché

Dès lors, l'étude repose sur le principe d'un marché idéal, c'est-à-dire d'un nombre suffisant d'acteurs du marché, d'une transparence totale et, en conséquence, d'une compétitivité parfaite. Les deux scénarios relatifs à l'énergie éolienne simulent le recours à des centrales électriques de tous les pays concernés, soit ceux qui ont une influence sur le marché suisse. Dans ce contexte, l'étude tient également compte de la capacité de transport limitée du réseau d'interconnexion, de même que de la nécessité de répartir les capacités de transport entre énergie prévisionnelle et puissance de réglage. Le résultat de cette simulation est une couverture des besoins d'énergie prévisionnelle, de puissance de réglage et d'énergie de réglage effectivement consommée pour des coûts globaux minimaux. Les centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage représentent au moins 1 % de l'énergie totale et 14 % de la puissance totale installée des centrales à accumulation ainsi qu'à pompage-turbinage. Les exigences élevées qui en résultent en matière de procédure d'optimisation, de même que la nécessité d'intégrer dans les modèles les avantages qu'offrent les centrales hydroélectriques, au niveau de la mise à disposition de réserves, par rapport aux centrales à couplage chaleur-force, plus indolentes, font appel à de longs et complexes calculs de simulation.

Le modèle d'équilibre du marché, les niveaux de la demande dans les pays considérés – relevée de manière statistique – et les puissances disponibles des centrales en fonction de la technologie de production électrique utilisée ont pu être calibrés et vérifiés par simulation de l'année 2000, comme point de départ, et par comparaison de données d'utilisation de l'énergie avec les chiffres historiques.

Bases d'évaluation des simulations du marché fondées sur les coûts

L'évaluation des stratégies d'utilisation et d'extension des centrales hydroélectriques suisses repose sur trois différentes bases. La première examine l'**avantage au niveau des coûts** pour l'ensemble du système. Les deux autres sont fondées sur les **contributions de couverture** des centrales hydroélectriques suisses, c'est-à-dire sur la différence entre les recettes – par conséquent, dans le cas d'un marché idéal, sur les coûts marginaux du système – et les coûts variables. Cette approche permet de tenir compte de l'élasticité des prix du marché en cas d'évolution de l'offre. L'énergie électrique générée conformément aux prévisions est rémunérée par les coûts marginaux de l'énergie prévisionnelle; les réserves de puissance de réglage, quant à elles, sont rémunérées par les coûts marginaux de l'énergie de réglage. Il en va de même de la rémunération de l'énergie de réglage positive, tandis que l'évaluation de l'énergie de réglage négative (énergie prélevée sur le réseau) reste peu claire. Sur les marchés réels, en effet, on observe un prix généralement proche de zéro, tandis que l'on pourrait s'attendre, sur un marché idéal, à ce qu'en cas de livraisons négatives d'énergie de réglage, l'exploitant d'une centrale électrique paie au moins, sur l'énergie prélevée, une

partie des coûts variables évités. Pour mettre en évidence la fourchette théoriquement envisageable, l'évaluation basée sur les contributions de couverture avec énergie de réglage soumise à des prix symétriques (rémunération de l'énergie de réglage positive et facturation de l'énergie de réglage négative) ou asymétriques (énergie de réglage négative non prise en compte) est donc comparée à l'évaluation uniquement fondée sur les coûts.

Evaluation de la participation des centrales hydroélectriques suisses au marché international de l'énergie de réglage

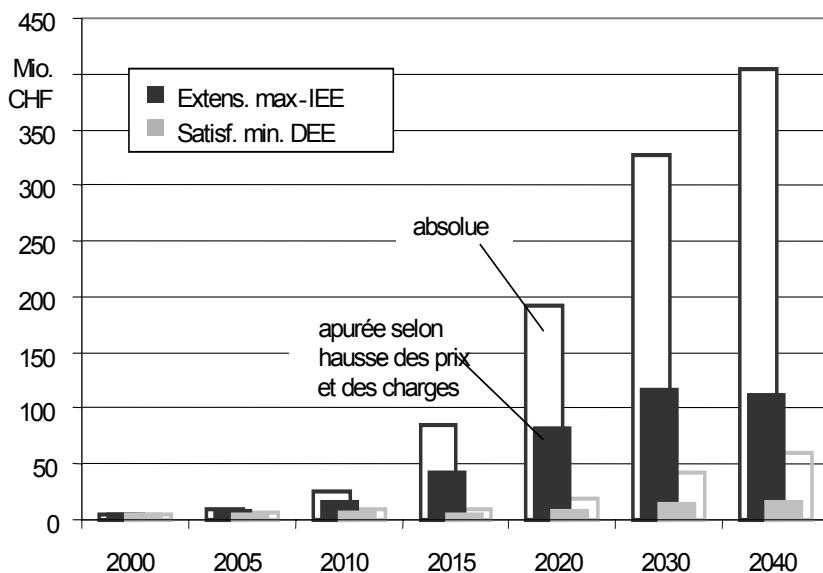


Figure 6: Avantages au niveau des coûts (du système) en cas de participation des centrales hydroélectriques suisses au marché international de l'énergie de réglage.

L'analyse des avantages économiques d'une participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage a nécessité toute une série de simulations du marché, avec ou sans mise en réserve de la puissance de réglage au-delà de nos frontières par les centrales hydroélectriques suisses. La différence absolue qui en résulte au niveau des coûts globaux dans les pays concernés est représentée, à la figure 6, par les colonnes blanches. Il faut la considérer comme une estimation des recettes supplémentaires réalisables en cas de participation des centrales hydroélectriques suisses au marché international de l'énergie de réglage. Ces estimations partent du principe

que les pays voisins de la Suisse ont non seulement besoin de réserves de réglage secondaires et tertiaires, mais peuvent également, eux-mêmes, assurer une telle réserve au-delà de leurs propres frontières.

Avantages d'une participation de la Suisse au marché de l'énergie de réglage

En cas d'extension maximale des installations de production d'énergie éolienne (IEE), les avantages absous, au niveau des coûts du système, augmentent de manière exponentielle pour atteindre plus de CHF 400 millions à l'horizon 2040. Cette évolution doit être considérée dans le contexte d'un quadruplement des coûts globaux de couverture de la demande dans les pays considérés, en raison de l'augmentation de la charge et des prix de l'énergie primaire jusqu'en 2040. La figure 6 présente donc aussi les avantages au niveau des coûts après apurement de la hausse de charge et de prix (colonnes grises).

La figure 7 illustre, à titre d'exemple, les répercussions d'une participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage un jour ouvrable du printemps de l'année 2020. Tandis qu'aux petites heures du matin de cette journée hypothétique, les prévisions éoliennes sont relativement pessimistes, une alimentation d'énergie éolienne de plus de 12 GW est escomptée en Allemagne durant la seconde partie de la journée. Pour être à même de s'associer à la couverture des besoins de puissance de réglage qui en résultent, les centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage ont axé leurs livraisons d'énergie prévisionnelles sur les seules heures de haute charge. Il en découle une plus grande disponibilité de puissance de turbinage pour le réglage tertiaire et d'autres fournisseurs sont donc sollicités. Les importantes livraisons d'énergie de réglage de l'après-midi démontrent qu'en Allemagne, durant la seconde partie de la journée, l'injection d'énergie éolienne s'est révélée nettement inférieure aux prévisions.

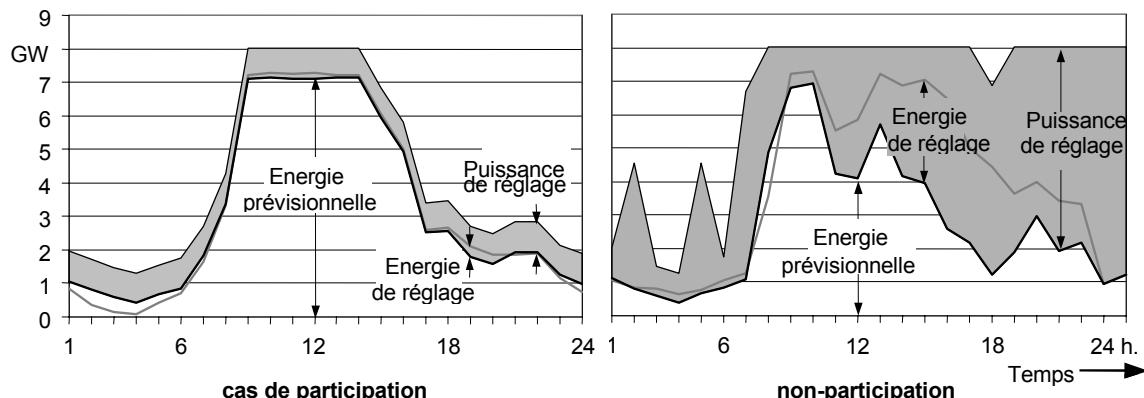


Figure 7: Evolution du recours aux centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage, un jour ouvrable du printemps 2020, en raison de la participation au marché international de l'énergie de réglage (extension max. des IEE)

Répercussions de la production d'énergie de réglage sur les effets de jaillissement et de baisse de niveau

De fréquentes fluctuations de la production d'énergie de réglage, de même qu'un renforcement de l'orientation de la production en fonction des heures de charge maximale en exploitation prévisionnelle entraînent en principe des effets de jaillissement et de baisse de niveau plus marqués. Il n'existe à ce jour aucune mesure reconnue de quantification de ces phénomènes. Dans le cadre des simulations, l'évaluation a pris pour référence la volatilité des débits horaires de l'ensemble des centrales à accumulation et à pompage-turbinage. Par rapport à l'année de référence 2000, une participation au marché international de l'énergie de réglage ferait grimper la volatilité des débits de 9 % à l'horizon 2020. Cette hausse relativement faible s'explique par la basse vitesse de changement de puissance des groupes d'IEE répartis à grande échelle.

Etudes de sensibilité

Les scénarios évolutifs du système d'approvisionnement électrique à la base de cette étude sont chargés d'un grand nombre d'incertitudes (prix de l'énergie primaire et des futurs certificats sur le CO₂, ampleur des progrès techniques, évolution du parc de centrales ainsi que des capacités de transport). Des simulations complémentaires ont analysé la sensibilité des résultats de l'évaluation en regard de ces incertitudes. Organisés en fonction de leur impact sur l'ensemble du système, les différents facteurs d'influence sont comparés au cas de référence (soit l'an 2020 en cas de développement maximal du secteur éolien) et présentés sous forme de variantes.

Comme attendu, une **hausse de rendement** et/ou un **affaiblissement de la demande** entraînent une baisse des coûts sur l'ensemble système de production, l'introduction de **certificats sur le CO₂** et/ou un **renforcement de la demande** induisant naturelle-

ment l'effet inverse. Toutefois, en tenant compte, dans le calcul des **avantages au niveau des coûts**, des modifications de prix et de charge découlant d'une participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage, on constate de très nets avantages en matière de coûts en regard des insécurités affectant le système. Pour être exposé à une nette réduction de ces avantages financiers, encore faudrait-il que la part de centrales électriques à démarrage rapide soit multipliée par deux et que les capacités de transport augmentent de 50 %. Dans chaque cas, l'affaiblissement de la position des centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage serait le fait d'un renforcement de la concurrence sur le marché de l'énergie de réglage.

Modification des contributions de couverture en cas de participation au marché international de l'énergie de réglage

Tandis que la figure 6 illustre l'évolution des **avantages au niveau des coûts** d'une participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage, la figure 8 présente l'évaluation des résultats des simulations sur la base des **contributions de couverture pour les centrales à accumulation et à pompage-turbinage** dans le cas du scénario prévoyant une extension maximale des installations de production d'énergie éolienne (IEE). Les colonnes gauches se réfèrent au cas de figure 8 où la Suisse ne participerait pas au marché international de l'énergie de réglage, tandis que les colonnes droites se fondent sur la probable participation de la Suisse à ce marché.

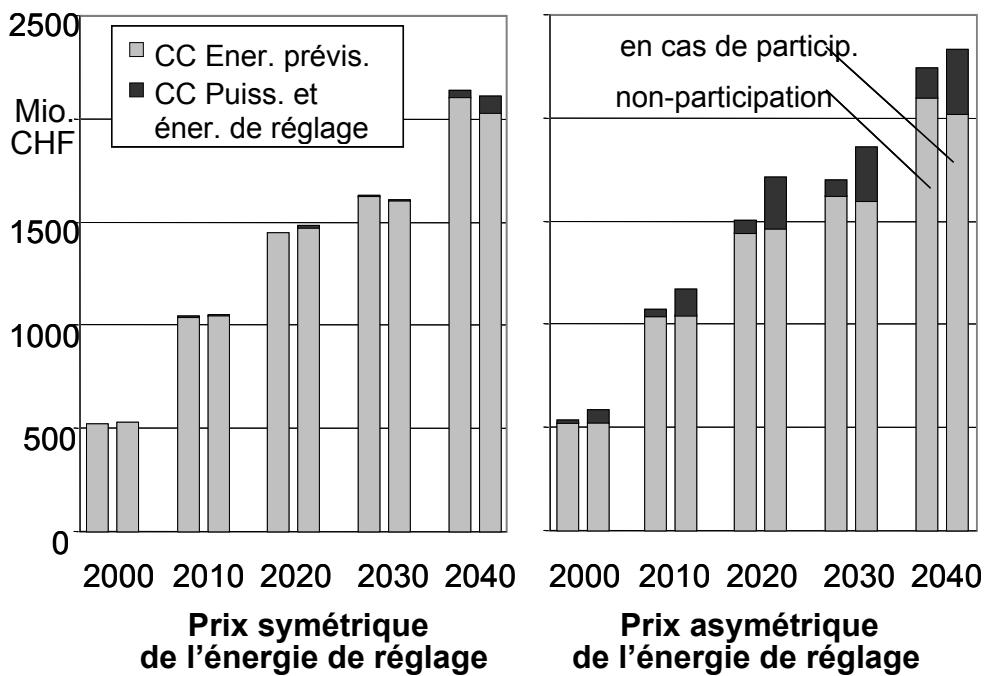


Figure 8: Contribution de couverture (CC) absolue des centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage en cas de non-participation (colonnes gauches) ou de participation (colonnes droites) de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage (extension max. des IEE)

En cas de participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage, les contributions de couverture obtenues pour la livraison d'énergie prévisionnelle augmentent légèrement jusqu'en 2020. A partir de 2020, elle se mettent à régresser en raison de la baisse des coûts marginaux du système induite par la participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage. En regard de ces chiffres, la contribution de couverture réalisée par le maintien de la puissance de réglage est négligeable, ce qui s'explique par la puissance de réglage relativement importante mise à disposition par les centrales à accumulation ainsi qu'à pompage-turbinage, de même que par la présence, dans les pays concernés, de groupes à démarrage rapide n'impliquant aucun coûts supplémentaires. Au niveau de la **puissance** de réglage, les coûts marginaux sont donc minimes. De surcroît, comme la valeur attendue des erreurs de prévisions de charge et de prévisions éoliennes est égale à zéro, les contributions de couverture réalisées sur les apports d'énergie de réglage s'annulent quasi-mécaniquement en cas de prix symétriques de l'**énergie** de réglage. La probabilité que le marché de l'énergie de réglage soit soumis à des prix symétriques peut être considérée comme faible ; ces chiffres font donc plutôt office de plancher théorique dans l'estimation des contributions de couverture. Si, par contre, l'évaluation des livraisons d'énergie de réglage est réalisée de manière asymétrique, les contributions de couver-

ture enregistrent, en cas de participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage, une assez nette progression.

Evaluation de l'impact de diverses variantes d'extension sur les centrales hydroélectriques suisses

Le potentiel d'élévation de la production des centrales hydroélectriques suisses est limité. Un examen approfondi de plusieurs études révèle que les centrales à accumulation ainsi qu'à pompage-turbinage présentent un potentiel maximal d'élévation de la production de 1'400 GWh/a jusqu'en 2025. Jusqu'à nouvel avis, la situation actuelle du marché de l'électricité, au niveau des rendements, de même que les nouvelles dispositions de la loi révisée sur la protection des eaux rendent assez improbable la réalisation de ce potentiel. La présente étude examine dans quelle mesure la participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage aurait une incidence sur l'évaluation de ce potentiel d'extension.

Effectuées en référence à l'année 2020, les recherches portant sur le cas de figure d'une extension maximale des IEE reposent sur l'hypothèse que toutes les centrales électriques considérées se développeraient plus ou moins dans les mêmes proportions. La figure 9 montre les **avantages au niveau des coûts** des diverses variantes et ce, tant en cas de participation que dans l'éventualité d'une non-participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage.

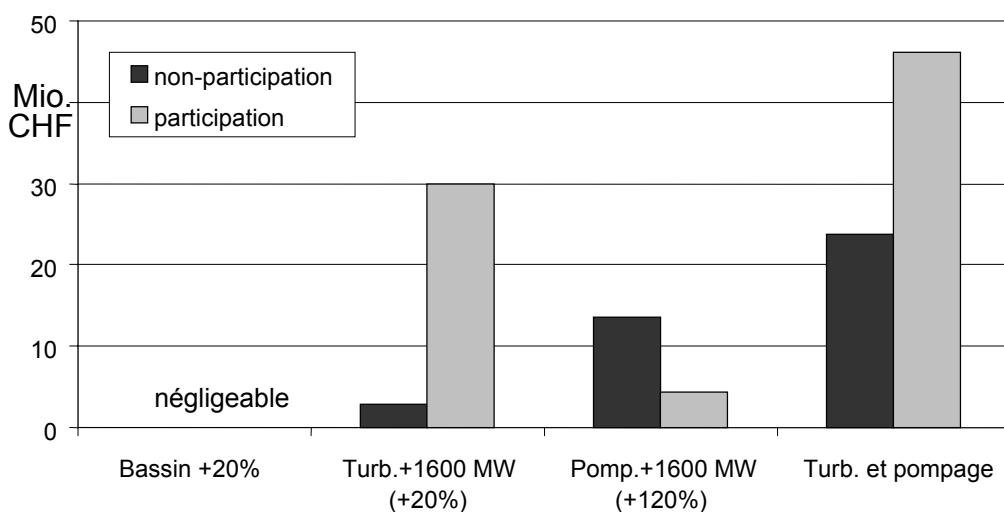


Figure 9: Avantages au niveau des coûts pour plusieurs variantes de développement jusqu'en 2020 en cas de participation ou de non-participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage (extension max. des IEE).

Le développement des seuls volumes d'accumulation n'entraînerait pas de différences significatives en matière de coûts (du système). Par contre, une élévation de la puissance de turbinage, notamment en cas de participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage, apporterait de nets avantages au niveau des coûts, puisque la puissance de réglage supplémentaire serait disponible sans coûts variables supplémentaires. Une extension de la puissance de pompage s'avère surtout rentable si elle est accompagnée d'une hausse de la puissance de turbinage, puisqu'il devient alors possible d'axer plus encore la production de courant sur les heures de haute charge.

La figure 10 illustre l'évolution de la **contribution de couverture** pour les diverses variantes d'extension en cas de participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage. Si les prix de l'énergie de réglage sont symétriques, les contributions de couverture supplémentaires réalisables seront négligeables ; si les centrales à accumulation et à pompage-turbinage se développent simultanément, on peut même s'attendre à une diminution des contributions de couverture. Une fois encore, les prix du marché sont étroitement liés à l'offre. En cas d'évaluation asymétrique de l'énergie de réglage, les trois variantes d'extension entraîneraient une nette élévation des contributions de couverture réalisables.

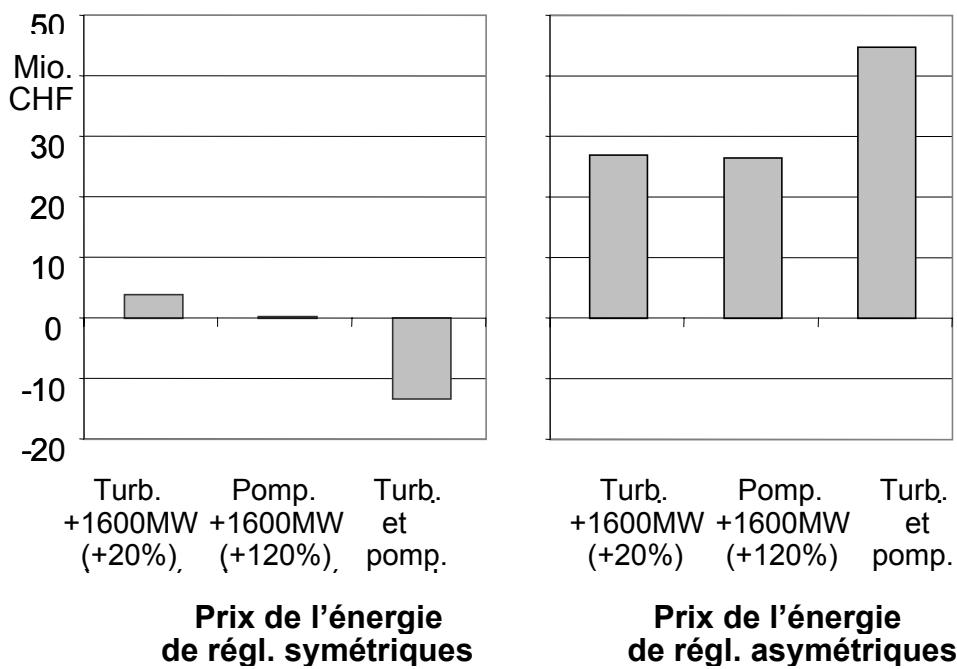


Figure 10: Elévation de la contribution de couverture des centrales à accumulation et à pompages-turbinage, pour plusieurs variantes d'extension, en cas de participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage (en 2020, dans l'hypothèse d'une extension maximale des IEE).

Conclusions et recommandations

De nouvelles opportunités sur le marché pour les centrales à accumulation ainsi que les centrales à pompage-turbinage

La croissance de la demande d'électricité et l'évolution prévisible du parc de centrales ainsi que des prix des énergies primaires fossiles devraient à l'avenir améliorer la position économique des centrales à accumulation ainsi que des centrales à pompage-turbinage offrant une énergie rapidement réglable. Au cas où l'Europe connaîtrait un développement de l'énergie éolienne de l'ampleur des scénarios examinés dans le cadre de la présente étude, une forte croissance de la demande de **réserve de réglage tertiaire** devrait être enregistrée.

Participer au marché international de l'énergie de réglage est intéressant

Les analyses effectuées sur la base de deux différents scénarios en matière d'énergie éolienne font apparaître que la participation du parc suisse des centrales à accumulation et à pompage-turbinage au marché international de l'énergie de réglage serait plus que rentable. L'importance de ses avantages économiques dépend toutefois de l'ampleur du développement du secteur éolien ainsi que du marché naissant des livraisons d'énergie de réglage.

Les livraisons d'énergie de réglage sont en principe rentables dans chacun des deux **scénarios d'extension de l'énergie éolienne**. Dans le cas des projections tablant sur un plus faible développement de l'énergie éolienne, les **économies réalisées au niveau des coûts** grâce à la participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage (dans les pays considérés par l'étude) seraient moins importantes, tout comme les recettes supplémentaires ainsi réalisées par les exploitants des centrales hydroélectriques suisses, puisque les besoins d'énergie de réglage seraient également moindres. En fonction du scénario éolien, les avantages au niveau des coûts de chaque système (D, DK, NL, B, F, I, A, CH) progresse de 5 à 15 mio. CHF/an (extension du secteur éolien à 65 GW), resp. de 5 à 115 mio. CHF (extension du secteur éolien à 115 GW) en cas de livraisons d'énergie de réglage provenant de centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage. La mesure dans laquelle les consommateurs de courant ainsi que les producteurs des centrales suisses à accumulation et des centrales suisses à pompage-turbinage en profiteraient dépendra de l'élasticité de la demande et des conditions du marché.

Cette réalité se manifeste lors de l'évaluation des avantages économiques en fonction des **contributions de couverture**: à cet effet, les prix ont été estimés en se fondant sur le plancher tarifaire que constituent les coûts marginaux du système. Le niveau des **contributions de couverture** supplémentaires des centrales suisses à accumulation

ainsi qu'à pompage-turbinage en cas de participation de la Suisse au marché international de l'énergie de réglage dépend dans une large mesure de la manière dont les livraisons négatives d'énergie de réglage seraient rémunérées. Si les livraisons positives et négatives d'énergie de réglage sont rémunérées ou facturées de manière symétrique, prendre part au marché international de l'énergie de réglage sera peu attrayant, pour les producteurs suisses, en regard des livraisons prévisionnelles. Toutefois, si les livraisons négatives d'énergie de réglage (= prélevements d'énergie sur le réseau) n'entraînent pas de rémunération, les contributions de couverture passeront de 4% à 15% en cas d'extension maximale du secteur de l'énergie éolienne.

Sur les actuels marchés sectoriels allemands de l'énergie de réglage, la rémunération de l'énergie de réglage est asymétrique. Les livraisons d'énergie de réglage y seraient par conséquent intéressantes. Dans de telles circonstances, elles sont plus avantageuses que les livraisons prévisionnelles et ouvrent donc de nouvelles possibilités commerciales. Il faut toutefois s'attendre à ce qu'en cas de concurrence accrue, les prix de l'énergie de réglage, actuellement élevés, tendent à se rapprocher du niveau des coûts marginaux (l'office allemand des cartels est présentement en train d'observer les marchés de l'énergie de réglage en Allemagne). Nous partons néanmoins du principe que les prix de l'énergie de réglage resteront plus ou moins asymétriques à l'avenir afin que soit maintenue une incitation à mettre à disposition la puissance et l'énergie de réglage nécessaires. Dans une telle perspective, il est conseillé aux exploitants des centrales suisses à accumulation et à pompage-turbinage d'élaborer sans attendre les conditions encore nécessaires à une participation de la Suisse au marché de l'énergie de réglage et de mettre en place un tel marché. Ils pourront ainsi profiter des prix élevés actuels, de même que s'établir et s'affirmer sur ce marché futur. L'Allemagne devrait à l'avenir demeurer l'un des principaux marchés de la Suisse ; les centrales à accumulation et à pompage-turbinages de l'Autriche, de l'Italie et de la France disposent de capacités suffisantes et tendraient même à entrer en concurrence avec la Suisse.

Des stratégies d'exploitation et de propriété conformes au marché pour les sociétés partenaires

De nombreuses centrales à accumulation et à pompage-turbinages sont des sociétés partenaires disposant de plusieurs actionnaires d'entreprises d'approvisionnement électrique (EAE) en mesure d'exploiter le potentiel de production de leurs sociétés partenaires proportionnellement à la part d'actions qu'elles détiennent. Un actionnaire fait office de directeur d'entreprise, établissant quotidiennement son calendrier sur la base des désignations des partenaires. Suivant leur mode d'exploitation actuel, les sociétés partenaires ne peuvent se présenter sans autre en tant que fournisseurs sur le marché de l'énergie de réglage, avec leur plein potentiel de production et de mise à disposition de puissance. Dans ce contexte, le modèle des sociétés partenaires se révèle peu pratique et entraîne des frais de transaction élevés. Dès lors, on peut imaginer deux

approches permettant de mieux axer les sociétés partenaires sur le marché de l'énergie de réglage:

Directeur d'entreprise faisant office de «gestionnaire de portefeuille»: l'exploitation de la société partenaire serait confiée au directeur de l'entreprise sur la base d'un contrat mutuel. Les partenaires participeraient au succès financier de la société partenaire ainsi qu'aux chances et aux risques liés à son exploitation, en fonction des actions qu'ils détiennent. On peut imaginer diverses **formes mixtes** de cette approche : limitation des autres partenaires à une participation aux résultats financiers purement proportionnelle aux actions détenues; contrats assortis de directives d'exploitation; clauses préférentielles (à titre d'exemple, les partenaires pourraient disposer d'un «droit préférentiel de souscription» sur les livraisons d'énergie, à des conditions conformes au marché).

Réorganisation de la structure de propriété avec un seul propriétaire ou un actionnaire principal dirigeant la société: rachat des participations d'un partenaire par le futur actionnaire unique/principal ou par achat/échange de titres de diverses sociétés entre partenaires dans le but de n'avoir plus, dans chaque entreprise, qu'un seul actionnaire (principal). Pour ce faire, il serait nécessaire de résoudre la délicate question de l'évaluation consensuelle de la valeur respective des parts détenues dans chaque société partenaire; l'approche du «gestionnaire de portefeuille» semble dès lors plus aisée, du moins à court terme.

Les capacités du réseau sont-elles suffisantes pour permettre une augmentation des livraisons d'énergie de réglage?

L'Allemagne est le principal marché de livraisons d'énergie de réglage liées au secteur éolien depuis la Suisse. Les capacités de livraisons positives d'énergie de réglage de Suisse en Allemagne sont actuellement suffisantes. Occasionnellement, toutefois, des goulets d'étranglement se produisent, aujourd'hui déjà, entre l'Allemagne et la Suisse. Motif: le flux continu de courant nord-sud, d'Allemagne en Italie, qui transite par la Suisse. De ce fait, les livraisons négatives d'énergie (c'est-à-dire la reprise de l'énergie excédentaire des réseaux allemands) sont assez problématiques.

A l'avenir, dans l'hypothèse d'une croissance de la demande d'électricité en Suisse, les importations de courant augmenteront, une fois mises hors service les capacités des centrales nucléaires, à moins que des capacités de production supplémentaires ne soient développées en Suisse. Faute d'extension du réseau, les capacités libres nécessaires à la mise à disposition de la puissance de réglage négative diminueront.

Potentiel de développement de livraisons supplémentaires d'énergie de réglage

Ne serait-ce que pour des raisons écologiques, le potentiel d'élévation de la production des centrales à accumulation est restreint. La présente étude révèle par ailleurs également qu'un élargissement des volumes d'accumulation, dans le contexte de la parti-

cipation au marché de l'énergie de réglage, ne serait pas très attrayant du point de vue économique. Un potentiel réaliste et économiquement avantageux existe néanmoins au niveau de l'élévation de puissance des équipements de concentration de la production, pour les centrales à accumulation existantes, durant les périodes de charge maximale (cf. projets d'augmentation de puissance de Bieudron/Grand Dixence et KWO+) de même que, à la rigueur, dans la construction de capacités de pompage-turbinage supplémentaires des équipements des installations existantes moyennant, sur le plan écologique, quelques minimes interventions supplémentaires (par exemple KWO+). Le renouvellement et le développement des centrales à accumulation (en cas de changement d'affectation des cours d'eau) nécessitent généralement un renouvellement de la concession portant sur les droits de prélèvement. A cet égard, il convient de respecter les prescriptions sur le débit résiduel prévues par la loi sur la protection des eaux. Dans certaines circonstances, une partie des installations font retour ou entraînent des indemnités de renonciation au retour. En outre, il est possible que d'autres dispositions soient ajoutées dans la concession à l'occasion du renouvellement de l'octroi du droit d'eau.

La libéralisation du marché suisse de l'électricité constitue-t-elle une condition préalable?

Actuellement, vu le rejet de la loi sur le marché de l'électricité par le peuple suisse, la situation formelle, au niveau des affaires internationales, reste floue. Les éclaircissements en cours concernant la nouvelle organisation du secteur électrique conduiront probablement à la proposition d'une ouverture de l'accès au réseau suisse de transport de courant. Au niveau du commerce en gros, les EAE suisses sont en réalité aujourd'hui déjà pleinement intégrées au marché international de l'électricité. Davantage que des progrès de la libéralisation au niveau national, le potentiel de participation aux marchés internationaux de l'énergie de réglage dépendra donc vraisemblablement du règlement des obstacles rencontrés au niveau technique et au plan de l'organisation (p. ex. modèle par quart d'heure pour les échanges de courant au-delà des frontières, adaptation des délais d'adjudication et d'appel d'offres, élaboration de procédures d'adjudication coordonnées des droits de transport de l'énergie prévisionnelle et de l'énergie de réglage).

Problèmes écologiques liés à la production de l'énergie de réglage

Outre le potentiel conflictuel précédemment exposé concernant le renouvellement et l'élargissement des concessions octroyées aux centrales à accumulation et à pompage-turbinage, des phénomènes de jaillissement et de baisse de niveau doivent être pris en compte en raison de l'accélération des variations de production. Les recherches effectuées montrent que l'accroissement de la volatilité du niveau de débit entraînée

par un recours accru à l'énergie éolienne est limité si l'on considère l'intégralité des centrales suisses à accumulation ainsi qu'à pompage-turbinage. Toutefois, au niveau local et suivant les conditions de débit, les obstacles écologiques, découlant du jaillissement et de la baisse de niveau des cours d'eau, peuvent s'avérer nettement plus marqués dans certaines centrales. La plupart des mesures actuelles de réduction du jaillissement et de la baisse de niveau feraient obstacle aux capacités de livraison d'énergie de réglage (démarrage/arrêt plus lent des turbines, plus faibles variations de la production) ou provoqueraient des investissements supplémentaires élevés (bassins d'égalisation d'afflux, etc.). L'importance des phénomènes de jaillissement et de baisse de niveau doit donc encore être examinée de plus près, au cas par cas. A cet égard, il convient de souligner qu'il n'existe encore actuellement aucune définition de portée générale concernant les valeurs de référence en matière de jaillissement et de baisse de niveau.

Incidence du concept national de l'énergie éolienne et de la stratégie du DETEC en matière du développement durable sur les livraisons d'énergie de réglage

Au plan international, le **potentiel de l'énergie éolienne de la Suisse** est négligeable: à l'horizon 2010, SuisseEnergie vise un développement du parc éolien jusqu'à 50 ou 70 MW. La couverture des besoins d'énergie de réglage qui en découlent est garantie par les importantes capacités d'énergie de réglage intérieures assurées par nos centrales à accumulation et ce, sans que les possibilités d'exportation d'énergie de réglage n'en soient affectées de manière significative.

Un renforcement de l'orientation des centrales à accumulation ainsi qu'à pompage-turbinage vers les marchés de l'énergie de réglage ainsi que sur les périodes de charge maximale serait largement compatible avec la **stratégie du DETEC en matière du développement durable** (objectifs énergétiques). En particulier, l'hypothèse d'une évolution des conditions-cadre de livraison d'énergie de réglage avancée dans la présente étude renforcerait l'aspect économique du développement durable. Certains conflits d'objectifs concernant le volet écologique du développement durable subsistent en matière d'extension et d'élargissement, de même qu'au plan de l'accroissement de la problématique liée aux effets de jaillissement et de baisse de niveau.

1 Einleitung

Die Windenergienutzung in Europa (v.a. in BRD, DK, E, aber auch NL, GB) hat in den letzten Jahren massiv zugenommen. Technologische Fortschritte ermöglichen die Erstellung immer grösserer und kostengünstigerer Anlagen sowie die Nutzung von Offshore-Standorten. Das technische Potenzial ist sehr gross (CA-OWEE 2001 spricht von 140 GW Offshorepotenzial und Czisch 2000 von 150 GW Onshore-Potenzial in der EU). Die Ausschöpfung dieser Potenziale erfordert aber beträchtliche Anstrengungen zur Einbindung in die bestehenden Übertragungs- und Verteilnetze. Zweckmässige Rahmenbedingungen sowie politische und technische Massnahmen werden benötigt, um die Zuverlässigkeit der EU-Stromversorgung nicht zu gefährden.

Das Windenergieangebot ist grundsätzlich stochastisch, muss aufgrund des Wettergeschehens prognostiziert werden und erhöht dadurch die benötigten Regelungs- und Reservekapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Untersuchungen haben gezeigt, dass der Bedarf insbesondere an kurzfristig abrufbarer Tertiärreserve und – in geringerem Umfang – an automatisch einsetzbarer „Sekundärregelleistung“ mit dem Windenergieanteil zunimmt. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob sich dadurch neue Marktchancen für die schweizerische Wasserkraft eröffnen (für Speicher- (SKW) und Pumpspeicherwerk (PSKW)). Speicher- und Pumpspeicherwerk sind aus technischer Sicht für Regelungs- und Reservezwecke besser einsetzbar als die „trägeren“ und wegen Anfahrkosten und Anforderungen an Betriebs- und Stillstandszeiten weniger flexiblen Dampfkraftwerke. Andererseits ist nicht ohne weiteres absehbar, ob ein solcher Einsatz – vor allem im Vergleich mit anderen Einsatzmöglichkeiten der Wasserkraft – wirtschaftlich vorteilhaft wäre.

Die zu erarbeitende Gesamtstudie umfasst folgende Zielsetzungen:¹

- Analyse der möglichen Veränderungen des europäischen Stromangebotes, vor allem bei einem vermehrten Angebot an Windkraft.

Die Nutzung der grossen prognostizierten Windenergiopotenziale in Europa erfordert zweckmässige Rahmenbedingungen und technisch-organisatorische Massnahmen

Das Windenergieangebot ist stochastisch und benötigt höhere Regelungskapazitäten

Zielsetzungen der Studie

¹ gemäss Ausschreibung BFE/EWG (vg. www.ewg-bfe.ch)

- Bestimmung des Stellenwertes von Spitzenstrom und Regelenergie im Rahmen neuer Angebotskonstellationen.
- Abschätzungen des wirtschaftlichen Optimierungspotenzials des Einsatzes der Schweizer Wasserkraft für Spitzenstrom und Regelenergie.
- Evaluation optimaler institutioneller Arrangements für den nationalen Wasserkraftpark. Die Folgen einer Privatisierung der Wasserkraft sind einzubeziehen.
- Aufzeigen des Zusammenspiels mit dem nationalen Windkonzept und der UVEK-Nachhaltigkeitsstrategie

Inhalt der Studie nach Kapiteln

In Kapitel 2 werden die Funktionsweise des Stromhandels, die verschiedenen Strommärkte und die Frage der Netzkapazitäten kurz dargestellt.

Kapitel 3 beschreibt die Situation der Wasserkraft, insbesondere der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, in der Schweiz.

Das 4. Kapitel behandelt die Frage des Erweiterungs- und Erneuerungspotenzials der Schweizer Wasserkraft. Dabei wird auf die ökologischen Rahmenbedingungen hingewiesen, die bei der Regelenergieproduktion sowie bei der Erweiterung von Speicher und Pumpspeicherkraftwerken eingehalten werden müssen.

Im 5. Kapitel wird die Entwicklung von Stromangebot und –nachfrage in Europa für den Beobachtungszeitraum abgeschätzt. Darauf aufbauend werden Szenarien für die quantitativen Untersuchungen definiert, darunter zwei Windenergie-Ausbauszenarien.

Kapitel 6 enthält die Grundlagen für die Darstellung der Auswirkungen des Windenergieausbaus auf den Bedarf an Regelleistung.

In Kapitel 7 wird die Methodik der Modellsimulationen zur wirtschaftlichen Bewertung des schweizerischen Wasserkraftparks erläutert. Die Ergebnisse der Modellsimulation (wirtschaftliche Bewertung der Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt und Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Austausch) werden für die Periode von 2000 bis 2040 ausgewiesen.

Kapitel 8: Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Im 8. Kapitel werden zusammenfassende Schlussfolgerungen zur wirtschaftlichen Bedeutung des Windenergieausbaus für die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gezogen und Empfehlungen zur strategischen Ausrichtung der Schweizer Wasserkraft und zu allfälligen Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt abgeleitet.

2 Stromhandel und Netzbetrieb

2.1 Begriffsbestimmungen

In elektrischen Energieversorgungssystemen müssen Erzeugung und Verbrauch jederzeit im Gleichgewicht sein. Hierzu wird die Erzeugungsleistung in mehrstufigen, zeitlich aufeinander folgenden Planungs- bzw. Betriebsprozessen an den Verbrauch angepasst. Anhand der grundsätzlich verschiedenen Verantwortlichkeiten und der organisatorischen Abwicklungsaspekte lassen sich diese Stufen in zwei Gruppen einteilen:

Ausgleich Angebot und Verbrauch durch Produktionsplanung

- Bis zu einer Vorlaufzeit von derzeit knapp einem Tag plant ein Versorgungsunternehmen die Versorgung des voraussichtlichen Verbrauchs seiner Kunden in Form von Fahrplänen. Ein Handel dieser im folgenden **Fahrplanenergie** genannten Energie kann über Termin- und Spotmärkte oder auch über bilaterale Geschäfte erfolgen. Diese Geschäftsform wird als Day-ahead-Handel bezeichnet. Ein wichtiges Instrument im Day-ahead-Handel ist z.B. die EEX-Spotmarktbörse in Leipzig. Immer wichtiger werden Brokerplattformen, wie z. B. GFI, die auch im Tageshandel aktiv mitmachen.
- Zum kurzfristigen Ausgleich unvorhergesehener Störungen des Leistungsgleichgewichts, z.B. infolge von Kraftwerksausfällen oder unerwarteten Laständerungen, kontrahieren die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung bzw. fordern im konkreten Bedarfsfall **Regelenergie** an. Während die Verantwortung für Kontrahierung und Einsatz von Regelleistung und -energie heute in vielen Fällen bei den Netzbetreibern liegt, erfolgt ihre Vorhaltung bzw. Erbringung in Kraftwerken, die sich in vielen europäischen Ländern nicht im Eigentum des Netzbetreibers befinden.²

*Fahrplanenergie:
Planung bis zum
Vortag*

Regelenergie: kurzfristiger Bilanzausgleich

Für Versorgungsunternehmen besteht somit grundsätzlich die Möglichkeit, am Markt für Fahrplanenergie und/oder am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Die Bewertung der wirtschaftlichen Vorteile, die sich aus diesem Freiheitsgrad speziell für die schweizerischen Wasserkraftwerke ergeben, ist die zentrale Fragestellung der vorliegenden Studie.

² In der Schweiz befinden sich die Kraftwerke in der Regel im Eigentum des Netzbetreibers.

2.2 Markt für Fahrplanenergie

2.2.1 Allgemeines

Regelzonen in der Schweiz sind identisch mit Versorgungsgebieten der 6 Überlandwerke

Alle UCTE- und ETSO-Länder sind in Regelzonen und Regelblöcke eingeteilt. Die Schweiz ist ein Regelblock und besteht aus 6 Regelzonen, die identisch sind mit den Versorgungsgebieten der Übertragungsnetzbetreiber (ATEL, BKW, CKW - EGL, EOS, EWZ, NOK, wobei CKW und EGL eine gemeinsame Regelzone bilden). In jeder Regelzone gibt es einen Regelzonenzentrenführer, in jedem Regelblock einen Koordinator (ETRANS für die Schweiz). Deutschland und Italien sind eigene Regelblöcke, bestehend aus verschiedenen Regelzonen. Frankreich ist eine Regelzone und bildet zusammen mit Spanien einen Regelblock.

Bilanzkreis: Fasst alle Handelstätigkeiten eines Händlers in einer Regelzone zusammen

Früher existierte pro Regelzone gewöhnlich ein grosses, integriertes Unternehmen, das sowohl für den Netzbetrieb, wie auch für Produktion und Handel zuständig war. Mit der Marktoffnung traten auch andere Unternehmen neben den Regelzonenzentrenführer. In Deutschland beispielsweise sind in jeder Regelzone verschiedene Händler aktiv. Aus diesem Grund wurden z.B. in Deutschland Bilanzkreise geschaffen, in denen alle Handelstätigkeiten eines Händlers in einer Regelzone konsolidiert werden.

Effizienter Day-ahead Handel benötigt Harmonisierung der technisch institutionellen Rahmenbedingungen

Ein Energiegeschäft findet als konsolidierter Austausch zwischen benachbarten Regelzonen statt. Dazu wird zwischen den Regelzonen ein Fahrplan festgelegt. Energielieferungen oder Fahrpläne werden dem Regelzonenzentrenführer gemeldet, der diese zu einem Gesamtfahrplan für die Regelzone konsolidiert. Die Fahrplananmeldung geschieht am Vortag nach einem Stundenraster bis spätestens 16:30h (14:30h für Deutschland). Die heute von Land zu Land sehr unterschiedlichen Nominierungszeiten erschweren den Day-ahead-Handel nicht unerheblich. Eine europäische Harmonisierung der Zeiten für den Day-ahead- aber auch für den Intra-day-Handel würden die Effizienz des Marktes verbessern.

Koordination zwischen Regelzonen: Regelblock-Koordinator

Die Gesamtkoordination zwischen den Regelzonen und die Konsolidierung zu Fahrplänen zwischen den Regelblöcken werden durch den Regelblock-Koordinator (CH: ETRANS) vorgenommen. Bei Geschäften zwischen entfernten Regelzonen werden die dazwischen liegenden Regelzonen berücksichtigt, der vertragliche Weg führt über

alle Regelzonen. Die vertraglichen und die physischen Flüsse müssen allerdings nicht übereinstimmen.

2.2.2 Bisherige Teilnahme der Schweiz am grenzüberschreitenden Stromhandel

Die Schweiz ist stark in den Stromhandel mit den Nachbarländern eingebunden. In der Schweiz dient der Aussenhandel vor allem dazu, den Einsatz des eigenen Kraftwerksparks zu optimieren. Die vorhandenen (Pump-)Speicherkraftwerke eignen sich dafür besonders gut.

Schweizerischer Aussenhandel: Optimierung Einsatz des eigenen Kraftwerksparks

In den letzten 10 Jahren wies die Schweiz jedes Jahr einen Ausfuhrüberschuss von Elektrizität auf. Im langjährigen Mittel (1990-2001) betrug dieser rund 6'700 GWh (BFE 2002, S. 48). Hier gilt zu beachten, dass die Schweizer Produzenten nicht nur Spitzenenergie exportieren, sondern je nach Last – und Produktionssituation auch Band- und Off Peak-Energie verkauft wird (z. B. in der Ferienzeit und/oder an Wochenenden). In den Wintermonaten wird in der Regel netto importiert, im Sommer wird mehr exportiert als importiert. Die PSKW bieten die Möglichkeit, im Winter in Schwachlastzeiten Off-Peak-Energie zu importieren, die unter Verlusten durch Pumpumwälzbetrieb als potenzielle Energie gespeichert werden kann und die dann in Spitzenlastzeiten auf Abruf bereit steht und auch exportiert werden kann.

Schweiz ist Nettoexporteur: Im Winter Nettoimport und im Sommer Nettoexport

1997 wurden 76% der Importe durch langfristige Bezugsverträge³ und 23% durch kurzfristige Geschäfte bestimmt (BFE 2003, S. 38). Bei den langfristigen Importverträgen aus französischen Bezugsrechten wurden in den Jahren 1999 und 2000 die letzten Liefertranchen fällig, was die Importverträge um einige 100 MW erhöhte. In den letzten Jahren war ein Wechsel von langfristigen Lieferverpflichtungen hin zu kurzfristigen Abmachungen beobachtbar. Im Jahre 2001 betrug der Anteil von Importen mit langfristigen Bezugs-

Anteil langfristiger Bezugsverträge hat in den letzten Jahren stark abgenommen (Liberalisierung)

³ Mindestvertragsdauer: 5 Jahre

verträgen noch 43%, die kurzfristigen Geschäfte hatten bereits einen Anteil von 56%.⁴

2.3 Regelenergiemarkt

2.3.1 Allgemeines

Regelenergiebereitstellung in der Schweiz

Die 7 Schweizer Verbundnetzunternehmen haben sich im Rahmen der Weisungen des KSVB (Kommission der Schweizer Verbundnetzbetreiber) dazu verpflichtet, Regelenergie bereitzustellen. In der Schweiz gibt es bisher weder eine Preis-/Kosten-Regulierung noch einen Markt für Regelenergie. Die einzelnen Regelzonenbetreiber stellen nach einem Schlüssel ihren Anteil der Regelleistung zur Verfügung. Dabei entspricht die Summe der Regelleistungen genau dem Anteil den die Schweiz gemäss UCTE-Anforderung bereitzustellen hat. Abweichungen zwischen Soll und Ist werden im Nachhinein real kompensiert.

Durch das Unbundling ist der Netzbetreiber im liberalisierten Markt für die Regelzone verantwortlich, hat aber keine eigenen Produktionsstätten mehr. Darum muss Regelenergie zugekauft werden. Dies geschieht heute in der Schweiz meist über den ehemaligen Stammhändler oder einen Händler in der gleichen Holding.

Im Ausland existieren bereits Märkte für Regelenergie

In einem freien Markt würde der Netzbetreiber den Kauf von Regelenergie ausschreiben. In Deutschland schreiben beispielsweise die Übertragungsnetzbetreiber ihren Regelenergiebedarf aus und holen entsprechende Angebote ein. Die Händler bieten Leistungspreise (für die Leistungsbereitstellung) und Arbeitspreise (für die effektiv beanspruchte Regelenergie), getrennt nach positiver und negativer Regelrichtung. Die Grundprinzipien für Ausschreibung, Vergabe und Abruf der Regelenergie sind in allen Regelzonen ähnlich; jedoch bestehen auch Unterschiede in durchaus relevanten Details (z.B. Fristen, Mindestmengen, Vorhandensein von Leistungspreisen). Auch in anderen europäischen Ländern bestehen bereits Regelenergiemärkte, so z.B. in Österreich, Frankreich, England/Wales und Skandinavien.

⁴ Das jeweils auf 100% fehlende eine Prozent ist der Ausgleich im Verbund zwischen der vertraglich abgemachten und der tatsächlich gehandelten Energiemengen.

Aufgrund der vergleichsweise ungenauen Prognostizierbarkeit von Windenergieeinspeisungen ist infolge des Ausbaus der Windenergie eine Zunahme des Bedarfs an Regelleistung und -energie zu verzeichnen bzw. in der Zukunft deutlich verstärkt zu erwarten. Die Quantifizierung dieses künftigen Bedarfs ist Gegenstand der Überlegungen in Kapitel 6. Ein grenzüberschreitender Regelenergiemarkt zur Deckung dieses Bedarfs ist derzeit jedoch noch nicht möglich. Ursache hierfür ist u.a. die noch fehlende Abstimmung wichtiger technisch-organisatorischer Aspekte wie z.B. Definition der Regelenergiarten, Vorhalte- und Abruffristen sowie physikalische Realisierung der Regelenergielieferungen. Insbesondere müssen an Engpassstellen zur Gewährleistung der Netzsicherheit die Allokationsverfahren für grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten eine aufeinander abgestimmte Vergabe von Übertragungsrechten für Fahrplan- und Regelenergie ermöglichen. Die grundsätzliche Machbarkeit regelzonenübergreifender (Tertiär-)Regelenergiemarkte demonstrierten die deutschen Netzbetreiber bereits im Gebiet der vier innerdeutschen Regelzonen. Experten gehen daher davon aus, dass auch internationale Regelenergiemarkte in den kommenden Jahren entstehen werden und somit die zwingende Voraussetzung geschaffen wird, damit Schweizer Wasserkraftwerke zur Deckung des Regelenergiebedarfs anderer Länder beitragen können. Aktuelle Überlegungen zu einer stärkeren Koordination von Regelenergiemarkten – beispielsweise durch eine börsliche Plattform (ZfK 2003) – lassen zudem für die Zukunft eine höhere Liquidität erwarten.

Entstehung grenzüberschreitender Regelenergiemarkte

Eine neuere Entwicklung ist die des sog. **Intra-Day-Handels**, der die Lücke zwischen **Spotmarkt (Day Ahead)** und **Regelenergiemarkt** füllen könnte, indem Fahrplanlieferungen auch mit nur wenig Vorlauf, z.B. von einer bis mehreren Stunden, ermöglicht werden. Die Teilnahme am Intra-Day-Handel stellt künftig also u.U. eine weitere Option bei der Kraftwerkseinsatzplanung bzw. -einsatzstrategie dar. Die Teilnahme am französischen „marché d'ajustement“ ist für Schweizer Kraftwerke sogar bereits heute möglich.⁵

Rolle des Intra-Day-Handels

Aufgrund der technischen Restriktionen thermischer Kraftwerke ist es für diese jedoch nicht möglich, bestimmte Vorlauffristen zu unterschreiten, so dass die grundsätzliche Trennung zwischen freizügig

⁵ Der „marché d'ajustement“ wird z. T. als Regelenergiemarkt bezeichnet, hat aber aufgrund der Vorlaufzeiten sowie der ausschließlichen Vergütung von Arbeitspreisen eher Züge eines Intra-Day-Marktes.

planbarer Fahrplanenergie und kurzfristigem, stärkeren Einschränkungen unterworfenem Regelenergiemarkt auch bei Intensivierung des Intra-Day-Handels bestehen bleibt. Um diese Unterschiede bewerten zu können, ist es in der vorliegende Studie – insbesondere bei den quantitativen Untersuchungen in Kapitel 7 – erforderlich, zwischen Spot- und Regelenergiemarkt zu differenzieren, während der „dazwischen“ liegende Intra-Day-Markt nicht explizit nachgebildet wird. Seine (angestrebten) Wirkungen werden jedoch mittelbar berücksichtigt, indem wir zum einen bei der Bewertung anhand eines Marktgleichgewichtsmodells (Abschnitt 7.1.1) davon ausgehen, dass sich gerade auch die Regelenergiepreise langfristig hin zu einem grenzkostenbasierten Niveau bewegen werden, wozu ein funktionierender Intra-Day-Markt beitragen könnte. Zudem berücksichtigen wir die Möglichkeit, durch Nutzung des Intra-Day-Handels speziell den Windenergie-bedingten Regelenergiebedarf zu reduzieren, indem dieser auf Basis kurzfristigerer und damit genauerer Windprognosen ermittelt wird (Abschnitt 7.1.2).

2.3.2 Beispiele für ausländische Regelenergiemarkte

RTE in F führt täglich für 4 zeitliche Blöcke Auktion durch

Frankreich hat seit Mitte April einen funktionierenden Markt, welcher den Charakter eines Intra-Day Marktes hat (siehe unten; die Bereitstellung von Regelleistung geschieht weiterhin durch die EdF). Die französische Übertragungsnetzbetreiberin **RTE** führt täglich für 4 aufeinander folgende zeitliche Blöcke eine Auktion durch. Diese erfolgt jeweils zwei Stunden vor der erforderlichen Lieferung. Geboten wird ein Arbeitspreis für eine Energiemenge im jeweils ausgeschriebenen Zeitblock.

*RWE: Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve ausgeschrieben:
Leistungs- und Arbeitspreis während ausgeschriebenem Zeitraum*

Die **RWE** schreiben seit dem 1. Februar 2001 Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve (bzw. Tertiärregelleistung) unter Wettbewerbsbedingungen aus (für alle drei Arten von Regelenergie; insgesamt ca. 2000 MW). Die Vergabe der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve erfolgt pro Regelenergieart getrennt nach positiver und negativer Regelrichtung. Geboten wird ein Leistungspreis für die während des ausgeschriebenen Zeitraumes vorgehaltene Leistung sowie ein Arbeitspreis, den die RWE bei Regelenergiebezug vergütet, bzw. den der Bieter bei Energiebezügen (negative Regelung) den RWE erstattet.

Mit Hilfe eines mathematischen Verfahrens (GGLP-Algorithmus = "gemischt ganzzahlig lineare Programmierung") ermitteln die RWE aus den angebotenen Regelleistungen eine kostenminimierte Auswahl unter Einhaltung aller Bedingungen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Angebote mit den tiefsten Leistungspreisen ausgewählt werden bis die erforderliche Reserveleistung verpflichtet ist. Wenn dann Regelenergielieferungen erforderlich sind, wird die Energie von den in der Auktion berücksichtigten Anbietern mit den tiefsten Arbeitspreisen bezogen.

In der Periode vom 1.2.2001 bis 31.7.2001 zeigte sich, dass der Preis für die negative Leistungsbereitstellung etwa 20-40% des Leistungspreises für positive Leistungsvorhaltung beträgt. Für die Energieübernahme aus dem Netz (negative Regelung) wurde ein Arbeitspreis von 0 – 2 €ct./kWh geboten.

(www.rwetransportnetzstrom.de/minres_oben.aspx).

Geringe Vergütungen für (negative) Leistungs- und Energieübernahme aus Netz

Die **EnBW** schreiben Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Sekundärregelenergie sowie Minutenreserveleistung und Minutenreserveenergie aus. Die Minutenreserve (Tertiärregelleistung und -energie) wird werktäglich ausgeschrieben. Angebotsschluss ist um 13:30 Uhr, wobei an den Werktagen darauf folgende Wochenendtage und Feiertage mit ausgeschrieben werden. Die Vergabe erfolgt daran anschließend bis 14:30 Uhr.

ENBW: Werktägliche Ausschreibung Minutenreserve

Rahmenbedingungen für die Angebote:

- Positive Minutenreserve: Bieter liefert Regelenergie an EnBW Transportnetze AG.
 - Negative Minutenreserve: Bieter bezieht Regelenergie von EnBW Transportnetze AG.
 - Die Vergabe erfolgt getrennt für positive und negative Minutenreserve und getrennt für HT und NT. HT ist Montag bis Freitag, jeweils von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr. Die übrige Zeit ist NT.
 - Der ausgeschriebene Leistungspreis bezieht sich auf den Ausschreibungszeitraum. Die Mindestlosgrösse beträgt 30 MW.
 - Die Vergabeentscheidung wird bis spätestens 60 min nach Angebotschluss mitgeteilt.
 - Jeder Zuschlag muss vom Bieter rückbestätigt werden. Der Erbringungsort, Einspeiseort sowie Erzeugungseinheit sind bis 17:00 Uhr am Tage der Vergabe zu benennen.
- (www.enbw.com/content/de/geschaeftskunden/netznutzer/regelenergie/minutenreserve/vergabe)

Die **E.ON** schreibt seit dem 1. August 2001 Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve aus (+1'100 MW und -400 MW).

Die Ergebnisse der Auktionen sind ähnlich wie bei den RWE und der EnBW (www.eon-netz.com/Ressources).

2.3.3 Situation in der Schweiz

Bisher: Verpflichtung zur Bereitstellung von Regelreserve

Die Primär- und Sekundärregelung in der Schweiz wird vor allem mit Hilfe von SKW und PSKW bewerkstelligt. Je nach vorherrschender Netzfrequenz und Abweichung der Austauschleistung vom Fahrplan wird die Produktion gewisser Kraftwerke innert Sekunden reguliert und der Frequenz-Sollwert von 50 Hz wieder hergestellt (Primärregelung, die auf Veränderung der Frequenz reagiert). Diese Leistungen der einzelnen Kraftwerke werden heute noch nicht finanziell abgegolten, sondern im Sinne einer allen Akteuren dienenden Systemsicherheit verpflichtend vorausgesetzt. Aufgabe der ETRANS ist es, diese Leistungen unter den schweizerischen Verbundunternehmen zu koordinieren. Schätzungen über den Regelenergiebedarf in einer Regelzone sind im Allgemeinen ziemlich genau (Fehler bisher von max. 2-3%). Diese Grösse wird aber mit Erhöhung des Liberalisierungsgrades ansteigen, weil weniger Verschachtelungen auftreten werden. In (ausländischen) Regelzonen mit hohem Windenergie-Ausbau nimmt der Regelenergiebedarf allerdings stark zu, vgl. Kapitel 6.

Künftig ggf. marktbasierte Beschaffung und Vergütung von Regelenergie

In einem liberalisierten Strommarkt, wie z.B. Deutschland, kann die unabhängige Netzbetreibergesellschaft den Erzeugern die Zusatzleistung für die Systemregelung vergüten und ihrerseits die Kosten für den Netzbetrieb und die Regelung auf die Nutzer des Netzes abwälzen. Unter diesen Voraussetzungen könnte sich ein Markt für Regelenergie bilden. In einem Markt für Regelenergie hätte diese einen höheren Preis als Bandenergie und könnte für die Schweizer Wasserkraftwerke von Interesse sein.

Bisher laufen erste Versuche von Schweizer Produzenten, mit Frankreich einen Regelenergieaustausch mit halbstündigem Vorlauf durchzuführen. Ebenso finden erste Geschäfte mit Deutschland statt. Lieferungen erfordern hier eine vorgängige Zertifizierung, bei der unter anderem die Voraussetzungen zu einer $\frac{1}{4}$ - stündlichen Lieferung nachgewiesen werden muss.

2.4 Netzbetrieb und Übertragungskapazitäten in der Schweiz und im Ausland

Die 1999 von den 7 schweizerischen Verbundunternehmen als unabhängige Aktiengesellschaft gegründete ETRANS ist die Koordinationsstelle zwischen den schweizerischen Verbundunternehmen und zugleich Bindeglied zur UCTE. Ihre Aufgaben bestehen darin, die von der UCTE vorgeschriebenen Richtlinien der Primär- und Sekundenregelung in der Schweiz umzusetzen, die Überwachung des schweizerischen 220/380 kV-Übertragungsnetzes, die permanente Beobachtung der grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen und die Koordinierung der Lastaustauschfahrpläne mit den umliegenden Ländern. Ausserdem übernimmt die ETRANS verschiedene Dienstleistungen für die UCTE.

Rolle von ETRANS

Im Rahmen der Überwachung des Hochspannungsnetzes in der Schweiz werden die Lastflüsse, die jede Regelzone mit den angrenzenden Regelzonen austauscht, gemessen. Online-Messungen der Wirkleistung an allen Übergängen zwischen Regelzonen und Regelblöcken erfassen sämtliche Importe und Exporte. Die Bilanz dieser physikalischen Flüsse wird am Folgetag errechnet und mit den unter den Kraftwerken ausgehandelten vertraglichen Flüssen verglichen. Dadurch kann der ungewollte Austausch zwischen Regelzonen bestimmt werden. Die Differenzen zwischen vertraglichen und physikalischen Flüssen werden in der darauf folgenden Woche durch einen entsprechenden Austausch in natura kompensiert. Die Kompensation findet in der gleichen Tarifzeit statt, in der der ungewollte Austausch erfolgte.

Überwachung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz

Das Schweizer Stromnetz ist auf die Landesversorgung und den europäischen Nord-Süd-Transport und den Westimport (für französische Bezugsrechte) ausgerichtet. Die Kapazität des Schweizer Netzes ist nach Ansicht von Experten in der Regel auch für zusätzliche (Regel-) Energielieferungen gross genug (mit Ausnahme der Grenze zu Italien, weil diese Leitungen mit Vertragslieferungen ausgelastet sind). Dabei muss allerdings nach Betriebsfällen unterschieden werden (Tag/Nacht, Sommer/Winter).

Kapazität des Schweizer Übertragungsnetzes für internationalen Stromaustausch

Die Leitungen über die Grenzen sind unterschiedlich ausgelastet. Italien importiert kontinuierlich ca. 3'000 MW aus der Schweiz, die Netze zwischen der Schweiz und Italien sind gut ausgelastet. Die Netze zwischen der Schweiz und Deutschland sind je nach Richtung

unterschiedlich belastet. Aufgrund der vorherrschenden Flussrichtung von Norden nach Süden sind die Leitungen von Deutschland in Richtung Schweiz sehr hoch ausgelastet, mit gelegentlichen Engpässen. In umgekehrter Richtung ist die Belastung dagegen moderat; die Schweiz kann also z.Z. mehr nach Deutschland exportieren als von Deutschland importieren, da in dieser Richtung mehr ungenutzte Netzkapazitäten verfügbar sind.

3 Situation der Wasserkraft in der Schweiz

3.1 Einordnung

In diesem Kapitel werden die technischen, wirtschaftlichen und institutionellen Rahmenbedingungen des heutigen Schweizer Wasserkraftparks analysiert. Dabei werden insbesondere auch solche Aspekte diskutiert, die einer optimalen Nutzung der Zentralen im künftigen europäischen Fahrplan- und Regelenergiemarkt entgegenstehen könnten.

Darstellung der Rahmenbedingungen der Schweizer Wasserkraft

Da wir bei hier vorgenommenen quantitativen Analysen zur aktuellen wirtschaftlichen Bewertung der Schweizer Wasserkraftwerke die in Zukunft zu erwartenden Rahmenbedingungen vorerst noch bewusst vernachlässigen (vgl. Kapitel 5), bildet die folgende Analyse die Grundlage, um durch einen Vergleich mit den Berechnungsergebnissen Empfehlungen zur betriebswirtschaftlich optimaleren Nutzung der Kraftwerke abzuleiten.

Die Analyse der Zusammensetzung des Schweizer Wasserkraftparks wird zu dessen detaillierter Modellierung im Rahmen der weiteren Berechnungen genutzt.

3.2 Typologisierung

In der Schweiz stammen im Mittel 60% der gesamten Stromproduktion aus Wasserkraftanlagen.⁶ Insgesamt verfügte die Schweiz am 1.1.2003 über 501 Wasserkraftwerke mit einer maximalen Leistung grösser als 300 kW.⁷

Schweiz zählt 501 Wasserkraftwerke mit Leistung grösser 300 kW

Im WASTA-Ordner³ werden 4 Kraftwerktypen unterschieden:

1. Laufkraftwerke (LKW): Wasserkraftanlagen ohne eigenen Speicher, die die Zuflüsse laufend verarbeiten.

⁶ www.bwg.admin.ch

⁷ WASTA-Ordner: Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, herausgegeben vom Bundesamt für Wasser und Geologie, Stand 1.1.2003.

2. Speicherkraftwerke (SKW): Die Zuflüsse werden gespeichert so lange noch freies Speichervolumen verfügbar ist und bei Bedarf genutzt (tägliche, wöchentliche und saisonale Speicherung).
3. Reine Umwälzwerke: Nutzen nur Wasser, das vorher gepumpt und gespeichert wurde (i.d.R. Tagesspeicher).⁸
4. Pumpspeicherkraftwerke (PSKW): Kombination aus Speicherkraftwerk und reinem Umwälzwerk.

Im Hinblick auf die Fragestellung dieser Studie werden wir im weiteren Verlauf dieses Kapitels Laufkraftwerke nicht weiter betrachten, da diese keinen Freiheitsgrad hinsichtlich ihrer Einsatzstrategie aufweisen.⁹

Sample der 61 grössten SKW und PSKW

In dieser Studie werden die 61 grössten SKW- und PSKW-Kraftwerkszentralen der Schweiz untersucht.¹⁰ Es handelt sich dabei genau um die Hälfte aller SKW und PSKW der Schweiz, sie repräsentieren aber 84% der gesamten installierten Leistung. Aus diesem Grund kann dieses Sample als repräsentativ für alle SKW und PSKW der Schweiz angesehen werden. Von den 61 Zentralen sind 49 SKW und 10 PSKW.¹¹ Im Folgenden beziehen sich alle statistischen Angaben (sofern nicht anders angegeben) auf dieses Sample von 61 Zentralen.

3.3 Inbetriebnahme und Konzessionsdauer

3.3.1 Jahr der ersten Inbetriebnahme

Die ersten Speicherkraftwerke sind zwischen 1890 und 1910 entstanden. Die nachfolgende Tabelle zeigt den Zeitpunkt der ersten

⁸ In der Schweiz gibt es lediglich 2 Umwälzwerke, wovon wir eines in unserer Untersuchung berücksichtigen.

⁹ Diese Abgrenzung bezieht sich lediglich auf Kapitel 3. Im Rahmen der wirtschaftlichen Bewertung (Kapitel 7) und damit auch der vorgesetzten Analysen (Kapitel 4 und 6) werden dagegen sämtliche Kraftwerkstypen – auch thermische – berücksichtigt, da wir die Bewertung anhand einer Simulation des gesamten Erzeugungssystems vornehmen.

¹⁰ Die Zentrale Biedron des Grand Dixence-Kraftwerks wird nicht betrachtet, da deren Zukunft ungewiss ist.

¹¹ Dazu kommen je 1 Laufkraftwerk und ein reines Umwälzwerk, die berücksichtigt werden müssen, weil sie zu einem Anlagendispositiv mit SKW und PSKW gehören. Eine Übersicht der Zentralen ist im Anhang zu finden.

Betriebsaufnahme der 61 betrachteten Zentralen (das LKW und das Umwälzwerk werden in den folgenden Tabellen nicht einzeln aufgeführt, sondern nur textlich erwähnt).

Jahr der ersten Inbetriebnahme	Alle Anlagen			SKW			PSKW		
	Anzahl Zentralen	Anlagen (in %)	Leistung (in %)	Anzahl SKW	Anlagen (in %)	Leistung (in %)	Anzahl PSKW	Anlagen (in %)	Leistung (in %)
Vor 1950	11	18	13	9	18	12	2	20	17
1950 – 1959	17	28	25	15	31	30	2	20	8
1960 – 1969	21	34,5	40	17	35	44	3	30	32
1970 – 1979	9	15	17	6	12	13	3	30	43
1980 – 1989	1	1.5	4	0	0	0	0	0	0
Nach 1990	2	3	1	2	4	1	0	0	0
Gesamt	61	100	100	49	100	100	10	100	100

Tabelle 1: Jahr der ersten Inbetriebnahme der Wasserkraftzentralen

Der Grossteil der Zentralen wurde zwischen 1950 und 1969 erstellt und in Betrieb genommen (61% der betrachteten Zentralen).¹² Ein Teil der PSKW wurden im Gegensatz zu den SKW noch in den 70er Jahren erstellt. Die älteste untersuchte Zentrale wurde 1902 in Betrieb genommen (Zentrale Hauterive), die jüngste Zentrale wurde 1994 fertig gestellt (Zentrale Martina).

Die meisten Zentralen wurden zwischen 1950 und 1969 gebaut

1970 endete die eigentliche Blütezeit des Ausbaus der Wasserkraft in der Schweiz. Seit 1971 bis 2002 nahm die mittlere Produktionserwartung noch um 0,5% und die maximal mögliche Leistung um 1,2% pro Jahr zu.¹³

3.3.2 Jahr der letzten Erneuerung

Die nachfolgenden Bemerkungen beziehen sich auf die Gesamtheit der Schweizer Wasserkraftwerke. Von den vor 1920 in Betrieb genommenen Wasserkraftwerken wurden beinahe alle erneuert. Von den Anlagen, die zwischen 1960 und 1980 gebaut wurden, hingegen

Nur 10% der zwischen 1960 und 1980 erbauten Anlagen wurden erneuert

¹² Das LKW wurde 1964 erstellt, das Umwälzwerk 1981.

¹³ www.bwg.admin.ch

nur ca. 10% (Filippini 2001, S. 28). Wenn man von einer durchschnittlichen Lebensdauer von 50 bis 80 Jahren einer Anlage ausgeht, so ist ab 2010 mit einer starken Zunahme der Erneuerungstätigkeit zu rechnen, wenn die von 1950 bis 1970 erstellten Wasserkraftwerke sanierungsbedürftig werden.

3.3.3 Konzessionsdauer

Viele Konzessionen laufen zwischen 2040 und 2049 ab

Wie die folgende Tabelle zeigt, enden die Konzessionen für etwas mehr als die Hälfte der Zentralen zwischen 2040 und 2049.¹⁴ Da die Konzessionen für eine Dauer von maximal 80 Jahren erteilt worden sind, laufen in der Periode von 2040 bis 2049 die Konzessionen derjenigen Wasserkraftwerke aus, die in den 60er Jahren gebaut worden sind.

Ablauf der Konzessionen	Alle Anlagen			SKW			PSKW		
	Alle Zentralen	In %	Leistung (in %)	Anzahl SKW	In %	Leistung (in %)	Anzahl PSKW	In %	Leistung (in %)
Bis 2009	2	3	0,5	2	4	1	0	0	0
2010 – 2019	3	5	5	1	2	1	2	20	17
2020 – 2029	1	1.5	0,5	1	2	1	0	0	0
2030 – 2039	15	25	15	14	29	18	1	10	5
2040 – 2049	31	51	63	23	47	63	6	60	57
2050 – 2059	6	10	14	5	10	12	1	10	21
Nach 2060	2	3	1	2	4	2	0	0	0
Unbeschränktes Nutzungsrecht	1	1.5	1	1	2	1	0	0	0
Gesamt	61	100	100	50	100	100	10	100	100

Tabelle 2: Ablauf der Konzessionen der untersuchten Zentralen

Ausbauten und Erneuerungen werden bei bevorstehender Konzessionserneuerung interessanter

¹⁴ Die Konzession des LKW endet 2041, diejenige des Umwälzwerks 2042.

Die Tabelle zeigt, dass kurz- und mittelfristig nicht damit gerechnet werden kann, dass die Gesellschaften einen grossen Anreiz haben, Erweiterungen oder Erneuerungen ihrer Werke vorzunehmen. Es kann erwartet werden, dass Ausbauten und Sanierungen erst mit einer bevorstehenden Konzessionserneuerung einen neuen Schub erhalten.¹⁵

3.4 Leistung und Produktion

Der Speicherkraftwerkspark in der Schweiz umfasst 122 Kraftwerke (103 SKW und 19 PSKW) mit einer maximal möglichen Leistung von mehr als 300 kW und erreicht eine maximale kumulierte Leistung von 9'410 MW.¹⁶

CH: 122 Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke >300 kW

Tabelle 3 zeigt die maximal mögliche Leistung der hier untersuchten Zentralen.

Max. mögliche Leistung	Alle Zentralen	SKW	PSKW
Kleiner als 50 MW	12	10	1
51 – 100 MW	19	15	4
101 – 200 MW	17	14	3
Grösser als 201 MW	13	10	2
Gesamt	61	49	10

Tabelle 3: Maximal mögliche Leistung des Samples der untersuchten Zentralen

Die 61 untersuchten Zentralen weisen eine installierte Leistung von 7'922 MW auf. Die 59 SKW und PSKW unseres Samples (ohne das LKW und das Umwälzwerk) repräsentieren 84% der maximal möglichen Leistung aller Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke der Schweiz.¹⁷

Die 61 Zentralen des Samples haben eine installierte Leistung von 7'922 MW auf

¹⁵ s. Kapitel 4.4.2.

¹⁶ WASTA-Ordner, Stand 1.1.2003.

¹⁷ Bei einigen Zentralen werden die Zuflüsse kaskadenförmig im Verbund genutzt, dies bedeutet, dass die Produktion der Zentralen nicht mehr unabhängig voneinander ist. Details dazu sind im Anhang zu finden.

Im Durchschnitt beträgt die Leistung einer SKW-Zentrale 129 MW, die Spannweite reicht jedoch von 20,3 MW (Zervreila) bis zu 384 MW (Zentrale Nendaz des Grand Dixence-Kraftwerkes). Die PSKW haben eine Leistung von durchschnittlich 132 MW pro Zentrale, die Spanne reicht von 34 MW (Grimsel I) bis 240 MW (Veytaux). Das berücksichtigte Laufkraftwerk (Chanrion) hat eine Leistung von 27,5 MW, das Umwälzwerk (Grimsel II) erreicht 311 MW.

Die mittlere Produktionserwartung sämtlicher 122 SKW und PSKW der Schweiz beträgt für 2003 18'490 GWh (53% der gesamten mittleren Produktionserwartung der Schweizer Wasserkraft; SKW 48%, PSKW 5%).¹⁸

Die mittlere Produktionserwartung der 61 Zentralen beträgt 15'989 GWh/a

Die mittlere Produktionserwartung der 61 hier untersuchten Zentralen beträgt 15'989 GWh/a, davon entfallen rund 49,5% auf das Winter- (7'917 GWh) und 50,5% (8'072 GWh) auf das Sommerhalbjahr. Die SKW haben eine mittlere Produktionserwartung von 14'493 GWh/a und produzieren im Sommer wenig mehr als im Winter. Bei den PSKW ist die mittlere Produktionserwartung im Winter mit 941 GWh (63%) fast doppelt so gross wie im Sommer mit 554 GWh (37%). Die mittlere Produktionserwartung des einbezogenen LKW beträgt 74 GWh/a, davon fallen 73 GWh im Sommer an.

3.5 Bisheriger Einsatz der Schweizer (Pump-) Speicherkraftwerke

SKW und PSKW sind schnell regulierbar und eignen sich gut für Spitzen- und Regelenergieproduktion

Die SKW gehören zusammen mit den PSKW und den Gasturbinen ohne Wärmekraftkoppelung zu den schnell regulierbaren Kraftwerken. Die Schweiz weist im europäischen Vergleich einen grossen Anteil von schnell regulierbaren Kraftwerken auf, die sich hervorragend für die Deckung von Spitzenlast und die Bereitstellung von Regel-/Ausgleichsenergie eignen.¹⁹

Die wichtigsten Angaben zum Schweizer (Pump-) Speicherkraftwerkspark sind in der folgenden Tabelle aufgeführt. Die Werte für die 59 SKW und PSKW unseres Samples werden zum Vergleich noch-

¹⁸ WASTA-Ordner, Stand 1.1.2003.

¹⁹ Die vorhandene Leistung beträgt 10'000 MW, also ca. einen Achtel der in der UCTE vorhandenen Leistung von schnell regulierbaren Kraftwerken (Filippini 2001, S. 49)

mals aufgeführt. Die durchschnittlichen jährlichen Betriebsstunden sind für unser Sample nicht verfügbar, die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich also auf die Gesamtheit der (Pump-) Speicher- kraftwerke der Schweiz.

Die in Tabelle 3 angegebenen Werte bezüglich maximal möglicher Leistung sagen noch nichts darüber aus, ob überhaupt und wie lange diese Leistung innerhalb eines Jahres erreicht werden kann. Filippini (2001, S. 56ff.) hat dazu die Verfügbarkeit der totalen kumulierten Leistung für das Winter- und Sommerhalbjahr für alle SKW und PSKW dargestellt. Die Verfügbarkeit wurde dabei auf Betriebs- stunden pro Werktag innerhalb des jeweiligen Halbjahres umgerech- net. Im Winterhalbjahr treten Spitzenlasten an durchschnittlich 6,4 Stunden pro Werktag auf, im Sommer an durchschnittlich 2,3 Stun- den pro Werktag (Filippini 2001, S.44).

Schätzungen über die Leistungs- verfügbareit

Gemäss Filippini (2001, S. 57) sind bei den PSKW im Sommerhalb- jahr 66% der maximalen kumulierten Leistung über die ganze Spitz- lastperiode von 2,3 Stunden verfügbar. Im Winter sind 53% der maximalen kumulierten Leistung aller PSKW über die Spitz- lastperiode von 6,4 Stunden verfügbar. Die totale maximal mögliche Leistung aller PSKW (1'496 MW) wird im Winter nur an einer Stunde pro Werktag und im Sommer gar nicht erreicht. Es gibt PSKW, die im Sommer hauptsächlich für die saisonale Umlagerung der Erzeugung ins Winterhalbjahr zuständig sind. Insgesamt zeigt sich, dass die PSKW gerade im nachfragestärkeren Winterhalbjahr nicht besonders gut auf die Spitzenlast ausgerichtet sind.

SKW und PSKW sind gut aber nicht voll auf die Spitz- last ausgerichtet

Die Erzeugung der SKW ist besser auf die Spitzennachfrage ausge- richtet. Im Winter sind 69% der totalen kumulierten maximal mögli- chen Leistung aller SKW über alle Spitzlaststunden verfügbar, im Sommerhalbjahr sind dies 98%. In beiden Halbjahren steht die totale maximal mögliche Leistung aller SKW (8'037 MW) über eine gewisse Dauer pro Werktag zur Verfügung, im Sommer für etwa eine Stunde, im Winter für etwa eine halbe Stunde.²⁰

Die Ausrichtung auf die Spitzennachfrage ist im Sommer stärker als im Winter

²⁰ Aufgrund der heutigen Erfahrungen erscheint die in Filippini (2001) berechnete Leistungsverfügbarkeit der PSKW und SKW insbesondere im Winter eher tief.

Betriebsdaten SKW/PSKW	SKW alle	SKW Sample	PSKW alle	PSKW Sample
Anzahl (>300 kW)	103	49	19	10
Max. mögliche Leistung ab Generator	8'037 MW	6'267 MW	1'496 MW	1'316 MW
Mittlere Produktionserwartung	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)
Jahr	16'799	14'493	1'756	1'495
Winterhalbjahr	8'546	6'976	1'187	941
Sommerhalbjahr	8'253	7'517	569	554
Installierte Pumpenleistung	338 MW		990 MW	
Verhältnis installierte Pumpenleistung/ max.Turbinenleistung	0,04		0,66	
Betriebsstunden der Turbinen	(Std.)		(Std.)	
Jahr	2'628		1'438	
Winterhalbjahr	1'198		1'073	
Sommerhalbjahr	1'430		365	
Betriebsstunden der Pumpen	(Std.)		(Std.)	
Jahr	1'460		500	
Winterhalbjahr	200		47	
Sommerhalbjahr	1'260		453	

Tabelle 4: Betriebsdaten von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken, ganzer schweizerischer Park und hier untersuchtes Sample (Filippini 2001, S. 56 und eigene Berechnungen)

Wegen des leistungs- und produktionsmässigen Übergewichts der Speicherkraft zur Pumpspeicherkraft weist die gesamte, über Speicher verfügbare Wasserkraft die gleichen Charakteristika bezüglich Verfügbarkeit der kumulierten Leistung auf wie die Gruppe der SKW. Gemeinsam erreichen die SKW und PSKW im Winter 65% der tota-

len maximal möglichen Leistung, im Sommer sogar 93% während der gesamten Spitzenlastperiode.²¹

Insgesamt ist der (Pump-)Speicherkraftwerkspark in seiner Gesamtheit klar auf die Deckung der Spitzenlast ausgerichtet. Im Winter ist die Ausrichtung auf die Spitzenlast stärker als im Sommer.²² Im Sommer ist jedoch ein höherer Prozentsatz der totalen kumulierten Leistung über die ganze (kürzere) Spitzenlastperiode verfügbar. Die PSKW sind im Vergleich zu den SKW weniger auf die Spitzenlast ausgerichtet. Die SKW übernehmen außerdem einen Grossteil der Mittellast, wobei wenige leistungsschwache Kraftwerke auch im Bereich der Grundlast erzeugen.

Speicherkraftwerkspark ist nicht maximal auf die Spitze ausgerichtet

Die Werke orientieren sich heute in der Mehrzahl nicht mehr am Spitzenstromkoeffizienten, sondern es werden Preis-Forward-Kurven benutzt. Die Ausrichtung der Produktion erfolgt also vermehrt nicht mehr unterteilt nach Spitzen-, Mittel- und Grundlast, sondern stundenweise.

Keine Orientierung mehr am Spitzenstromkoeffizienten sondern an Preis-Forward-Kurven

Im Zusammenhang mit der in dieser Studie verfolgten Fragestellung kann festgehalten werden, dass die Analyse des Einsatzes des Schweizer SKW-/PSKW-Parks gezeigt hat, dass deren Energie gut regulierbar ist und daher nicht nur über den Markt für Fahrplanenergie, sondern auch auf den entstehenden Märkten für Regelenergie vertrieben werden könnte.

3.6 Aggregierte Kostenstruktur und durchschnittliche Gestehungskosten

3.6.1 Produktionskosten

Filippini (2001, S. 36ff.) ermittelte die Produktionskosten von verschiedenen Kraftwerkstypen aus einer Stichprobe von 46 Kraftwerken

²¹ Die totale maximal mögliche Leistung ab Generator beträgt etwas mehr als 9'500 MW. Im Winter erreichen die SKW und PSKW zusammen 6'300 MW (65%), im Sommer 8'800 MW (93%).

²² Ein Grund dafür muss auch in der Stellung einzelner Kraftwerke in einem Anlagenpositiv gesucht werden. In gewissen Situation (z.B. Schneeschmelze) werden gewisse SKW ähnlich wie LKW betrieben, da ein Überlaufen der Zwischenspeicherbecken verhindert werden muss.

(inklusive Laufkraftwerke). Die nachfolgende Tabelle zeigt die durchschnittlichen Kostenanteile der Stichprobe.

*Kosten der SKW gelten als Fixkosten
Variable Kosten bei PSKW durch Pumpenergie*

Im Sinne der vorliegenden Fragestellung – d. h. der Beurteilung des Einsatzes vorhandener Kraftwerke – sind außer den Energiekosten (die zur Finanzierung des Pumpstroms aufgewendet werden) alle Kosten als fix anzusehen, da sie von den Kraftwerksbetreibern durch den kurz- und mittelfristigen Kraftwerkseinsatz nicht oder nur in vernachlässigbarem Umfang beeinflusst werden können.

Kosten werden dominiert von den Kapitalkosten

Im Durchschnitt aller Unternehmen betragen die variablen Kosten der Stromproduktion aus Wasserkraft lediglich 2% der Gesamtkosten. Den größten Anteil an den Gesamtkosten der Wasserkraftproduktion haben die Kapitalkosten (Fremdkapitalzinsen, Abschreibungen, Dividenden und Reserven), die durchschnittlich 46% der Gesamtkosten ausmachen. Die übrigen Fixkosten verteilen sich ungefähr zu gleichen Teilen auf Wasserzinsen und direkte Steuern mit einem Anteil von 27% sowie Personal- und Betriebskosten mit einem Anteil von 25 % an den Gesamtkosten.

Produktionskosten	Alle Wasser-KW ²³ in %	SKW ²⁴ in %	PSKW in %
Kapitalkosten	46	50	57
Wasserzinse, direkte Steuern	27	28	22
Personalkosten	10	11	8
Betriebskosten	15	11	9
Energiekosten	2	0	4
<i>Summen</i>	100	100	100

Tabelle 5: Prozentuale Aufteilung der Produktionskosten der verschiedenen Kraftwerkstypen (Filippini 2001, S. 36)

²³ Die Stichprobe umfasst Niederdruck-Laufkraftwerke, Hochdrucklaufkraftwerke, kleine Kraftwerke mit einer Leistung von 1-10 MW, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.

²⁴ Die Zahlen beziehen sich auf die SKW und PSKW der Stichprobe von Filippini. Diese Zahlen können aber auch für die in dieser Studie verwendeten 62 Kraftwerke als repräsentativ angesehen werden.

Sowohl SKW und PSKW haben mit 50% bzw. 57% der Produktionskosten einen höheren Anteil an Kapitalkosten als der Durchschnitt aller Wasserkraftwerke. Der variable Energiekostenanteil beträgt bei PSKW 4%, während SKW aufgrund der fehlenden Pumpmöglichkeit im Sinne der vorliegenden Fragestellung keine variablen Kosten aufweisen.

3.6.2 Gestehungskosten

Im Folgenden werden die Gestehungskosten der Wasserkraftwerke dargestellt, die sich aus der derzeitigen Einsatzweise ergeben. Die angegebenen Kosten können z.B. für einen Vergleich mit anderen Kraftwerkstypen herangezogen werden. Die **Kostenangaben** stellen jedoch keine Eingangsdaten für die Berechnungen zur optimalen Einsatzstrategie dar, da diese auf dem Ansatz einer **Wertermittlung** der Kraftwerke beruht (vgl. Kapitel 7).

Heutige Gestehungskosten in der Schweiz (keine Eingabedaten in Berechnung!)

Die durchschnittlichen Gestehungskosten der Unternehmen der Stichprobe von Filippini betragen 1999 5,78 Rp./kWh. Die Gestehungskosten der Speicherkraftwerke liegen über diesem Durchschnitt. Sie betragen für die SKW 6,49 Rp./kWh und für die PSKW 7,76 Rp./kWh. Der Kostenunterschied zwischen den beiden Arten von Speicherkraftwerken und den anderen Wasserkraftwerken ergibt sich hauptsächlich aus den höheren Investitionskosten, den resultierenden Kapitalkosten und den Kosten für die Pumpenergie bei den PSKW.

Für 49 der 60 Zentralen von SKW und PSKW unseres Samples waren Angaben über die durchschnittlichen Gestehungskosten verfügbar. Die durchschnittlichen Gestehungskosten betragen 2001 5,07 Rp./kWh. Für 42 der 50 SKW betragen die Gestehungskosten 5,06 Rp./kWh, für 7 der 10 PSKW 5,12 Rp./kWh. Die Spannweite reicht bei den SKW von 3,75 Rp./kWh bis zu 7,42 Rp./kWh und bei den PSKW von 4,10 Rp./kWh bis zu 7,42 Rp./kWh. Diese Zahlen sind allerdings mit Vorsicht zu verwenden, da nicht von allen 47 Zentralen die individuellen Gestehungskosten verfügbar waren. Teilweise konnten nur Durchschnittswerte für ganze Unternehmungen mit mehreren

Durchschnittliche Gestehungskosten der Zentralen des Samples betragen 5,07 Rp./kWh

Zentralen ermittelt werden.²⁵ Eine Begründung für die Unterschiede zu den Zahlen aus der Studie von Filippini sind die um ca. 6% besseren hydrologischen Verhältnisse von 2001 gegenüber 1999. Außerdem nimmt durch Abschreibungen im Laufe der Zeit der Anteil der Kapitalkosten ab, was zu sinkenden Gestehungskosten führt.

3.7 Bedeutung der Wasserkraft als Einnahmequelle der öffentlichen Hand

Wichtige Bedeutung der Wasserkraft als Einnahmequelle der öffentlichen Hand, insbesondere für Gebirgskantone

Im Jahr 2001 betragen die Erträge der öffentlichen Hand aus Abgaben der Elektrizitätswirtschaft insgesamt 776 Mio. CHF, davon entfallen 271 Mio. CHF auf direkte Steuern und 505 Mio. CHF auf Erträge aus Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren (BFE 2003, S. 44).

Die Wasserkraftnutzung ist speziell für die Gebirgskantone von existentieller Bedeutung. Die Wasserkraft ist für die Gebirgskantone ein wichtiger wirtschaftlicher Standortvorteil, daneben sind auch die Einnahmen aus der Wasserkraft nicht zu vernachlässigen.

Untersuchung für gewisse Gebirgs- kantone zeigt Bedeutung der Was- serkraft

Für die Gebirgskantone Uri, Schwyz, Obwalden, Graubünden, Tessin und Wallis resultieren aus der Nutzung der Wasserkraft mittlere jährliche Erträge von 1,7 Rp./kWh (Brugger et. al. 1997, S. 49). Rund 1,1 Rp./kWh entfallen dabei im Durchschnitt auf den Wasserzins als Preis für die Nutzung der Wasserkraft. Die übrigen 0,6 Rp./kWh setzen sich zusammen aus Gewinn- und Kapitalsteuern, Konzessions- gebühren, Abgaben von Gratis- und Vorzugsenergie etc.

Wasserzinse = Res- sourcenentgelt

Die Wasserzinsen gelten als Entgelt für die Nutzung der Ressource Wasserkraft an das Gemeinwesen.²⁶ Die Wasserzinsen werden pro kW Bruttoleistung erhoben, das Maximum beträgt 80 CHF pro kW Bruttoleistung. Strom aus Wasserkraft wird durch die Wasserzinsen und wasserzinsähnliche Abgaben im Durchschnitt um maximal 1,18

²⁵ Gerade die tendenziell höheren Kosten der PSKW werden bei einer Betrachtung eines Durchschnittes einer Unternehmung mit mehreren (anderen) Zentralen unterschätzt.

²⁶ Wasserzinsen werden daher nur auf natürliche Zuflüsse, nicht jedoch auf durch Pumpen zugeführtes Wasser erhoben; sie sind damit von der Einsatzweise insbesondere von PSKW unabhängig.

Rp./kWh verteuft. Es gibt aber auch neuere Werke mit höheren Wasserzinsen.

Die jährlichen Erträge aus der Nutzung der Wasserkraft betragen für die Gebirgskantone UR, SZ, OW, GR, TI und VS rund 246 Mio. CHF. Weitere 164 Mio. CHF entfallen auf die Gemeinden in den betreffenden Kantonen. Diesen Erträgen kommt insbesondere in den Kantonen UR, GR und VS eine hohe Bedeutung für die kantonalen und kommunalen Finanzhaushalte zu (siehe Tabelle 6).

*Erträge Verleihung
Wasserkrafnutzung
für Kantone 246 Mio
Fr./a, für Gemeinden
164 Mio Fr./a*

Kantone	Erträge aus der Wasserkrafnutzung, absolut (Mio. CHF) ²⁷		Erträge aus der Wasserkrafnutzung, in % der Steuererträge ²⁸	
	Kanton	Gemeinde	Kanton	Gemeinde
UR	17,6	3,6	23,2	7,5
SZ	2,7	5,2	1,3	1,8
OW	2,2	2,1	4,7	2,4
GR	78,3	84,5	13,1	16,3
TI	46,5	12,8	4,3	n.a.
VS	99,0	56,0	16,3	9,5
Total	246,3	164,2	n.a.	n.a.

Tabelle 6 Erträge der öffentlichen Hand der Gebirgskantone aus der Wasserkrafnutzung (Brugger et. al. 1997, S. 68)

Wie die Tabelle zeigt, haben die Erträge aus der Wasserkrafnutzung in den Kantonen VS und GR einen Anteil von über 10% der gesamten kantonalen Steuererträge, im Kanton UR beträgt dieser Anteil gar 23,2%. Der Anteil an den kommunalen Steuererträgen kann wie im Kanton GR 16,3% erreichen.

*Anteil Wasserkraft-
erträge an Steuer-
erträgen zwischen
10 und 20%.*

Dieser Abschnitt hat gezeigt, dass die Einnahmen der öffentlichen Hand aus der Wasserkraft gerade in den Gebirgskantonen sehr wichtig sind.

²⁷ Berechnungen für zulässiges Wasserzinsmaximum von 80 CHF/kW.

²⁸ 1995/1996

3.8 Partnerwerke

*Grosse Bedeutung
der Partnerwerke in
der Schweiz*

Mit dem wachsenden Windenergiemarkt wird in Zukunft die Möglichkeit, grosse Regelleistungskapazitäten (mehrere hundert MW) anbieten zu können, sehr wichtig. Es stellt sich dann die Frage, in wieweit die heutige Partnerwerkstruktur den Auftritt im Regelenergiemarkt behindert.

An einem sog. „Partnerwerk“ sind verschiedene EVU als Aktionäre beteiligt. Bei SKW/PSKW hat jeder Partner (Aktionär) ein seinem Aktienanteil entsprechendes Anrecht auf Speichervolumen.

*Betriebsführer plant,
koordiniert und stellt
Tagesprogramm
zusammen*

Einer der Partner fungiert als Betriebsführer bzw. SKW/PSKW-Betreiber, der für den effektiven Betrieb verantwortlich ist. Der Betriebsführer stellt täglich aufgrund der im Stundenraster erfolgten Vorgaben der Partner bis 14:30h²⁹ das (Plan-) Programm für den folgenden Tag zusammen. Der Speicherverbrauch des Betriebsführers ergibt sich aus der Differenz zwischen den einzelnen Planungen der Partner und dem effektiv gefahrenen Programm und geht zu Lasten des Betriebsführeranteils am Speicher. Der Beitrag des Betriebsführers kann auch negativ sein, wegen der Lieferpflicht muss er in diesem Fall Energie von aussen zukaufen. Unter Umständen muss der Betriebsführer ausserdem für sein eigenes Versorgungsgebiet Reserven halten.

*Theoretisch kann nur
Betriebsführer an
Regelenergiemarkt
teilnehmen*

Bei diesem institutionellen Arrangement könnte nur der betriebsführende Partner auf dem stündlich (Schweiz) bzw. künftigen viertelstündlich (EU) abrufbaren Regelenergiemarkt (Tertiärregelung) agieren. Bei Partnerwerken können also theoretisch nur die Speicheranteile der jeweiligen Betriebsführer für vermehrte Regelenergielieferungen eingesetzt werden. Bei grossen Geschäften, die den Speicheranteil des Betriebsführers übersteigen, müssten sich eventuell mehrere Partner beteiligen, was einen Abschluss von mehreren Verträgen erfordert. Dadurch steigen die Transaktionskosten und die Attraktivität des Angebotes sinkt.

Theoretisch wäre es möglich, dass der Betriebsführer die gesamte Leistung des Werkes für Regelenergielieferungen einsetzt und die

²⁹ Mit Frankreich müssen die Nominierungen schon bis 8:30h für den Folgetag vorgenommen werden. Die Bestätigung der Nomination erfolgt oft erst um 18:00 bis 19:00h.

Fahrpläne der Partner bei Bedarf auch mit Lieferungen von Aussen einhalten könnte.

Faktisch ist es allerdings schwierig für den Betriebsführer, einen anderen Betrieb zu fahren als gemäss den Fahrplananmeldungen der Partner. Der Betriebsführer muss damit rechnen, dass theoretisch ein Partner unter dem Tag ungeplante Lieferungen an seinem Speicheranteil mit 5 Minuten Voranmeldung einfordern kann. Dies könnte verhindern, dass der Betriebsführer mit den Speicheranteilen der Partner und Fremdzukäufen den Werkseinsatz zu optimieren versucht, weil er sonst für ungeplante Intra-day-Energieansprüche der Partner an deren Reserveanteilen wiederum Reserven halten müsste.

Ungeplante Lieferungen mit 5 Min. Vorlauf jeder Zeit möglich.

Ein weiterer Punkt, der erschwerend hinzukommt, ist die Abrechnung. Diese sind bei Partnerwerken sehr komplex, weil auch die Auswirkungen des Betriebs auf unten liegende Laufkraftwerke abgerechnet werden müssen. Dies erschwert die Trennung von angemeldeten Fahrplanlieferungen der Partner und den effektiven Lieferungen des Betriebsführers.

Um einen grösseren Spielraum für kurzfristige Regelenergie-lieferungen bei Partnerwerken zu erhalten, müssten die Partner den Betriebsführer vertraglich ermächtigen, ihre Speicheranteile oder mindestens einen Teil ihrer Speicheranteile betriebswirtschaftlich optimal einzusetzen. Der Betriebsführer würde zu einer Art „Portfoliomanager“, welche die Speichervolumen – allenfalls nach gegenseitig vereinbarten strategischen Vorgaben – bewirtschaftet. Ansätze dazu führten bisher zu nachträglichen Diskussionen über die Zweckmässigkeit der Einsatz- bzw. Portfolioentscheide des jeweiligen Betriebsführers. Zusätzlich verlieren die Partner dabei die Dispositionsmöglichkeiten über die dem Betriebsführer zur Bewirtschaftung überlassenen Produktionsanteile.

Verschiedene institutionelle Arrangements denkbar für grösseren Spielraum

Weitere Möglichkeiten zur Überwindung der Transaktionsprobleme bei Partnerwerken wären Poolbildung oder die Anpassung der Struktur von Partnerwerken.

4 Erneuerungs- und Erweiterungspotenziale der Schweizer Wasserkraftwerke

Im folgenden Kapitel sollen die Ergebnisse verschiedener Studien zu den Erneuerungs- und Erweiterungspotenzialen der Schweizer Wasserkraftwerke vorgestellt werden. Die Erreichung des theoretisch möglichen Potenzials der Schweizer Wasserkraft kann dabei durch wirtschaftliche, technische und ökologische Faktoren beeinflusst werden.

4.1 Studien zu den Erweiterungs- und Erneuerungspotenzialen der Schweizer Wasserkraft

Das technisch nutzbare Wasserkraftpotenzial der Schweiz wird auf 41'000 GWh/a geschätzt, das wirtschaftliche Potenzial auf ca. 35'500 GWh/a (Wyer 2002, S. 6). Die derzeitige mittlere jährliche Produktionserwartung aus Wasserkraftanlagen von rund 34'800 GWh³⁰ lässt somit nur noch einen sehr begrenzten Spielraum offen.

Nur noch begrenzter Spielraum zur Erhöhung der Produktion

In den folgenden Unterkapiteln werden die bisher durchgeführten Studien zu den Erweiterungs- und Erneuerungspotenzialen der Schweizer Wasserkraft vorgestellt.

Auf die wichtige Rolle der im revidierten Gewässerschutzgesetz vorgeschriebenen Restwassermengen und anderen gewässerökologischen Faktoren wird in Kapitel 4.2 eingegangen.

4.1.2 Elektrowatt-Studien

Die Elektrowatt hat 1987 im Auftrag der Expertengruppe Energieszenarien (EGES) 2 Studien zu den Ausbaupotenzialen der Schweizer Wasserkraft verfasst (Elektrowatt 1987a und Elektrowatt 1987c). Eine weitere Studie zu den Auswirkungen der Restwasservorschriften im revidierten Gewässerschutzgesetz (GSchG) wurde im selben Jahr

³⁰ WASTA-Ordner, Stand 1.1.2002

verfasst (Elektrowatt 1987b). Diese wird in Kapitel 4.2 näher behandelt.

a) Potenzial der Schweizer Wasserkraft gemäss Elektrowatt

Technisch realisierbares Erhöhungspotenzial zwischen 3'600 und 5'500 GWh

Gemäss (Elektrowatt 1987a, S. 1) geht die Bandbreite der technisch realisierbaren Umbau- und Neubaumöglichkeiten bis 2025 von minimal 3'600 GWh bis maximal 5'500 GWh. Erwartet wird eine mittlere Jahreserzeugung sämtlicher Wasserkraftanlagen von minimal 35'900 GWh bis maximal 37'700 GWh.³¹

Bestimmung der Realisierungswahrscheinlichkeit

Die Realisierungswahrscheinlichkeit dieser technisch möglichen Massnahmen wurde anhand der Kriterien "Wirtschaftlichkeit", "Bedarfsnachfrage", "Resultat der Umweltverträglichkeitsprüfung", "Akzeptanz durch die Bevölkerung", "Restwassergesetzgebung", "Bewilligungsverfahren" und "Konzessionserneuerung" bestimmt. Die Berücksichtigung dieser Kriterien erlaubte eine Beurteilung der Realisierungschancen für Um- und Neubauten. Als "wahrscheinlich" wurden Potenziale taxiert, die mit einer Wahrscheinlichkeit von 75-100% realisiert werden. "Mögliche" Potenziale werden mit 50-75% Wahrscheinlichkeit realisiert, die restlichen Potenziale sind entweder "denkbar" (25-50% Realisierungswahrscheinlichkeit) oder "unwahrscheinlich" (0-25% Realisierungswahrscheinlichkeit).

Realistische Umbaumöglichkeiten von 1'380 GWh/a

Bei den SKW und PSKW werden vor allem die Vergrösserung des Speichervolumens und der installierten Leistung (Erhöhung der Ausbauwassermenge) und die Erhöhung der gefassten Wassermenge durch neue Zuleitungen als viel versprechendste Umbaumöglichkeiten betrachtet. Die Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades könnte sowohl durch eine Verbesserung des Triebwassersystems und eine Erneuerung der Turbinen als auch der elektromechanischen Ausrüstung erreicht werden. Insgesamt ergeben sich allein aus dem Umbau von Kraftwerken sowie einer Erhöhung des Speichervolumens und der Leistung **realistische Umbaumöglichkeiten** von 1'380 GWh bezüglich mittlerer Jahresproduktion und 4'430 MW bezüglich maximaler Leistung ab Generator.³²

³¹ Die mögliche Verminderung durch die Restwasserregelungen ist in diesen Zahlen noch nicht berücksichtigt.

³² Diese Zahlen betreffen den ganzen Schweizer Wasserkraftwerkspark, d.h. inklusive LKW.

Alle realistischen **Neubaumöglichkeiten** zusammen ergeben ca. 3'700 GWh Jahresenergie. Davon kommen ca. 27% oder 1'000 GWh/a aus SKW und PSKW. Die Gestehungskosten der Neubauten schwanken zwischen 11 und 20 Rp./kWh, die Projekte dürften also erst längerfristig wirtschaftlich werden (Elektrowatt 1987a, S. 23).

*Realistische Neu
baumöglichkeiten
von 3'700 GWh/a*

Zusammenfassend ergeben sich aus Um- und Neubauten realistische Möglichkeiten der Erhöhung der Jahresproduktion von 5'080 GWh, die praktisch ausschliesslich im Winter anfällt. Die entsprechende maximale Mehrleistung ab Generator beträgt 5'610 MW (Elektrowatt 1987a, S. 27). Etwa die Hälfte sowohl des ermittelten Produktions- wie auch des Leistungserhöhungspotenzials wird gemäss den oben genannten Kriterien als "wahrscheinlich" angesehen.

*Total realistische
Produktionserhö-
hung von 5'080
GWh/a, Mehrleistung
von 5'610 MW*

b) Potenzial der SKW gemäss Elektrowatt

(Elektrowatt 1987c) befasste sich mit den Ausbau- und Optimierungsmöglichkeiten der SKW. Dabei standen neben Produktions- auch Leistungserhöhungen im Mittelpunkt des Interesses.

*Produktions- und
Leistungserhöhun-
gen bei SKW*

Bereits durchgeführt wurde die massive Erhöhung der Leistung des Grand Dixence-Kraftwerkes um 1'200 MW durch den Bau der Zentrale Bieudron, die 1999 fertig gestellt wurde und bis Dezember 2000 mit voller Leistung produzierte. Im Moment ist die Zentrale Bieudron wegen technischer Schwierigkeiten nicht am Netz, eine Reparatur ist geplant und eine Wiederaufnahme der Anlage ist in der Zeitperiode 2008/2009 vorgesehen. Eine bedeutende Leistungserhöhung von 928 MW könnte auch das Projekt KWO+ im Grimselgebiet beinhalten. Zusätzlich zu diesen beiden Projekten wurden 8 weitere SKW auf Leistungserhöhungen untersucht (Elektrowatt 1987c, S. 9).

*Leistungserhöhun-
gen Grand Dixence
und Grimsel*

Eine Leistungserhöhung bei den betreffenden Kraftwerken könnte baulich beispielsweise durch ein neu zu erstellendes, paralleles Triebwassersystem, sowie durch eine zusätzliche Kavernenzentrale realisiert werden. Das neue Triebwassersystem nutzt die heutigen Zwei- bis Dreistufensysteme in einer einzigen Gefällstufe.

Bei den 10 betrachteten grössten SKW der Schweiz könnte bis zum Jahre 2025 die Leistung um fast 4'000 MW erhöht werden, was einer Erhöhung von rund 35% der maximal möglichen Leistung ab Generator aller SKW mit Stand 1987 entspricht (Elektrowatt 1987c, S. 10).

*Leistungserhöhung
von 35% möglich*

Realistisches Produktionserhöhungspotenzial von 1'380 GWh/a bei SKW

(Wirtschaftlich) realistische Möglichkeiten der SKW aus Um- und Neubauten zur Erhöhung der mittleren Jahreserzeugung bestehen bis 2025 im Ausmass von 1'380 GWh. Die Möglichkeiten für zusätzliche Winterproduktion erreichen gar 3'940 GWh, während die Sommerproduktion um 2'560 GWh abnimmt. Der durch die Um- und Neubauten maximal mögliche realistische Leistungszuwachs beträgt 4'700 MW. Bezuglich der tatsächlichen Erzeugung im Referenzjahr 85/86 bestehen also bis 2025 Steigerungsmöglichkeiten von 7% bezüglich der Jahresproduktion respektive 45% bezüglich Winterproduktion (Elektrowatt 1987c, S. 12).

Prognosen für den Ausbau der SKW berücksichtigen die Realisierungswahrscheinlichkeit der oben genannten realistischen Potenziale. Für die SKW ergibt sich ein prognostizierter Zuwachs der Jahresproduktion bis 2025 von minimal 670 GWh bis maximal 1'020 GWh. Die Generatorenleistung der SKW erhöht sich bis 2025 um 2'530 MW bis 3'700 MW.

In der folgenden Tabelle sind die Prognosen für den Ausbau der SKW zusammengefasst:

	Zusätzliche Jahressproduktion (GWh)		Zusätzliche Winterproduktion (GWh)		Zusätzliche Leistung ab Generator (GWh)	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
2010	565	790	1760	2520	1990	2800
2025	670	1020	1890	2880	2530	3700

Tabelle 7 Prognosen für den Ausbau der SKW (Elektrowatt 1987c, S. 17f.)

4.1.3 Berechnungen des SWV

Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband hat 1987 versucht, das technisch-wirtschaftliche Potenzial weiterer Wasserkraftnutzungen bis 2025 zu prognostizieren (SWV 1987, S. 180ff.). Das in dieser Untersuchung ermittelte Potenzial setzt sich zusammen aus den zu dem Zeitpunkt bekannten Projekten mit einer gewissen Realisierungschance und zusätzlichen Möglichkeiten, die zu dem Zeitpunkt noch nicht als ausbauwürdig in Betracht gezogen wurden.

Betrachtet wurden ausschliesslich Wasserkraftanlagen (LKW und SKW/PSKW) mit einer maximal möglichen Leistung über 10 MW. Der Zuwachs aus Neubauten und Erweiterungen bis 2025 beträgt im Jahresmittel 4'260 GWh. Um dieses Ziel zu erreichen, ist ein Anstieg des Pumpenergieeinsatzes um 850 GWh im Jahresmittel bis 2025 Voraussetzung (SWV 1987, S. 181).

Produktionserhöhungen bis 2025 von 4'260 GWh/a möglich

4.1.4 KOWA-Studie

Die Arbeitsgruppe "Konfliktlösungsgruppe Wasserkraft" (KOWA) berechnete anhand einer Hochrechnung der Ergebnisse für die Kantone Aargau, Glarus und Graubünden für den Zeitraum von 2001 bis 2025 für die Anlagen der ganzen Schweiz ein Umbaupotenzial von 580 GWh/a (mit Berücksichtigung der Realisierungswahrscheinlichkeit) bzw. von 930 GWh/a (ohne Berücksichtigung der Realisierungswahrscheinlichkeit). Diese Produktionserhöhung kommt zusätzlich zu dem für den Zeitraum bis 2000 ermittelten Potenzial von 570 GWh/a und der bereits gesicherten Mehrproduktion von 755 GWh/a von 1991 bis 2000 (KOWA 1993, S. 2).

Vom gesamten Potenzial für das Jahr 2025 ergibt sich ohne Berücksichtigung der Realisierungswahrscheinlichkeit ein Potenzial von 1'869 GWh/a (inkl. Verlust von rund 400 GWh/a wegen Restwassermengen) aus Erneuerung, Erweiterung und Ersatz. Davon entfallen 359 GWh Produktionserhöhung pro Jahr auf SKW und PSKW mit einer Leistung von mindestens 10 MW. Unter Berücksichtigung der Realisierungswahrscheinlichkeit reduziert sich das Potenzial für alle Kraftwerke um rund 350 GWh/a. Bei den SKW und PSKW allein beträgt die mögliche und wahrscheinliche Mehrproduktion dann noch 340 GWh/a (KOWA 1993, S. 12).

359 GWh/a als realistische Produktionserhöhung bei SKW und PSKW bis 2025

4.1.5 Kantonale Studien

a) Studie Wallis

Die Studie zum Erweiterungs- und Erneuerungspotenzial im Kanton Wallis enthält detailliertere Angaben als die gesamtschweizerischen Untersuchungen. Auch wurden Kosten- und Preisgrössen ermittelt, die für die Produktionserhöhungspotenziale sehr wichtig sind.

Detaillierte Untersuchung für Kanton Wallis

Gesamtes Erweiterungs- und Erneuerungspotenzial

Mögliches Erhöhungspotenzial Kanton Wallis beträgt 377 GWh/a

Das insgesamt vorhandene Erweiterungs- und Erneuerungspotenzial der bestehenden Wasserkraftwerke im Kanton Wallis wird auf 417 GWh/a geschätzt (Studie Wallis 2000, S. 3). 377 GWh/a davon beziehen sich auf Massnahmen, die für die Zeit nach 1999 konkret geplant oder in Betracht gezogen werden. Die restlichen 40 GWh/a wären theoretisch mögliche Massnahmen, die aber aus verschiedenen Gründen nicht in Betracht gezogen werden. Das realistische Steigerungspotenzial von 377 GWh/a entspricht 4% der mittleren Jahresproduktion der Walliser Wasserkraftwerke.

Erweiterungspotenzial der SKW

Das Erhöhungspotenzial der SKW allein beträgt insgesamt 173 GWh/a, davon sind 11,4 GWh/a bis 2005, die übrigen 162 GWh/a für den Zeitraum ab 2005 prognostiziert. 80% dieses Steigerungspotenzials entfällt auf das Winterhalbjahr.

Kosten der geplanten Massnahmen

Die Umsetzung der geplanten Massnahmen würde eine Investitionssumme von rund einer Milliarde CHF erfordern. Die sich aus dieser Summe ergebenden jährlich zu amortisierenden Kosten und zusätzlichen jährlichen Betriebskosten belaufen sich auf etwa 72 Millionen CHF.

Gründe gegen die Realisierung dieses Potenzials

Resultierende Gestehungskosten von 19 Rp./kWh zu hoch

Teilt man die Jahreskosten von 72 Millionen CHF durch die mit diesen Massnahmen zusätzlich erzeugte Energie, resultieren mittlere Energiegestehungskosten von ca. 19 Rp./kWh. Die aus den einzelnen Massnahmen resultierenden Gestehungskosten sind sehr unterschiedlich, sie gehen von 0,3 bis 82,2 Rp./kWh. Die Studie zeigt, zu welchen Gestehungskosten wie viel des Erweiterungspotenzials wahrscheinlich wäre (Studie Wallis 2000, S. 48ff.):

- für Gestehungskosten unter 4 Rp./kWh wird keine zusätzliche Energie produziert
- etwa 50% der zusätzlichen Produktionserwartung könnte mit Gestehungskosten von unter 10 Rp./kWh erbracht werden
- mit Gestehungskosten unter 12 Rp./kWh könnten etwa 80% der Produktionserwartung umgesetzt werden

- die Gestehungskosten zur Erreichung der restlichen 20% des gesamten Potenzials steigen sehr rasch an.

Im Zusammenhang mit der allgemeinen Strommarktliberalisierung und den derzeitigen Überschüssen im europäischen Versorgungsnetz, sind die Preise für Speicher- und Winterenergie vor allem im Zeitraum von 1992 bis 1999 stark gesunken. Seit Anfang des Jahres 2000 haben sich aber sowohl die Preise für Spitzenenergie (Sommer und Winter) als auch die Preise für Winterenergie generell erhöht. Es ist fraglich, ob sich dieser Trend fortsetzt. Die aktuellen Preise erlauben jedoch die Amortisation vieler der oben genannten Investitionen nicht. Aus diesem Grund warten die meisten Anlagenbetreiber ab. Zurzeit hat in vielen Fällen nicht die Realisierung von produktionssteigernden Massnahmen, sondern die Reduktion der Produktionskosten erste Priorität.

Preisentwicklung für Spitzen- und Winterenergie offen

Der Zeitpunkt des Konzessionsablaufes hat einen entscheidenden Einfluss auf die Realisierungschancen der Projekte. In der Regel erfordern Ausbauprojekte eine Konzessionserneuerung und werden daher oft erst gegen Ende der laufenden Konzessionsdauer in Angriff genommen.

Bedeutung von Konzessionserneuerungen

Bei Konzessionserneuerungen müssen die Bestimmungen des GSchG eingehalten werden, was i.d.R. zu höheren Restwassermengen führt, mit entsprechenden Einbussen bei der Produktionserwartung und der Rentabilität. Auf die möglichen Auswirkungen der Restwassermengen wird in Kapitel 4.2 genauer eingegangen.

Bestimmungen des Gewässerschutzgesetzes sind einzuhalten

Bevor die künftigen Konzessionsverhältnisse geklärt sind, ist nicht mit grossen Ausbauten der Eigentümer von Wasserkraftwerken zu rechnen.

Neben den oben erwähnten Hinderungsgründen stellt sich oft die Frage der technischen Realisierbarkeit, der firmeninternen Prioritäten und allfälliger (umwelt-) politischer Schwierigkeiten. Auf politische Schwierigkeiten im Zusammenhang mit gewässerökologischen Fragen wird in Kapitel 4.2 näher eingegangen.

Realistisches Produktionserhöhungspotenzial im Kanton Wallis

Aus diesen Gründen gibt es momentan lediglich für 51 GWh/a des Gesamtpotenzials von 377 GWh/a einen konkreten Umsetzungstermin. Diese 51 GWh/a setzen sich vor allem aus Massnahmen zu-

Produktionserhöhung von 109 GWh/a realistisch

sammen, welche im Rahmen des regulären Unterhalts, im Zusammenhang mit der Erneuerung von Konzessionen oder aus Sicherheitsgründen geplant sind. Für weitere 58 GWh/a bestehen relativ gute Realisierungschancen.

Die Realisierung der restlichen 268 GWh/a ist zurzeit eher unwahrscheinlich. Dabei handelt es sich vor allem um Erweiterungsmaßnahmen bei bestehenden Wasserkraftanlagen, bei welchen die Abflüsse von bisher noch ungenutzten Einzugsgebieten der Nutzung in den bestehenden Zentralen zugänglich gemacht würden. Neben hohen Investitionskosten stossen diese Massnahmen jedoch auch auf politische Opposition.

In den nächsten 10 Jahren wird bei den Walliser Wasserkraftwerken also nur eine Erhöhung der Produktion um 1% erwartet.

b) Studie Graubünden

Gesamtes Erweiterungs- und Erneuerungspotenzial

Zusätzliche Produktionserwartung in Graubünden von 391 GWh/a

Die Untersuchung von 88 Anlagen im Kanton Graubünden ergab eine zusätzliche Produktionserwartung von knapp 120 GWh/a zwischen 1993 und 2000 und von 171 GWh/a nach 2000, also insgesamt 391 GWh/a (Studie Graubünden 1997, S. 5). Dieses Steigerungspotenzial entspricht ca. 4% der mittleren Jahresproduktion des Kantons Graubünden. Für die 120 GWh/a bis 2000 bestanden bereits konkrete Umsetzungspläne.

Davon ist Realisierung von ca. 80 GWh/a zu erwarten

Aufgrund der gegenwärtigen Verhältnisse auf dem Strommarkt kann erwartet werden, dass von den 171 GWh/a Steigerungspotenzial höchstens 80 GWh/a auch tatsächlich realisiert werden (bei mittleren Gestehungskosten von 5 bis 6 Rp./kWh). Infolge des Gewässerschutzgesetzes ist damit zu rechnen, dass von diesen 80 GWh/a schlussendlich nicht mehr als 40 bis 60 GWh/a an zusätzlicher Energieproduktion tatsächlich realisiert wird.

Gründe gegen die Realisierung dieses Potenzials

Wirtschaftliche Überlegungen sprechen gegen Realisierung

Ein Grossteil der geplanten Projekte wird aus wirtschaftlichen Gründen negativ beurteilt. Die Gestehungskosten werden beeinflusst von den Kosten der Massnahme, den Betriebskosten, den Abgaben, der

Restwasserabgabe und den Kosten der Bewilligungsverfahren. Die Gestehungskosten für die Projektvorhaben und -ideen in 31 Bündner Kraftwerken betragen durchschnittlich 24 Rp./kWh und haben eine Spannweite von 0,3 bis 116,6 Rp./kWh.

Die Preissituation auf dem Markt und die Preisentwicklung werden in der Regel eher zurückhaltend beurteilt. Die Verkaufspreise für Energie lagen zum Zeitpunkt der Studie bei ca. 3 Rp./kWh im Sommer, im Winter bei ca. 8 Rp./kWh. Aus diesen Gründen haben für viele Anlagenbetreiber vor allem Rationalisierungen und Substanzerhaltungen Priorität vor Leistungs- und Produktionserhöhungen.

Wie im Kanton Wallis wirken auch hier die Unsicherheiten beim Ablauf der Konzessionen und das revidierte Gewässerschutzgesetz als Hemmnisse bei der Realisierung dieser technischen Potenziale.

*Unsicherheiten über
Konzessionsablauf
und Auswirkungen
GSchG*

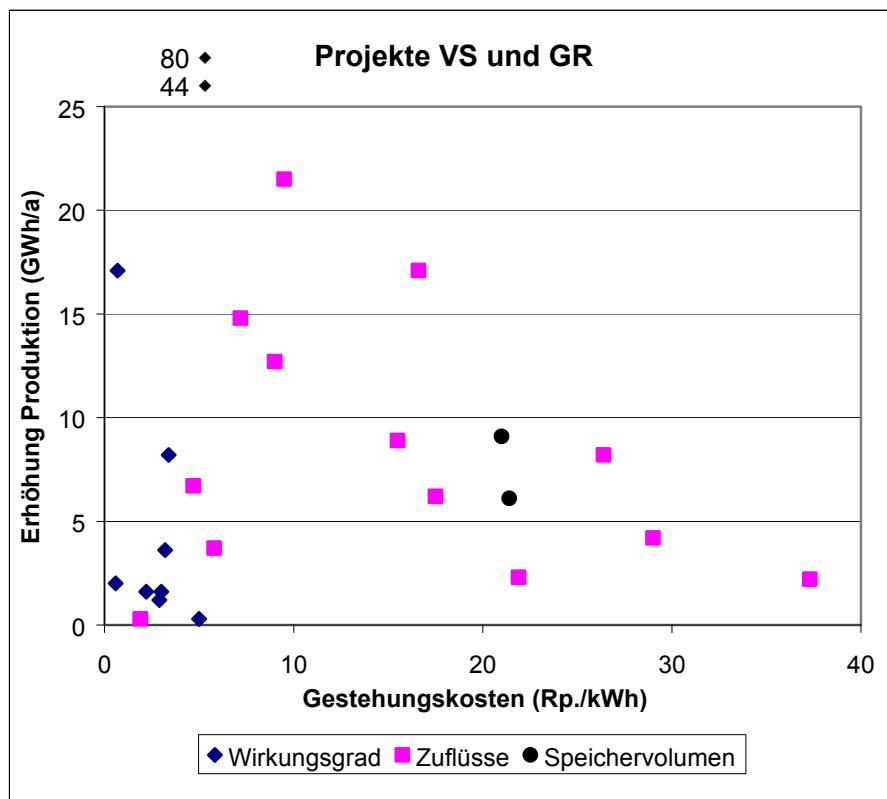
c) Betrachtung einzelner Projekte aus den Kantonen VS und GR inklusive Projektkosten

Aus diesen beiden Studien für die Kantone VS und GR wurden insgesamt 25 Projekte, zu denen auch die Kosten angegeben wurden, näher untersucht, davon stammen 10 aus dem Kanton GR und 15 aus dem VS. Die Projekte wurden in 3 Gruppen eingeteilt:

Darstellung ausgewählter Projekte mit Kosten

- Erhöhung des Wirkungsgrades (Turbinen- und Maschinenerneuerungen, etc.).
- Zusätzliche Zuflüsse (zusätzliche Zuflüsse, Bau neuer Wasserfassungen, neue Leitungen)
- Erhöhung Speichervolumen (Erhöhung Staumauer, etc.)

Die folgende Grafik zeigt eine Aufstellung der 25 Projekte nach ihren Gestehungskosten und ihrer Produktionserhöhung.



Figur 11 Produktionserhöhung und Gestehungskosten von 25 Projekten der Kantone GR und VS (Studie Wallis 2000 und Studie Graubünden 1997)

Obwohl die mittleren Gestehungskosten bei 11 Rp./kWh liegen, hat die Mehrzahl der Projekte Gestehungskosten <10 Rp./kWh.

Die Figur zeigt, dass die Gestehungskosten der meisten Projekte zwischen etwas mehr als 0 und 10 Rp./kWh betragen. Diese Projekte führen zu einer Produktionserhöhung von 274 GWh/a, Kosten insgesamt 619'150'000 CHF und führen zu durchschnittlichen Gestehungskosten von 11,34 Rp./kWh.

Die Projekte zur Erhöhung des Wirkungsgrades haben wenig Auswirkungen auf die produzierte Menge. Sie führen mit wenigen Ausnahmen zu geringen Gestehungskosten, die in der Regel zwischen 0 und 5 Rp./kWh liegen.

Die Projekte zur Fassung zusätzlicher Zuflüsse haben Gestehungskosten zwischen 0 und 20 Rp./kWh und führen teilweise zu grossen Produktionserhöhungen.

Die beiden untersuchten Projekte zur Erhöhung des Speicher-volumens liegen sowohl in Bezug auf die Gestehungskosten wie auch auf die zusätzlich produzierte Menge fast gleichauf.

4.1.6 Studien Pumpspeicherkraftwerke (PSKW)

Die in der Schweiz vorhandenen 19 PSKW bieten für die Bereitstel-lung von Regelenergie gute Voraussetzungen. Das Angebot von Re-gelenergie durch PSKW ist dann besonders interessant, wenn zwi-schen dem Ankaufspreis der Pumpenergie und dem Verkaufspreis der Regelenergie eine ausreichend grosse Differenz besteht, damit die anfallenden Jahreskosten gedeckt werden können.

Aktuellere Studien zu PSKW bestehen nicht. Die wichtigste Studie zu PSKW wurde 1972 vom Bundesamt für Wasserwirtschaft erarbeitet (BWW 1972). Die meisten dort angestellten Berechnungen und Pro-jekte sind aber mittlerweile veraltet.

*Keine aktuellen
Studien zu PSKW
verfügbar*

Allgemein ist bei der Prognose des Erweiterungspotenzials der PSKW eine Betrachtung der Kosten unabdingbar. Bei den PSKW muss mit einem durchschnittlichen Pumpenergieaufwand in der Höhe von 25% der produzierten Energie gerechnet werden.³³ Die variablen Kosten (Pumpenergiekosten) betragen dabei ca. 4% der gesamten Produktionskosten (s. Kapitel 3.6.1). Eine wichtige Rolle bei der Ren-tabilität neuer PSKW spielt neben den gesamten Projektkosten auch die Marge zwischen Tief - und Hochlastpreis, d.h. die Marge zwi-schen dem Kaufpreis der Pumpenergie und dem Verkaufspreis der Spitzenenergie bzw. der Regelenergie.

Wenn sich dieses Preisverhältnis in Zukunft zu Gunsten von PSKW ändern sollte, könnte der Bau neuer PSKW wieder interessant wer-den. Potenziale für PSKW bestehen primär bei bereits vorhandenen Dispositiven mit 2 Speichern, zwischen denen hin- und hergepumpt werden kann (Bsp. KWO+, Grimsel).

*Theoretisch könnte
der Bau neuer
PSKW in Zukunft
interessant werden*

³³ Der Systemwirkungsgrad eines Umwälzwerks (Pumpenergie, elektrische Ver-luste beim Pumpen und Turbinieren, sowie der Generatorwirkungsgrad) liegt bei ca. 70%, es treten also ca. 30% Systemverluste auf.

4.1.7 Fazit

Die nachfolgende Tabelle zeigt zusammenfassend die Ergebnisse der in diesem Kapitel präsentierten Studien.

	Ermittelte Erhöhungspotenziale bis 2025 für alle Wasserkraftanlagen		Ermittelte Erhöhungspotenziale bis 2025 für SKW und PSKW	
	Produktion (GWh/a)	Leistung (MW)	Produktion (GWh/a)	Leistung (MW)
Elektrowatt 1987a	min. 3600 max. 5500	5610	1380 ³⁴	4700 ³⁵
Elektrowatt 1987c			min. 670 max. 1020 ³⁶	2530 3700 ³⁷
SWV 1987	4200			
KOWA 1993	1869 ³⁸ 1519 ³⁹		359 ⁴⁰ 340 ⁴¹	
Wallis 2000 ⁴²	min. 107 max. 377		173	
Graubünden 1997 ⁴³	391			

Tabelle 8 Zusammenfassung der ermittelten Produktions- und Leistungserhöhungspotenziale.

Momentan sind viele dieser Projekte nicht wirtschaftlich, so dass mit Um-, Aus- und Neubauten zugewartet wird.

Politische Realisierungschancen sind wichtig

Neben den technischen und wirtschaftlichen sind auch die politischen Realisierungschancen zu berücksichtigen. Der Bau neuer SKW erscheint zurzeit als wenig realistisch, ebenso ist die Realisierungs-

³⁴ realistisches Potenzial

³⁵ realistisches Potenzial

³⁶ Prognose unter Berücksichtigung der Realisierungswahrscheinlichkeit

³⁷ Prognose unter Berücksichtigung der Realisierungswahrscheinlichkeit

³⁸ realistisches Potenzial

³⁹ unter Berücksichtigung der Realisierungswahrscheinlichkeit

⁴⁰ realistisches Potenzial

⁴¹ unter Berücksichtigung der Realisierungswahrscheinlichkeit

⁴² ab 2000.

⁴³ ab 1993.

chance von Volumen- und Speichererhöhungen als klein einzuschätzen. Realisierbare Potenziale bestehen jedoch bei Leistungserhöhungen, die eine wirtschaftlich konzentrierte Produktion zu Höchstlastzeiten ermöglichen, und allenfalls beim Bau vereinzelter neuer PSKW in bestehenden Anlagendispositiven.

Weil gemäss revidiertem Gewässerschutzgesetz bei Erweiterungen mit Konzessionsänderungen eine Anpassung der Restwassermengen notwendig ist, dürften ein grosser Teil der technisch realisierbaren Potenziale kaum realisiert werden.

Bau neuer SKW und PSKW wenig wahrscheinlich, Potenziale bestehen bei Leistungserhöhungen

4.2 Restwassermengen und gewässerökologische Faktoren

4.2.1 Restwassermengen

a) Gesetzliche Grundlagen

Die Sicherung angemessener Restwassermengen⁴⁴ in einem Fliessgewässer unterhalb der Entnahmestelle soll die Artenvielfalt bei Tieren und Pflanzen, die vom Fliessgewässer abhängig sind, bewahren und zur Erhaltung einheimischer Fischpopulationen und der landschaftlichen Vielfalt beitragen.

Bei der Bestimmung von angemessenen Restwassermengen muss häufig gegensätzlichen Interessen Rechnung getragen werden: einerseits den wirtschaftlichen Interessen und jenen, die mit der Energieversorgung zusammenhängen, andererseits den Interessen bezüglich Umweltschutz. Dieser Grundsatz ist im neuen GSchG verankert, welches die zu berücksichtigenden Interessen festlegt und der Behörde vorschreibt, eine entsprechende Abwägung der Interessen vorzunehmen, um möglichst optimale Restwassermengen festlegen zu können. Ausgangspunkt für die gesetzlich geforderte Restwasserdotierung bildet ein saisonal konstanter minimaler Abfluss (Matthey-Formel, basierend auf Q₃₄₇), der nach Abwägung der Interessen erhöht oder vermindert werden kann. Diese so genannte Mindestrestwassermenge wurde als untere Grenze festgelegt, um die Gefahr der

Gegensätzliche Interessen bei Bestimmung der Restwassermengen

⁴⁴ Restwassermenge: Abflussmenge eines Fliessgewässers, die nach einer oder mehreren Entnahmen von Wasser verbleibt.

Übernutzung der Gewässer trotz Interessenabwägung zu verhindern (BUWAL 2000, S. 9).

Vorgegebene Restwassermengen werden bei Neukonzessionierung wichtig

Die in Artikel 31 GSchG vorgegebenen Restwassermengen (Matthey-Formel, Q₃₄₇) werden im Fall der Wasserkraftwerke spätestens bei einer Neukonzessionierung wichtig. Die Mindestrestwassermengen nach Artikel 31 reichen aber häufig noch nicht aus, um den minimalen Schutz der wichtigsten Funktionen eines Gewässers zu gewährleisten. Darum muss die Restwassermenge zwingend erhöht werden, wenn die Anforderungen nach Artikel 31, Absatz 2 nicht erfüllt sind und nicht durch andere Massnahmen erfüllt werden können. Die Erfüllung dieser Anforderungen ist nicht Gegenstand einer Interessenabwägung, wie dies bei den Anforderungen nach Artikel 33 der Fall ist. Ob die Mindestrestwassermenge ganzjährig oder nur zeitweise erhöht werden muss, ergibt sich aus den Anforderungen im Einzelfall.

Ausnahmen im GSchG

Artikel 32 GSchG benennt die Ausnahmen von den in Artikel 31 vorgeschriebenen Mindestrestwassermengen. Laut Artikel 32, Ziffer a, haben die Kantone die Möglichkeit, die Mindestrestwassermengen tiefer anzusetzen *"auf einer Strecke von 1000 m unterhalb einer Wasserentnahme aus einem Gewässer, das höher als 1700 m ü. M. liegt und dessen Abflussmenge (...) kleiner als 50 l/s ist (...)."* Mit diesem Passus sollen die wirtschaftlichen Interessen der Gebirgskantone berücksichtigt werden, indem diese die Möglichkeit erhalten, Ausnahmen für ihre Wasserkraftwerke zu finden. Er dürfte in der Regel bei Nichtfischgewässern im Gebirge angewendet werden, bei denen die erforderliche Restwasserführung im beeinflussten Gewässer infolge vieler seitlicher Zuflüsse unterhalb der Wasserentnahme nach einer gewissen Distanz wieder gewährleistet ist (BUWAL 2000, S. 49).

Durch das Instrument der Schutz- und Nutzungsplanung (SNP) können die Kantone zweckmässige Lösungen treffen in Fällen, in denen durch kleine Abweichungen von den Mindestrestwassermengen bedeutende Mengen zusätzlicher Energie wirtschaftlich günstig gewonnen werden können. Verminderungen des Restwassers bei einem Gewässer können auch durch einen Mehrschutz an einem anderen Ort ausgeglichen werden (Verzicht auf andere Wasserentnahmen, Erhöhung der Restwassermengen in anderen genutzten Fliessgewässern, Erhöhung der Restwassermengen im gleichen Gewässer auf einer anderen Strecke, ...).

Artikel 33 GSchG bildet die Grundlage für die Festlegung der angemessenen Restwassermengen. Die zuständige Behörde ist verpflichtet, gestützt auf den Restwasserbericht die Restwassermengen aufgrund einer Interessenabwägung bei Bedarf zu erhöhen.

Interessenabwägung im Gesetz verankert

Die zu berücksichtigenden Interessen für die Wasserentnahme sind laut Artikel 33, Absatz 2 GSchG:

- a) *öffentliche Interessen, denen die Wasserentnahme dienen soll*
- b) *die wirtschaftlichen Interessen des Wasserherkunftsgebietes*
- c) *die wirtschaftlichen Interessen desjenigen, der Wasser entnehmen will. Dies lässt sich im Falle eines Wasserkraftwerkes über die unmittelbaren Auswirkungen einer Erhöhung der Mindestrestwassermenge auf die Energiegestehungskosten und den Betrieb dokumentieren.*
- d) *die Energieversorgung, wenn ihr die Wasserentnahme dienen soll. Hierbei sind die Interessen an einer Erhöhung der Produktion von Strom aus Wasserkraft gemeint (Energie2000, kantonale Energieplanungen,...).*

Artikel 33, Absatz 3 GSchG listet die Interessen auf, die bei der Wasserentnahme beachtet werden müssen:

- a) *die Bedeutung der Gewässer als Landschaftselement*
- b) *die Bedeutung der Gewässer als Lebensraum für die davon abhängige Tier- und Pflanzenwelt, (...)*
- c) *die Erhaltung der Wasserführung, (...)*
- d) *die Erhaltung eines ausgeglichenen Grundwasserhaushalts, (...)*
- e) *die Sicherstellung der landwirtschaftlichen Bewässerung*

Im Vollzug der die Restwassermengen betreffenden Artikel 29-36 des GSchG geht es darum, im Einzelfall Lösungen zu finden, die den besonderen Bedingungen und den lokalen Umständen angepasst sind (BUWAL 2000, S.5). Die Behörde verfügt dabei über einen erheblichen Ermessensspielraum, der in der Gewichtung der Interessen besteht.

Ermessensspielraum der Behörden

Die Auslegung von Artikel 33 ist bisher noch unklar, laut Empfehlungen des BUWAL soll eine Einzelfallbetrachtung gewählt werden. Die Rechtsprechung des Bundesgerichts in der Vergangenheit lässt er-

warten, dass tendenziell höhere Restwassermengen festgelegt werden, als die in Artikel 31 GSchG vorgeschriebenen Mindestmengen (SGS 1996, S. 88).

Anwendung der Bestimmungen bei Konzessionserneuerungen

Konzessionserneuerungen und wesentliche Änderungen bestehender Konzessionen kommen rechtlich der Errichtung einer neuen Anlage gleich. Deshalb muss theoretisch von einem Zustand des Gewässers ausgegangen werden, wie er vorliegen würde, wenn noch nie eine Konzession erteilt worden wäre. Das zum Zeitpunkt der Konzessionserneuerung geltende Umweltrecht muss zur Anwendung kommen. Somit besteht auch für alle bestehenden Wasserentnahmen im Rahmen der Konzessionserneuerung eine Bewilligungspflicht nach Artikel 29 GSchG, so wie sie als neue Wasserentnahmen bewilligungspflichtig wären. Eine namhafte Verlängerung der Konzessionsdauer vor Ablauf der Konzession kommt einer Konzessionserneuerung gleich.

Aus Restwassersicht stellt sich die Frage, ob die Änderung der Wasserkraftanlage wesentliche Auswirkungen auf das Abflussregime haben wird. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Änderung der Anlage die folgenden Punkte umfasst:

- neue Wasserfassungen
- Standortänderung von bestehenden Wasserfassungen
- Erhöhung der Fassungskapazität bei bestehenden Wasserfassungen
- wesentliche Änderungen des Betriebsregimes des Kraftwerks

Wenn durch die Änderung einer Wasserkraftanlage die an sich noch gültige Konzession nicht wesentlich geändert wird, muss sie auch nicht erneuert werden (z.B. bei Erneuerungen von Turbinen, Generatoren, Druckstollen bzw. -leitungen, Zentralen, ...).

Sanierungspflicht bei Fließgewässern unterhalb der Entnahmestellen

Artikel 80 GSchG schreibt eine Sanierung von Fließgewässern unterhalb der Entnahmestellen vor. Diese finden dort ihre Grenze, wo eine Entschädigungspflicht des Gemeinwesens einsetzen würde. Bei überwiegendem öffentlichem Interesse kann die Behörde laut Artikel 83 GSchG auch weitergehende Massnahmen anordnen. Diese müssen aber nach dem Enteignungsgesetz entschädigt werden.

b) Auswirkungen auf die Energieproduktion

Der Einfluss der Restwasserregelung auf die mögliche Energieproduktion lässt sich lediglich allgemein abschätzen. Sie hängen stark von den spezifischen Verhältnissen beim jeweiligen Kraftwerk ab (BAWAG 1983, S. 56).

Restwasservorschriften haben Auswirkungen auf die Energieproduktion

Bis zum heutigen Zeitpunkt liegen nur wenige Schätzungen der Energieverluste durch die Restwasserregelungen vor. Zu den einzigen Grundlagen gehören die vom Schweizer Wasserwirtschaftsverband in Auftrag gegebenen Elektrowatt-Studien (Elektrowatt 1987b und Elektrowatt 1991), ausserdem Schätzungen der Greina-Stiftung (SGS 1996) und der betroffenen Bundesämter und Verbände (BAWAG 1983, KOWA 1993 und SWV 1987).

Laut BAWAG betragen die geschätzten Einbussen der jährlichen Produktionserwartung ab 1987 infolge verschärfter Restwasservorschriften bis 2025 rund 800 GWh. Schon vor der Revision des GSchG betrug die durchschnittliche Produktionseinbusse als Folge der Restwasserbestimmungen je nach Kraftwerkstandort und Jahreszeit zwischen 0,5% und 10%, im Durchschnitt aller SKW rund 800 GWh pro Jahr (Zahlen von 1980, BAWAG 1983, S. 57).

Laut Schätzungen BAWAG betragen Produktionsverluste 800 GWh/a

Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband hat versucht, aufgrund des Vernehmlassungsentwurfs des GSchG, die Energieeinbussen gesamthaft abzuschätzen (SWV 1987, S. 182). Er stützt sich dabei auf verschiedene Berechnungen, bei denen die Mindestanforderungen aus dem Gesetz detailliert bestimmt wurden, sowie auf Hochrechnungen einiger Kantone (s. unten).

Schätzungen des SWV beziffern die Produktionsverluste auf 960 GWh/a

SWV 1987	Energieeinbussen infolge Restwasservorschriften (GWh/a)		
	bis 2005	bis 2010	bis 2025
Winter	400	460	640
Sommer	200	230	320
Mitteljahr	600	690	960

Tabelle 9 Energieeinbussen infolge erhöhter Restwasserdotationen aus GSchG (SWV 1987, S. 182)

Die gesamten Energieeinbussen aufgrund der Vorschriften des GSchG nach der Erneuerung aller Konzessionen werden vom SWV auf 3'000 bis 4'500 GWh im Mitteljahr geschätzt.

Schätzungen KOWA betragen 400 GWh/a

(KOWA 1993, S. 13) beziffert den Produktionsverlust aufgrund der Restwasservorschriften auf 150 GWh/a bis 2000 und 400 GWh/a bis 2025.

Die Berechnungen für die Energieeinbussen aufgrund der Restwasserregelungen des revidierten Gewässerschutzgesetzes für die Kantone Wallis und Graubünden lauten wie folgt:

Kanton	Energieeinbussen infolge Restwasservorschriften (GWh/a)	
	Art. 31 und 32 (Bund)	Art. 33 (Kantone)
Graubünden	500	685 - 1'310
Wallis	525	730 - 1'400

Tabelle 10 Energieeinbussen aufgrund des revidierten GSchG, Kantone Wallis und Graubünden (Elektrowatt 1991, S. 44)

(Elektrowatt 1987b) versucht, die Energieeinbussen einer repräsentativen Auswahl von Einzelkraftwerken auf den gesamten schweizerischen Wasserkraftpark hochzurechnen.⁴⁵

Elektrowattstudie sieht Produktionsverluste von 2'630 bis 5'040 GWh/a wegen GSchG

Die Mindestrestwassermenge wird bei den heutigen Wasserkraftanlagen nach Sanierung aller Restwasserstrecken eine Energieeinbusse von 1'900 GWh/a zur Folge haben. Durch die Abwägung der Interessen (Artikel 33) ist laut (Elektrowatt 1987b, S. 1) zu erwarten, dass in Zukunft in sämtlichen Wasserkraftanlagen im Minimum 2'630 GWh und im Maximum 5'040 GWh weniger pro Jahr produziert werden könnte. Die untere und obere Grenze dieser Daten widerspiegelt den Ermessensspielraum der Kantone bei der Anwendung von Artikel 33, je nachdem wie die Interessen der Gewässerökologie, des Landschaftsschutzes und der Wasserkraftnutzung im Einzelfall gewichtet werden.

Die Energieeinbussen nach Artikel 31 und 32 GSchG bei den SKW und PSKW betragen rund 1'100 GWh, dies entspricht einer mittleren Einbusse von rund 6,2% der jährlichen Produktionserwartung (Elektrowatt 1987b, S. 12). Diese Erhöhungen sind ab 2030 zu erwarten,

⁴⁵ Obwohl die Methodik dieser Studie teilweise stark kritisiert wurde (vgl. SGS 1996, S. 26ff.) werden die Ergebnisse der Studie vom SWV und vom BAWAG für ihre Prognosen verwendet.

ab diesem Zeitpunkt laufen die Konzessionen der grossen SKW in den Alpen ab.

Gemäss Artikel 33 ist die Vollzugsbehörde verpflichtet, die Mindestrestwassermenge soweit zu erhöhen, als dies aufgrund einer Abwägung der Interessen für und gegen das Ausmass der vorgesehenen Wasserentnahmen möglich ist. Die zu erwartenden Energieeinbussen könnten also höher sein, als sie sich aufgrund der Mindestmengen ergeben würden. Gemäss (Elektrowatt 1987b, S. 20) zeigt die Praxis, dass die vom Kanton festgelegte Restwassermenge um durchschnittlich 1,39-mal bis 2,66-mal höher ist als die Mindestmenge nach Artikel 31. Es könnte also davon ausgegangen werden, dass die Kantone die nach dem neuen GSchG geforderten Mindestrestwassermengen im Minimum um 39% und im Maximum um 166% erhöhen (Elektrowatt 1987b, S. 20).

Aufgrund dieser Zahlen betragen die hochgerechneten Energieeinbussen der Schweizer SKW im Minimum 1'485 GWh/a und im Maximum 2'840 GWh/a. Dies entspricht 8,6 resp. 16,5% der mittleren jährlichen Produktionserwartung von 1987 (Elektrowatt 1987b, S. 23).

Kritiker werfen der Elektrowatt-Studie eine unzulässige Generalisierung von Einzeldaten vor, weshalb die Energieverluste aus dem GSchG massiv überschätzt würden (SGS 1996, S. 31).

Die Schweizerische Greina-Stiftung geht davon aus, dass die Produktionsausfälle eher bei 4,13% der jährlichen Produktionserwartung als bei den oben genannten 6,2% liegen, da gerade die Ausnahmen für Gewässer oberhalb 1'700 m ü. M. gemäss Artikel 32 GSchG die Verluste bei den SKW senken würden (SGS 1996, S. 34).

Aus der Elektrowatt-Studie und der Kritik durch die SGS lassen sich folgende Szenarien zusammenfassen:

Durch Interessen-abwägung werden die Restwasser-mengen erhöht

Kritik an Methoden und Ergebnissen der Elektrowattstudie

Schätzungen der Greina Stiftung mit verschiedenen Szenarien

Szenarien	Energieverluste im Jahresmittel (in %)	
	LKW	SKW
Minimum (Art. 32)	5,47	4,13
Mittel (Art. 31, Abs. 1)	5,47	6,19
Maximum (Art. 33)	14,55	16,47

Tabelle 11 Szenarien der Energieverluste aufgrund Restwasserregelung im GSchG (SGS 1996, S. 35)

Szenarien Energieverluste infolge neuer Restwasserregelung

Den drei Szenarien liegen folgende Annahmen zu Grunde:

- Minimum: Im minimalen Szenario wird davon ausgegangen, dass die Ausnahmen von Artikel 32 GSchG alle voll zum Tragen kommen. Wie die Zahlen zeigen, betrifft dies vor allem die SKW.
- Mittel: In diesem Szenario werden für alle Gewässer die Restwassermengen nach der Formel von Artikel 31, Absatz 1 GSchG berechnet
- Maximum: Im Maximumszenario wird davon ausgegangen, dass die Interessenabwägung zwischen Ökologie und Ökonomie immer zu Gunsten der Ökologie ausgeht und die Restwassermengen aufgrund Artikel 33 GSchG durchgehend in jedem Einzelfall erhöht werden.

Kumulierte Energieverluste der drei Szenarien

Die kumulierten Energieverluste gegenüber den heute gültigen Restwasserregelungen bei verschiedenen Szenarien der Restwasserbemessung aus dem GSchG sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Jahr	SKW			Total		
	Minimum	Mittel	Maximum	Minimum	Mittel	Maximum
2000	10	14	38	65	69	185
2005	17	26	69	132	141	375
2010	17	26	69	173	181	482
2015	19	28	75	231	240	639
2020	51	76	203	281	306	815
2025	55	82	219	326	353	939
2070	696	1'043	2'774	1'471	1'818	4'836

Tabelle 12 Kumulierte Energieverluste (in GWh) aus den Restwasserbestimmungen (SGS 1996, S. 40)

Betrachtet man das Total der Verluste, so zeigt sich bis Anfang der dreissiger Jahre dieses Jahrhunderts eine stetige Zunahme der kumulierten Energieverluste, wobei die beiden Szenarien Minimum und Mittel eng beieinander liegen. Dies ist mit der zeitlichen Entwicklung des Verfalls der Wasserrechtskonzessionen zu erklären. In den kommenden Jahrzehnten werden vor allem die Konzessionserneuerungen von LKW fällig werden. Auf die LKW werden sich die Ausnahmebestimmungen von Artikel 32 GSchG nicht stark auswirken. Nach dem Jahr 2030 werden die Konzessionserneuerungen der SKW fällig, bei denen Artikel 32 zur Anwendung gelangen kann. Entsprechend stärker driften die beiden Szenarien Minimum und Mittel auseinander.

Im Bezug auf das Szenario Maximum muss jedoch berücksichtigt werden, dass es nur zum Tragen käme, wenn die Interessenabwägung zwischen Ökologie und Ökonomie immer zu Gunsten der Ökologie entschieden würde, was nicht anzunehmen ist.

Die Erfahrungen aus dem Vollzug des GSchG der Kantone lassen bisher eher das Szenario Mittel erwarten. Dafür spricht auch das Spannungsfeld zwischen Umweltschutz- und Wirtschaftsinteressen der Gebirgskantone, welches dazu führt, dass diese Interessen von Fall zu Fall anders gewichtet werden.

Bisherige Erfahrungen aus dem Vollzug GSchG sprechen für das Szenario Mittel, das bedeutet Energieverluste von 353 GWh/a bis 2025.

c) Auswirkungen der Restwassermengen auf das Ausbaupotenzial

Wie in Kapitel 4.1.2 bereits erwähnt, ermittelte (Elektrowatt 1987a) von den realistischen Umbaumöglichkeiten ein zusätzliches Produktionspotenzial zwischen 710 und 1'030 GWh/a bis 2025. Nicht enthalten sind in diesen Zahlen die Möglichkeiten der Speichervergrösserungen und Leistungserhöhungen bei den SKW, sowie die geplanten Neubauten.

Laut Elektrowatt werden die erwarteten Produktionserhöhungen durch die Restwasservorschriften gänzlich kompensiert

Die maximal erwarteten Produktionserhöhungen aus Umbauten bis ins Jahr 2025 werden von den maximal zu erwartenden Energieeinbussen infolge neuer Restwasserregelungen laut (Elektrowatt 1987b, S. 29) gänzlich kompensiert. Bei einer Betrachtung der minimalen Einbussen würden diese die Produktionserhöhung aus den Umbauten um 78% (minimaler erwarteter Zuwachs) resp. um 54% (maximaler erwarteter Zuwachs) vermindern. Die jährlichen Produktionseinbussen infolge der neuen Restwasserregelung können also durch Modernisierung, Erneuerung und Erweiterung der bestehenden Anlagen nur bei optimistischen Annahmen übertroffen werden (Elektrowatt 1987b, S. 29).

Das Interesse, Umbauprojekte vor dem Konzessionsablauf zu realisieren, dürfte mit der neuen Restwasserregelung sinken, da die betreffenden SKW beträchtliche jährliche Energieeinbussen in Kauf nehmen müssten (Elektrowatt 1987b, S. 29). Dadurch werden viele der heute noch als realistisch eingestuften Neubaumöglichkeiten durch die neue Restwasserregelung in ihrer Wirtschaftlichkeit gefährdet. Die Realisierung dieser Projekte ist deshalb fraglich.

d) Fazit: Bandbreite der möglichen Produktionseinbussen durch die Restwasserregelung im neuen GSchG

Wie die diskutierten Studien zeigen, hat eine restriktive Restwasserregelung nicht nur Produktionseinbussen zur Folge, sondern vermindet auch die Realisierungswahrscheinlichkeit vieler der vor dem Konzessionsablauf geplanten Erneuerungen und Erweiterungen.

Grosse Bandbreite der geschätzten Produktionseinbussen

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Bandbreite der erwarteten Produktionseinbussen durch die Restwasserregelung im neuen GSchG:

	Produktionseinbussen infolge Restwasserregelungen bis 2025				Produktionseinbussen infolge Restwasserregelungen bis 2070			
	alle Anlagen		SKW/PSKW		alle Anlagen		SKW/PSKW	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
BWW		800						
SWV		960			3'000	4'500		
KOWA		400						
Kanton GR					500	1'310		
Kanton VS					525	1'400		
Elektrowatt					2'630	5'040	1'485	2'840
SGS	326	939	55	219	1'471	4'836	696	2'774

Tabelle 13 Zusammenfassung der Studienergebnisse zu Produktioneinbussen (in GWh/a) infolge Restwasservorschriften aus dem revidierten GSchG.

Aufgrund der bisherigen Erfahrungen aus dem Vollzug des GSchG der Kantone und den Interessen der Gebirgskantone ist ein Ergebnis zwischen den minimalen und maximalen Prognosen zu erwarten. Das Szenario Mittel aus Tabelle 11 und Tabelle 12 erscheint daher am wahrscheinlichsten. Die grossen Auswirkungen des revidierten GSchG zeigen sich auf jeden Fall erst ab 2030, wenn die Konzessionen der meisten SKW ablaufen.

Die Auswirkungen des GSchG werden erst ab 2030 spürbar, wenn die Konzessionen ablaufen

4.2.2 Schwall- und Sunkproblematik

a) Ausmass der Schwall- und Sunkproblematik

Starke und schnelle Abflussschwankungen nennt man Schwall- und Sunkerscheinungen. Mit dem Begriff "Schwall" wird im Folgenden der künstlich erhöhte Abfluss in einem Fliessgewässer während des Turbinierens eines (oder mehrerer) obenliegender Wasserkraftwerke bezeichnet. Der Begriff "Sunk" steht für die Niedrigwasserphase, die zwischen den Schwällen in Zeiten mit geringem Strombedarf, also meist in der Nacht und am Wochenende, auftritt. Die gesamte Abfolge, d.h. der mehr oder weniger regelmässige Wechsel zwischen den unterschiedlichen Abflusszuständen, wird Schwall/Sunk-Betrieb oder kurz Schwallbetrieb genannt (BUWAL 2003, S. 21).

SKW und PSKW verursachen Abflussschwankungen

Die Abflussschwankungen sind abhängig von der Ausrichtung der Produktion

Ausrichtung auf Regelenergieproduktion führt zu vermehrten Schwall- und Sunkerscheinungen

Ökologische Auswirkungen von Schwall und Sunk

Bedeutung des Problems in der Schweiz

Das Abflussregime von zahlreichen Flüssen in den Alpentälern wird durch den Betrieb von SKW und PSKW beeinflusst. Diese produzieren Strom vor allem zu Spitzenzeiten des Bedarfs durch rasches Einschalten der Turbinen (s. Kapitel 3.5). Die Ausrichtung auf die Produktion von Regelenergie verstärkt die Schwall- und Sunkproblematik.

Zu Spitzenverbrauchszeiten oder bei einer Produktion von Regelenergie fällt so viel Wasser an, dass im Sammelgewässer grosse Wasserstandsänderungen innerhalb kürzester Zeit auftreten. Im Alpenrhein machen diese Wasserstandsänderungen beispielsweise bis zu 1,5 Meter aus. Lebewesen, die nicht starke Schwimmer sind, können dabei weggespült werden. Da dies im Gegensatz zu natürlichen Hochwassern (mehrmals) täglich geschieht, wird somit vielen Arten der Erhalt der Population verunmöglich.

Schwallbetrieb beeinflusst die Verteilung und Qualität der physikalischen Habitate und schränkt die Lebensbedingungen von Fauna und Flora in Gewässern ein. Studien haben ergeben, dass Schwallbetrieb in der Mehrzahl der Fälle (65-90%) von untersuchten Gewässern eine Verminderung und eine veränderte Zusammensetzung des Makrozoobenthos⁴⁶ und des Fischbestandes sowie eine Zunahme der bei Abflussanstieg abdriftenden und bei Abflussrückgang strandenden Organismen zur Folge hat (BUWAL 2003, S. 3).

Künstlich erzeugte, tagesrhythmische Abflussschwankungen treten in mittleren bis grösseren Fliessgewässern unterhalb von Kraftwerkszentralen auf, welche gespeichertes Wasser zur Deckung des Spitzenbedarfs intermittierend abarbeiten. Dieses Phänomen hat erst neu - unter anderem mit der Möglichkeit des Gebrauchs von SKW für die Bereitstellung von Regelenergie und der stärkeren Ausrichtung auf die Produktion von Spitzenenergie - an Bedeutung gewonnen.

Von den in der Schweiz bestehenden rund 500 Wasserkraftwerkszentralen mit einer Leistung von mehr als 300 kW erzeugen knapp 25% (d.h. rund 120 Zentralen) schwallartige Abflussschwankungen in den unterliegenden Gewässern (Limnex 2001, S. 7). Dabei handelt es sich praktisch ausschliesslich um SKW (Limnex 2001, S. 2 und BUWAL 2003, S. 15). In derselben Grössenordnung, bei ca. 30%, liegt auch der Anteil von eindeutig schwallbeeinflussten Gewässerstrecken am Total der hydrologisch überwachten Stellen. Die meisten schwallbeeinflussten Stellen liegen an den grossen Haupttälern oder an

⁴⁶ Sammelbegriff für am Gewässerboden lebende wirbellose Tiere ab 1 mm.

deren grösseren, direkten Zuflüssen. Genau diese Gewässer sind auch anderen anthropogenen Einflüssen (z.B. Korrekturen, Uferverbauungen, Abwassereinleitungen) am stärksten ausgesetzt. Die Schwallproblematik ist in der Schweiz damit, bezogen auf die Anzahl und Art der Gewässer, von Bedeutung (BUWAL 2003, S. 16).

b) Massnahmen zur Eindämmung der Schwallproblematik

Die Schwall- und Sunkproblematik ist im revidierten Gewässerschutzgesetz nicht geregelt. Spätestens im Rahmen einer Neukonzessionierung und einer Umweltverträglichkeitsprüfung können aber, gestützt auf den Zweckartikel des GSchG (Artikel 1), laut dem "(...) die Gewässer vor nachteiligen Einwirkungen zu schützen" sind und das Bundesgesetz über Fischerei (BGF), Artikel 9, Ziffer a, das vorschreibt, dass "(...) die zur Erteilung der fischereirechtlichen Bewilligung zuständige Behörde (...) alle Massnahmen vorzuschreiben, die geeignet sind, günstige Lebensbedingungen für die Wassertiere zu schaffen (...)" Auflagen gemacht werden, ohne die keine Konzession ausgestellt wird. Falls bei Ausbauten und Neubauten von SKW/PSKW in Zukunft strenge Forderungen bezüglich Sunk- und Schwallreduktionen gestellt werden, könnte die Teilnahme am Regelenergiemarkt erschwert werden.

Bisher keine gesetzliche Regelung der Schwall- und Sunkproblematik

Da die Schwall- und Sunkproblematik bisher gesetzlich nicht geregelt ist, besteht die Möglichkeit für Kraftwerksbetreiber, freiwillige Massnahmen durchzuführen, insbesondere im Rahmen von Konzessionsverhandlungen.

Möglichkeit freiwilliger Massnahmen zur Reduktion der Abflusschwankungen

Die meisten baulichen Massnahmen zielen darauf ab, die Differenz zwischen Schwall- und Sunkabfluss zu minimieren bzw. den Übergang zu verlangsamen. Die Dämpfung der Abflussschwankungen steht also im Mittelpunkt einer ökologisch verbesserten Betriebsweise. Bauliche und betriebliche Massnahmen, welche diese Auswirkungen lindern, können allenfalls als Sanierungsmassnahmen nach Artikel 80 GSchG qualifiziert werden, z.B. Schwallbecken zur Verhinderung von schädlichen Schwallverhältnissen und Wasserrückgaben nach ökologischen Kriterien zum Schutze der Fische und Aufwertung von Auen.

Wie die Tabelle 14 zeigt, kann die Dämpfung der Abflusschwankungen mit sehr unterschiedlichen Massnahmen geschehen. Beispielsweise können die Schwall- und Sunkerscheinungen mit naturnah gestalteten, flussbaulichen Massnahmen wie geschlängelten Uferlinien und Linienführungen, Fischpässen, der Gestaltung naturna-

her Ufer und Renaturierungen, lokalen Flussaufweitungen, verzweigten Gerinnen und wasserbaulichen Massnahmen wie Rückhaltebecken und Seitenkanälen abgeschwächt oder vermieden werden. Ausgleichsbecken müssten sehr gross sein, damit diese die Schwallproblematik vollständig lösen könnten. Der Bau von Ausgleichsbecken stellt wieder einen Eingriff in die Natur dar. Ebenso beeinflusst dieser die Wirtschaftlichkeit einer Anlage.

Viele Massnahmen stehen einer Ausrichtung auf die Produktion von Regelenergie entgegen

Die in der Schweiz am häufigsten realisierten Massnahmen gegen Schwall/Sunk sind eine Erhöhung der minimalen Wasserabgabe ab Zentrale zwecks Minderung der Schwankungsbreite zwischen Schwall- und Sunkabfluss. Daneben sind bislang vor allem Massnahmen zur Reduktion der Änderungsgeschwindigkeit des Schwall-/Sunk-Übergangs ergriffen worden (z.B. langsameres Anfahren-/Zurückfahren der Turbinen). Genau diese Massnahmen stehen jedoch einer Ausrichtung der Zentralen auf eine vermehrte Regelenergieproduktion entgegen.

Bei 7 ausgewerteten Zentralen mit Massnahmen waren die Auswirkungen auf die Schwall-Kennwerte sehr unterschiedlich: Das maximale Verhältnis von Schwall- zu Sunkabfluss und die maximale Rate des Schwallrückganges konnten in einigen Fällen deutlich bis stark vermindert werden. (Limnex 2001, S. 25). Trotz Massnahmen blieben jedoch viele Kennwerte noch im gewässerökologisch relevanten Bereich. Allgemein ist über die gewässerökologische Wirksamkeit von schwalldämpfenden Massnahmen erst wenig bekannt (Limnex 2001, S. 26).

Ziele	Art der Massnahmen	Umsetzung	Beispiele in der Schweiz
Vermeidung des Schwalls	Separate Ableitung des Betriebswassers	Stollen zu grösserem Fluss/See Ausleitung in eine Aue	ja
	Naturnah erhaltene Gewässer von der Nutzung ausnehmen	Nutzung auf wenige Flusssysteme konzentrieren	nein
Verminderung der Schwall/Sunk-Differenz	Erhöhung der Mindest- bzw. Restwasserabführung	Zusätzliche Dotierung ab Wehr	ja
		Höhere minimale Rückgabe ab Zentrale	ja
	Verminderung der Schwallspitzen	Geringere maximale Rückgabe ab Zentrale	nein
	Erhöhung Restwasserabführung und Verminderung Schwallspitzen	Kombination als betriebliche Massnahme einzelner KW	nein
		antizyklischer Betrieb mehrerer KW	nein
		Ausgleichsbecken als bauliche Massnahme	ja
		Ausgleichskaverne als bauliche Massnahme	ja
Gezielte saisonale Verbesserung	Erhöhung Restwasserabführung und Verminderung Schwallspitzen (zeitlich begrenzt)	Zusätzliche minimale Rückgabe ab Zentrale	ja
		Zusatzbeschränkung Rückgabe/Kombination	nein
Dämpfung Schwall/Sunk-Übergang	Begrenzung der Rate von Schwallanstieg und/oder -rückgang	Langsameres bzw. stufenweises Anfahren der Turbinen	nein
		Langsameres bzw. stufenweises Zurückfahren der Turbinen	ja
		Kombination als betriebliche Massnahme	ja
		Ausgleichsbecken bzw. -kaverne als bauliche Massnahme	ja
Wasserwechselzone minimieren, ständig benetzte Fläche vergrössern	Umgestaltung des Gewässers durch bauliche Massnahmen	Morphologische Optimierung des Gerinnes	nein
		Einbau von Hilfswehren	nein

Tabelle 14 Übersicht über (freiwillige) bauliche und betriebliche Massnahmen zur Verminderung der Schwallproblematik (BUWAL 2003, S. 87).

5 Entwicklung der europäischen Stromversorgung

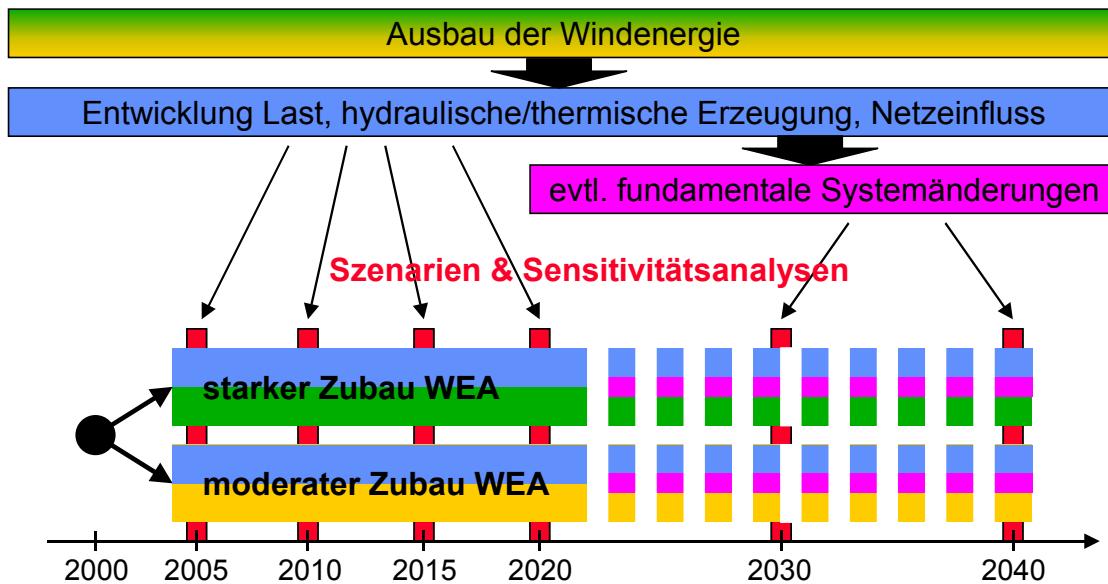
5.1 Methodisches Vorgehen

Aufgabe dieses Kapitels ist es, die Entwicklung von Stromangebot und -nachfrage in Europa für den Betrachtungszeitraum der vorliegenden Studie abzuschätzen und darauf aufbauend Szenarien für die quantitativen Untersuchungen in den folgenden Kapiteln zu definieren. Der geographische Betrachtungsbereich ist hierfür der Fragestellung angemessen zu bestimmen.

Abschätzung von Stromangebot und Nachfrage in Europa

Ausgehend vom Basisjahr 2000 sind Szenarien bis 2020 im 5-Jahresraster und bis 2040 im 10-Jahresraster zu entwickeln. Grundsätzlich gehen wir davon aus, dass die Entwicklung der Stromversorgung im Betrachtungszeitraum voraussichtlich stetig erfolgen wird. Daher halten wir es für ausreichend, im Wesentlichen zwei Angebotsszenarien zu betrachten: ein Szenario mit starker und ein Szenario mit geringerer Zunahme des Windenergieanteils, bei jeweils gleicher Entwicklung von Stromnachfrage (Last) sowie hydraulischem und thermischem Kraftwerkspark (Figur 12). Mit diesen Szenarien kann der Bereich der Auswirkungen auf die Chancen/Risiken für die schweizerische Wasserkraft aufgezeigt werden. Durch Sensitivitätsanalysen unter Variation einzelner Parameter der Szenarien kann darüber hinaus der Einfluss einzelner Faktoren gezielt untersucht werden. Dies betrifft auch mögliche fundamentale Veränderungen der Stromversorgungssysteme (etwa durch forcierten Einsatz von Brennstoffzellen), die allerdings erst nach 2020 denkbar erscheinen.

Ableitung von Szenarien und Sensitivitätsanalysen



Figur 12: Prinzipielles Vorgehen zur Ermittlung der Szenarien

Auswertung bestehender Prognosestudien

Über die künftige Entwicklung der europäischen Stromversorgung liegen bereits eine Reihe von Prognosestudien vor, die als Ausgangsbasis für die vorliegende Fragestellung nutzbar sind. Grundlage dieser Prognosen ist i.A. eine Analyse fundamentaler Einflussfaktoren (z.B. gesamtwirtschaftliche Entwicklung, Rohstoffmärkte, Energiepolitik usw.), aus denen die voraussichtliche Entwicklung von Stromnachfrage und -angebot abgeleitet wird. Eine Replizierung solcher Fundamentalanalysen erscheint daher für diese Studie nicht erforderlich und wäre angesichts der zu betrachtenden geographischen und inhaltlichen Breite auch kaum verhältnismäßig. Stattdessen stützt sich unsere Methodik auf die Auswertung bestehender Prognosen, um direkte Aussagen über die bestimmenden Elemente des Elektrizitätsversorgungssystems (Struktur des Erzeugungsparks, Stromverbrauch etc.) zu gewinnen.

Allerdings ist keine der existierenden Prognosen für die hier zu beantwortende Fragestellung unmittelbar nutzbar. Dies hat im Wesentlichen zwei Gründe:

- Zum einen decken die Studien unterschiedliche geographische und zeitliche Betrachtungsbereiche ab. Die Bandbreite reicht von nationalen Betrachtungen wie Prognos/IER/WI 2002 bis zu gesamteuropäischen Analysen wie Eurelectric 2001. Dem kleineren Betrachtungsgebiet der auf einzelne Länder beschränkten Stu-

dien steht dabei z.T. eine größere Detailtiefe der analysierten Aspekte gegenüber.

- Zum anderen unterliegt jede Prognose bestimmten inhaltlichen Vorgaben oder bewussten Beschränkungen. So finden sich in Prognosen, die auf den Windenergie-Zubau konzentriert sind, oft nur wenige bzw. stark aggregierte Angaben zur Entwicklung des übrigen Erzeugungsparks. Andere Studien können zueinander gegenläufige Prognosen der Elektrizitätsversorgung beschreiben, weil sie von unterschiedlichen Entwicklungen der (z.B. politischen) Rahmenbedingungen ausgehen.

Um ein möglichst grosses Spektrum bestehender Prognosen berücksichtigen und damit soweit wie möglich vom jeweiligen Detailgrad der Analysen profitieren zu können, ist folglich eine Zusammenführung der verfügbaren Quellen vorzunehmen. Unser Hauptaugenmerk liegt dabei darauf, dass die jeweils resultierenden Szenarien in sich konsistent sind. Hierzu berücksichtigen wir bereits bei der Szenarienerstellung die Anforderungen der Verfahren, mit denen nachfolgend die Bewertung der unterschiedlichen Einsatzstrategien der Schweizer Wasserkraftwerke erfolgt (Kapitel 7); dies betrifft beispielsweise die folgenden Aspekte:

- Voneinander *unabhängige* Prognosen – z.B. von Erzeugungs- und Lastentwicklung – sind nicht unabhängig voneinander verwendbar, weil der optimale Einsatz der einzelnen Kraftwerke bzw. Kraftwerkstypen und damit das letztendliche Ergebnis dieser Studie stärker vom *Verhältnis* zwischen Erzeugungskapazität und Lasthöhe als von deren absoluten Werten abhängt.

In diesem Zusammenhang kann es erheblichen Einfluss haben, wie die in den Studien prognostizierten Größen definiert sind. Hier können z.B. hinsichtlich der Berücksichtigung von Verlusten, Kraftwerksverfügbarkeiten oder Eigenbedarf deutliche Unterschiede bestehen, die sich anhand der begleitenden Beschreibungen nicht immer zweifelsfrei bestimmen lassen.

- Prognosen beschränken sich z.T. auf die Analyse der erzeugten bzw. verbrauchten elektrischen *Energie*, z.B. als jeweilige Jahressumme. Der Kraftwerkseinsatz hängt jedoch entscheidend vom Verlauf der Lasthöhe und der verfügbaren Erzeugungskapazität, d. h. von *Leistungskenngrößen*, ab.
- Die internationalen Wechselwirkungen zwischen den Erzeugungssystemen haben erheblichen Einfluss auf die Unter-

*Zusammenführung
der Quellen zu kon-
sistenter Szenarien*

suchungsergebnisse. Dies leitet sich zum einen aus dem bereits heute zunehmend integrierten (kern-)europäischen Strommarkt ab, aber natürlich auch unmittelbar aus der Fragestellung dieser Studie, in deren Mittelpunkt ja die internationale Bereitstellung von Regelenergie steht.

Detailprognosen nur begrenzt nutzbar

Aus den genannten Überlegungen folgt u.a., dass punktuell sehr detaillierte Prognosen, z.B. zu einzelnen Ländern, nur dann sachgerecht genutzt werden können, wenn sich ihre Informationen konsistent in das jeweilige internationale Szenario einfügen lassen. Insbesondere können Studien zur Schweizer Elektrizitätsversorgung daher nur in begrenztem Umfang für die vorliegende Fragestellung herangezogen werden. In dem Maße, in dem ein höherer Detailgrad bei der Modellierung des Schweizer Elektrizitätsversorgungssystems detailliertere Gesamtaussagen ermöglicht, haben wir dies jedoch berücksichtigt. Dies betrifft z.B. die Nachbildung des Schweizer Wasserkraftwerks-parks, die auf Basis aktueller Informationen deutlich genauer erfolgt als für die übrigen betrachteten Länder (s. Kapitel 7).

5.2 Analyse der bestimmenden Einflussgrößen

Im Folgenden diskutieren wir zunächst getrennt die einzelnen Größen, die die technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften des Elektrizitätsversorgungssystems (gemäß den in den Kapiteln 6 und 7 beschriebenen Anforderungen der Berechnungsverfahren) beschreiben. Dabei gehen wir hier zunächst nur auf die jeweils ausgewerteten Quellen und grundsätzliche Entwicklungen und Schlussfolgerungen ein. Eine konkrete quantitative Zusammenstellung der hieraus abgeleiteten Szenarien erfolgt dann im anschließenden Abschnitt 5.3.

5.2.1 Übertragungskapazitäten des Verbundnetzes

Ausdehnung des UCTE-Verbunds

Das Schweizer Übertragungsnetz ist eng in das UCTE-Verbundnetz eingebunden (vgl. Abschnitt 2.4), das den europäischen Kontinent von Portugal im Westen bis Polen, Slowakei, Ungarn, Serbien und Montenegro bzw. Griechenland im Osten umfasst. Im Norden ist der westliche Teil Dänemarks, obwohl organisatorisch dem NORDEL-Verbund zugehörig, synchron mit dem UCTE-Netz gekuppelt. Verbin-

dungen vom UCTE-Netz nach Grossbritannien und Skandinavien existieren in Form von Unterseekabeln in Hochspannungsgleichstromtechnik (HGÜ). Eine Erweiterung des UCTE-Netzes nach Osten wird zurzeit diskutiert.

Der grenzüberschreitende Stromaustausch im europäischen Verbundnetz ist an einigen Ländergrenzen durch systematisch auftretende Übertragungsengpässe gekennzeichnet.⁴⁷ Dies betrifft beispielsweise die Grenze zwischen Frankreich und Belgien, zwischen Frankreich und Spanien, zwischen Deutschland und den Niederlanden, die gesamte italienische Nordgrenze, aber auch die HGÜ-Verbindungen zwischen Frankreich und Grossbritannien sowie zwischen Skandinavien und Mitteleuropa (EU-Studie 2001).

Stromaustausch ist durch Engpässe begrenzt

Während, wie in EU-Studie 2001 diskutiert, an einigen Grenzen eine Verringerung der Engpässe durch organisatorische Massnahmen (z.B. hinsichtlich der Allokation der knappen Übertragungskapazität) möglich erscheint, können die nutzbaren Übertragungskapazitäten an den „Rändern“ des Verbundnetzes (z.B. zwischen Frankreich und Spanien sowie an der italienischen Nordgrenze) nur durch Netzausbau nennenswert erhöht werden. Dieser ist allerdings, wie die Erfahrung zeigt, durch lange Planungs- und Genehmigungsprozesse, oft beeinflusst vom Widerstand lokaler Interessengruppen, gekennzeichnet. Aus heutiger Sicht ist daher nur mit einem allenfalls langsamem Zubau neuer Übertragungskapazitäten zu rechnen.

Der Betrachtungsbereich der vorliegenden Studie ist der für die Schweizer Wasserkraftwerke insbesondere zur Erbringung von Regelleistung erreichbare und wirtschaftlich relevante Markt. Dabei gehen wir davon aus, dass die derzeit noch bestehenden technisch-organisatorischen Hindernisse für einen internationalen Regelleistungsaustausch in wenigen Jahren überwunden werden können (vgl. Abschnitt 2.3). Allerdings tritt der Regelleistungstransport an Engpassstellen des Netzes in Konkurrenz zu den planmäßigen Energietransporten, d.h. die verfügbare Übertragungskapazität muss zwischen Fahrplan- und Regelenergie aufgeteilt werden. Es ist zu erwarten, dass an Grenzen mit starkem Mangel an Übertragungskapazität

Betrachtungsbereich der Studie: für Regelleistungslieferungen in absehbarer Zeit erreichbarer Markt

⁴⁷ Physikalisch können die Netzüberlastungen dabei nicht nur auf den Kuppelleitungen zwischen den Ländern, sondern auch auf den angrenzenden internen Leitungen auftreten. Hier relevant ist jedoch, dass diese Engpässe den grenzüberschreitend kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz einschränken und damit zur Bildung regionaler Teilmärkte führen können.

im Sinne einer hohen Auslastung der Kuppelleitungen der Nutzung für den fahrplanmäßigen Energieaustausch Vorrang eingeräumt wird vor einer Freihaltung für nur sporadisch auftretende Regelleistungsflüsse. Somit wird es auch künftig teilweise voneinander entkoppelte Regelleistungsmärkte geben. Dies betrifft zum einen die Iberische Halbinsel und zum anderen die über HGÜ angebundenen Regionen Grossbritannien/Irland und Skandinavien (außer Dänemark). Diese Länder werden daher im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Trotz ebenfalls struktureller grenzüberschreitender Engpässe wird Italien dagegen in die weitere Analyse aufgenommen. Dies halten wir zum einen aufgrund der geographischen Nachbarschaft und des traditionell intensiven Strom austauschs mit der Schweiz für erforderlich. Außerdem ist die absolute Höhe der Übertragungskapazität nach Italien mit ca. 6000 MW ca. drei- bis viermal so hoch wie etwa nach Spanien oder Grossbritannien, so dass eine teilweise Nutzbarkeit für Regelleistungstransporte für die Zukunft möglich erscheint.

Starker Einfluss der Übertragungsgrenzen auf den Stromhandel

Auch innerhalb des verbleibenden kerneuropäischen Raums haben die heute bestehenden Übertragungsgrenzen erheblichen Einfluss auf den Stromhandel und die Marktpreise, da sie den grenzübergreifend optimalen Einsatz der Erzeugungseinheiten einschränken. Die künftige Relevanz dieser Einschränkungen ist – insbesondere für den langfristigen Horizont dieser Studie – kaum prognostizierbar. Sie hängt zum einen von der bereits erwähnten schwer absehbaren Realisierbarkeit von Netzausbau massnahmen ab, aber auch von vergleichsweise geringen Verschiebungen der Erzeugungsstrukturen zwischen den Ländern.

Berücksichtigung begrenzter Übertragungskapazitäten bei den nachfolgenden Simulationsrechnungen

Inwieweit diese Unsicherheit Einfluss auf die Untersuchungsergebnisse – d. h. auf die Bewertung unterschiedlicher Einsatzstrategien für Schweizer Wasserkraftwerke – hat, kann nicht a priori abgeschätzt, sondern erst anhand konkreter Marktsimulationen in Kapitel 7 ermittelt werden. Die Variation begrenzter *internationaler* Übertragungskapazitäten ist daher Bestandteil der Sensitivitätsanalysen (Abschnitt 5.4 bzw. 7.5). Die Konkurrenz zwischen Fahrplanenergielieferung und Regelleistungsbereitstellung um die physische Übertragungsfähigkeit des Netzes wird dabei explizit berücksichtigt.

Der Kraftwerkseinsatz *innerhalb* der Länder wird dagegen derzeit allenfalls in geringem und gegenüber den grenzüberschreitenden Engpässen vernachlässigbarem Umfang durch Netzrestriktionen be-

schränkt. Bei massivem Windenergie-Ausbau ist allerdings mit verstärkten länderinternen Engpässen zu rechnen, die sich nur durch Netzausbau beheben lassen (Die Welt 2002). Die unsichere Realisierung erforderlicher Netzausbaumassnahmen stellt daher einen Einflussfaktor auf den künftigen Windenergie-Ausbau dar und wird somit implizit durch die Bandbreite der erwarteten Windanteile (Maximal- und Minimalszenario) berücksichtigt. Bei gegebenem Windausbau kann folglich vorausgesetzt werden, dass hierdurch bedingte länderinterne Engpässe nicht (mehr) vorliegen, so dass bei den quantitativen Untersuchungen in Kapitel 7 die Voraussetzungen für einen freiügigen Kraftwerkseinsatz innerhalb der Länder in guter Näherung als erfüllt angenommen werden können.

5.2.2 Windenergie-Ausbau

Hinsichtlich der möglichen Entwicklung des Windenergie-Ausbaus in Europa sind in den vergangenen Jahren eine Vielzahl dedizierter Studien durchgeführt worden; außerdem beinhalten allgemeine Strommarktprognosen stets auch eine Prognose der Windenergie als Bestandteil des Erzeugungssystems.

Auswertung allgemeiner und Windenergie-spezifischer Prognosestudien

Der Vielzahl einschlägiger Studien steht allerdings ihre Heterogenität gegenüber. Studien, die sich fokussiert mit dem Windenergie-Ausbau befassen, behandeln überwiegend nur eines oder wenige Länder (z.B. DEWI 2002). Die wenigen gesamteuropäischen Prognosen konzentrieren sich entweder auf Teilaspekte (z.B. CA-OWEE 2001 auf die Entwicklung von Offshore-Windanlagen) oder sind hinsichtlich der quantitativen Ergebnisse (zeitliche und räumliche Auflösung) zu grob für die in dieser Studie erforderliche Modellierungsgenauigkeit (z.B. Czisch 2000). Hinzu kommt, dass allgemeine, nicht Windenergie-spezifische Studien (z.B. Energy Outlook 1999) den Windenergie-Zubau tendenziell zu unterschätzen scheinen, wie ein Vergleich mit heute bereits installierten Windenergiiekapazitäten zeigt.

Die entwickelten Windenergie-Ausbauszenarien beruhen daher im Wesentlichen auf landesspezifischen Prognosen, die wir durch Hinzuziehen der wenigen internationalen Analysen untereinander angeglichen haben. Bei fehlenden Angaben (z.B. zu einzelnen Zeitpunkten) werden die vorliegenden Daten durch Interpolationen und eigene Schätzungen plausibel ergänzt.

Beschränkung des Betrachtungsreichs auf 8 mittel-europäische Länder

Grundsätzlich zeigt die Analyse z.B. von Eurelectric 2001, dass das Windenergiopotenzial und auch der erwartete Zubau in den ost-europäischen Ländern deutlich geringer sind als in Mittel- und West-europa. Zwar könnte aufgrund der thermisch dominierten Erzeugungsparks (UCTE 2003c) ein künftiger Export von Regelenergie in diese Länder grundsätzlich in Betracht kommen. Es ist jedoch nicht zu erwarten, dass dort ein windenergiebedingter Regelenergiebedarf entstehen wird, der den mitteleuropäischen Regelenergiemarkt nennenswert beeinflusst. Dies gilt auch für Griechenland, allerdings mehr aufgrund seiner peripheren geographischen Lage (die aus Sicht der Schweiz Regelenergielieferungen über mehrere Regelzonengrenzen hinweg erfordern würde) als wegen geringen Windenergiopotenzials.

Windenergie-Ausbau in den übrigen Ländern

Für die verbleibenden Länder werden im Folgenden die zu Grunde gelegten Quellen und Annahmen erläutert:⁴⁸

- Für die **Schweiz** wird in den Quellen übereinstimmend ein im internationalen Kontext vernachlässigbarer Windenergie-Ausbau angegeben. Im Rahmen des Programms EnergieSchweiz wird ein Ziel von 100 GWh im Jahr 2010 angestrebt, was einer installierten Leistung von 50-70 MW entspricht.
- Für die Entwicklung in **Deutschland** betrachten wir die in DEWI 2002 gemachten Angaben als Abschätzung eines Maximalszenarios mit einer installierten Leistung von 47 GW im Jahr 2030. Demgegenüber ist in Prognos/IER/WI 2002 ein deutlich moderaterer Windenergie-Zubau angegeben, der von der realen Entwicklung seit Erstellen der Studie bereits überschritten wird. Wir setzen daher an, dass die in Prognos/IER/WI 2002 angegebene Entwicklung schneller als erwartet eingetreten ist und verwenden die durch entsprechende zeitliche Verschiebung verwendete Prognose als Minimalszenario. Weitere Quellen (z.B. CA-OWEE 2001, DEWI Magazin 2001) liegen zwischen diesen Extremen und bestätigen somit die Bandbreite der möglichen Entwicklungen.
- **Frankreich** ist hinsichtlich der geographischen und klimatischen Situation mindestens ebenso gut für Windenergie geeignet wie Deutschland; so gibt z.B. (CA-OWEE 2001) für beide Länder ein

⁴⁸ Zur Bewertung der Genauigkeit der Prognosen für einzelne Länder sei angemerkt, dass die späteren Untersuchungsergebnisse vorrangig von dem jeweiligen kumulierten Windenergie-Ausbau und nur sekundär von dessen geographischer Verteilung abhängen.

ähnlich hohes Potenzial für Offshore-Windenergie an. Allerdings ist bisher nur ein sehr geringer Ausbau der Windenergie zu verzeichnen; die künftige Entwicklung wird stark von den wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen abhängen. Unter diesen Umständen kann die für Deutschland durchgeföhrte Studie (DEWI 2002) als Basis für ein französisches Maximalszenario dienen, das wir jedoch unter Berücksichtigung einer bestenfalls verzögert eintretenden Entwicklung sowie der im Vergleich zu Deutschland vermutlich kaum stärker forcierten Förderung auf 30 GW im Jahr 2040 reduzieren. Dies ist kohärent zu Einschätzungen hinsichtlich der zu Beginn 2003 novellierten Einspeiseregelung (Obst 2003): So lassen zwar die nominell relativ hohen Vergütungssätze eine deutliche Beschleunigung des Windenergie-Ausbaus erwarten, so dass aus heutiger Sicht auch im Minimalszenario pessimistische Abschätzungen wie in (Charpin 2000), wo langfristig nur ca. 3 GW Windkraft erwartet wurden, um ein Mehrfaches übertroffen werden. Beschränkungen der Einspeisevergütung in Bezug auf die Windparkgröße und -lage geben jedoch nach wie vor Grund zur Annahme, dass ein mit der deutschen Entwicklung vergleichbarer Windkraftboom in Frankreich vorerst nicht zu erwarten ist.

- In den **Niederlanden** gibt die Regierung ein Ziel von 7,5 GW (davon 6 GW offshore) im Jahr 2020 vor (Kling 2002), das wir als obere Grenze der Entwicklung ansetzen. Für die Fortsetzung der Maximalentwicklung bis 2040 ziehen wir (CA-OWEE 2001) heran. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für Deutschland die Werte in (DEWI 2002) noch über den entsprechenden Angaben aus (CA-OWEE 2001) liegen, so dass sich ein konsistentes Maximalszenario für die Niederlande aus (CA-OWEE 2001) durch leichte Korrektur nach oben zu 12 GW im Jahr 2040 ergibt. Zur Abschätzung einer moderateren Zubau-Variante berücksichtigen wir (DEWI 2001) sowie die generelle Erwartung von mit zunehmendem Prognosehorizont wachsender Unsicherheit der Entwicklung.NL
- In **Dänemark** geben die vor kurzem erfolgte Reduktion der bisherigen Windenergie-Förderung sowie bereits heute auftretende Schwierigkeiten bei der Netzintegration Anlass zu einer hinsichtlich der relativen Entwicklung gedämpften Prognose des weiteren Windenergie-Ausbaus. Wir setzen daher die Angabe aus (CA-OWEE 2001) von 8 GW in 2040 als Maximalszenario an; ein Minimalszenario ergibt sich, z.B. unter Berücksichtigung von (DEWI 2001), zu 5 GW.Dänemark

Italien

- Zur Abschätzung der Entwicklung in **Italien** haben wir im wesentlichen Eurelectric 2001 zu Grunde gelegt, die Werte jedoch nach oben korrigiert, um dem bereits heute (z.B. gem. DEWI Magazin 2001) über den dortigen Schätzungen liegenden Windenergieausbau Rechnung zu tragen. Es ergibt sich ein Maximalszenario von 8,5 GW in 2020.

Belgien

- Für **Belgien** ergibt sich die maximale Ausbauerwartung aus dem in (CA-OWEE 2001) für den Offshore-Bereich angegebenen Potenzial zuzüglich eines abgeschätzten (kleineren) Onshore-Anteils zu vergleichsweise geringen 1,5 GW in 2040.

Österreich

- In **Österreich** ist angesichts der zu Beginn diesen Jahres neu geregelten Einspeiseförderung relativ sicher mit einem Ausbau auf ca. 1,2 GW bis zum Jahr 2010 zu rechnen (Christiner 2003). Damit werden die windreichen Standorte im Nordosten des Landes jedoch ausgeschöpft sein, so dass sich der weitere Zubau deutlich verlangsamen wird.

5.2.3 Lastentwicklung

*Auswertung von
UCTE-Statistik und
Prognosedokumenten*

Den Stromverbrauch des Ausgangsjahrs 2000 haben wir (UCTE 2003a) entnommen, ergänzt um Angaben zu Verlusten aus (Eurelectric 2001). Hinsichtlich der künftigen Lastentwicklung haben wir eine Reihe nationaler und internationaler Prognosestudien ausgewertet, die – im Rahmen der unvermeidlichen Unsicherheiten – relativ geringe Abweichungen aufweisen.

5.2.4 Entwicklung der thermischen und hydraulischen Erzeugung

Komfortable Datenbasis aufgrund bestehender Studien

Die bereits im vorigen Abschnitt erwähnten Studien machen auch Angaben über die heutige wie künftige Größe und Zusammensetzung des thermischen und hydraulischen Erzeugungssystems in den betrachteten Ländern. Datenlücken und z.T. unterschiedlich feine Aufgliederungen nach Kraftwerkstypen konnten durch die komfortable Anzahl der Quellen ausgeglichen werden, so dass nur wenige Werte durch Interpolation abgeschätzt werden mussten.

*Schweiz: konstanter
Kraftwerkspark als
Ausgangsszenario*

Hinsichtlich der Entwicklung des schweizerischen Wasserkraftparks weichen wir von der Systematik einer Auswertung der genannten Quellen ab und gehen statt dessen für die zu entwickelnden Szena-

rien davon aus, dass der heutige Kraftwerkspark (vgl. Abschnitt 3) sich nicht ändern wird. Ausbau- und Erweiterungsmassnahmen in diesem Bereich stellen ja gerade eine in dieser Studie zu bewertende strategische Option dar (vgl. Kapitel 4), die daher im Rahmen getrennter Untersuchungen betrachtet wird (Abschnitt 7.6).

Die Verfügbarkeit der thermischen Erzeugungsanlagen kann durch Abzug der ausfall- und revisionsbedingten Nichtverfügbarkeit (UCTE 2002, VDN 2002) von der jeweils installierten Leistung zunächst nach oben abgeschätzt werden. Den saisonal unterschiedlichen Revisionsumfang berücksichtigen wir durch eine Differenzierung nach Sommer und Winter.

Saisonale differenzierte Kraftwerksverfügbarkeit

Ein wesentliches Berechnungsergebnis des für unsere Untersuchungen verwendeten Verfahrens ist der Einsatz der einzelnen Kraftwerke bzw. Kraftwerkstypen, der sich aus den Randbedingungen der jeweiligen Szenarien und den miteinander zu vergleichenden Einsatzstrategien der Schweizer Wasserkraftwerke ergibt (Kapitel 7). Damit ist auch die je Kraftwerkstyp erzeugte Energie ein Ergebnis der Berechnungen. Gleichzeitig sind entsprechende Werte jedoch auch Bestandteil vieler Prognosestudien. Die damit entstehende Redundanz nutzen wir wie folgt:

- Für das Ausgangsjahr 2000 werden die Daten über erzeugte Energiemengen mit denen des Berechnungsverfahrens verglichen und zur Kalibrierung der Eingangsdaten genutzt (Abschnitt 7.3). Konkreter Freiheitsgrad ist dabei die effektive Verfügbarkeit der thermischen Kraftwerke, die allein auf Basis der vorliegenden Statistiken ja zunächst nur nach oben abgeschätzt werden kann (s. o.).
- Für Zeitpunkte in der Zukunft ignorieren wir dagegen die in den Prognosestudien enthaltenen Angaben zu erzeugten Energien je Kraftwerksklasse. Durch die getrennte Prognose des Windenergie-Ausbaus und vor allem durch die im Mittelpunkt der Untersuchung stehende Variation der Einsatzstrategien der Schweizer Wasserkraftwerke sind unterschiedliche Verteilungen der Energien auf die einzelnen Kraftwerksarten – bzw. die daraus resultierenden Veränderungen der Erzeugungskosten – ja gerade ein Untersuchungsergebnis und dürfen daher nicht vorgegeben werden.

Nutzung redundanter Informationen zur Kalibrierung des Simulationsverfahrens

Zu den Wirkungsgraden der thermischen Kraftwerkstypen haben wir auf am IAEW verfügbare Erfahrungswerte zurückgegriffen, die in Teil-

Wirkungsgrade thermischer Kraftwerke

bereichen um eine Internetrecherche ergänzt wurden.⁴⁹ Über künftige Wirkungsgradverbesserungen liegen naturgemäß nur grobe Schätzungen vor, so dass diese nicht Bestandteil der Szenarien, sondern Gegenstand der Sensitivitätsuntersuchungen sind.

5.2.5 Entwicklungstendenzen der Primärenergiepreise

Konkurrenz der Kraftwerkstypen

Die Primärenergiepreise bzw. ihre Relation zueinander haben Einfluss auf die Konkurrenzsituation der unterschiedlichen Kraftwerkstypen. International unterschiedliche Preise derselben Primärenergieart können auch Verdrängungen innerhalb von Kraftwerksklassen begründen.

Vernachlässigung regionaler Preisunterschiede

Die regionalen Preisunterschiede werden von den uns vorliegenden Quellen jedoch bereits für die heutige Situation unterschiedlich beurteilt. So liegt laut Energy Outlook 1999 der Kohlepreis in Italien um ca. 13 % über dem in Frankreich, während EU-Studie 2001 von Preisgleichheit zwischen diesen Ländern ausgeht. Für das Ausgangsjahr 2000 setzen wir daher international einheitliche Primärenergiepreise gemäß Tabelle 15 an.⁵⁰

Primärenergie	Preis in CHF/GJ
Uran	1,40
Braunkohle	2,10
Steinkohle	2,39
Gas	3,60
Öl	4,71

Tabelle 15: Angesetzte Primärenergiepreise für das Jahr 2000 (Quellen: Prognos/IER/WI 2002, Grobbael 1999, IAEW)

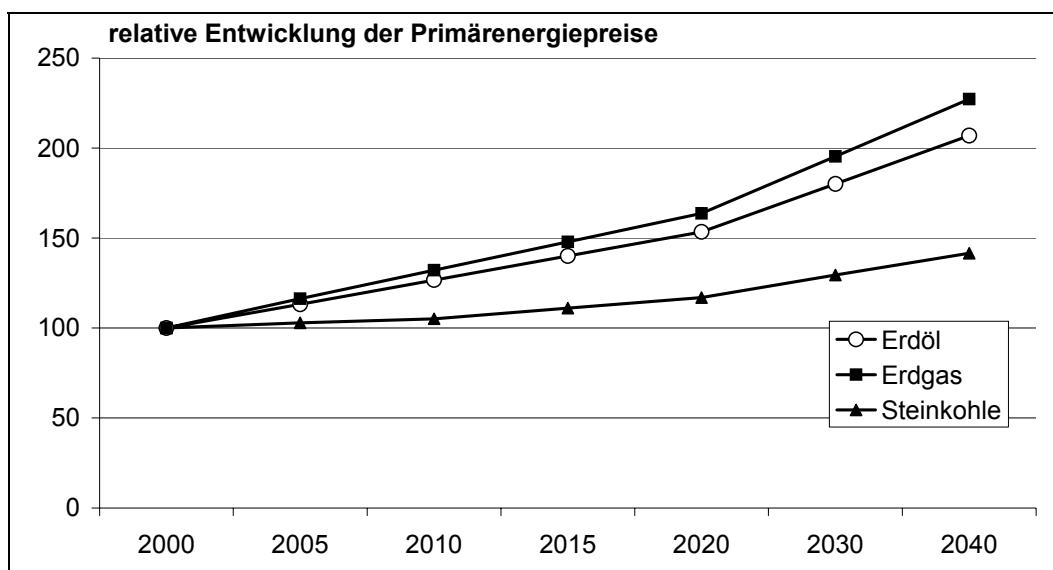
Berücksichtigung der künftigen (unsicheren) Primärenergiepreisentwicklung

Die künftige Entwicklung der Primärenergiepreise ist einerseits bereits indirekt in den Prognosen der Erzeugungsentwicklung enthalten, die ja u.a. auf diesbezüglichen Annahmen aufbauen. Andererseits

⁴⁹ Z. B. www.energy.org.uk, www.bmwi.de

⁵⁰ Preise in EUR wurden hierbei zu einem Kurs von 1 EUR = 1,50 CHF umgerechnet.

müssen wir sie zumindest für die Entwicklung der Preisrelationen aber auch für die Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes berücksichtigen, da sich die relative Wirtschaftlichkeit der Kraftwerkstypen zueinander hierdurch ändern kann. Figur 13 zeigt die nach Angaben aus Prognos/IER/WI 2002 berechnete Prognose der Preisentwicklung für Erdöl, Erdgas und Steinkohle. Auffallend ist, dass Steinkohle im Vergleich nur einen moderaten Anstieg verzeichnet, d. h. dass sich der Preisunterschied zu Gas und Öl künftig noch vergrößern wird. Es ist jedoch zu beachten, dass gemäß Energy Outlook 1999 je nach Weltwirtschaftslage mit Schwankungen z.B. des Ölpreises von 60 % zu rechnen ist.



Figur 13: Relative Entwicklung der Primärenergiepreise bezogen auf das Jahr 2000
(Prognos/IER/WI 2002, eigene Berechnungen)

Hinzu kommt, dass die für die Kraftwerksbetreiber wirksamen Primärenergiepreise sich bei Einführung von CO₂-Zertifikaten erheblich verschieben können. Den Einfluss derartiger Entwicklungen auf die in dieser Studie zu beantwortende Fragestellung analysieren wir im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchungen.

Einfluss von CO₂-Zertifikaten wird bei Sensitivitätsanalysen untersucht

5.2.6 Grundsätzliche Systemveränderungen

Unsichere Entwicklung der Technologien

Die künftige technologische Entwicklung stellt eine wesentliche Unsicherheit bei der Ermittlung der Untersuchungsszenarien dar. Dies betrifft ganz besonders solche Entwicklungen, die zu grundsätzlichen Veränderungen des Stromversorgungssystems führen können. In Bezug auf die vorliegende Fragestellung sind zwei Aspekte zu diskutieren:

Andere Formen der Regelleistungsbereitstellung

- Es könnten technische Alternativen gefunden werden, um die bisherige Form der Regelleistungsbereitstellung zu ersetzen oder zu ergänzen. In (Wagner 2002) wird beispielsweise die Nutzung von Windstrom zur elektrolytischen Wasserstofferzeugung diskutiert, u.a. aus Kostengründen jedoch auch mittelfristig verworfen. Wagner kommt zu dem Schluss, dass auch bei erheblicher Zunahme des Regelenergiebedarfs die heutigen Erzeugungsstrukturen prinzipiell – d. h. abgesehen von graduellen Verschiebungen der Wirtschaftlichkeit aufgrund veränderter Ausnutzungsgrade – vorteilhaft sind.

Zunahme dezentraler Erzeugung, z.B. mit Brennstoffzellen

- Es könnte zu einem technisch-wirtschaftlichen Durchbruch der Brennstoffzellentechnologie kommen mit in der Folge erheblicher Zunahme von dezentraler Erzeugung in Kleinanlagen. Eine solche Entwicklung steht zwar nicht in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Ausbau der Windenergie und dem steigenden Regelenergiebedarf; sie kann aber erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und ggf. auch die Zusammensetzung des konventionellen Erzeugungssystems haben und daher mittelbar die Bewertung der schweizerischen Wasserkraftwerke im Hinblick auf die Regelenergiebereitstellung beeinflussen. In Prognos 2001 wird mit einem Durchbruch der Brennstoffzellentechnologie allerdings nicht in den nächsten 20 Jahren gerechnet, so dass Auswirkungen erst im Szenario 2030, in erheblichem Umfang allenfalls 2040 spürbar würden. Die prinzipielle Wirkung einer solchen Entwicklung analysieren wir im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchungen.

5.3 Szenarien für die weiteren Untersuchungen

5.3.1 Geographische Abgrenzung

In der vorliegenden Studie ist das für Schweizer Wasserkraftwerke insbesondere zur kurzfristigen Lieferung von Regelenergie erreichbare Absatzgebiet zu betrachten. Dabei setzen wir voraus, dass sich in den nächsten Jahren grundsätzlich ein grenzüberschreitender Regelenergiemarkt ausbilden wird (vgl. Abschnitt 2.3).

Voraussetzung:
grenzüberschreitender Regelenergiemarkt

Aufgrund der strukturellen Übertragungsengpässe gehen wir allerdings davon aus, dass in den Regionen Spanien/Portugal, Grossbritannien/Irland sowie Skandinavien (außer Dänemark) auch bei Überwindung der noch offenen technisch-organisatorischen Hürden von einander entkoppelte Regelenergiemärkte bestehen bleiben werden (vgl. Abschnitt 5.2.1).

Betrachtung von CH,
D, F, I, A, NL, B, DK

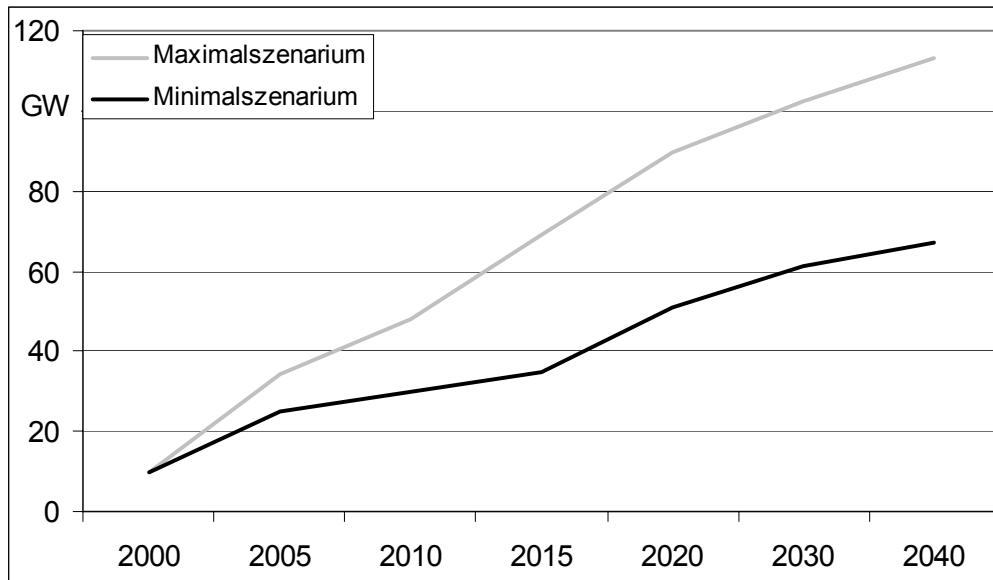
Die Analyse hat weiter gezeigt, dass das Windenergiepotenzial und auch der erwartete Zubau in den osteuropäischen Ländern deutlich geringer sind als in Mittel- und Westeuropa. Es ist daher nicht zu erwarten, dass in diesen Ländern ein windenergiebedingter Regelenergiebedarf entstehen wird, der den mitteleuropäischen Regelenergiemarkt nennenswert beeinflusst (vgl. Abschnitt 5.2.2).

Der für die Beantwortung der Fragestellung relevante Betrachtungsbereich umfasst somit die Länder Schweiz, Österreich, Deutschland, Italien, Frankreich, Belgien, Niederlande und Dänemark.

5.3.2 Szenarien des Windenergie-Ausbaus

Aufbauend auf den in Abschnitt 5.2.2 beschriebenen Analysen haben wir ein Maximal- und ein Minimalszenario für den Ausbau der Windenergie bis 2040 erstellt. Die Bandbreite des möglichen Gesamt-Ausbaus in den betrachteten Ländern ist in Figur 14 dargestellt. Die zu Grunde liegenden Ausbaustufen in den einzelnen Ländern sind im Anhang aufgeführt.

Maximal- und Minimalszenario



Figur 14: Szenarien der summarischen Windkraftentwicklung (installierte Leistung) in Deutschland, Frankreich, Dänemark, Belgien, den Niederlanden, Österreich, Italien und der Schweiz

5.3.3 Szenario für die Entwicklung von Last, thermischer und hydraulischer Erzeugung

Die Zusammenführung der Analysen von Last- und Erzeugungsentwicklung erfolgt unter Berücksichtigung der in Abschnitt 5.1 diskutierten Anforderungen in zwei Schritten:

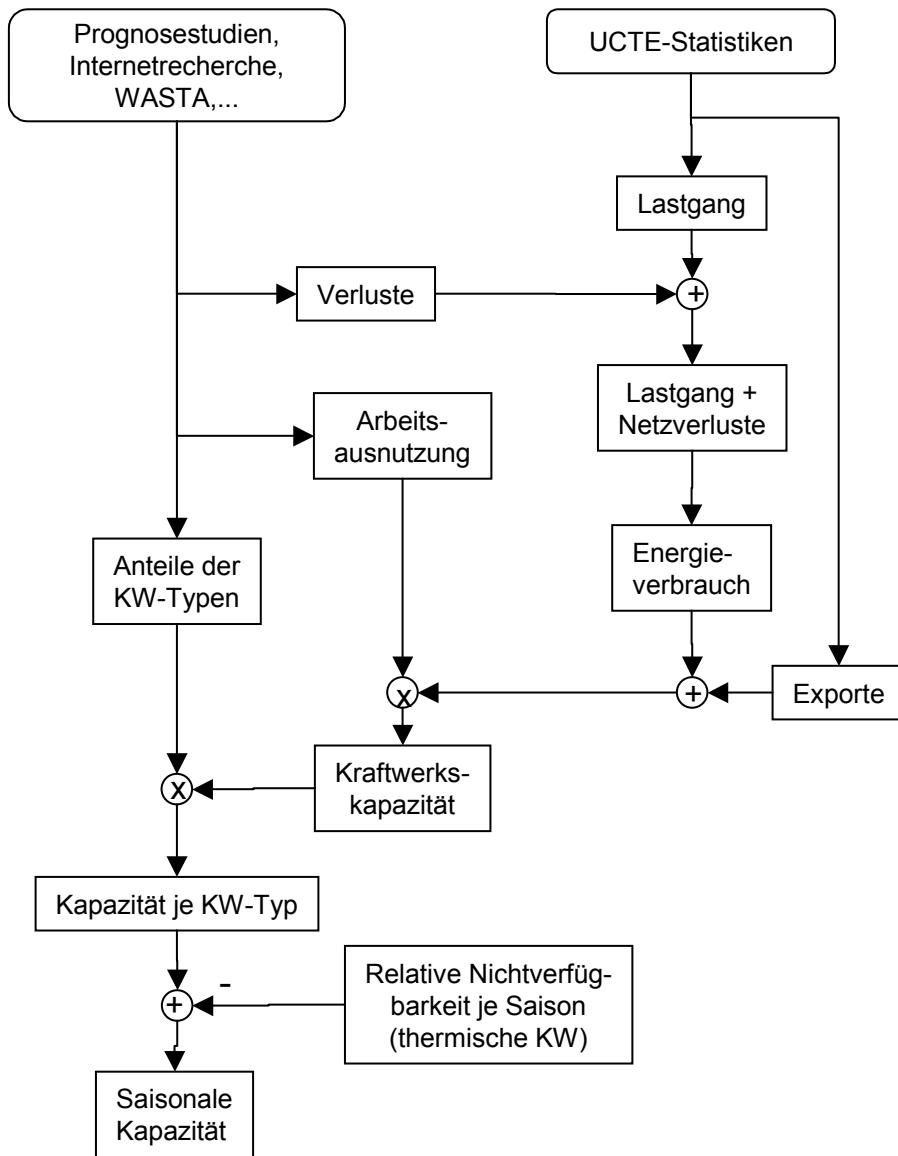
Kalibrierung anhand historischer Daten des Ausgangsjahrs 2000

- Zunächst wird das Ausgangsszenario für das Jahr 2000 bestimmt. Dabei nutzen wir die im Vergleich zu den künftigen Zeitpunkten umfangreichere Informationsmenge, um das Berechnungsverfahren (vgl. Kapitel 7) zu kalibrieren. Die Vorgehensweise ist in Figur 15 schematisch dargestellt.

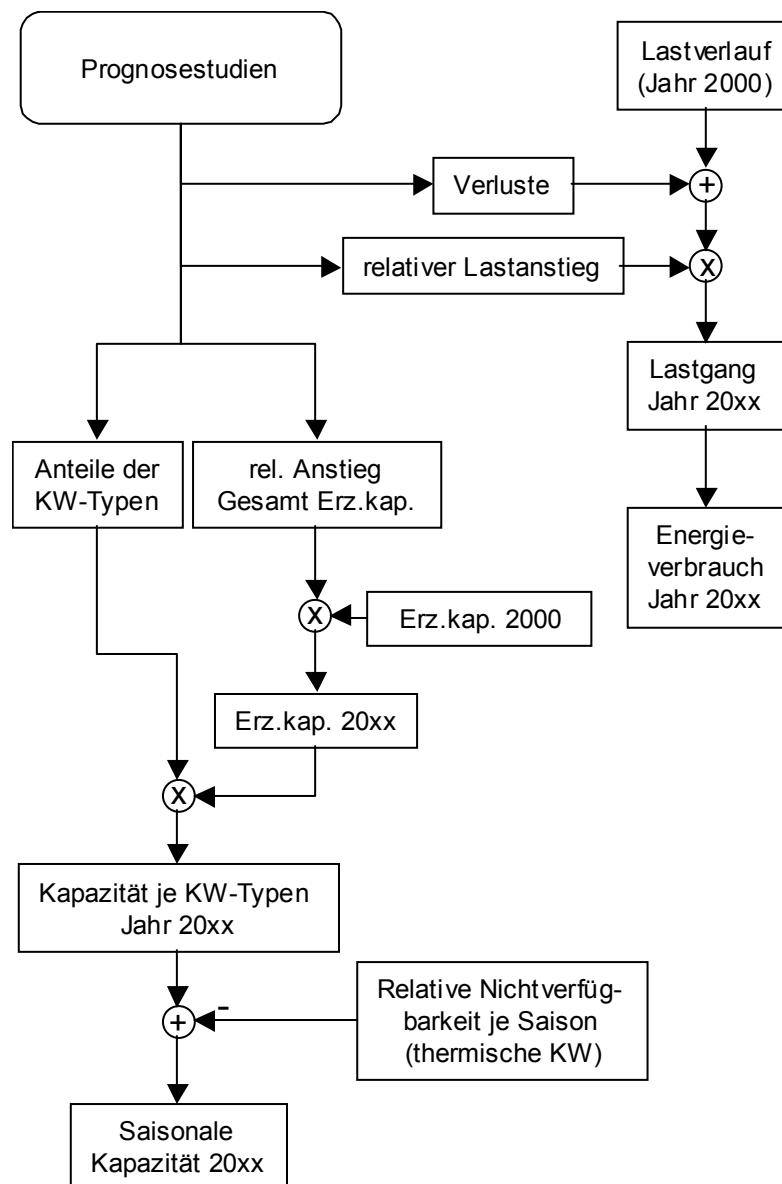
Beschreibung der künftigen Entwicklung anhand relativer Veränderungen gegenüber 2000

- Die Bestimmung der weiteren Szenarien erfolgt auf Basis des Ausgangsszenarios, indem aus den verwendeten Informationsquellen im Wesentlichen relative Veränderungen gegenüber dem Jahr 2000 extrahiert werden (Figur 16). Dadurch kann die für das Jahr 2000 durch die Kalibrierung erreichte Datenkonsistenz auch für die in der Zukunft liegenden Betrachtungszeitpunkte weitgehend erhalten bleiben. Beispielsweise haben durch dieses Vorgehen die je nach Informationsquelle unterschiedlichen Definitionen

der prognostizierten Größen – die die Vergleichbarkeit der *absoluten* Werte durchaus erschweren – keinen Einfluss auf die Ergebnisse.



Figur 15: Ermittlung der Erzeugungskapazitäten für das Jahr 2000 (schematisch)

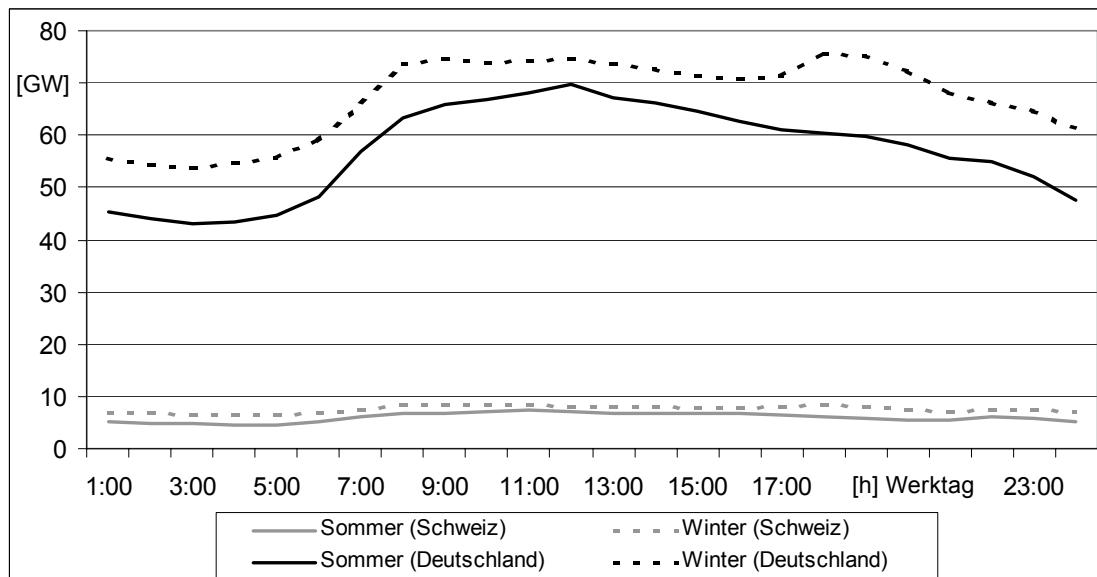


Figur 16: Bestimmung von Erzeugungskapazitäten und Lastverläufen für die Szenarien 2005 bis 2040 (schematisch)

Berücksichtigung
des Lastgangs

In den Figuren nicht dargestellt ist die Bestimmung des Lastgangs im Basisjahr 2000. Gemäß den Anforderungen an die späteren Berechnungen werden hierzu für jedes Land Wochenlastgänge im Stundenraster für vier typische Wochen (je eine pro Jahreszeit) ermittelt. Dabei werden reale Lastverläufe je eines Mittwochs (stellvertretend für die Werkstage), Samstags und Sonntags zu Grunde gelegt (UCTE 2003a). Durch geeignete Skalierung wird erreicht, dass trotz der aus Rechenzeitgründen erforderlichen Beschränkung auf vier Wochentypen sowohl Jahresenergieverbrauch als auch die Extrema des Jah-

reslastgangs unverfälscht abgebildet werden. Um klimatische Sonneneffekte zu beseitigen, wurden die relativen Lastverläufe über mehrere Jahre gemittelt. In Figur 17 ist beispielhaft der werktägige Lastgang in der Schweiz und Deutschland wiedergegeben.



Figur 17: Modellierter Lastgang von Schweiz und Deutschland (werktags, Jahr 2000)

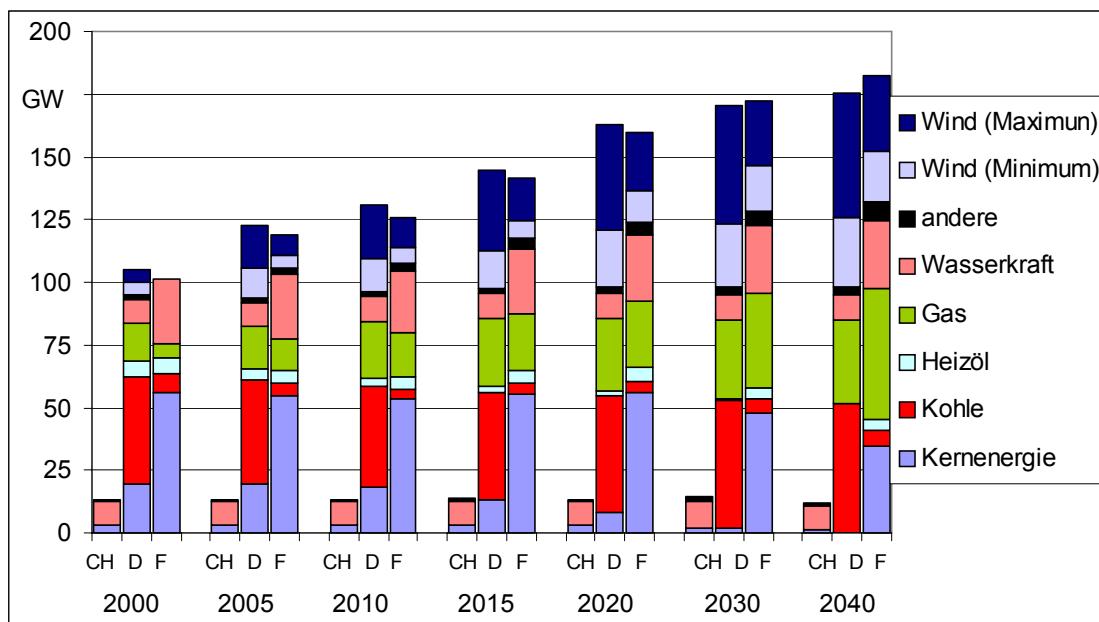
Für die zukünftigen Szenarien gehen wir zunächst davon aus, dass sich der relative Lastgang nicht signifikant ändert, so dass Prognosen des Energieverbrauchs zur Abschätzung der jeweiligen Lastverläufe ausreichen (vgl. Figur 16). Die hierbei zu Grunde gelegten Laststeigerungen sind in Tabelle 16 aufgeführt. Im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchungen betrachten wir zusätzlich die Auswirkungen einer möglichen Vergleichmäßigung des Lastgangs, die z.B. aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Klimaanlagen möglich ist.

Künftige Lastentwicklung

Jahr	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040
	Lastanstieg in %						
Belgien	100	111	121	126	128	130	132
Dänemark	100	104	110	115	119	123	128
Deutschland	100	104	109	112	115	118	119
Frankreich	100	109	116	126	133	137	140
Italien	100	113	127	141	155	165	170
Niederlande	100	114	129	142	157	167	175
Österreich	100	107	115	122	128	131	134
Schweiz	100	106	115	128	141	149	155

Tabelle 16: Szenario des relativen Lastanstiegs (sowohl Leistung als auch Energie) je Land bezogen auf das Jahr 2000

Die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten je Land und Kraftwerkstyp ist im Anhang im Detail wiedergegeben. Exemplarisch zeigt Figur 18 die Zusammensetzungen der schweizerischen, deutschen und französischen Erzeugungsparks.⁵¹



Figur 18: Szenario der Entwicklung der Erzeugungskapazitäten der Schweiz, Deutschlands und Frankreichs (Winter)

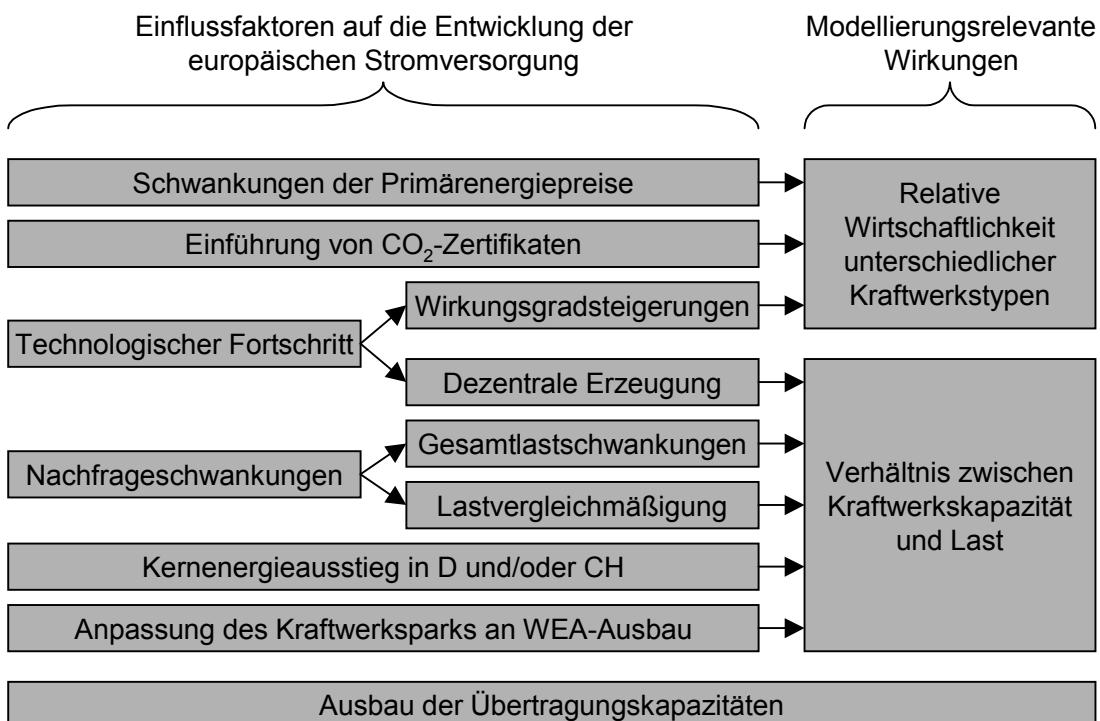
⁵¹ Für die quantitativen Untersuchungen in Kapitel 7 sind die hier aggregiert dargestellten hydraulischen Erzeugungskapazitäten je Land und Zeitpunkt nach Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherwerkten unterteilt, vgl. Anhang

5.4 Sensitivitätsanalysen

5.4.1 Überblick

Wie in Abschnitt 5.1 erläutert, haben wir die zu betrachtenden Szenarien bewusst nur nach der Menge des Windenergie-Zubaus differenziert. Die Sensitivität der Bewertung des Schweizer Wasserkraftparks gegenüber weiteren Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Entwicklung der europäischen Stromversorgung wollen wir durch gezielte Parametervariationen analysieren. Die dabei betrachteten Einflussfaktoren sind in Figur 19 (links) dargestellt.

Ziel: Bewertung unsicherer Entwicklungen



Figur 19: Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen betrachtete Einflussfaktoren und deren modellierungsrelevante Wirkungen

Für die vorliegende Fragestellung, also die Bewertung der schweizerischen Wasserkraftwerke, ist es letztlich relevant, in welchem Maße die einzelnen Kraftwerkstypen im Jahres- und Tagesverlauf eingesetzt werden und welche Erzeugungskosten bzw. Systemgrenzkosten dabei anfallen (s. Kapitel 7). Wie sich zeigt, kann vor diesem Hin-

Aggregation zu wenigen relevanten Systemwirkungen

tergrund die Vielzahl unterschiedlicher Einflussfaktoren zu lediglich drei relevanten Wirkungen aggregiert werden (Figur 19 rechts):

- Relative Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Kraftwerkstypen
- Verhältnis zwischen Kraftwerkskapazität und Last
- Ausbau von Übertragungskapazitäten für grenzüberschreitenden Stromtransport

In den folgenden Abschnitten gehen wir auf diese Beziehungen näher ein und erläutern, welche Varianten im Rahmen der Sensitivitätsanalysen konkret untersucht werden.

*Fixe Basissituation
für alle Sensitivitäts-
analysen*

Um grundsätzliche Aussagen über die Auswirkungen der Einflussfaktoren auf die Untersuchungsergebnisse zu erzielen, halten wir es für zielführend, die Sensitivitätsanalysen in Bezug auf ein fixes Bezugsjahr durchzuführen. Eine weitergehende zeitliche Auflösung würde eine detaillierte Interpretation der Einzelergebnisse erschweren und ginge zudem mit einem unpraktikablen Rechenaufwand einher. Als Bezugssituation für die Sensitivitätsanalyse haben wir das Jahr 2020 bei maximalem Windenergieausbau gewählt, weil hier einerseits bereits relevante Auswirkungen des WEA-Ausbaus zu erwarten sind, gleichzeitig aber die Gesamtentwicklung noch deutlich präziser abgeschätzt werden kann als für die späteren Zeitpunkte 2030 und 2040.⁵²

5.4.2 Einfluss von Wirkungsgrad, Primärenergiepreisen und CO₂-Zertifikaten

*Einfluss auf relative
Wirtschaftlichkeit der
Kraftwerkstypen*

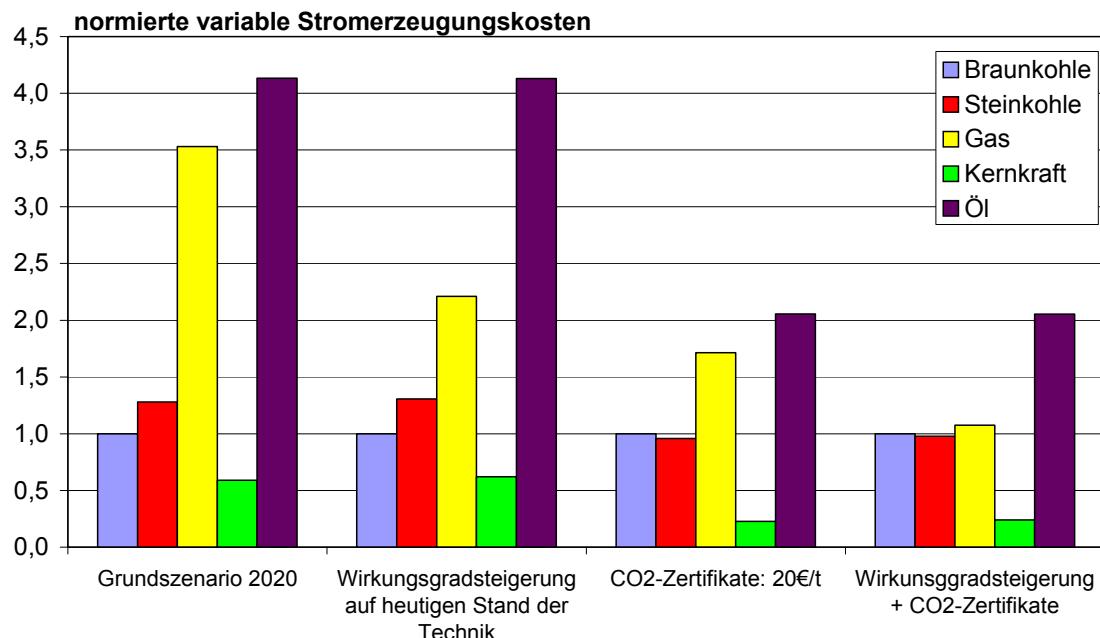
Sowohl Wirkungsgradsteigerungen als auch Veränderungen der Primärenergiepreise und finanzielle Belastungen des CO₂-Ausstoßes bewirken letztlich eine Veränderung der effektiven variablen Stromerzeugungskosten und damit der relativen Wirtschaftlichkeit der Kraftwerkstypen. Die Wirkungen der einzelnen Einflussfaktoren überlappen sich dabei und können somit verstärkend oder auch kompensierend wirken. So hat z.B. eine Wirkungsgradsteigerung von Gas-kraftwerken zur Folge, dass in diesen bezogen auf die erzeugte elekt-

⁵² Obwohl grundsätzliche Systemveränderungen wie z. B. ein nennenswerter Anteil dezentraler Erzeugung erst nach 2020 zu erwarten sind (vgl. Abschnitt 5.2.6), werden auch diese Sensitivitäten anhand des Bezugsjahres 2020 analysiert, um die Vergleichbarkeit der Sensitivitätsuntersuchungen untereinander zu gewährleisten.

rische Energie weniger Gas eingesetzt werden muss. Steigt jedoch gleichzeitig der Gaspreis, so können die Erzeugungskosten je MWh letztlich wieder das ursprüngliche oder ein noch höheres Niveau erreichen. In ähnlicher Weise kann sich die Einführung von CO₂-Zertifikaten auswirken: Aufgrund der unterschiedlichen spezifischen Emissionen der Primärenergieträger ändert sich die relative Wirtschaftlichkeit der Kraftwerkstypen in Abhängigkeit des Zertifikatpreises.

Die Vielfalt möglicher Entwicklungen der drei Einflussfaktoren bilden wir im Rahmen der Sensitivitätsanalysen durch drei Varianten ab (Figuren 20):

- In der ersten Variante nehmen wir an, bei allen Kraftwerkstypen wird **im Jahr 2020 als durchschnittlicher Wirkungsgrad der heute bestmögliche Wirkungsgrad** erreicht. Hierdurch wird insbesondere die Erzeugungskostendifferenz zwischen Gas- und Kohlekraftwerken verringert.
Sensitivität Wirkungsgrad
- Alternativ betrachten wir den Fall, dass durch die **Einführung von CO₂-Zertifikaten** die Emissionen mit 20 €/t CO₂ belastet werden, ein Wert, der in der Bandbreite heutiger Erwartungen liegt. Dies hätte zur Folge, dass Stein- und Braunkohlekraftwerke annähernd gleiche Erzeugungskosten aufweisen. Zudem ist die Differenz zwischen Gas- und Ölkraftwerken einerseits und Kohlekraftwerken andererseits deutlich geringer als im Grundszenario.
Sensitivität CO₂-Zertifikate
- Durch Kombination der beiden ersten Varianten, d. h. **gemeinsame Betrachtung von Wirkungsgradsteigerung und einem CO₂-Preis von 20 €/t**, bewegen sich schließlich die effektiven Erzeugungskosten von Gas-, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken auf annähernd gleichem Niveau.



Figur 20: Normierte variable Stromerzeugungskosten thermischer Kraftwerkstypen (Bezugsgröße: Braunkohlekraftwerke) im Grundszenario 2020 und bei den betrachteten Sensitivitätsanalysen

*Implizite Berücksichtigung von Primärenergiepreis-
unsicherheiten*

Eine Abweichung der Primärenergiepreisentwicklung von dem in Abschnitt 5.2.5 dargestellten Verlauf wird in den Varianten nicht explizit betrachtet; aufgrund der beschriebenen Kompensationseffekte der Einflussfaktoren ist die Preisunsicherheit jedoch implizit ebenfalls berücksichtigt. So tritt z.B. der Effekt der Variante „Wirkungsgradsteigerung“ in gleicher Weise ein, wenn stattdessen der Gaspreis weniger stark ansteigt als im Grundszenario angenommen.

5.4.3 Einfluss von Kraftwerkskapazitäten und Last

Sensitivität Lastschwankung

Die unterschiedlichen Einflussfaktoren, die gem. Figur 19 das Verhältnis von Kraftwerkskapazitäten und Last tangieren, können durch drei Varianten abgebildet werden:

- **Lastanstieg um 5 % gegenüber dem Grundszenario.** Diese Variante deckt drei mögliche Entwicklungen ab, die sich in annähernd gleicher Weise auf den Einsatz der unterschiedlichen

Kraftwerkstypen und damit auf die Bewertung der schweizerischen Wasserkraftwerke auswirken:

- Einerseits könnte die derzeit **für das Jahr 2040 erwartete Nachfrage bereits im Jahr 2020** erreicht werden.
- Aber auch ein **Kernenergieausstieg** kann näherungsweise äquivalent durch eine Laststeigerung abgebildet werden, denn der durch die Kernkraftwerke gedeckte Grundlastbeitrag muss nach einem Ausstieg von den übrigen Kraftwerken zusätzlich gedeckt werden. So entspräche ein Kernenergieausstieg in der Schweiz im Jahr 2020 ca. 1 % Lastanstieg in den betrachteten Ländern; ein kompletter Kernenergieausstieg in Deutschland (ausgehend von dem für 2020 gegenüber heute ohnehin bereits reduzierten Niveau) würde einem Lastanstieg von ca. 7 % entsprechen.
- Die im Grundszenario angesetzte Entwicklung der thermischen und hydraulischen Kraftwerksparks basiert, wie in Abschnitt 5.3.3 dargestellt, auf einer Auswertung bestehender Prognosedokumente. Diese gehen i.a. von einem geringeren WEA-Ausbau aus als das von uns angesetzte Maximalszenario. Es wäre denkbar, dass als Reaktion auf den verstärkten WEA-Ausbau die übrige Kraftwerkskapazität hinter den Prognosen zurückbleibt, weil die WEA einen – wenn auch relativ geringen – Beitrag zur Lastdeckung leisten. Der in den Sensitivitätsanalysen modellierte Lastanstieg ist in diesem Zusammenhang näherungsweise äquivalent zu einer **Anpassung der konventionellen Kraftwerkskapazität an den WEA-Ausbau**.
- **Lastreduktion um 5 % gegenüber dem Grundszenario.** Durch diese Variante können zwei mögliche Entwicklungen analysiert werden, die wiederum in ihrer Wirkung auf den Einsatz der unterschiedlichen Kraftwerkstypen näherungsweise gleichwertig sind:
 - Einerseits könnte das **Wachstum der Nachfrage geringer als prognostiziert** ausfallen.
 - Äquivalent hierzu ist ein **Aufkommen dezentraler Erzeugungsanlagen** (z.B. Brennstoffzellen) zu sehen, denn diese werden dem zentralen Energieversorgungssystem in erster Näherung vorrangig Grundlast entziehen, die dann von den konventionellen Erzeugungsanlagen nur noch in entsprechend verringertem Umfang aufgebracht werden muss.

*Gleichmässigere
jahreszeitliche Last-
verteilung*

- **Lastvergleichmäßigung zwischen Sommer und Winter.** Aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Klimaanlagen ist in jüngster Zeit eine Verringerung der Differenz von Winter- zu Sommerhöchstlast zu verzeichnen. Wir untersuchen den Einfluss einer in dieser Hinsicht forcierten Entwicklung durch eine Sensitivitätsanalyse, bei der in jeder Jahreszeit gleiche Energieverbräuche angenommen werden. (Im Grundszenario werden dagegen 27 % der Jahresenergie im Winterquartal gegenüber 23 % im Sommerquartal verbraucht.)

5.4.4 Einfluss begrenzter Übertragungskapazitäten

*Einfluss Übertra-
gungskapazität
durch Annahme
einer 50% höheren
Kapazität illustriert*

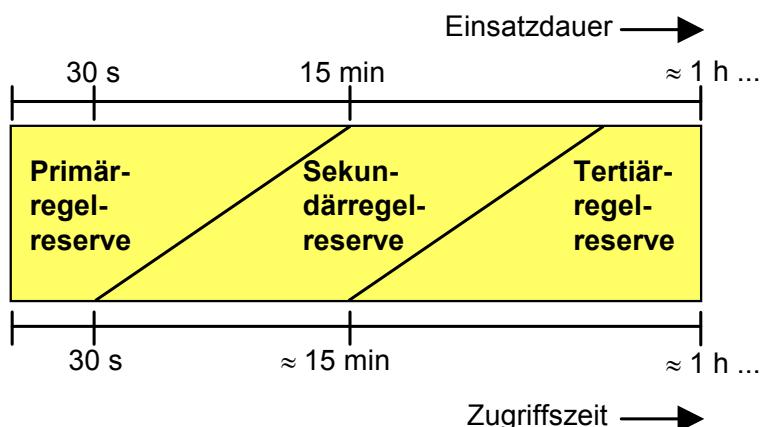
Der grenzüberschreitende Stromaustausch im UCTE-Netz ist derzeit an mehreren Stellen durch systematisch auftretende Übertragungsengpässe eingeschränkt (vgl. Abschnitt 5.2.1). Seitens der Netzbetreiber besteht eine Reihe von Projekten zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten – sei es durch betrieblich-organisatorische Massnahmen oder Leitungsneubau –, die z.T. auch von der Europäischen Kommission unterstützt werden (EU-Studie 2001). Allerdings ist die Realisierung dieser Pläne vor allem aufgrund von Genehmigungsschwierigkeiten vielerorts ungewiss. Um den Einfluss dieser Unsicherheit auf die Bewertung der schweizerischen Wasserkraftwerke abzuschätzen, betrachten wir im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchungen eine Variante, bei der alle **Übertragungskapazitäten zwischen den betrachteten Ländern um jeweils 50 % erhöht** werden.

6 Auswirkung des Windenergieausbaus auf den Bedarf an Regelleistung

6.1 Unterteilung der Regelleistung

In elektrischen Energieversorgungssystemen müssen Erzeugung und Verbrauch jederzeit im Gleichgewicht sein. Daher wird zum Ausgleich von Störungen dieses Gleichgewichts, z. B. infolge von Kraftwerksausfällen oder unerwarteten Laständerungen, in Kraftwerken Regelarbeit vorgehalten, die sich aufgrund technisch-wirtschaftlicher Randbedingungen im europäischen UCTE-Synchronverbund in Primärregel-, Sekundärregel- und Tertiärregelreserve unterteilt (Figur 21).

Vorhaltung Regelleistung zum Ausgleich Erzeugung/Verbrauch



Figur 21: Zugriffszeiten und Einsatzdauern der unterschiedlichen Regelleistungsarten

6.1.1 Primärregelreserve

a) Allgemeines

Aufgabe der Primärregelreserve – häufig auch als Sekundenreserve bezeichnet – ist die Gewährleistung der Betriebssicherheit des Verbundsystems durch Vermeidung unzulässig großer Abweichungen der Netzfrequenz vom Sollwert bei unerwarteter Störung des Leistungsgleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch (UCPTE 1998). Diese innerhalb von 30 Sekunden vollständig zu aktivierende

Aufgabe der Primärregelreserve

und im Zeitbereich bis 15 Minuten wirksame Reserve wird aufgrund der UCTE-weit einheitlichen Netzfrequenz anteilig von allen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) bereitgestellt. Die Höhe der derzeit im UCTE-Verbund vorgehaltenen Primärregelreserve von 3.000 MW orientiert sich an dem gleichzeitigen Ausfall zweier Grenzleistungsböcke thermischer Kraftwerke.

b) Situation in der Schweiz

Bereitstellung Primärregelreserve in der Schweiz

In der Schweiz werden zurzeit nur Wasserkraftwerke für die Bereitstellung der Primärreserve verwendet, da der Einsatz von Kernkraftwerken zu teuer wäre (Produktionsausfälle). Jedes Hochdruckkraftwerk (SKW oder PSKW) muss 1,5%, gewisse Niederdruckkraftwerke müssen 1% ihrer Maximalleistung für die Primärregelung aufbringen können, wenn sie am Netz sind. Ein grosser Teil der Flusslaufkraftwerke hat keine richtigen Primärregelreserven. Bei Frequenzänderungen wird automatisch die Produktion aller Wasserkraftwerke, die am Netz sind, angepasst.

6.1.2 Sekundärregelreserve

a) Allgemeines

Aufgabe der Sekundärregelreserve

Hauptaufgabe der von jedem Übertragungsnetzbetreiber autark – seit der Liberalisierung des Strommarktes in vertraglich verpflichteten Kraftwerken – vorgehaltenen Sekundärregelreserve ist zunächst die Regelung der Austauschleistungen zwischen den Verbundpartnern auf den vereinbarten Sollwert. Hierfür müssen im „Normalbetrieb“ die ständigen Lastschwankungen im Bereich bis zu etwa 15 Minuten ausgeregelt werden. Bei großen Störungen kommt der Sekundärregelung zusätzlich die Aufgabe zu, die unselektiv von allen Verbundpartnern aktivierte Primärregelreserve selektiv durch den für die Störung verantwortlichen Verbundpartner abzulösen und die Frequenz auf ihren Sollwert zurückzuführen (UCPTE 1998). Für die Höhe der vorzuhaltenden Sekundärregelreserve besteht eine an den kurzfristigen Lastschwankungen orientierte UCTE-Mindestempfehlung (UCPTE 1998), die jedoch von vielen Übertragungsnetzbetreibern überschritten wird, um auch größere Leistungsstörungen, z. B. nach Kraftwerksausfällen, automatisch über die Sekundärregelung ausgleichen zu können.

b) Situation in der Schweiz

Für jede der 6 Regelzonen der Schweiz wird aufgrund der Online-Messungen an den Verbundübergabestellen die Abweichung zwischen Produktion und Verbrauch ermittelt und mit zoneninternen Regelkraftwerken automatisch ausgeglichen (Leistungsfrequenzregelung). In allen Regelzonen existieren vertraglich vereinbarte Vorgaben für die Bereitstellung von Aushilfsleistung durch die jeweiligen Regelzonenspezialisten.

Bereitstellung Sekundärregelreserve in der Schweiz

6.1.3 Tertiärregelreserve**a) Allgemeines**

Zur Gewährleistung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz in ihrer Regelzone halten die ÜNB⁵³ in vertraglich verpflichteten Kraftwerken und/oder in entsprechenden Reserveverträgen neben der Sekundärregelreserve zusätzlich Tertiärregelreserve, die auch als Minutenreserve bezeichnet wird, vor. Diese Reserve wird im Gegensatz zur Sekundärregelreserve nicht automatisch über einen Regler, sondern gewöhnlich manuell mit einer Aktivierungszeit von – national unterschiedlich – etwa 10 bis 15 Minuten abgerufen. Auch wenn die Sekundärregelreserve prinzipiell längerfristig eingesetzt werden kann, ist es aus technisch-wirtschaftlichen Überlegungen üblich, sie bei längeren (> 15 min.) Störungen der Leistungsbilanz, die eine zeitgerechte Aktivierung von Tertiärregelreserve zulassen, durch diese abzulösen. Dies betrifft - für den Fall ohne nennenswerten Windenergieanteil – vornehmlich Leistungsdefizite infolge von Kraftwerksausfällen sowie längerzeitige Abweichungen der Last von ihrem Prognosewert. Dieser Aufgabe entsprechend empfiehlt die UCTE so viel Tertiärregelreserve vorzuhalten, dass sie in Summe mit der Sekundärregelreserve mindestens den Ausfall der größten Erzeugungseinheit innerhalb der Regelzone abdeckt. Die Tertiärregelreserve wird schließlich – wegen fehlender UCTE-Vorgabe international unterschiedlich – im Stundenbereich durch den für das Leistungsdefizit verantwortlichen Kraftwerksbetreiber bzw. Bilanzgruppenverantwortlichen aktivierte Kraftwerksleistung abgelöst.

Aufgabe der Tertiärregelreserve

53 in der Schweiz: Einsatzplaner / Stammhändler der jeweiligen Regelzone

b) Situation in der Schweiz

Bereitstellung Tertiärregelreserve in der Schweiz

Der Einsatz der Tertiärregelung erfolgt in der Schweiz durch die 6 Regelzonenbetreiber aufgrund allgemeiner Weisungen der ETRANS. Die Regelzonen sind für den Ausgleich besorgt. Dies geschieht in der Regel innerhalb einer Stunde, nach Massgabe der Produktionskapazitäten der Regelzone.

In der Schweiz bestehen die Voraussetzungen für Lieferungen an den Regelenergiemarkt erst teilweise: Bisher wurde stündlich abgerufen und verrechnet. In der EU erfolgte jedoch weitgehend die Umstellung auf ¼-stündlichen Abruf und Verrechnung.

6.2 Qualitativer Einfluss der Windenergieeinspeisung auf die Regelleistung

6.2.1 Primärregelreserve

Vergleichmäßigung von Leistungsfluktuationen bei WEA-Kollektiven

Für die Primärregelreserve u. U. beachtenswerte Störungen der Leistungsbilanz von Seiten der Windenergieeinspeisung sind die Änderungen der Leistungsabgabe des verbundweiten WEA-Kollektivs im Sekunden- bis Minutenbereich. Ursache für diese Leistungsänderungen können dargebotsbedingte Fluktuationen und störungsbedingte WEA-Abschaltungen sein.

Die dargebotsbedingten Fluktuationen der Windenergieeinspeisung im Zeitbereich der Primärregelreserve werden aufgrund des nahezu unkorrelierten Verhaltens selbst benachbarter WEA und der hohen Anlagenzahl so stark vergleichmäßigt, dass sie im UCTE-Verbund gegenüber dem Ausfall konventioneller Blöcke und sogar gegenüber den Leistungsfluktuationen der Gesamtnetzlast vernachlässigbar sind (Dany 2000).

Ausfall von WEA-Leistung mit derzeitiger Primärregelreservevorhaltung unkritisch

Aufgrund der im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken viel geringeren Einheitengröße und der geografischen Verteilung der WEA ist ein Ausfall von WEA-Leistung in der Größenordnung des Auslegungsfalls der Primärregelreserve von derzeit 3.000 MW infolge einer Vielzahl stochastisch unabhängiger WEA-Einzelausfälle unrealistisch. Unter der Voraussetzung, dass der Netzanschluss großer Windparks nach den gleichen Kriterien wie bei konventionellen Großkraftwerken ausgelegt wird, d. h. die mögliche Ausfall-Leistung infolge einer einzelnen Störungsursache die Leistung heutiger Grenzleistungsblöcke

nicht überschreitet, sind ebenso Schutzabschaltungen von Netzbereichen und den hieran angeschlossenen WEA unkritisch. Das bedeutet z. B., dass Großwindparks mit Leistungen deutlich oberhalb von 1000 MW nicht über eine – durch eine einzelne Ursache unterbrechbare - Hochleistungs-HGÜ-Verbindung, sondern über mehrere Leistungsverbindungen an das Netz angeschlossen werden müssen. Ebenso sind kritische Leistungsausfälle infolge von zeitgleichen Unterspannungs- bzw. Unterfrequenzabschaltungen sehr vieler WEA nach Störungseignissen mit weitreichendem Einfluss auf Netzfrequenz und -spannung auszuschließen, wenn die Ansprechwerte des WEA-Spannungs- bzw. -Frequenzrückgangsschutzes entsprechend niedrig eingestellt sind, wie es z. B. schon heute in den Netzzschlussregeln des deutschen ÜNB E.ON Netz gefordert wird.

Auch wenn bislang noch nicht aufgetreten, können sturmbedingte WEA-Abschaltungen bei sehr hoher lokaler WEA-Konzentration, z. B. in Off-Shore-Windparks, grundsätzlich zu mit heutiger Primärregelleistungsbemessung nicht mehr beherrschbaren Leistungsdefiziten führen. Eine Bewertung dieser Extremfälle ist jedoch nur im Einzelfall unter Kenntnis der sehr individuellen Sturm-Auftrittswahrscheinlichkeit und der genauen WEA-Anordnung möglich und daher im Rahmen dieser Grundsatzuntersuchung nicht durchführbar. Ferner könnte dem Problem durch eine zeitlich gestaffelte, der sturmbedingten Abschaltung vorgreifende Anlagenabschaltung technisch relativ einfach entgegengewirkt werden.

Ein prinzipiell möglicher Einfluss auf die Primärregelreserve könnte von der Windenergieeinspeisung außer durch Störungen des Leistungsgleichgewichts infolge plötzlicher Änderungen der WEA-Leistungsabgabe auch durch die Reduktion der rotierenden Massen im Verbundsystem ausgehen. Dieser Effekt tritt dann auf, wenn konventionelle Kraftwerke durch über Umrichter gekoppelte WEA, die im Gegensatz zu direkt gekoppelten WEA keinen Beitrag zur synchron rotierenden Masse leisten, verdrängt werden. In Anlehnung an vergleichbare Regelungen von HGÜ-Verbindungen könnte diesem Problem jedoch durch eine netzfrequenzabhängige Regelung der WEA-Umrichter, die bei plötzlichen Frequenzänderungen die WEA-Rotationsenergie frequenzstabilisierend einsetzt, prinzipiell begegnet werden.

*Probleme durch
sturmbedingte WEA-
Abschaltung durch
zeitliche Staffelung
beherrschbar*

*Ausgleich Verringe-
rung rotierende Mas-
se durch netzfrequenzab-
hängige
Regelung der WEA-
Umrichter*

WEA-Entwicklung in Europa erfordert keine erhöhte Primärregelreservevorrhaltung

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass erhöhte Anforderungen an die Primärregelreserve infolge der WEA-Entwicklung in Europa durch angepasste WEA-Schutz- und -Regelkonzepte ausgeschlossen werden können.⁵⁴

Bedarf an Sekundärregelreserve durch WEA-Entwicklung unverändert

6.2.2 Sekundärregelreserve

In Regelzonen mit WEA-Einspeisung muss die Sekundärregelreserve neben den kurzfristigen Lastschwankungen auch die Schwankungen der WEA-Leistungsabgabe ausgleichen. Durch diese zusätzlichen Fluktuationen der Windenergieeinspeisung sind jedoch in Regelzonen mit bereits hohem WEA-Anteil (z.B. E.ON Netz, VE Transmission) bisher keine erhöhten Anforderungen an die Sekundärregelreserve festzustellen. Ob dies auch noch für einen WEA-Anteil gilt, wie er in einzelnen Regelzonen Europas im Betrachtungszeitraum dieser Studie erwartet wird, ist aufgrund derzeit noch fehlender Erfahrung mit solchen Systemen nicht sicher zu beantworten. Allerdings zeigen Simulations-Untersuchungen an praxisüblichen Modellsystemen (Dany 2000), dass die derzeit übliche Sekundärregelreserve-Bemessung selbst im Extremfall einer installierten WEA-Leistung in Höhe der Maximallast noch ausreichend sein dürfte. Somit können mit hoher Sicherheit zumindest deutlich veränderte Anforderungen an die Sekundärregelreserve für die hier betrachteten WEA-Zubauszenarien ausgeschlossen werden. Im Folgenden wird daher ein für alle diese Szenarien unveränderter Sekundärregelreserve-Bedarf heutiger Höhe angenommen.

*Abweichungen von WEA-Leistungsprognose
Haupteinflussfaktor auf Tertiärregelreserve*

6.2.3 Tertiärregelreserve

Haupteinflussfaktor der WEA-Einspeisung auf den Bedarf an Tertiärregelreserve sind die teils erheblichen Abweichungen der aktuellen WEA-Leistungsabgabe von der WEA-Leistungsprognose des Vortags, auf den die Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke abgestimmt sind. Netzstörungs- und sturmbedingte WEA-Abschaltungen

⁵⁴ Unabhängig von den Anforderungen an die Höhe der Primärregelreserve kann es in Zeiten hoher WEA-Einspeisung und geringer Last u. U. notwendig sein, Windenergieanlagen in die Bereitstellung von Primärregelreserve einzubeziehen. Da dies aber nur für Regionen mit hoher WEA-Leistung zutrifft, ergeben sich für die schweizerischen Wasserkraftwerke weder Einschränkungen noch zusätzliche Möglichkeiten.

spielen nur eine untergeordnete Rolle, da sie um Größenordnungen unwahrscheinlicher sind als konventionelle Blockausfälle, die je Block durchaus bis zu 10 mal pro Jahr auftreten können, und auch als große WEA-Leistungsprognosefehler, die bei heute üblicher Prognosequalität rund 10 Stunden pro Jahr 50 % der installierten WEA-Leistung überschreiten (Dany 2000).

Dieser WEA-bedingte Ausgleichsbedarf kann aufgrund der relativ langsamem Leistungsänderungen von WEA-Großkollektiven nahezu vollständig als Tertiärregelreserve vorgehalten werden (Abschnitt 6.2.3). Erfahrungen von E.ON Netz zeigen sogar, dass ein Großteil der WEA-Leistungsschwankungen im Stundenbereich abläuft und demzufolge auch durch rotierende Reserve sehr langsamer Dampfkraftwerke ausgeglichen werden kann (Bouillon 2002).

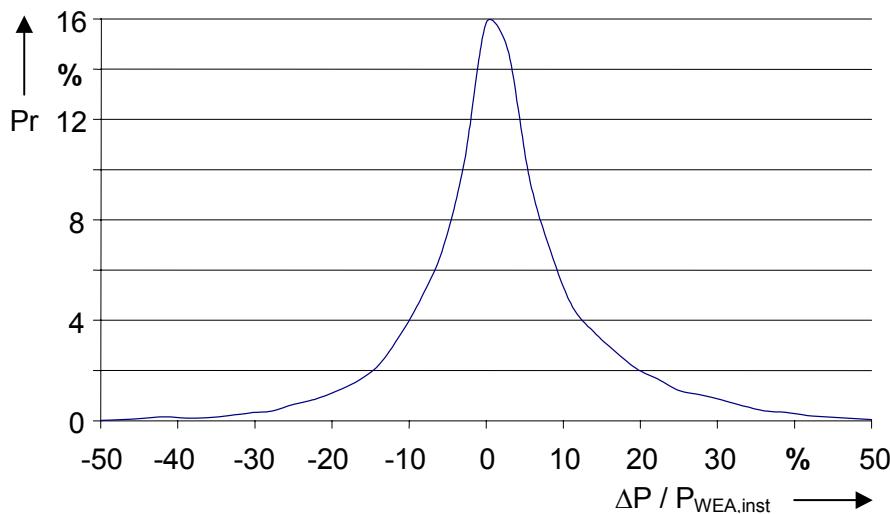
WEA-bedingter Ausgleichsbedarf fast vollständig aus Tertiärregelreserve

Die Höhe des WEA-Leistungsprognosefehlers und damit der WEA-bedingte Tertiärregelreservebedarf hängen von den Ausprägungen des WEA-Kollektivs (Windverhältnisse, räumliche Anordnung etc.) und v. a. von dem eingesetzten Prognoseverfahren ab. Daher lassen sich bisherige Erfahrungen mit WEA-Leistungsprognosen nur schwer auf die zukünftige Situation in Europa übertragen.

Höhe des WEA-bedingten Tertiärregelbedarfs individuell unterschiedlich

Die besten Ergebnisse bei der hier relevanten Tagesprognose der WEA-Einspeisung liefern auf meteorologischen Vorhersagen basierende Verfahren, wie sie z. B. bei E.ON Netz und Eltra, dem westdeutschen ÜNB, eingesetzt werden. Die mit solchen Verfahren erzielbare Prognosegüte zeigt Figur 22 beispielhaft anhand der Wahrscheinlichkeitsdichte des Prognosefehlers für die 2001 in der E.ON-Regelzone installierten WEA. Der Prognosefehler ist näherungsweise symmetrisch, normalverteilt und weist eine Standardabweichung σ_{err} von rund 12 % bezogen auf die installierte WEA-Leistung $P_{\text{WEA,inst}}$ auf. Die Maximalwerte von rund 50 % entsprechen bei der im Messzeitraum in der E.ON-Regelzone installierten WEA-Leistung etwa 1800 MW und liegen damit deutlich über der Leistung des größten Kraftwerksblocks, was den großen Einfluss der WEA-Einspeisung auf den Ausgleichsbedarf nochmals deutlich macht.

Tagesprognosen für WEA-Einspeisung aus meteorologischen Vorhersagen liefern beste Ergebnisse



Figur 22: Wahrscheinlichkeitsverteilung (Verteilungsdichtefunktion) $Pr(\Delta P)$ des Tagesprognosefehlers der Windenergieeinspeisung (E.ON Netz, 2001, $P_{WEA,inst} = 3.500 \text{ MW}$)

WEA-Zubau lässt deutlichen Tertiärregelreservebedarf erwarten

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass infolge der großen Fehler der WEA-Leistungsprognose ein mit dem WEA-Zubau in Europa deutlich ansteigender Tertiärregelreservebedarf zu erwarten ist, dessen Quantifizierung in Abhängigkeit von der installierten WEA-Leistung und der nur schwer abschätzbar WEA-Leistungsprognosequalität Gegenstand des folgenden Abschnitts ist.

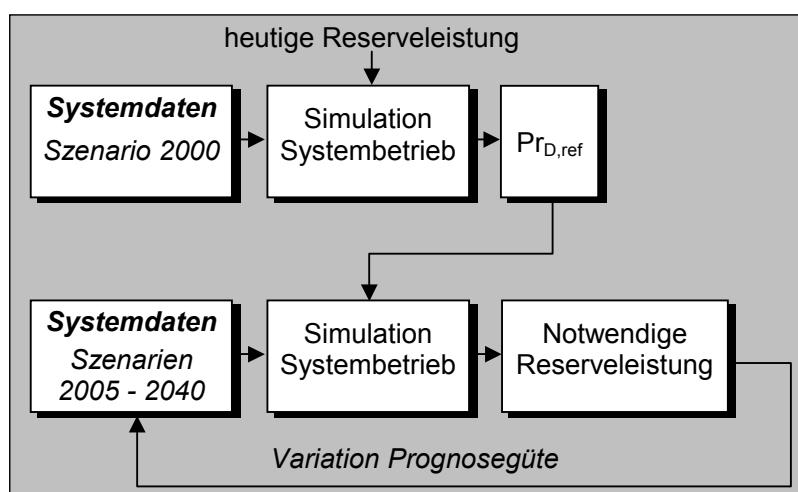
6.3 Untersuchungen und Ergebnisse

6.3.1 Untersuchungsablauf

Methodik des Untersuchungsablaufs zur Regelleistungsbe-messung

Als Ausgangspunkt wird für das WEA-Zubauszenario 2000 mit dem im nächsten Abschnitt 6.3.2 näher beschriebenen Simulationsverfahren (Dany 2000) das für die UCTE-Regelzonen (außer Spanien und Portugal, s. Abschnitt 5.2.1) jeweilige Referenzniveau für die Wahrscheinlichkeit eines Leistungsdefizits ($Pr_{D,ref}$) infolge unzureichender Reserve ermittelt (Figur 23). Dabei wird die von der UCTE je Mitgliedstaat veröffentlichte derzeitige Reservebemessung (UCTE 2002), abgestimmt und korrigiert mit weiteren öffentlich zugänglichen Daten, wie z. B. Ergebnissen von Regelleistungsausschreibungen, zugrunde gelegt.

Anschließend wird der erwartete WEA-Leistungszuwachs in den Zubauszenarien gemäß Abschnitt 5.2.2 abgebildet und die dann notwendige Reserve für jede Regelzone unter der Vorgabe bestimmt, dass das heutige Zuverlässigkeitseiveau, d. h. das zuvor ermittelte Referenzniveau für die Defizitwahrscheinlichkeit, beibehalten wird. Der Einfluss zukünftig evtl. veränderter Regelzonen, Reservebemessungspraxis und verändertem konventionellem Kraftwerkspark wird nicht betrachtet, da diese Entwicklungen hinsichtlich ihrer Wirkung auf den Reservebedarf gar nicht bzw. nur äußerst schwierig abgeschätzt und damit nur über eine Vielzahl weiterer Parametervariationen abgebildet werden können, die zu einer vollkommen unüberschaubaren und nur von den großteils willkürlichen Annahmen abhängigen Ergebnisbandbreite führen und letztlich den Einfluss des WEA-Zubaus überdecken würden.



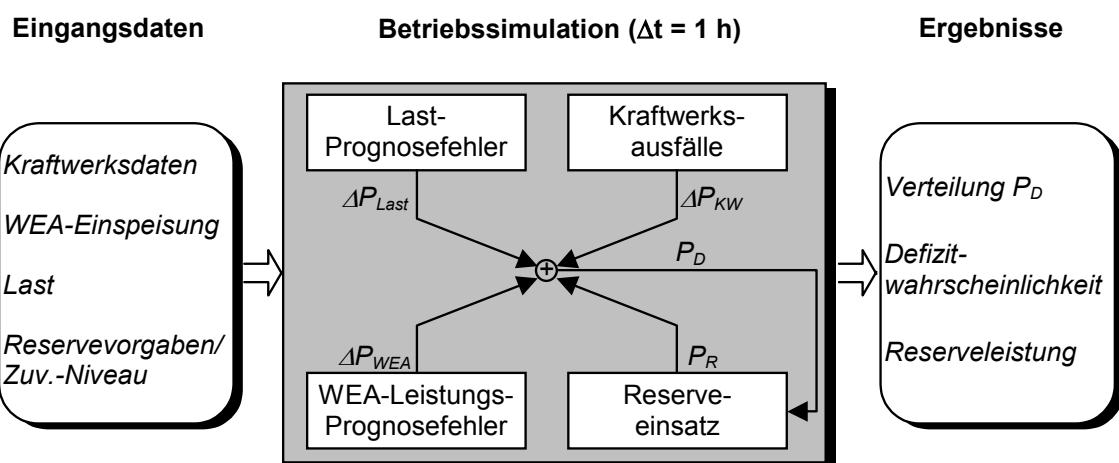
Figur 23: Prinzipieller Untersuchungsablauf

Wegen der geringen Erfahrung mit Prognosen der Leistungsabgabe großer WEA-Kollektive wird der Einfluss der Prognosegüte durch vier Annahmen zur Standardabweichung des Prognosefehlers σ_{err} untersucht. Eine zukünftige Erhöhung der heute üblichen Prognosegenauigkeit $\sigma_{\text{err}} = 12 \% P_{\text{WEA,inst}}$ (Abschnitt 6.2.3) infolge von Verbesserungen der Prognoseverfahren wird durch die Annahmen $\sigma_{\text{err}} = 10 \% P_{\text{WEA,inst}}$ und $\sigma_{\text{err}} = 8 \% P_{\text{WEA,inst}}$ erfasst, eine eher unwahrscheinliche, aufgrund zukünftig anderer WEA-Kollektive, z. B. im Off-Shore-Bereich, jedoch nicht vollkommen auszuschließende Verschlechterung der Prognose durch die Annahme $\sigma_{\text{err}} = 14 \% P_{\text{WEA,inst}}$.

6.3.2 Verfahren zur Betriebssimulation

*Betriebssimulation
zur Tertiärregelre-
servebemessung*

Der notwendige Tertiärregelreservebedarf in den untersuchten Regelzonen zur Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Qualitätsniveaus wird über eine Monte-Carlo-Simulation der den Reservebedarf bestimmenden Einflussfaktoren, d. h. dem Last- (ΔP_{Last}) und WEA-Leistungsprognosefehler (ΔP_{WEA}) sowie dem Ausfallverhalten der konventionellen Kraftwerke (ΔP_{KW}), bestimmt. Das Übertragungsnetz wird dabei auf einen Bilanzknoten reduziert. Die zufallsgesteuerte Jahressimulation im Δt -Raster wird bis zur Konvergenz der gesuchten Verteilung der Leistungsdefizite P_D wiederholt (Figur 24). Das hierbei verwendete Stundenraster hat sich in vorhergehenden Untersuchungen als ausreichend genau erwiesen (Roggenbau 1999).

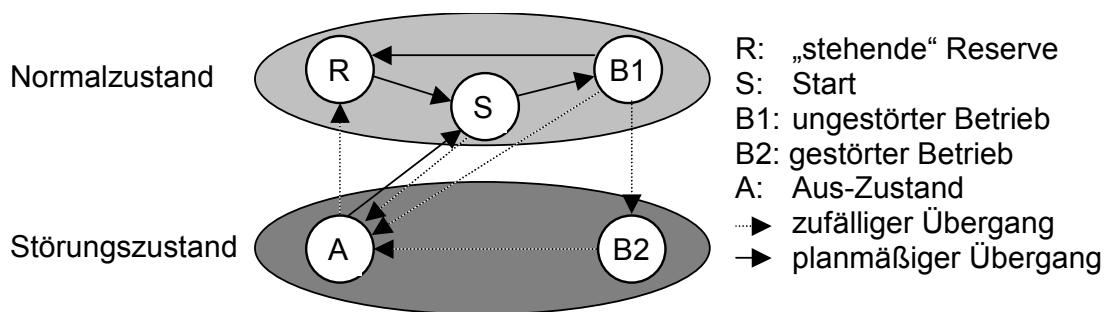


Figur 24: Ablaufprinzip der Betriebssimulation

Aus der Verteilung von P_D lässt sich bei vorgegebener Defitztwahrscheinlichkeit unmittelbar die erforderliche Reserve P_R oder umgekehrt bei vorgegebener Reserve die resultierende Defitztwahrscheinlichkeit ermitteln. Diese Reserve stellt jedoch die Summe aus Sekundärregel- und Tertiärregelreserve dar, so dass deren jeweiliger Anteil noch offen ist. Entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 6.2.2 wird unterstellt, dass der Sekundärregelreservebedarf unabhängig von der Windenergieeinspeisung und somit für alle WEA-Zubauszenarien konstant ist.

Als weitere Modellannahmen sind zu vermerken:

- Der Lastprognosefehler wird als normalverteilt mit einer von der Lasthöhe P_{Last} im jeweiligen Stundenintervall abhängenden Standardabweichung von – je nach Größe der Regelzone – $\sigma_{err,Last} = 2 \% - 5 \% P_{Last}$ nachgebildet (Roggenbau 1999). *Modellannahmen*
- Die Verteilung des WEA-Leistungsprognosefehlers wird über eine Normalverteilung mit einer Standardabweichung von 8 % bis 14 % der installierten WEA-Leistung modelliert (Abschnitt 6.3.1). *5-Zustandsmodell für Betriebsverhalten*
- Das Betriebsverhalten der aus öffentlichen Quellen entnommenen thermischen Kraftwerksblöcke wird durch das in Figur 25 dargestellte 5-Zustands-Modell beschrieben. Hiernach kann der ungestörte Kraftwerksblock im Zustand „stehende Reserve“ (Block außer Betrieb, aber startbereit), „Start“ oder „ungestörter Betrieb“ sein. Die Übergänge zwischen diesen Zuständen sind determiniert, d. h. durch die Annahmen zum Kraftwerkseinsatz vorgegeben. Die Übergänge zum „Aus-Zustand“ (Block außer Betrieb infolge Störung) oder „gestörten Betrieb“ (Betrieb mit verminderter Leistung infolge Störung) erfolgen hingegen stochastisch. Dabei wird der Übergang von „Start“ in den „Aus-Zustand“ durch die Wahrscheinlichkeit für einen Startversager, die anderen Übergänge durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Zustandsdauern und durch Zustands-Übergangsraten beschrieben. Da dieses Modell Angaben zum Kraftwerkseinsatz erfordert, der jedoch im deregulierten europäischen Strommarkt, insbesondere bei weiterer Zunahme der Windenergieeinspeisung nicht vorherzusehen ist, werden für die hier betrachteten Kraftwerke ihrem Einsatz als Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke entsprechend typische Einsatzschemata angenommen.
- Hydraulische Kraftwerke werden als hundertprozentig zuverlässig angesehen.



Figur 25: 5-Zustandsmodell thermischer Kraftwerke

6.3.3 Anstieg des Tertiärregelreservebedarf bei WEA-Zubau

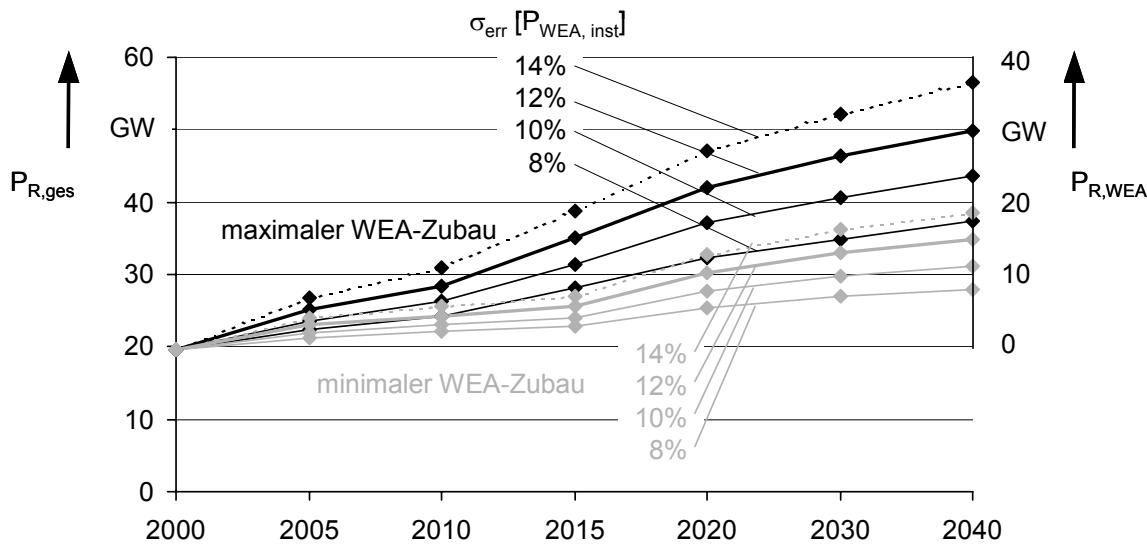
Die zur Bestimmung des Ausgangs-Regelleistungsbedarfs im Jahr 2000 vornehmlich zugrunde gelegte UCTE-Veröffentlichung (UCTE 2002) weist die Sekundär- und Tertiärregelreserve nicht getrennt, sondern nur summarisch aus. Daher ist eine Bestimmung des absoluten Sekundärregel- bzw. Tertiärregelreservebedarfs nicht möglich. Der durch den WEA-Zubau bedingte Reserve-Zusatzbedarf hingegen ist entsprechend den Ausführungen in Kapitel 6.2.3 eindeutig der Tertiärregelreserve zuzuordnen.

Abhängigkeit der notwendigen Tertiärregelreserve von Höhe der prognostizierten WEA-Leistung

Je nach Höhe der WEA-Leistungsprognose kann der Reservebedarf stark variieren. So kann z. B. im Extremfall einer prognostizierten Leistungsabgabe von Null keine Überschätzung der WEA-Einspeisung und damit auch kein zusätzlicher positiver, sondern nur negativer Reservebedarf auftreten. Im Umkehrschluss ist offensichtlich, dass bei hohen Prognosewerten auch größere Leistungsdefizite auftreten können und somit mehr positive und weniger negative Reserve vorzuhalten ist. Diese Abhängigkeit der notwendigen Reserve von der Prognosehöhe macht es in Regelzonen mit hohem WEA-Anteil unbedingt sinnvoll, die Reserve flexibel der jeweiligen Tagesprognose anzupassen.

Im Extremfall Verdreifachung des Gesamtreservebedarfs bis 2040

Der maximal vorzuhaltende Gesamtreservebedarf steigt mit zunehmender installierter WEA-Leistung in allen betrachteten UCTE-Regelzonen – je nach WEA-Zubauszenario und angenommenem WEA-Leistungsprognosefehler unterschiedlich deutlich – an, im Extremfall auf bis zu rund 57 GW und damit nahezu das Dreifache des Ausgangsbedarfs im Jahr 2000 (Figur 26).



Figur 26: Summe aus Sekundär- und Tertiärregelreservebedarf $P_{R,ges}$ bzw. WEA-bedingter Zusatzbedarf an Tertiärregelreserve $P_{R,WEA}$ für minimalen und maximalen WEA-Zubau sowie unterschiedliche Prognosegüten (kumuliert für betrachtete UCTE-Regelzonen)

Auch unter Vernachlässigung der nur schwer abzuschätzenden Qualität der WEA-Leistungsprognose führen die großen Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung des WEA-Zubaus bereits zu erheblichen Unterschieden beim Reservebedarf. So ist für den Fall heutiger Prognosequalität ($\sigma_{err} = 12\%$) im Jahr 2040 der durch den maximal erwarteten WEA-Zubau verursachte maximal Tertiärregelzusatzbedarf mit rund 30 GW nahezu doppelt so hoch wie für den Fall minimalen WEA-Zubaus. Die insgesamt maximal vorzuhaltende Sekundärregelplus Tertiärregelreserve steigt dabei auf rund 50 GW (maximaler WEA-Zubau) bzw. 35 GW (minimaler WEA-Zubau) und damit auf rund das 2,5- bzw. nur 1,75-fache des Ausgangsbedarfs im Jahr 2000. Dieser unterschiedliche Reservebedarf in Abhängigkeit von der WEA-Entwicklung ergibt sich in ähnlicher Weise auch für die früher liegenden Untersuchungszeitpunkte.

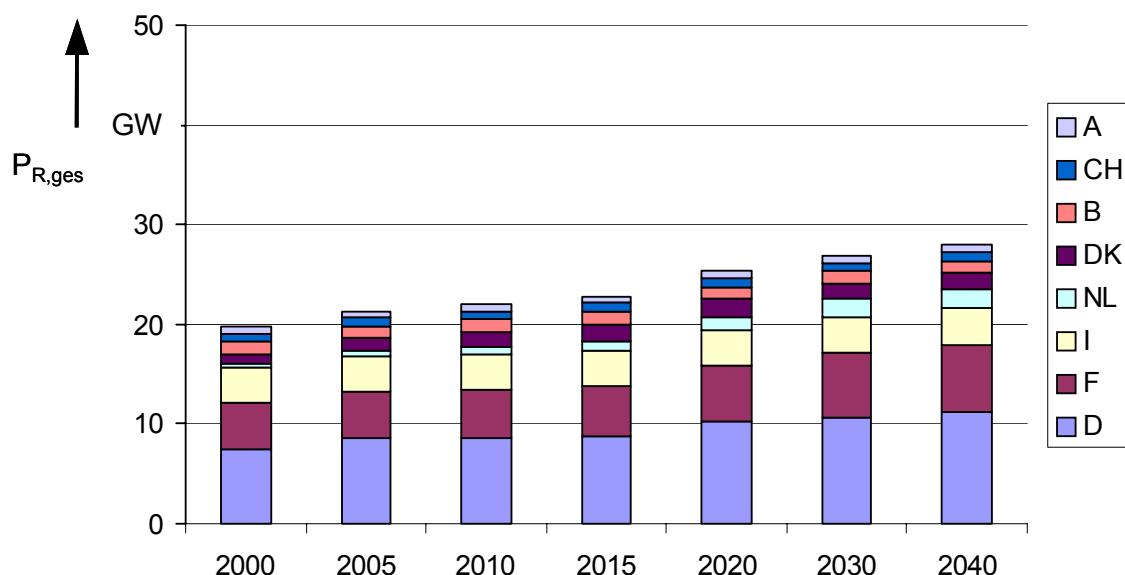
Bedarf Sekundär- und Tertiärreserve steigt auf das 1,75 – 2,5-fache

Wie die Berechnungsvarianten $\sigma_{err} = 10\%$ und $\sigma_{err} = 8\%$ zeigen, schwächt eine möglicherweise zukünftig verbesserte Prognose oder ein durch untertägigen Handel (vgl. Kapitel 2) kürzer werdender Prognosehorizont den Reserveanstieg deutlich ab. Grob überschlägig

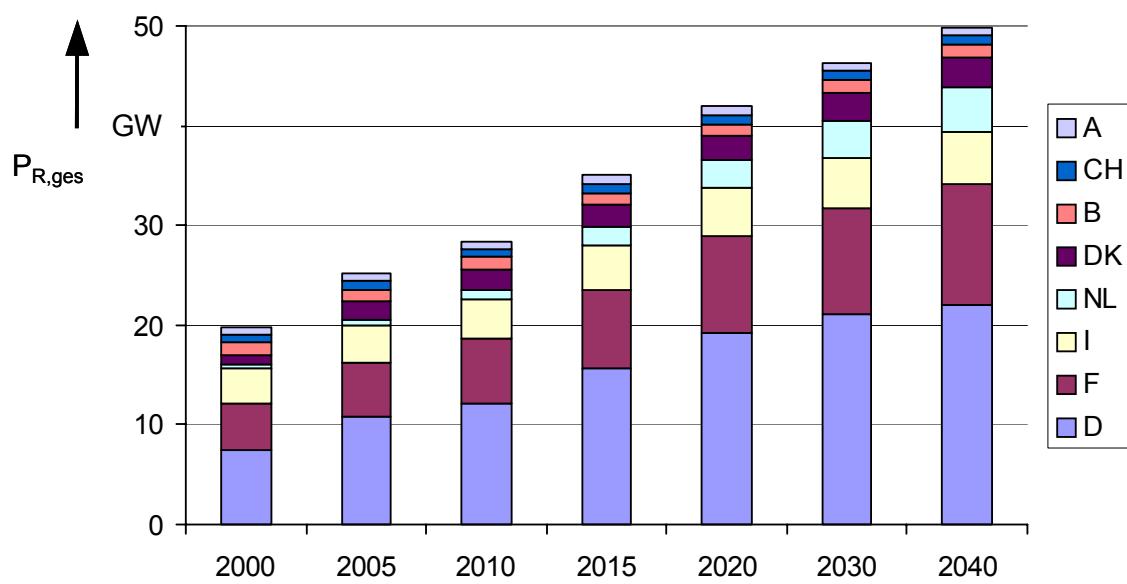
reduziert sich dabei der Mehrbedarf proportional zum Prognosefehler. Dies gilt in analoger Form für eine Prognoseverschlechterung ($\sigma_{\text{err}} = 14\%$), auch wenn diese zumindest langfristig aufgrund der zu erwartenden Fortschritte der Prognoseverfahren nicht wahrscheinlich ist. Um die sich aus den beiden Zubauszenarien und den unterschiedlichen Prognosefehlern ergebende Bandbreite des Reservebedarfs im Rahmen der Studie zu berücksichtigen, wird für den minimalen WEA-Zubau ein Fehler von $\sigma_{\text{err}} = 8\%$ unterstellt, für den maximalen WEA-Zubau die heutige Prognosequalität von $\sigma_{\text{err}} = 12\%$.

Reservebedarf durch Deutschland, Frankreich, Italien und die Niederlande dominiert

Die Aufteilung des maximalen Reservebedarfs auf die verschiedenen Staaten zeigt Figur 27 für den minimalen WEA-Zubau und Figur 28 für den maximalen. In beiden Fällen wird der Reservebedarf – mit jeweils unterschiedlichen Anteilen – maßgeblich durch Deutschland, Frankreich, Italien und die Niederlande dominiert.



Figur 27: Aufteilung des Bedarfs $P_{R,ges}$ an Sekundär- plus Tertiärregelreserve auf die verschiedenen Staaten (Minimaler WEA-Zubau, $\sigma_{\text{err}} = 8\%$)



Figur 28: Aufteilung des Bedarfs $P_{R,ges}$ an Sekundär- plus Tertiärregelreserve auf die verschiedenen Staaten (Maximaler WEA-Zubau, $\sigma_{err} = 12\%$)

7 Wirtschaftliche Bewertung des schweizerischen Wasserkraftwerksparks

7.1 Methodisches Vorgehen

7.1.1 Marktgleichgewichtsmodell

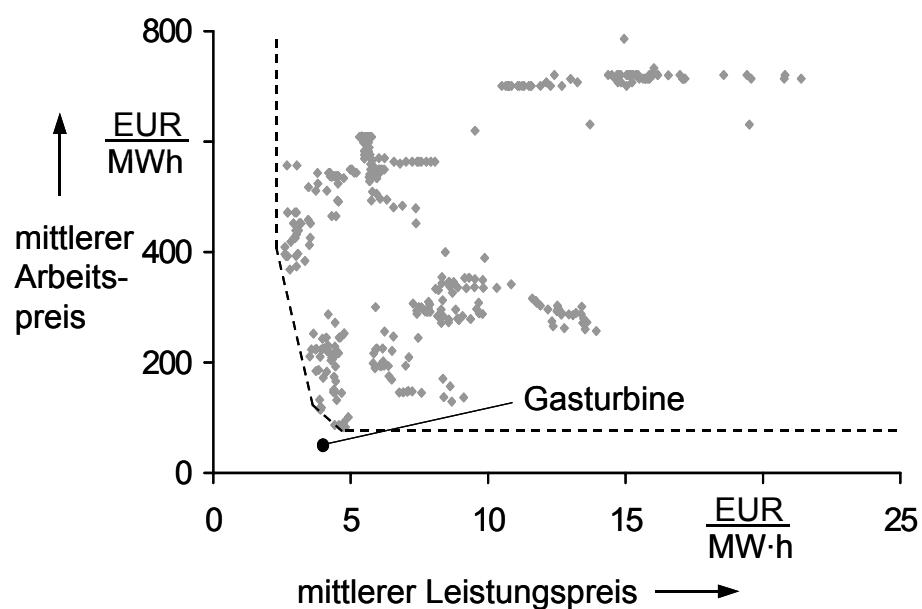
Der wirtschaftliche Wert eines Wasserkraftwerks in einem Jahr bestimmt sich durch den am Markt für Fahrplanenergie (Spot- bzw. Terminmarkt) und für Regelenergie (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve) maximal erwirtschaftbaren Deckungsbeitrag, d. h. die durch den Verkauf von Fahrplanenergie, die Vorhaltung von Regelleistung und die Lieferung von Regelenergie erzielten Erlöse abzüglich der durch das Pumpen von Wasser entstehenden variablen Kosten. Für eine derartige Betrachtung ist es erforderlich, den Verlauf der Preise für elektrische Energie bzw. für die Vorhaltung von Regelleistung und den Einsatz von Regelenergie zu kennen. Eine Prognose dieser Preise bei einem Zeithorizont bis 2040 wäre aber mit derart großen Fehlern behaftet, dass die davon abgeleiteten Aussagen kaum belastbar wären. Ursache dafür ist vor allem die Unsicherheit über das strategische Verhalten der Marktteilnehmer.

Bewertung eines Wasserkraftwerks

Bisher ist der Markt für Fahrplanenergie in Europa einerseits auf Grund von Engpässen durch einen eingeschränkten internationalen Austausch, andererseits innerhalb der einzelnen Staaten durch die marktbeherrschende Stellung einzelner Unternehmen gekennzeichnet. Voraussetzung für einen europäischen Markt für Regelenergie ist die Vereinheitlichung der technisch-organisatorischen Rahmenbedingungen. In bereits bestehenden nationalen Märkten, wie beispielsweise in Deutschland, bewegen sich die Preise auf Grund der Marktregeln und der geringen Anzahl an Anbietern bisher weit über den bei der Vorhaltung von Regelleistung bzw. dem Einsatz von Regelenergie anfallenden Kosten. Zur Veranschaulichung sind in Figur 29 der täglich gemittelte Arbeitspreis über dem mittleren Leistungspreis für die von der RWE Net AG im Zeitraum Mai 2002 bis April 2003 zugeschlagenen Angebote eingezzeichnet. Außerdem wurden zum Vergleich die arbeitsabhängigen Kosten über den Abschrei-

Situation der Fahrplan- und Regelenergiemärkte in Europa

bungskosten einer Gasturbine eingetragen (Haubrich 2001).⁵⁵ Für die Berechnung der Abschreibungskosten wurde dabei angenommen, dass die Gasturbine 8000 Stunden im Jahr ihre volle Kapazität als Regelleistung vermarkten kann. Da Gasturbinen auf Grund ihrer Schnellstartbarkeit die technischen Voraussetzungen für die Teilnahme am Markt für Sekundär- und Tertiärregelreserve erfüllen, liegt die Vermutung nahe, dass das Preisniveau langfristig nicht über ihren Kosten liegt. Durch alternative Bereitstellung der Reserve in hydraulischen Kraftwerken fallen letztendlich Opportunitätskosten in der gleichen Größenordnung an, da die begrenzte Wassermenge sonst in Konkurrenz zu Gasturbinen zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden würde. Im Februar diesen Jahres hat das deutsche Bundeskartellamt (2003) ein Missbrauchsverfahrens gegen verschiedene Kraftwerksbetreiber wegen überhöhter Regelenergiepreise eingeleitet.



Figur 29: Ausschreibungsergebnisse für positive Tertiärregelreserve (RWE Net 2003) und Kosten einer Gasturbine (Haubrich 2001)

⁵⁵ Auf Grund der höheren Anzahl an Lastspielen und den damit steigenden Unterhaltskosten dürften die tatsächlichen Kosten einer Gasturbine bei Beteiligung am Regelenergiemarkt etwas höher liegen als die hier zitierten Werte.

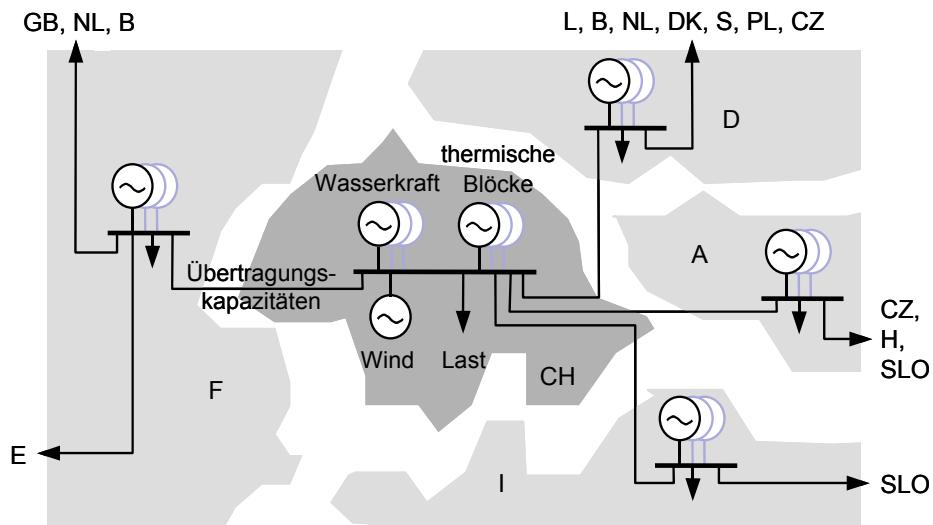
Auf Grund der mit Sicherheit noch nicht abgeschlossenen Entwicklung der Märkte für elektrische Energie kann das heutige Preisniveau für Regelenergie nicht einfach für langfristige Untersuchungen fortgeschrieben werden. Vielmehr ist in Anbetracht der jüngsten Entwicklungen, der zunehmenden Internationalisierung des Handels und nicht zuletzt des Eingreifens von Kartellbehörden und Regulatoren zu erwarten, dass der Wettbewerbsdruck in Zukunft steigen wird. Im Rahmen der Studie wird daher von der Annahme eines vollkommenen Marktes ausgegangen, d. h. eine hinreichende Anzahl an Marktteilnehmern auf der Angebots- und Verkaufsseite, vollständige Transparenz und damit vollkommene Konkurrenz. Dadurch werden zwar vertragliche Bindungen, Unternehmensgrenzen und strategisches Verhalten vernachlässigt, doch können die sich ergebenden Kosten als untere Abschätzung der Erlöse betrachtet werden, da die Marktpreise in aller Regel über den Grenzkosten liegen. Darüber hinaus interessieren für die Abschätzung des Vorteils, den die schweizerischen Wasserkraftwerke durch die Teilnahme am internationalen Regelenergiemarkt bzw. durch verschiedene Ausbauvarianten erzielen können, nicht die absoluten Kosten sondern die Differenz zwischen zwei Simulationsrechnungen.⁵⁶

Steigender Wettbewerbsdruck an Strommärkten zu erwarten

Im vollkommenen Markt wird der Bedarf zu Grenzkosten gedeckt.⁵⁷ Dieser setzt sich aus der weitgehend unelastischen Nachfrage der Endverbraucher nach elektrischer Energie, sowie der für einen stabilen Betrieb notwendigen Regelleistung und der tatsächlich eingesetzten Regelenergie zusammen. Auf der Angebotsseite stehen der durch variable Kosten gekennzeichnete thermische Erzeugungspark, die durch begrenzte Wassermengen gekennzeichneten hydraulischen Gruppen, sowie die Einspeisung von Windenergie. Beide Seiten sind durch das eventuell Engpässe aufweisende Übertragungsnetz miteinander verbunden (Figur 30).

Annahme eines vollkommenen Marktes

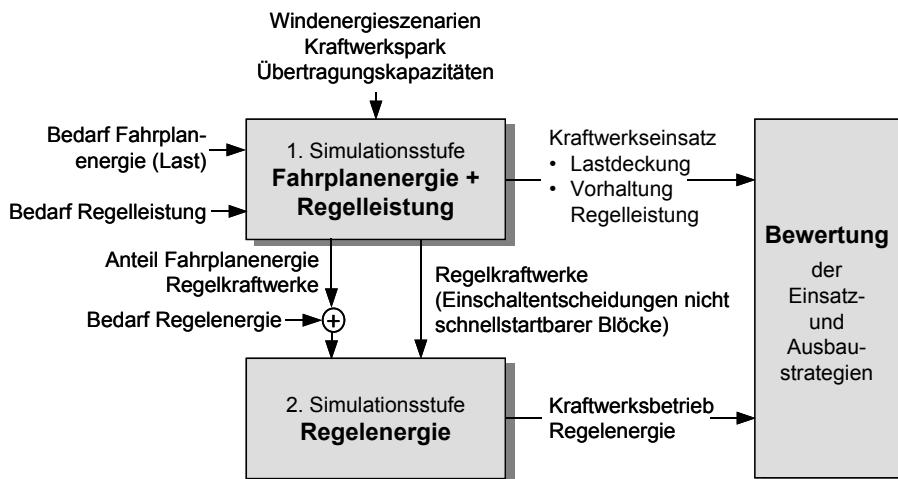
-
- 56 Die Ablehnung des Elektrizitätsgesetzes (EMG) am 22.09.2003 durch die schweizerische Bevölkerung ist in diesem Zusammenhang von untergeordneter Bedeutung, da der internationale Handel davon nicht betroffen ist, dieser aber für den Vorteil der schweizerischen Wasserkraftwerke ausschlaggebend ist.
- 57 Die damit fehlenden Investitionsanreize können – wie bereits länger liberalisierte Märkte für elektrische Energie zeigen – zu Versorgungsengpässen führen. Das Modell des vollkommenen Marktes wird im Rahmen der Studie aber nur zur Simulation des Kraftwerkseinsatzes herangezogen, während die Entwicklung des Kraftwerksparks durch Auswertung einer Reihe von Prognosestudien abgeleitet wurde (vgl. Kapitel 5).



Figur 30: Marktgleichgewichtsmodell

Ermittlung der Systemgrenzkosten in hydrothermischen Systemen mit begrenzten Übertragungskapazitäten komplex

Für die wirtschaftliche Bewertung des schweizerischen Wasserkraftwerksparks ist es somit notwendig, das gesamte Kraftwerkssystem derjenigen Länder, die einen Einfluss auf den schweizerischen Markt haben, unter Berücksichtigung der relevanten Kosten sowie technischen Restriktionen zu modellieren. Eine einfache Abschätzung auf Basis eines Grenzkostenvergleichs je Zeitintervall ist insofern nicht möglich, als der Einsatz des Erzeugungssystems durch zahlreiche zeitkoppelnde Nebenbedingungen bestimmt ist. So hängen beispielsweise die Grenzkosten eines Pumpspeicherwerkswes von der Größe seiner Speicherbecken und dem Zeitpunkt des Pumpens ab, der Erlös außerdem von der Höhe der sich zum Zeitpunkt des Turbinierens einstellenden Systemgrenzkosten des thermischen Erzeugungssystems. Für die Ermittlung des Marktgleichgewichts bei minimalen Gesamtkosten werden daher im Rahmen der Studie aufwendige zweistufige Simulationsrechnungen durchgeführt. In der ersten Stufe wird die Lieferung von Fahrplanenergie und die Vorhaltung von Regelleistung simuliert, in der zweiten Stufe der tatsächliche Betrieb, d. h. die kostenminimale Deckung von Fahrplanabweichungen (Figur 31). Für diese Rechnungen kann auf entsprechend angepasste und erweiterte Module eines am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft entwickelten praxisbewährten Verfahren zur Planung von Stromerzeugung und -handel zurückgegriffen werden (Krasenbrink 2002, Stern 2000, Ripper 2000, Neus 2002).



Figur 31: Methodisches Vorgehen: Simulationsrechnungen

Die Simulationsrechnungen basieren auf den im Kapitel 5 aufgestellten Szenarien zur Entwicklung des europäischen Stromangebots und dem im Kapitel 6 abgeleiteten Reservebedarf. Dabei wird davon ausgegangen, dass die prognostizierte Zusammensetzung des Kraftwerksparks bezüglich des Verhältnisses von Investitions- zu Grenzkosten optimal auf den Tages- und Wochen- und Jahresgang der Nachfrage abgestimmt ist. Eine explizite Berücksichtigung der Investitionskosten im Rahmen der Simulationsrechnungen erübrigt sich somit, da beispielsweise Kraftwerksblöcke mit geringen Grenzkosten automatisch zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden und damit ihre meist hohen Investitionskosten wieder erwirtschaften.

Simulationsrechnungen für alle Entwicklungsszenarien

7.1.2 Simulation von Fahrplanlieferung und Regelleistungsvorhaltung

Im Rahmen der ersten Simulationsstufe (Figur 31) wird die heute in der Regel am Vortag stattfindende Kraftwerkseinsatzplanung simuliert. Ziel dieser von jedem Unternehmen durchgeföhrten Planung ist die Festlegung optimaler Einschaltentscheidungen für alle nicht schnellstartbaren thermischen Kraftwerke. Dafür wird das gesamte Angebot der kumulierten Nachfrage gegenübergestellt und unter Einhaltung aller Nebenbedingungen das Marktgleichgewicht mit den geringsten Gesamtkosten gesucht. Dies entspricht genau den Handeltätigkeiten, die bei vollkommener Konkurrenz und vollständiger Transparenz durchgeführt werden würden.

*1. Simulationsstufe:
Planung von Fahrplanlieferung und Regelleistungsvorhaltung*

Auf der Angebotsseite stehen bei der Optimierung die Vortagsprognose der Windenergieeinspeisung und der verfügbare hydrothermische Kraftwerkspark in den gemäß Abschnitt 5.3.1 betrachteten Ländern. Zur Bewertung des thermischen Anteils ist dabei neben den technischen Daten die Höhe der Primärenergiepreise, für den hydraulischen Anteil die zufließende Wassermenge von Bedeutung. Auf der Nachfrageseite stehen die Vortagsprognose des Bedarfs an elektrischer Energie (Fahrplanenergie), sowie die für den Ausgleich von Prognosefehlern benötigte Regelleistung. Verknüpft werden die beiden Seiten durch das Übertragungsnetz mit unter Umständen begrenzten Kapazitäten. Der Austausch mit Ländern außerhalb des detailliert modellierten Bereichs wird über Import- bzw. Exportprofile berücksichtigt.

*Auswirkungen des
Intra-day Handels*

In einzelnen Ländern entwickelt sich inzwischen ein untertägiger Handel (vgl. Kapitel 2), der es erlaubt, kurzfristig auf Fahrplanabweichungen zu reagieren. Auf Grund des mit dem Zeithorizont sinkenden Prognosefehlers kann angenommen werden, dass die Höhe der benötigten Regelleistung sinkt. Andererseits ist es auf Grund der Anfahrts-, Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten thermischer Blöcke nicht möglich, den Zeithorizont beliebig zu verkürzen. Im Rahmen der Simulationen wird einer möglichen Verringerung des Prognosefehlers Rechnung getragen, in dem im Szenario mit minimalem WEA-Zubau zusätzlich eine Verringerung des Prognosefehlers von heute $\sigma_{\text{err}} = 12\%$ auf $\sigma_{\text{err}} = 8\%$ angenommen wird (vgl. Abschnitt 6.3.3).

Durch die Speicherfähigkeit hydraulischer Kraftwerke und die Mindestzeiten thermischer Blöcke treten zahlreiche zeitkoppelnde Nebenbedingungen auf, die es erforderlich machen, nicht nur einzelne Zeitpunkte, sondern jeweils einen kompletten Jahreszyklus zu betrachten. Sowohl das Dargebot an Wind und Wasser, als auch die Nachfrage der Endverbraucher weisen durch die klimatischen Zyklen einen Jahresgang auf, die Nachfrage der Endverbraucher außerdem auf Grund der Geschäftstätigkeit ein ausgeprägtes Tages- und Wochenprofil. Um trotzdem ein handhabbares Problem zu erhalten und in Anbetracht der Tatsache, dass die größte Unsicherheit in der Prognose der zukünftigen Entwicklung liegt, wird jedes Quartal des Jahres durch eine charakteristische Woche repräsentiert. Dazu werden alle Werte derart umgerechnet, dass sowohl die Energien als auch die Leistungen unverfälscht abgebildet werden. Um einen eindeutigen Anfangsfüllstand für die Becken der hydraulischen Kraftwerke zu erhalten, wird die Simulation für das so genannte hydrologische

Jahr durchgeführt, zu dessen Beginn (1. Oktober) die Becken in der Regel zu über 90 % gefüllt sind. Ein Zeitraster von einer Stunde, entsprechend der kleinsten Handelseinheit an den Börsen für elektrische Energie, wird für die Simulation für ausreichend erachtet und bildet das Tagesprofil der Nachfrage adäquat ab.

7.1.3 Simulation des Regelenergieeinsatzes

Aufbauend auf dem Planungsergebnis der ersten Simulationsstufe wird nun der Betrieb des Kraftwerksparks simuliert (Figur 31). Dafür stehen auf Grund ihrer hohen Flexibilität sämtliche Speicherkraftwerke und alle schnellstartbaren oder planmäßig am Netz befindlichen und reservefähigen thermischen Blöcke zur Verfügung. Von der prognostizierten Nachfrage der Endkunden (Fahrplanenergie) muss der durch Windenergie, Laufkraftwerke oder nicht reservefähige thermische Blöcke bereits gedeckte Anteil abgezogen und die zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen benötigte Regelenergie hinzugeaddiert werden. Durch erneute Anwendung des Marktgleichgewichtsmodells wird die tatsächlich benötigte Energie genau von den Kraftwerken bereitgestellt, die diese mit den geringsten Kosten erzeugen können. Auch hier wird die Verwendung eines Stundenrasters für ausreichend erachtet, da die den Regelenergiebedarf in Zukunft bestimmende Windenergie keine so großen Schwankungen aufweist, dass die Änderung des Bedarfs innerhalb einer Stunde sich auf die zu dessen Deckung notwendigen Kosten nennenswert auswirken würde. Ergebnis ist damit der tatsächliche Einsatz des Kraftwerksparks unter Berücksichtigung der Ausregelung von Kraftwerksausfällen, Windenergie- und Lastprognosefehler.

2. Simulationsstufe:
Regelenergieeinsatzes im Betrieb

7.1.4 Bewertung unterschiedlicher Einsatz- und Ausbaustrategien

Für die optimale Nutzung der schweizerischen Wasserkraftwerke bei steigendem internationalem Reservebedarf sollen im Rahmen der Studie verschiedene Einsatz- und Ausbaustrategien miteinander verglichen und bewertet werden. Das betrifft zum einen die Frage, ob die schweizerischen Wasserkraftwerke sich ausschließlich am internationalen Markt für Fahrplanenergie oder zusätzlich an jenem für Regelenergie beteiligen sollen. Andererseits sind exemplarisch die Erhö-

Untersuchung unterschiedlicher Einsatz und Ausbaustrategien der schweizerischen Wasserkraft

hung der Turbinenleistung, der Pumpleistung oder des Volumens von Speicherbecken auf ihre Vorteilhaftigkeit zu prüfen (vgl. Kapitel 4).

Ermittlung des wirtschaftlichen Werts von unterschiedlichen Strategien

Der wirtschaftliche Wert einer neuen Strategie ergibt sich im Marktgleichgewichtsmodell durch die in anderen Kraftwerken vermiedenen Kosten. Dazu muss für jede der zu vergleichenden Strategien die oben diskutierte zweistufige Simulationsrechnung durchgeführt werden. Anschließend werden die zur Deckung der Fahrplanenergie, zur Vorhaltung von Regelleistung sowie zur Deckung der Regelenergie anfallenden Kosten bilanziert. Die sich zwischen den verschiedenen Strategien ergebende Kostendifferenz entspricht dem Vorteil der Wasserkraftwerke gegenüber den trägeren thermischen Kraftwerken. Die Entscheidung, welche Kraftwerke sich zu welchem Anteil zur Deckung von Fahrplan- bzw. Regelenergie beteiligen, wird im Sinne des marktwirtschaftlichen Optimums implizit durch das Simulationsverfahren gefällt.

7.2 Modelle und Verfahren

7.2.1 Verfahrensanforderungen

Anforderungen an das Optimierungsverfahren

Für jedes betrachtete Jahr der beiden in Kapitel 5 abgeleiteten Szenarien muss die in Figur 31 aufgezeigte zweistufige Simulation von Kraftwerkseinsatz und -betrieb durchgeführt werden, mit dem Ziel das Marktgleichgewicht mit den geringsten Gesamtkosten zu finden. Das sich jeweils ergebende gemischtganzzahlige und nichtlineare Optimierungsproblem umfasst vier für die Quartale des Jahres charakteristische Wochen in einem Zeitraster von einer Stunde, d. h. 672 Zeitintervalle. Dabei muss eine Systemgröße von etwa 1000 Erzeugungseinheiten mit der großen Zahl an sich daraus ergebenden Optimierungsvariablen und Nebenbedingungen beherrscht werden. In Anbetracht der Komplexität des Optimierungsproblems und die die Untersuchungen bestimmende Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung wird eine möglichst einfache Modellierung angestrebt. Auf der anderen Seite muss sie genau genug sein, um die größere Trägheit der thermischen Blöcke und damit den Vorteil hydraulischer Kraftwerke bei der Bereitstellung von Reserve zu erfassen. Das bedeutet insbesondere die Berücksichtigung von Einschaltentscheidungen, Mindestzeiten und Anfahrtskosten und macht damit eine blockweise Auflösung der thermischen Erzeugung notwendig. Außerdem muss das Verfahren die Möglichkeit bieten, unterschiedliche Einsatz-

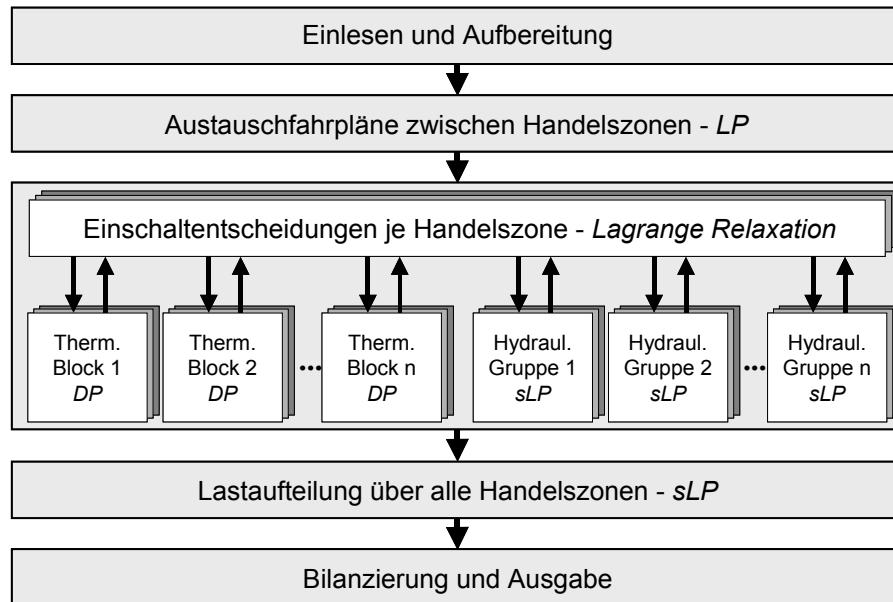
und Ausbaustrategien für die schweizerischen Wasserkraftwerke zu berücksichtigen, um diese schliesslich vergleichend bewerten zu können.

Für die Simulationsrechnungen steht ein am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft entwickeltes praxisbewährtes Verfahren zu Erzeugungs- und Handelsplanung zur Verfügung (Ripper 2000, Stern 2000, Krasenbrink 2002, Neus 2002). Sein modularer Aufbau erlaubt es, eine an die Fragestellung angepasste Modellierungsgenauigkeit und die dafür optimal geeigneten Algorithmen zu wählen. Im Rahmen der Studie sind Erweiterungen notwendig, um eine große Anzahl an typischen Kraftwerksblöcken verarbeiten und um die für die Zukunft erwartete Möglichkeit der grenzüberschreitenden Reservebereitstellung modellieren zu können.

7.2.2 Zerlegungsansatz

Die Simulation der Einsatzplanung und des Betriebs großer hydrothermischer Erzeugungssysteme ist aufgrund der zahlreichen ganzzähligen und kontinuierlichen Entscheidungsvariablen und der großen Anzahl an Nebenbedingungen zu komplex, um als geschlossenes Optimierungsproblem noch handhabbar zu sein. Das Gesamtproblem wird daher im Systembereich in Teilprobleme zerlegt, die iterativ gelöst und dabei so koordiniert werden, dass das Gesamtoptimum erreicht wird. Figur 32 gibt einen Überblick über die Struktur des Optimierungsverfahrens.

Zeit- und system-koppelnde Nebenbedingungen erfordern Zerlegungsansatz



Figur 32: Optimierungsverfahren

Überblick über das Optimierungsverfahren

Zunächst werden die Eingangsdaten, d. h. Daten der thermischen und hydraulischen Erzeugungsanlagen mit deren Betriebszuständen, Windenergieeinspeisung, Last sowie Übertragungskapazitäten eingelesen und aufbereitet.

In einer zweiten Stufe werden die optimalen Austauschfahrpläne zwischen den Ländern (Handelszonen) durch Minimierung der Kosten über alle Handelszonen mit Hilfe der Linearen Programmierung ermittelt. Die Austauschfahrpläne werden direkt innerhalb des Programmlaufs an die dritte Verfahrensstufe weitergegeben.

Die dritte Verfahrensstufe dient dazu, unter Beachtung der in der vorigen Stufe ermittelten Stromimporte bzw. -exporte die optimalen Einschaltentscheidungen der Erzeugungseinheiten in jeder Handelszone zu treffen. Zu diesem Zweck wird die Optimierungsaufgabe im Systembereich zerlegt, die Einsatzoptimierung der einzelnen Erzeugungseinheiten bzw. Stromhandelsmöglichkeiten mit speziell angepassten Algorithmen gelöst und die systemkoppelnden Nebenbedingungen mit Hilfe der Lagrange Relaxation koordiniert (Neumann 1992).

In Stufe vier wird unter Übernahme der Ganzzahligkeitsentscheidungen aus Stufe drei das nunmehr kontinuierliche Restproblem geschlossen über alle Handelszonen mittels der suk-

zessiv Linearen Programmierung gelöst. Damit sind der endgültige Kraftwerkseinsatz und die endgültigen Austauschfahrpläne bestimmt.

In der letzten Stufe werden die Optimierungsergebnisse bilanziert und nach den eingesetzten Primärenergien, den erzeugten elektrischen Energien der einzelnen Blöcke, Zentralen, Laufkraftwerke und Windenergieanlagen ausgewertet. Zudem wird ein detaillierter Fahrplan mit dem Einsatz aller Kraftwerke sowie den Austauschleistungen für jede Stunde der Optimierung ausgegeben.

7.2.3 Übertragungsnetz

Zwischen den betrachteten Ländern treten heute an mehreren Stellen Übertragungsgespanne auf, die maßgeblichen Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz haben und zu so genannten regionalen Spotpreisen führen. Demgegenüber ist der Einfluss der begrenzten Kapazität des Übertragungsnetzes innerhalb eines Landes auf den Kraftwerkseinsatz von untergeordneter Bedeutung und wird beim Handel mit elektrischer Energie meist vernachlässigt. Im Rahmen der Studie wird daher jedes betrachtete Land durch eine so genannte Handelszone modelliert, die untereinander durch Übertragungsleitungen mit richtungsabhängiger Kapazität verbunden sind. Durch die Richtungsabhängigkeit kann die sich aus der geographischen Lage von Erzeugung und Verbrauch ergebende Vorbelastung der Leitungen berücksichtigt werden. Außerdem muss der Tatsache Rechnung getragen werden, dass sich der Lastfluss bei einem internationalen Austausch aufgrund der Impedanzen der Übertragungsleitungen auf sämtliche Übertragungsleitungen zwischen den Handelszonen verteilt. Im Simulationsverfahren wird dies durch lineare Beteiligungs faktoren – im Englischen häufig als Power Transfer Distribution Factors (PTDF) bezeichnet – modelliert, die den prozentualen Anteil, mit der eine Übertragungsleitung bei einem Austausch zwischen zwei Handelszonen belastet wird, angeben (ETSO 2001). Neben den Lieferungen von Fahrplanenergie müssen auch für die grenzüberschreitende Vorrhaltung von Regelleistung Übertragungskapazitäten freigehalten werden, da diese bei einer eventuellen Lieferung von Regelarbeit nicht für Fahrplanlieferungen zur Verfügung stehen. Die stündlich variable Aufteilung der Übertragungskapazitäten auf Fahrplanenergie und Regelleistung ist Ergebnis der Marktgleichgewichtssimulation, d.h. es wird implizit die Existenz eines Kapazitätsvergabeverfahrens unter-

*Modellierung des
Übertragungsnetzes
im Optimierungsver-
fahren*

stellt, das marktbasert eine solche Gesamtkosten-minimale Aufteilung ermöglicht.

Zielfunktion: Minimierung Gesamtkosten unter Berücksichtigung Übertragungskapazitäten

Die Ermittlung optimaler Austauschfahrpläne zwischen Handelszonen wird aufgrund der resultierenden Problemgröße durch Anwendung der Linearen Programmierung gelöst. Zielfunktion des Optimierungsproblems ist die Minimierung der Gesamtkosten aus der Stromerzeugung unter Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten zwischen den Handelszonen. Dabei werden sämtliche Größen als kontinuierlich und linear angenommen. Durch diese Vereinfachung ist es möglich, die Austauschfahrpläne mit Hilfe einer geschlossenen Problemformulierung in akzeptabler Rechenzeit zu bestimmen.

Die Austauschfahrpläne werden nach Festlegung der Einschaltentscheidungen aus der Lagrange Relaxation zur Anpassung freigegeben. Unter Beachtung von nichtlinearen Kostentermen der thermischen Kraftwerke werden in der handelszonenübergreifenden Lastaufteilung mit Hilfe der sukzessiven Linearen Programmierung die endgültigen Austauschfahrpläne bestimmt.

7.2.4 Hydraulische Erzeugung

Detaillierte Modellierung der schweizerischen Wasserkraftwerke, aggregierte Betrachtung der Nachbarländer

Das eingesetzte Verfahren erlaubt die Modellierung von beliebig vernetzten Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sowie von Laufkraftwerken. Für die Schweiz wird das im Kapitel 3 analysierte Sample von 61 Zentralen (siehe Anhang) mit ihren charakteristischen Größen wie maximaler Durchfluss der Pumpen und Turbinen, Fallhöhen, Speicherbeckenvolumina und Füllstandsvorgaben zu Beginn und Ende des hydraulischen Jahres abgebildet, ergänzt durch die schweizerischen Laufkraftwerke. Die hydraulische Erzeugung der Nachbarländer wird in aggregierter Form betrachtet, d. h. die Becken der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke werden derart zusammengefasst, dass die Gesamterzeugungsleistung, die speicherbare und die jährlich erzeugte Energie korrekt abgebildet werden. Für den Turbinen- und Pumpenwirkungsgrad werden typische Werte angenommen. Durch den angepassten Modellierungsgrad wird die Schweiz, die den Schwerpunkt der Untersuchungen bildet, sehr genau abgebildet, während die aggregierte Betrachtung der Nachbarländer den Aufwand der Datenbeschaffung sowie die Komplexität des Optimierungsproblems erheblich reduziert, ohne energetisch oder

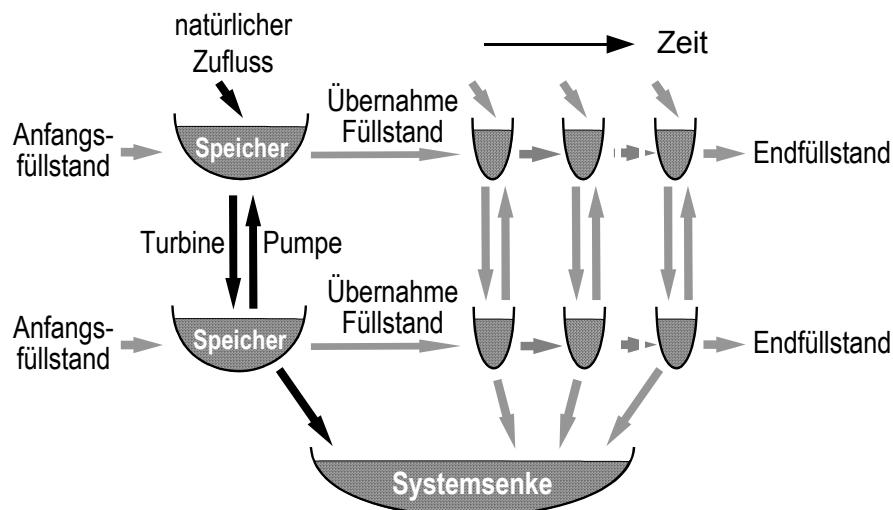
bezüglich der verfügbaren Kraftwerksleistung von der Realität abzuweichen.

Wasserkraftwerke können auf Grund ihrer hohen Flexibilität auch im Stillstand zur Bereitstellung von Sekundär- und Tertiärregelreserve beitragen. Der Beitrag zur positiven Reserve entspricht im Turbinenbetrieb der Differenz zwischen der aktuellen und der maximalen Turbinenleistung, im Pumpbetrieb der Summe aus aktueller Pumpleistung und maximaler Turbinenleistung. Ob eine Zentrale sich an der Bereitstellung von Reserve beteiligt oder nicht, kann dem Optimierungsverfahren zur Bewertung verschiedener Einsatzstrategien vorgeben werden.

Da die im Rahmen unterschiedlicher Einsatzstrategien variablen Kosten von Wasserkraftwerken vernachlässigbar sind, erfolgt die Optimierung des Einsatzes der begrenzten zur Verfügung stehenden Wassermenge indirekt durch die in thermischen Kraftwerken vermiedenen Kosten. Dazu wird, wie Figur 33 am Beispiel eines Pumpspeicherkraftwerks gezeigt, die Topologie der hydraulischen Gruppe für jedes Zeitintervall wiederholt und durch Speicherzweige miteinander verbunden. Für jedes Becken und Zeitintervall lässt sich dann die Bilanz aus dem Becken zufließende bzw. entnommene Wassermenge und der Änderung des Speicherinhalts aufstellen. Im Rahmen der Ermittlung optimaler Austauschfahrpläne und der Lastaufteilung wird die hydraulische Erzeugung durch Nebenbedingungen modelliert. Zur Ermittlung optimaler Einschaltentscheidungen findet die sukzessiv Lineare Programmierung Verwendung (Ripper 2000, Krasenbrink 2002).

*Reservefähigkeit von
Speicher- und
Pumpspeicherkraft-
werken*

*Wirkungsweise von
Wasserkraftwerken
auf die variablen
Kosten der Erzeu-
gung*



Figur 33: Modellierung eines Pumpspeicherkraftwerks

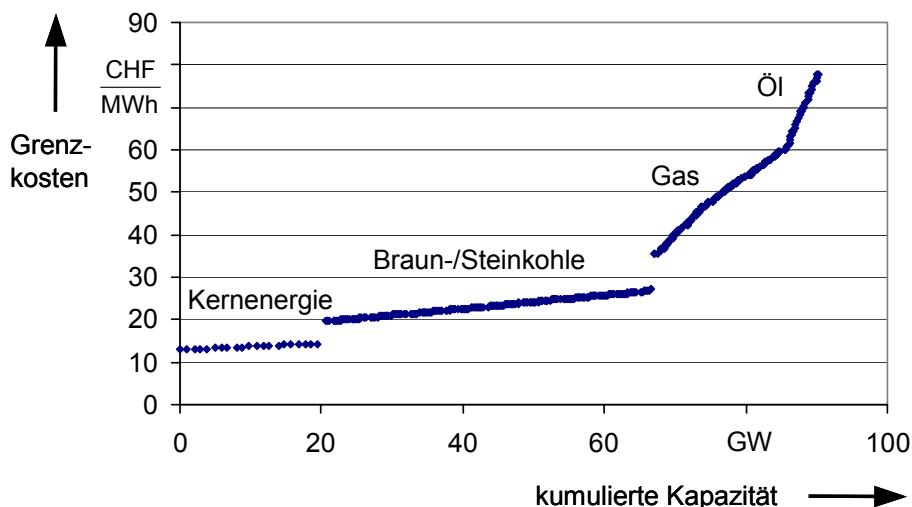
7.2.5 Thermische Erzeugung

Modellierung der technischen Restriktionen des thermischen Systems

Die Modellierung der thermischen Erzeugung erfordert im Gegensatz zu den sehr flexiblen hydraulischen Kraftwerken die Berücksichtigung weiterer technischer Einschränkungen. So müssen diskrete Einschaltentscheidungen der einzelnen Blöcke und somit die minimal erzeugbare Leistung in Betracht gezogen werden. Aufgrund der thermischen Beanspruchung ist es erforderlich, Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten einzuhalten. Weiterhin entstehen bei der Anfahrt von thermischen Blöcken zusätzliche Kosten für das Vorheizen des Kessels. Der im Teillastbetrieb sinkende Wirkungsgrad wird durch eine quadratische Wärmeverbrauchskurve erfasst.

Die thermischen Erzeugungseinheiten der Schweiz konnten durch Auswertung der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik (BFE 2002) teilweise sehr detailliert modelliert werden. Für die übrigen betrachteten Länder werden für jede Primärenergie repräsentative Blocktypen angenommen, die für den europäischen Kraftwerkspark typisch sind. Um die Altersstruktur und die unterschiedlichen Kosten für den Transport der Primärenergie an den Kraftwerksstandorten zu erfassen, werden die Wirkungsgrade entsprechend gestreut. In Figur 34 ist exemplarisch der sich für das deutsche Erzeugungssystem im Jahr 2000 ergebende Verlauf der Grenzkosten dargestellt. Auf Grund der Größe des Erzeugungssystems ist es möglich, Kraftwerksausfälle durch Multiplikation der installierten Blockleistung mit der Verlässlichkeit

keit der jeweiligen Kraftwerkstechnologie zu modellieren. Entsprechend wurde die auf Grund von Revisionen niedrigere Verfügbarkeit der Kraftwerke in den Sommermonaten berücksichtigt.



Figur 34: Modellierter Verlauf der Grenzkosten im Jahr 2000 in Deutschland

Der Bedarf an Primärregelreserve in den jeweiligen Ländern wird direkt den dafür eingesetzten Grundlastblöcken bzw. in der Schweiz den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken zugeordnet, wobei das in positiver und negativer Regelrichtung symmetrische Primärregelband von den Leistungsgrenzen der an der Regelung beteiligten Kraftwerke abgezogen wird. Außerdem trägt jeder reservefähige Block im Betrieb mit seiner Differenz zwischen der maximalen und der aktuellen Leistung zur positiven Sekundär- und Tertiärregelreserve bei. Eine besondere Bedeutung zur Reservebereitstellung kommt schnellstartbaren Blöcken wie beispielsweise Gasturbinen zu. Da diese Kraftwerke, wie hydraulische Kraftwerke, auch im Stillstand tertiärregelreservefähig sind, wird dies im Verfahren entsprechend erfasst.

Reservebereitstellung von thermischen Blöcken

Die Ermittlung der Einschaltentscheidungen der thermischen Blöcke wird mit Hilfe der Dynamischen Programmierung (Neumann 1992) durchgeführt. Dabei werden der Betriebsmodus (Stillstand, regelfähiger Betrieb, Anfahrt) und die Verweildauer in diesem Modus berücksichtigt. Somit können die genannten technischen Einschränkungen erfasst werden.

Ermittlung von Einschaltentscheidungen thermischer Blöcken

7.2.6 Windenergieeinspeisung

Modellierung von prognostizierter und Ist-Einspeisung aus WEA

Für die Modellierung der Windenergieanlagen (WEA) müssen die beiden in Abschnitt 7.1 diskutierten Simulationsstufen unterschieden werden. In der ersten Stufe wird der typische Verlauf einer Vortagsprognose simuliert und im Verfahren als fester Beitrag zur Deckung der Nachfrage der Endverbraucher (Fahrplanenergie) berücksichtigt.

In der anschließenden zweiten Simulationsstufe wird anhand des Prognosefehlers, d. h. der Differenz aus der Prognose und der Ist-Einspeisung der WEA, der Einsatz der Sekundär- und Tertiärregelreserve bestimmt. Dieser muss dann durch die reservefähigen Kraftwerke, wie Wasserkraftwerke, schnellstartbare Gasturbinen oder im regelfähigen Betrieb befindliche Blöcke, gedeckt werden.

7.2.7 Nachfrage Endverbraucher und Reservebedarf

Modellierung von prognostizierter und Ist-Nachfrage von Fahrplanenergie und Reserve

Die prognostizierte elektrische Last, d. h. die Nachfrage der Endverbraucher in den einzelnen Ländern, wird im Rahmen der ersten Simulationsstufe als Zeitreihe für Fahrplanlieferungen modelliert. Außerdem müssen die vorzuhaltende Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve, die nach dem Vorgehen in Kapitel 6 bestimmt und für das Optimierungsverfahren als Eingangsgrößen vorgegeben werden, als Regelleistungsbänder für jedes Land mit berücksichtigt werden.

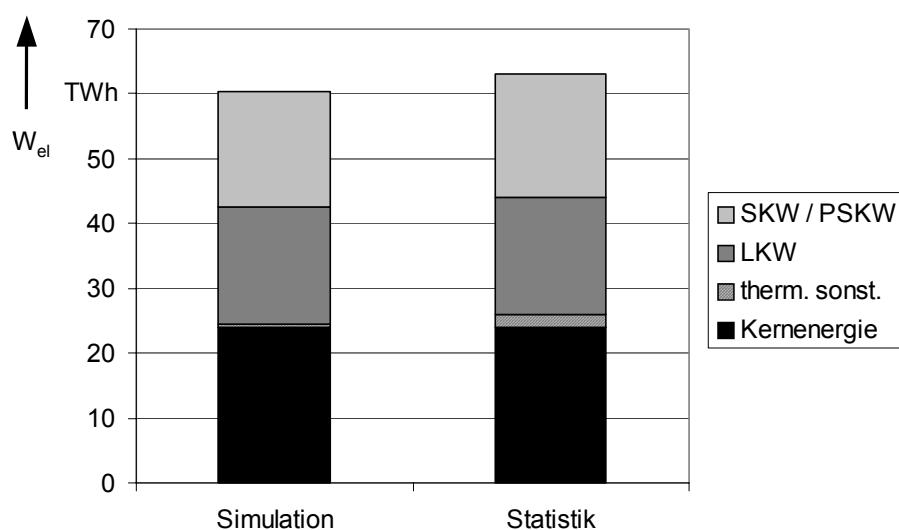
In der zweiten Simulationsstufe wird der Einsatz an Regelenergie bestimmt. Analog zum Prognosefehler bei der Einspeisung aus WEA kann für die Endverbraucherlast ein Prognosefehler durch einen Vergleich der Prognosewerte mit Ist-Werten bestimmt werden. Die Summe aus Wind- und Lastprognosefehlern bestimmt letztlich die Höhe des gesamten Regelenergieeinsatzes.

7.3 Energieeinsatz im Jahr 2000

Kalibrierung des Modells anhand des Ausgangsjahrs 2000

Grundlage der Untersuchungen ist es zunächst, das Modell bezüglich der in den verschiedenen Erzeugungstechnologien verfügbaren Kraftwerksleistungen, der Nachfrage sowie den Übertragungskapazitäten für das Ausgangsjahr 2000 zu kalibrieren. Dazu wurde für das in Kapitel 5 aufgestellte Datenmodell eine Simulation des Kraft-

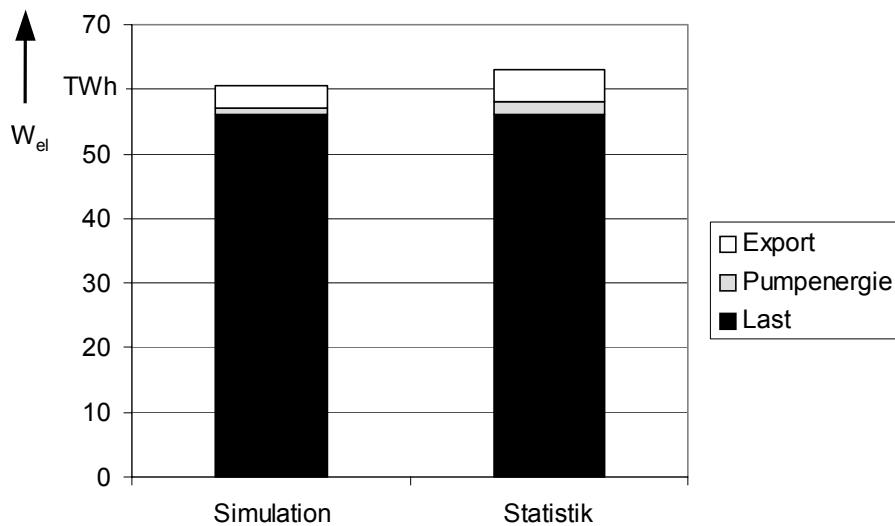
werkseinsatzes unter Berücksichtigung der vorzuhaltenden Reserve und der eingeschränkten Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern durchgeführt. Der sich dabei in den einzelnen Ländern ergebende Energieeinsatz und der Austausch zwischen ihnen wurde dann den statistischen Erhebungen ebenfalls aus Kapitel 5 gegenübergestellt. Durch Vergleich der in den voll ausgelasteten Grundlastblöcken erzeugten elektrischen Energie mit der Statistik konnte die tatsächliche Verfügbarkeit thermischer Blöcke bestimmt werden.



Figur 35: Primärenergieeinsatz zur Erzeugung elektrischer Energie im Jahr 2000 in der Schweiz

Figur 35 zeigt die Aufschlüsselung der in der Schweiz erzeugten elektrischen Energie nach Primärenergien. Dem gegenüber steht der in Figur 36 aufgeschlüsselte Verbrauch elektrischer Energie, unterteilt in die Nachfrage der Endverbraucher (Last), die zum Pumpen benötigte und die aus der Schweiz exportierte Energie. Die linke Säule zeigt dabei jeweils das Ergebnis der Simulation des Kraftwerkseinsatzes, die rechte die Auswertung der Energie Schweiz 2000.

Vergleich der Ergebnisse der Simulationsrechnungen mit statistischen Zahlen für die Schweiz



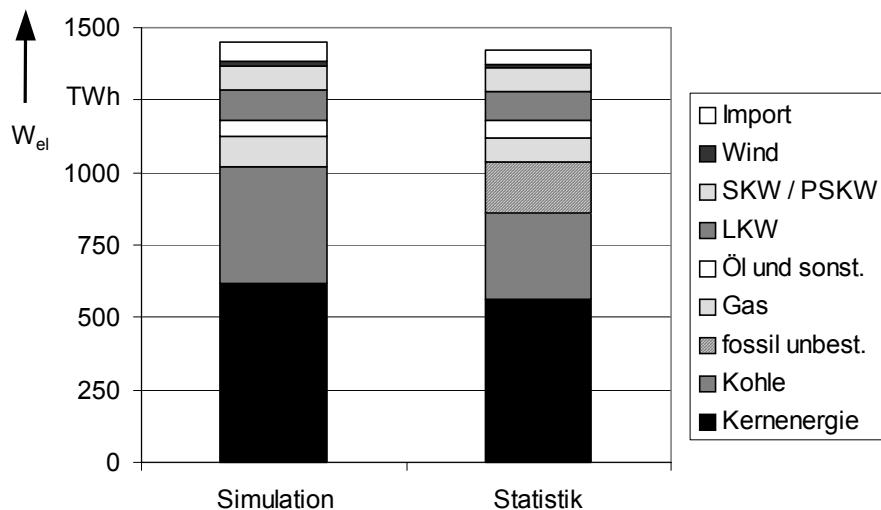
Figur 36: Aufschlüsselung des Verbrauchs elektrischer Energie im Jahr 2000 in der Schweiz

Während der in Kern- und Laufkraftwerken erzeugte Anteil an elektrischer Energie in Simulation und Statistik praktisch identisch ist, zeigt sich in der Simulation eine deutlich geringere Arbeitsauslastung der sonstigen thermischen Kraftwerke. Darunter fallen Kehrichtverbrennungs- und Wärmekraftanlagen deren Einsatz durch externe Faktoren vorgegeben ist, was im Rahmen der Simulationen in Ermangelung der zugehörigen Daten vernachlässigt wurde. Folge davon ist wiederum ein leichter Rückgang der exportierten elektrischen Energie. Ihre Höhe wird in der Simulation genauso wie der Einsatz der Pumpspeicherwerkwerke durch die Höhe der Grenzkosten bestimmt und kann insofern von den in der Statistik ausgewiesenen Werten abweichen. Außerdem liegen der Simulation nicht die Zuflüsse des Jahres 2000 zu Grunde, sondern im Hinblick auf eine Fortschreibung auf die zukünftige Entwicklung das langjährige Mittel. Auch für die Berechnung der Verteilung der Zuflüsse auf Sommer und Winter wurde das aus der Schweizer Elektrizitätsstatistik (BFE 2002) entnommene langjährige Mittel herangezogen.

Vergleich der Ergebnisse der Simulationsrechnungen mit statistischen Zahlen für die Nachbarländer der Schweiz

Der Einsatz des schweizerischen Kraftwerksparks ist eng verflochten mit dem Angebot an elektrischer Energie und der Nachfrage im benachbarten Ausland. In Figur 37 ist daher die Summe der in den Ländern Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich erzeugten elekt-

rischen Energie nach Primärenergien aufgeschlüsselt. Die zugehörige Aufschlüsselung des Verbrauchs findet sich in Figur 38. Die Exporte und Importe der einzelnen Länder wurden nicht saldiert, sondern im Erzeugungs- bzw. Verbrauchsdiagramm getrennt aufgeführt.



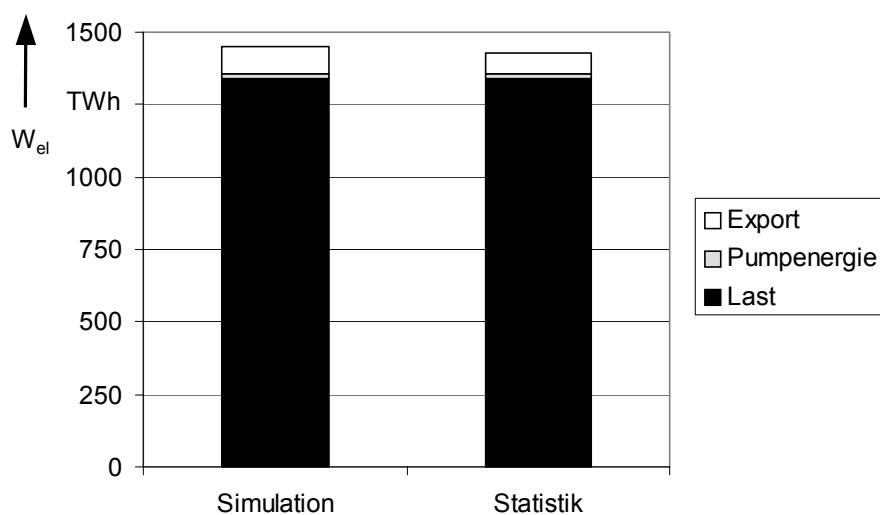
Figur 37: Primärenergieeinsatz zur Erzeugung elektrischer Energie im Jahr 2000 in den Nachbarländern der Schweiz⁵⁸

Auffällig ist vor allem eine stärkere Arbeitsauslastung der thermischen Grundlastkraftwerke zu Lasten von Blöcken mit höheren Grenzkosten. So werden in der Modellrechnung auch die französischen Kernkraftwerke praktisch durchgehend mit der vollen Bemessungsleistung gefahren, während die Statistik für Frankreich einen nicht näher aufgeschlüsselten Einsatz sonstiger fossiler Kraftwerke aufweist. In den anderen Ländern gibt es eine entsprechende Verschiebung des Primärenergieeinsatzes von Öl und Gas zugunsten von Steinkohle. Diese Verschiebungen des Kraftwerkseinsatzes gehen einher mit einem stärkeren internationalen Austausch, wie an den im Vergleich zur Statistik höheren Import- und Exportenergien zu erkennen ist. Ursachen

Abweichungen von statistischen Werten beispielsweise durch vertragliche Bindungen oder Wärmeauskopplung

⁵⁸ Die Kategorie „fossil unbest.“ umfasst die gesamte in Frankreich aus fossilen Primärenergieträgern erzeugte elektrische Energie, sowie jene in Italien in so genannten Multifuel-Kraftwerken erzeugte elektrische Energie, sofern sie sich auf Grund der verfügbaren Statistiken nicht eindeutig den jeweils eingesetzten Primärenergien zuordnen ließ.

che hierfür ist die sich in der Statistik widerspiegelnde Unvollkommenheit des Marktes. In der Realität ist der Einsatz zahlreicher Kraftwerke beispielsweise durch Wärmeauskopplung oder Primärenergiebezugsverträge mit Mengenvorgaben zwangsbestimmt. Besondere Bedeutung kommt den so genannten Take-or-Pay-Verträgen für Erdgas zu. Folge dieser Verträge ist, dass viele Kraftwerksbetreiber ihre Gasblöcke regelmäßig in Zwangseinsatz nehmen um die Mindestmenge abzufahren, während in der Simulationsrechnung Gasblöcke auf Grund ihrer höheren Grenzkosten erst dann zum Einsatz kommen, wenn sämtliche Steinkohlekraftwerke ausgelastet sind oder wenn es sich nicht lohnt, einen der weniger flexiblen Steinkohleblöcke anzufahren. Ein Vergleich des simulierten hydraulischen Einsatzes mit der Statistik weist nur sehr geringe Differenzen auf.



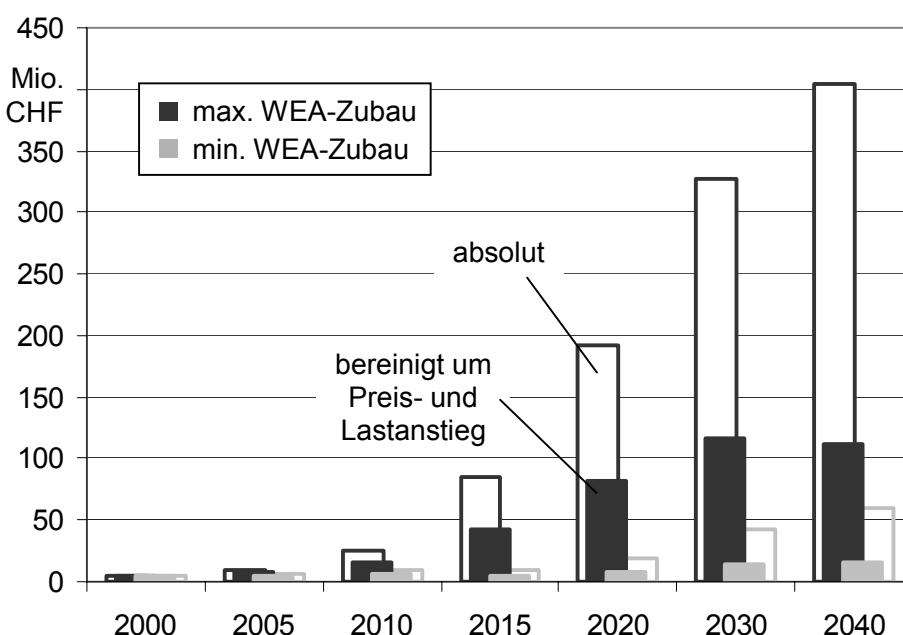
Figur 38: Aufschlüsselung des Verbrauchs elektrischer Energie im Jahr 2000 in den Nachbarländern der Schweiz

7.4 Bewertung der Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt

7.4.1 Entwicklung des Kostenvorteils bis 2040

Zielsetzung dieses Abschnitts ist es, den Vorteil einer Beteiligung der schweizerischen Wasserkraftwerke am internationalen Regelenergiemarkt zu bewerten. Dabei wird von den beiden in Kapitel 5 durch Auswertung von Prognosestudien abgeleiteten Szenarien und dem sich nach Kapitel 6 ergebenden Bedarf an Regelleistung ausgegangen. Da die Investitionsentscheidungen damit vorgegeben sind, beschränken sich die nachfolgenden Untersuchungen auf die im Rahmen der unterschiedlichen Einsatzstrategien variablen Kosten. Für jedes der betrachteten Jahre und beide WEA-Zubauszenarien wurde der Kraftwerkseinsatz und -betrieb mit und ohne Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt gemäß Abschnitt 7.1 simuliert. Die sich dabei ergebende absolute Differenz der Gesamtkosten ist in Figur 39 durch die unausgefüllten Säulen dargestellt. Sie kann als Abschätzung der durch Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt zusätzlich realisierbaren Erlöse angesehen werden.

Untersuchung des Vorteils einer Beteiligung der schweizerischen Wasserkraft am internationalen Regelenergiemarkt



Figur 39: Kostenvorteil durch Beteiligung der schweizerischen Wasserkraftwerke am internationalen Regelenergiemarkt

Vorteil der Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt in den ersten Jahren gering

Im Szenario mit minimalem WEA-Zubau und in den ersten Jahren des Szenarios mit maximalem WEA-Zubau ist der Kostenvorteil durch eine Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt sehr gering. Ursache dafür ist die Annahme, dass die Nachbarländer der Schweiz nicht nur Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelreserve haben, sondern diese genauso grenzüberschreitend bereitstellen können. In einem vollkommenen Markt ergibt sich aber nur dann ein Kostenvorteil, wenn der Bedarf an Regelleistung die ohne Zusatzkosten in schnellstartbaren thermischen Blöcken, Speicher- und Pumpspeicherwerkwerken verfügbare Leistung übersteigt. Insgesamt sind in diesen Ländern allein 48 GW Leistung in Speicher- und Pumpspeicherwerkwerken verfügbar, die somit in Konkurrenz zu den gut 9 GW der schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherwerkwerke stehen.

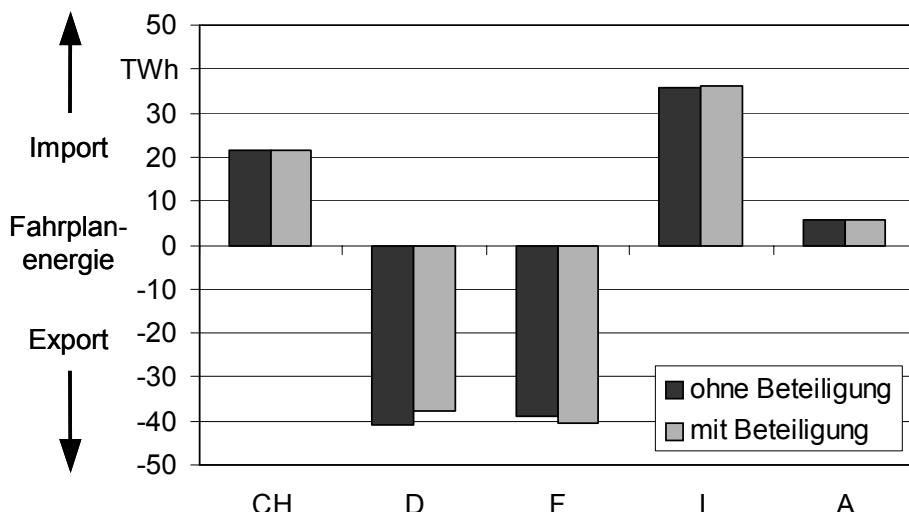
Exponentieller Anstieg des Kostenvorteils

Der absolute Kostenvorteil steigt in den darauf folgenden Jahren exponentiell an und erreicht im Jahr 2040 bei maximalem WEA-Zubau einen Wert von über 400 Mio. CHF. Diese Entwicklung muss vor dem Hintergrund gesehen werden, dass bis zum Jahr 2040 die Gesamtkosten zur Deckung der Nachfrage in den betrachteten Ländern auf den vierfachen Wert gegenüber dem Ausgangsjahr 2000 ansteigen. Wie zusätzliche Untersuchungen ergaben, ist dieser Anstieg zu nahezu gleichen Teilen auf den Anstieg der Last und der Primärenergiepreise zurückzuführen. In Figur 39 wurde daher zusätzlich der um den Last- und Preisanstieg bereinigte, d. h. auf das Ausgangsjahr 2000 bezogene, Kostenvorteil eingetragen. Auch dieser steigt auf Grund des zunehmenden internationalen Bedarfs an Regelleistung bis 2030 deutlich an, fällt dann aber wieder leicht ab. Ursache dafür ist die starke Verschiebung der zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergien zugunsten von Gas (vgl. Anhang A-2 und der dazu proportional angenommene Anteil an schnellstartbaren Gasturbinen, die bei der Vorhaltung von Regelleistung mit den Wasserkraftwerken konkurrieren. Außerdem macht sich in den späteren Jahren eine zunehmende Importabhängigkeit der Schweiz bemerkbar, die sich aus einem durchschnittlichen Lastanstieg von 1,3 % pro Jahr (vgl. Tabelle 16) bei gleichzeitigem Rückgang der installierten Kraftwerksleistung ab 2030 und stärkerer Auslastung des Übertragungsnetzes ergibt.

7.4.2 Änderung des grenzüberschreitenden Austauschs

Die Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt hat beachtliche Auswirkungen auf die Höhe der Grenzkosten in den Nachbarländern und damit die Auslastung des grenzüberschreitenden Übertragungsnetzes. Zur Veranschaulichung wurde in Figur 40 exemplarisch für das Jahr 2020 und maximalen WEA-Zubau die im Saldo in den einzelnen Ländern importierte bzw. exportierte Fahrplanenergie den Importen bzw. Exporten ohne Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt gegenübergestellt. Figur 41 zeigt entsprechend die im Saldo grenzüberschreitend vorgehaltene Regelleistung.

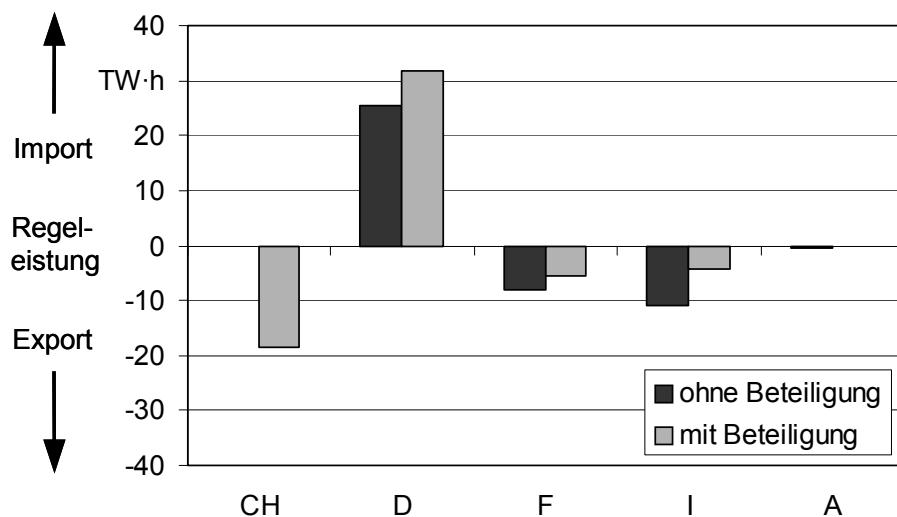
Änderung der grenzüberschreitenden Fahrplanenergielieferungen durch Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt



Figur 40: Grenzüberschreitende Fahrplanenergielieferungen im Jahr 2020 ohne und mit Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt (max. WEA-Zubau)

Während die Schweiz im Jahr 2000 noch Fahrplanenergie exportierte (vgl. Figur 36) wird erwartet, dass sie – wie bereits am Ende der vorangegangenen Abschnitts diskutiert – in späteren Jahren auf Importe angewiesen sein wird. Deutschland hat im Jahr 2020 als Exporteur zu Frankreich aufgeschlossen, während Italien nach wie vor Fahrplanenergie importiert und Österreich einen weitgehend ausgeglichenen Saldo aufweist. Demgegenüber führt die Minimierung der Gesamtkosten dazu, dass Deutschland auf Grund seines hohen Bedarfs an Regelleistung diese aus den Nachbarländern importiert, während die

Nachbarländer im Saldo ihren Eigenbedarf selbst decken können (Figur 41).



Figur 41: Grenzüberschreitende Regelleistungsvorhaltung im Jahr 2020 ohne und mit Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt (max. WEA-Zubau)⁵⁹

Änderung der grenzüberschreitenden Regelleistungsvorhaltung durch Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt

Der Bedarf der Schweiz an Sekundär- und Tertiärregelleistung zum Ausgleich von Kraftwerksausfällen, Last- und Windprognosefehlern wird für das Jahr 2020 auf 8 TW·h geschätzt.⁵⁹ Durch Eintritt in den internationalen Regelenergiemarkt halten die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im Saldo zusätzlich über 18 TW·h Regelleistung auf Kosten von Frankreich und Italien für Deutschland vor (Figur 41). Dafür kann Deutschland thermische Blöcke vom Netz nehmen, die zur Vorhaltung von Regelleistung im unwirtschaftlichen Teillastbetrieb gefahren wurden. Die in Italien für Deutschland vorgehaltene Reserve muss im Fall ihres Abrufs durch die Schweiz geleitet werden.

⁵⁹ Bei der Wertangabe in TW·h handelt es sich um die vorgehaltene Regelleistung multipliziert mit der Dauer ihrer Vorhaltung und aufsummiert über das Jahr.

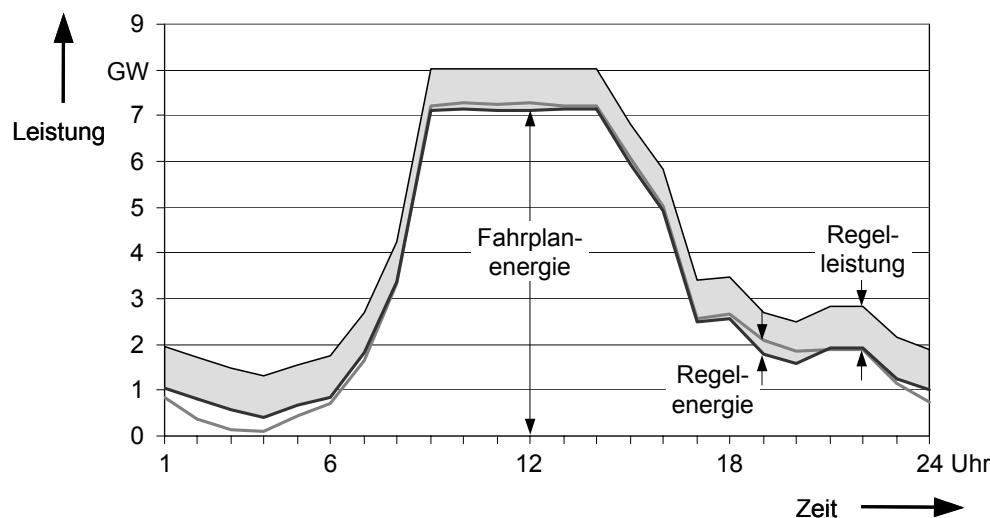
Durch den Rückgang der in Frankreich für Deutschland bereitgestellten Reserve werden außerdem Übertragungskapazitäten für Fahrplanlieferungen frei. Wie Figur 40 zu entnehmen, kommt es dadurch im Saldo zu einer Verringerung der Exporte in Deutschland und zu einem Anstieg in Frankreich. Die sonstigen Verschiebungen bei der grenzüberschreitenden Bereitstellung von Fahrplanenergie sind von untergeordneter Bedeutung.

*Kopplung von
grenzüberschreiten-
der Regelleistungs-
vorhaltung und
Fahrplanengieraus-
tauschs*

7.4.3 Änderung des Kraftwerkseinsatzes

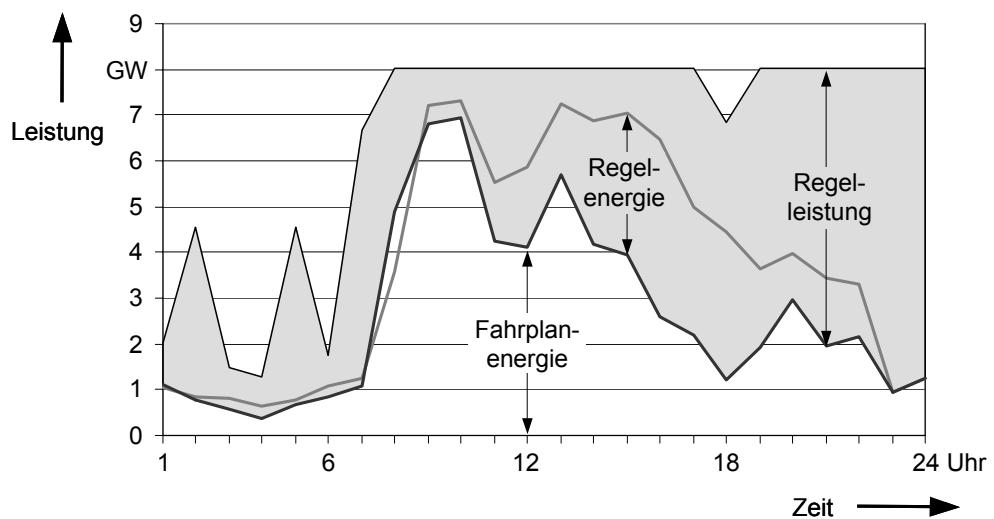
Die Änderung des Einsatzes der schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke durch Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt soll in diesem Abschnitt exemplarisch an einem Werktag im Frühling des Jahres 2020 veranschaulicht werden. In Figur 42 ist der sich aus der ersten Simulationsstufe ergebende Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Fahrplanenergie (schwarze Linie) sowie zur Vorhaltung des Inlandsbedarfs an Sekundär- und Tertiärregelleistung (graue Fläche) eingezeichnet. Zusätzlich zeigt die graue Linie den sich nach Addition bzw. Subtraktion der Regelenergie von der Last in der zweiten Simulationsstufe tatsächlich ergebenden Kraftwerksbetrieb.

*Einsatz der schwei-
zerischen Wasser-
kraftwerke durch
internationale Re-
gelenergiemarktteil-
nahme beeinflusst*



Figur 42: *Einsatz der schweizerischen SKW und PSKW an einem Werktag im Frühling 2020 ohne Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt*

Deutlich zu sehen ist die Ausrichtung der in den Becken verfügbaren potentiellen hydraulischen Energie auf die Hochlaststunden zwischen 9:00 Uhr und 15:00 Uhr. In diesen Stunden wird die gesamte nach Abzug der vorzuhaltenden Regelleistung noch verfügbare Kraftwerksleistung zum Turbinieren genutzt. Dafür kommt es in den Nachtstunden zu hohen Importen von günstiger Fahrplanenergie aus deutschen und französischen Grundlastblöcken. Der Regelenergiebedarf zur Deckung des Last- und Windprognosefehlers in der Schweiz ist an diesem Tag relativ gering. In den Nachstunden kam es zu einer leichten Überschätzung des Bedarfs, mittags und in den Abendstunden zu einem geringen Bedarf an positiver Regelenergie.



Figur 43: Einsatz der schweizerischen SKW und PSKW an einem Werktag im Frühling 2020 mit Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt (max. WEA-Zubau)

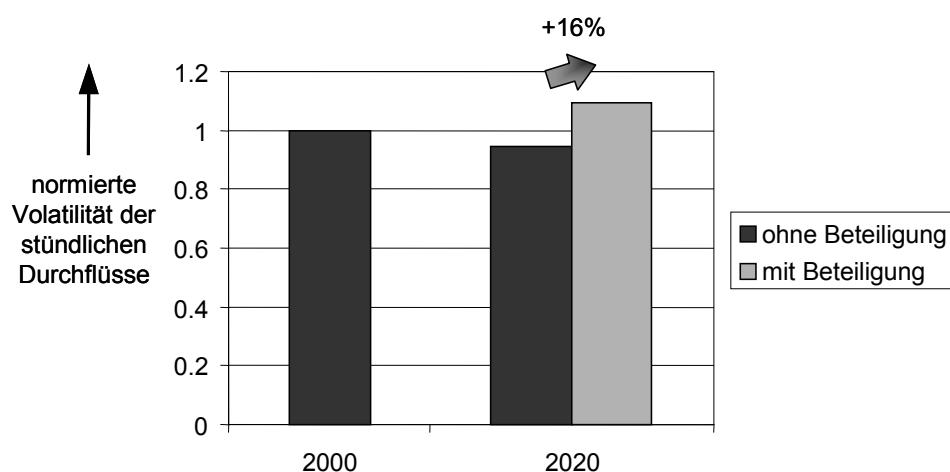
Verlagerung von Fahrplanlieferungen hin zu Regelleistungsbereitstellung

Während die Windprognose für die Morgenstunden des ausgewählten Tages relativ gering ist, wird für die zweite Tageshälfte in Deutschland eine Windenergieeinspeisung von über 12 GW erwartet. Dementsprechend hoch ist der Bedarf an Regelleistung, der zu dem in Figur 43 gezeigten Einsatz der schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt führt. Auffällig ist vor allem die Verringerung der Fahrplanenergielieferungen am Nachmittag, wodurch Kraftwerkskapazitäten frei werden und damit die Vermarktung zusätzlicher Regelleistung möglich wird. Die für Deutschland prognostizierte Wind-

energie fällt letztlich deutlich geringer aus. Das daraus resultierende Defizit führte am Nachmittag des betrachteten Tages zu Regelenergielieferungen von bis zu 4 GW aus der Schweiz.

7.4.4 Auswirkungen auf die Schwall- und Sunkproblematik

Im folgenden sollen die Auswirkungen der Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt auf die in Abschnitt 4.2.2 diskutierte Schwall- und Sunkproblematik, d. h. starke und schnelle Abflusschwankungen abgeschätzt werden. Da es bisher keine allgemein anerkannte Definition für diese Größe gibt, wurde für die Durchflüsse sämtlicher Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke die so genannte Volatilität, die Standardabweichung der stündlichen Änderungen, berechnet. Figur 44 zeigt diesen Wert einerseits für das Ausgangsjahr 2000, andererseits für das Jahr 2020 ohne und mit Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt.



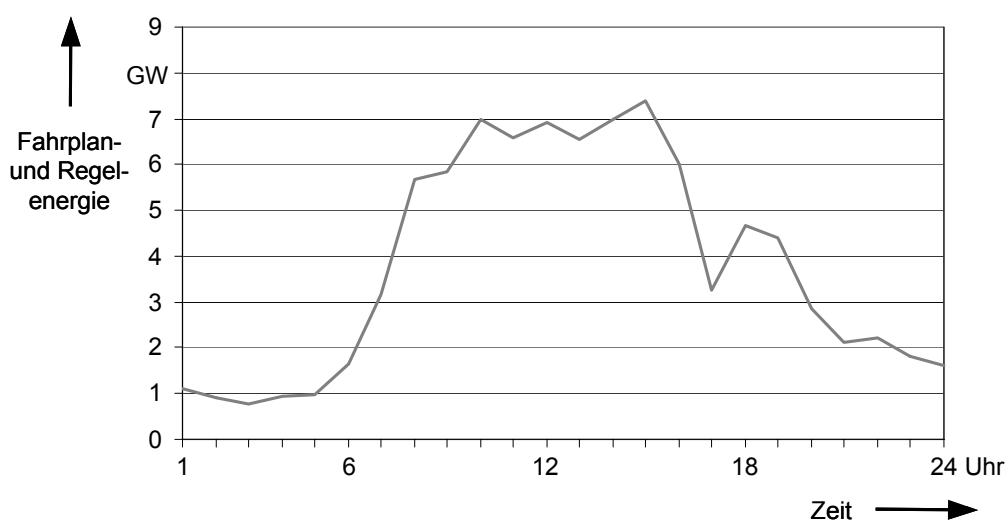
Figur 44: Änderung des Schwalls in den schweizerischen SKW und PSKW gegenüber dem Ausgangsjahr und durch Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt (max. WEA-Zubau)

Als erstes fällt bei Beschränkung auf den nationalen Regelenergiemarkt ein leichter Rückgang gegenüber dem Ausgangsjahr 2000 auf. Dies lässt sich auf die bereits diskutierte zunehmende Importabhängigkeit der Schweiz und der damit einhergehenden Verschiebung des

internationalen Kraftwerkseinsatzes bei zunehmender Netzauslastung zurückführen. Während im Jahr 2000 die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke während des gesamten Tagesverlaufs der Last nachgeführt werden (Figur 45), führt die Konzentration der verfügbaren Wassermenge im Jahr 2020 zu einem kontinuierlichen Betrieb zur Hochlastzeit mit der nach Abzug der vorzuhaltenden Regelleistung noch verfügbaren Kraftwerksleistung (Figur 42). Die Nachführung der Last wird in den Spitzenstunden durch Importe bzw. thermische Kraftwerke übernommen. Daraus ergibt sich eine geringere Änderungsgeschwindigkeit der Durchflüsse bzw. ein Rückgang ihrer Volatilität.

Beteiligung der schweizerischen Wasserkraft am internationalen Regelenergiemarkt erhöht tendenziell den Schwall

Beteiligen sich hingegen die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke am internationalen Regelenergiemarkt, so nimmt die Änderungsgeschwindigkeit der Durchflüsse wieder um 16 % zu (Figur 44). Dies wird leicht verständlich, wenn der in Figur 43 als graue Linie eingezeichnete sich tatsächlich einstellende Kraftwerksbetrieb mit dem ohne Beteiligung in Figur 42 verglichen wird. Hier machen sich die Fluktuationen der Windenergieeinspeisung direkt bemerkbar. Andererseits beträgt der Anstieg der Volatilität gegenüber dem Ausgangsjahr 2000 auf Grund der Verschiebungen des internationalen Kraftwerkseinsatzes nur 9 %. Dabei werden möglicherweise bereits vorhandene Ausgleichsmaßnahmen, wie Rückhaltebecken vernachlässigt. Ihre Auswirkungen können nur im Rahmen von Einzeluntersuchungen unter genauer Ortskenntnis bewertet werden.



Figur 45: Einsatz der schweiz. SKW und PSKW an einem Werktag im Frühling 2000

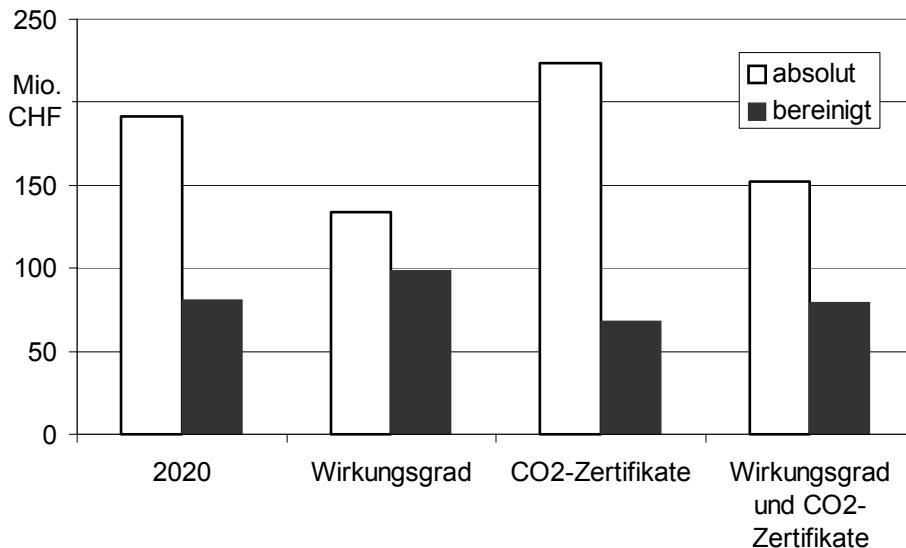
7.5 Sensitivitätsuntersuchungen

Wie in Abschnitt 5.4 gezeigt, unterliegen die betrachteten Szenarien einer Reihe von Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Entwicklung der europäischen Stromversorgung. Um trotzdem zu belastbaren Aussagen zu kommen, soll dieser Abschnitt die Sensitivität der Simulationsergebnisse gegenüber den in Figur 19 aufgeführten und bezüglich ihrer relevanten Wirkung zusammengefassten Einflussfaktoren aufzeigen. Exemplarisch werden, wie in Abschnitt 5.4 diskutiert, alle Sensitivitätsanalysen auf das Jahr 2020 und maximalen WEA-Zubau bezogen.

*Untersuchung der
Sensitivitäten der
Ergebnisse für das
Jahr 2020*

7.5.1 Einfluss von Wirkungsgrad, Primärenergiepreisen und CO₂-Zertifikaten

Die Unsicherheit bezüglich der Steigerung der Wirkungsgrade thermischer Kraftwerke, der Entwicklung der Primärenergiepreise und der Einführung von CO₂-Zertifikaten hat letztlich eine Änderung der effektiven variablen Stromerzeugungskosten der verschiedenen Kraftwerkstypen zur Folge. Im Rahmen der Studie wurden daher gemäß Abschnitt 5.4.2 drei mögliche Varianten ausgewählt, die jeweils für eine Reihe möglicher Entwicklungen stehen: Steigerung des durchschnittlichen Wirkungsgrads, Einführung von CO₂-Zertifikaten und die Kombination aus beidem. Der absolute, sowie der um Primärenergiepreis- und Lastanstieg bereinigte Kostenvorteil durch Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt ist für die drei Varianten in Figur 46 zu finden. Ganz links ist außerdem der Bezugsfall, d. h. der Kostenvorteil im Jahr 2020 bei maximalem WEA-Zubau eingezeichnet. Die Sensitivität der Ergebnisse ergibt sich durch Vergleich der Säulen untereinander.



Figur 46: Sensitivität des Kostenvorteils durch Beteiligung der schweizerischen Wasserkraft am internationalen Regelenergiemarkt bezüglich Wirkungsgrad, Primärenergiepreisen und CO₂-Zertifikaten (2020 und max. WEA-Zubau)

Auswirkung von Wirkungsgradsteigerungen auf Beteiligung der Schweiz am internat. Regelenergiemarkt

Bei einer Steigerung des Wirkungsgrads thermischer Kraftwerke kann eine Senkung der Erzeugungskosten des Gesamtsystems beobachtet werden. Dabei sinken die Erzeugungskosten in Gaskraftwerken überproportional stark, da hier durch die Einführung moderner Kom-biblöcke noch erhebliches Potential bei der Steigerung des durchschnittlichen Wirkungsgrades gesehen wird. Geprägt durch diese Entwicklung sinkt auch der absolute Vorteil einer Beteiligung der schweizerischen Wasserkraft, wie im weiß ausgefüllten Balken in Figur 46 zu sehen ist.

Auswirkung der Einführung von CO₂-Zertifikaten

Die Einführung von CO₂-Zertifikaten hat dagegen eine Erhöhung der Erzeugungskosten für den gesamten fossilen Erzeugungspark zur Folge, da zu den Primärenergiekosten die Emissionskosten treten. Dabei steigen die Erzeugungskosten für steinkohlegefeuerte Blöcke überproportional, die für Braunkohleblöcke am stärksten. In der Kostenrangfolge ergibt sich dadurch eine Umkehr derart, dass Steinkohlekraftwerke nun leicht geringere Erzeugungskosten aufweisen als Braunkohlekraftwerke. Durch die Steigerung des Gesamtkostenniveaus erhöht sich auch der absolute Kostenvorteil für die schweizerische Wasserkraft.

Kommt es zu der angenommenen Wirkungsgradsteigerung bei gleichzeitiger Einführung von CO₂-Zertifikaten, so liegen die Erzeugungskosten von Braunkohle-, Steinkohle- sowie Gaskraftwerken auf nahezu gleichem Niveau. Ursache dafür ist, dass durch die Effizienzsteigerung zugleich Primärenergie- und Emissionskosten eingespart werden können. Die Höhe der sich ergebenden Gesamtkosten kann durch Überlagerung der vorherigen Sensitivitätsanalysen erklärt werden. Entsprechend liegt der in Figur 46 rechts eingezeichnete absolute Kostenvorteil zwischen den sich durch Wirkungsgradsteigerung bzw. die Einführung von CO₂-Zertifikaten ergebenden Vorteilen.

Überlagerung von Wirkungsgradsteigerungen und der Einführung von CO₂-Zertifikaten

Die aus den Wirkungsgradsteigerungen, der Entwicklung der Primärenergiepreise bzw. der Einführung von CO₂-Zertifikaten resultierende Änderung der relativen Grenzkostenhöhe thermischer Kraftwerke führt zu einer Verschiebung der Überlappung der einzelnen Technologien bis hin zu einer Umkehrung der Kostenrangfolge. Dadurch kommt es im Gesamtsystem zu einer Reihe sich überlagernder zeitlicher und räumlicher Effekte, mit zahlreichen Mit- und Gegenkopplungen, die sich nicht immer auflösen lassen. Beispielsweise ändert sich der von den Grenzkosten bestimmte Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken oder die Auslastung des Übertragungsnetzes. Dies führt dazu, dass der um Preisänderungen bereinigte Vorteil bei der Steigerung des Wirkungsgrades thermischer Kraftwerke zunimmt, während er bei Einführung von Emissionskosten abnimmt.

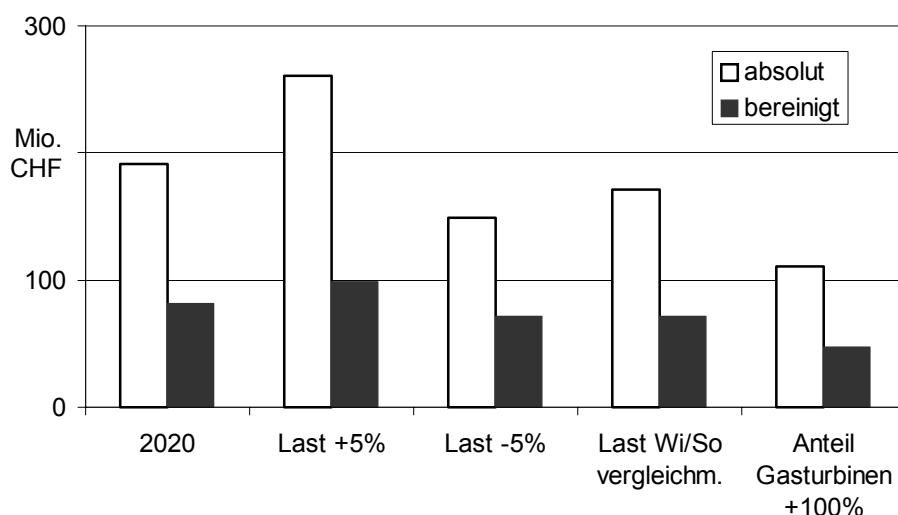
Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der sich aus einer Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt ergebende Kostenvorteil gegenüber den angenommenen erheblichen Verschiebungen im Kostengerüst des Systems relativ robust ist.

Kostenvorteil bei Beteiligung der schweizerischen Wasserkraft am internat. Regelenergiemarkt robust

7.5.2 Einfluss von Kraftwerkskapazitäten und Last

Mit Hilfe einer Variation der Nachfrage (Last) ist es möglich, eine Vielzahl von Einflussfaktoren abzudecken, wie beispielsweise die Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung im Verhältnis zur Last, der Ausstieg aus der Kernenergie oder die Zunahme dezentraler Erzeugung. Nach Abschnitt 5.4.3 können die unterschiedlichen Einflussfaktoren durch drei Varianten abgebildet werden: Erhöhung der Last um 5 %, Erniedrigung um 5 % und Vergleichmäßigung. Außerdem wurde die Sensitivität der Ergebnisse in Bezug auf einen höheren Anteil an schnellstartbaren Blöcken analysiert, die aufgrund

ihrer Einsatzflexibilität besonders zur Regelleistungsvorhaltung geeignet sind. Hierzu wurde eine Verdoppelung der Gasturbinenkapazität im Vergleich zum Bezugsjahr 2020 und zu Lasten von Gaskraftwerken angenommen.



Figur 47: Sensitivität des Kostenvorteils durch Beteiligung der schweizerischen Wasserkraft am internationalen Regelenergiemarkt bezüglich Kraftwerkskapazitäten und Lastentwicklung (2020 und max. WEA-Zubau)

Lastanstieg erhöht Kostenvorteil

Ein Anstieg der Last im Gesamtsystem bewirkt bei unverändertem Kraftwerkspark eine höhere Arbeitsauslastung der thermischen Kraftwerke, da die in hydraulischen Kraftwerken erzeugbare elektrische Energie durch die Höhe der Zuflüsse vorgegeben ist. Da wir uns damit auf der Grenzkostenkurve (vgl. Figur 34) weiter nach rechts bewegen, steigen die Gesamterzeugungskosten. Auf Grund des Skaleneffekts steigen damit der absolute und der um den Lastanstieg bereinigte Kostenvorteil durch Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt. Der entgegengesetzte Effekt kann für einen Lastrückgang beobachtet werden. Hier ist analog aus einer geringeren thermischen Gesamtproduktion ein geringerer Vorteil für die schweizerische Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zu beobachten.

Leichte Verringerung des Kostenvorteils durch saisonale Vergleichmäßigung der Last

Für die Variante „Vergleichmäßigung der Last“ wurde die Nachfrage im System über die Jahreszeiten ausgeglichen bei gleicher Jahresenergie und gleichbleibendem Tages- und Wochenprofil. Durch den Wegfall saisonaler Unterschiede ist zu erwarten, dass die bisher übli-

che Ausrichtung der Revisionen auf die Sommermonate zugunsten einer gleichmäßigen Verteilung über das Jahr geändert wird. Dies wurde in den Simulationsrechnungen entsprechend berücksichtigt und führt zu einer minimalen Verringerung des Kostenvorteils im Vergleich zum Bezugsfall 2020.

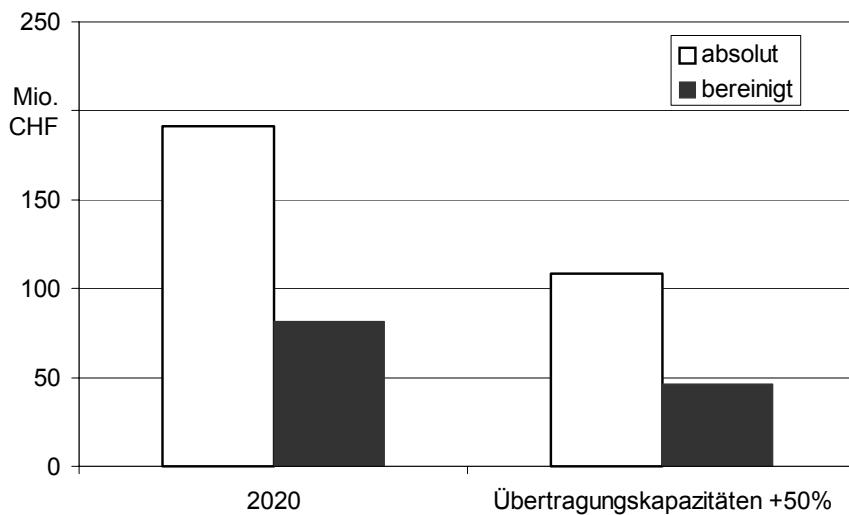
Durch eine Verdopplung der installierten Gasturbinenleistung steht dem Erzeugungspark wesentlich mehr Kapazität zur Verfügung, die im Stillstand reservefähig ist, d. h. ohne variable Kosten Regelleistung vorhalten kann. Auch wenn sich die Gesamtkosten nur unwesentlich gegenüber dem Bezugsfall 2020 ändern, so erhöht sich doch die Konkurrenz zu den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken der Schweiz. Dadurch sinkt die grenzüberschreitend vorgehaltene Regelleistung und sowohl absolut als auch bereinigt verringert sich der Kostenvorteil verglichen mit dem Bezugsfall 2020.

Erhöhung des Gasturbinenanteils bedeutet mehr Konkurrenz für die schweizerische Wasserkraft

7.5.3 Einfluss begrenzter Übertragungskapazitäten

Als letzte Sensitivitätsuntersuchung soll die Abhängigkeit des Kostenvorteils von einem möglichen Ausbau des Übertragungsnetzes analysiert werden. Dazu wurde die Kapazität sämtlicher Leitungen um 50 % erhöht (vgl. Abschnitt 5.4.4), was eine erhebliche Verringerung der im Bezugsfall 2020 auftretenden Engpässe zur Folge hat. Es ist nunmehr möglich, aus Ländern mit geringen Grenzkosten zusätzliche elektrische Energie oder Reserve in Länder mit vergleichsweise hohen Grenzkosten zu exportieren. Besonders auffällig ist der Anstieg der Exporte von Frankreich nach Italien. Die dadurch mögliche Substitution teurerer Kraftwerksblöcke führt zu einer Verringerung der Gesamterzeugungskosten. Da das Übertragungsnetz stärker ausgelastet ist, wenn die Schweiz sich nicht am internationalen Regelenergiemarkt beteiligt, führt in diesem Fall eine Erhöhung der Netzkapazitäten zu einer stärkeren Verringerung der Gesamtkosten als im Fall einer Beteiligung und damit zu einer Verringerung des Kostenvorteils im Vergleich zum Bezugsfall 2020 (vgl. Figur 48).

Ausbau des Übertragungsnetzes schmälert Kostenvorteil



Figur 48: Sensitivität des Kostenvorteils durch Beteiligung der schweizerischen Wasserkraft am internationalen Regelenergiemarkt bezüglich begrenzter Übertragungskapazitäten (2020 und max. WEA-Zubau)

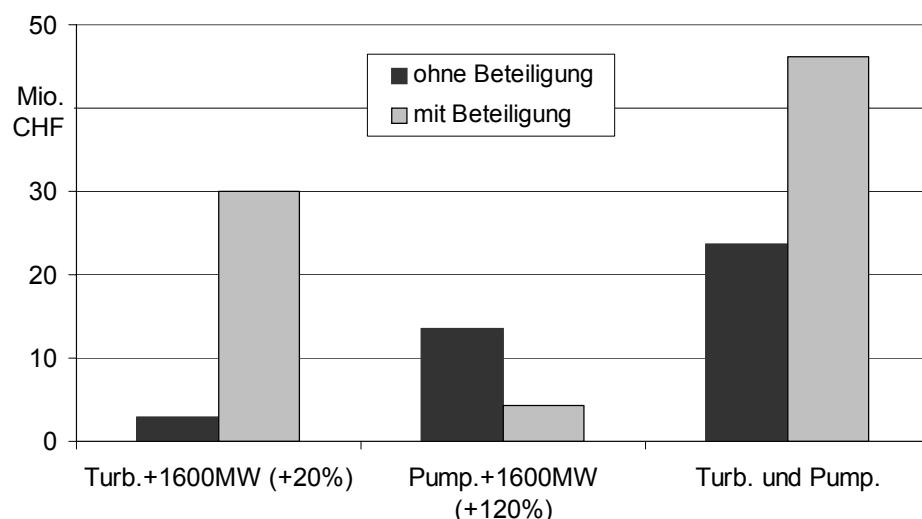
7.6 Bewertung von Ausbauvarianten für die schweizerische Wasserkraft

Bewertung des Ausbaus von Turbinen, Pumpen und Speicherbecken

Zur Bewertung der in Abschnitt 4.1 diskutierten Erneuerungs- und Erweiterungspotentiale der schweizerischen Wasserkraft wurden zusätzliche Simulationsrechnungen ohne und mit Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt durchgeführt. Die Untersuchungen erfolgten wie bei den Sensitivitätsuntersuchungen am Beispiel des Jahres 2020 und bei maximalem WEA-Zubau. Es ist aber davon auszugehen, dass die prinzipiellen Ergebnisse auch auf die anderen Jahre bzw. das Szenario mit minimalem WEA-Zubau übertragen werden können. Die verschiedenen Varianten wurden durch prozentualen Ausbau aller 59 Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke des betrachteten Samples modelliert, um so zu allgemeinen Aussagen zu gelangen, die nicht durch Sonderfälle verfälscht sind. Für eine belastbare Bewertung von konkreten Einzelprojekten wäre zudem eine über die summarische Verifikation, wie sie in Kapitel 7.3 erfolgte, hinausgehende Bestätigung der Eingangsdaten des Ausbauprojekts notwendig.

In einem ersten Schritt wurden die Speichervolumina sämtlicher Becken um 20 % erhöht. Die Simulationsrechnungen ergeben weder für den Fall ohne Beteiligung noch mit Beteiligung einen unter Berücksichtigung der Verfahrensgenauigkeit nennenswerten Kostenunterschied. Dabei muss berücksichtigt werden, dass es sich bei den meisten Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken des betrachteten Samples um Jahresspeicher handelt, deren Fassungsvermögen im Verhältnis zu den im Rahmen der Ausregelung von Prognosefehlern verschobenen Energien sehr groß ist. Eine Erhöhung der Speichervolumina lohnt sich demnach höchstens in Verbindung mit anderen Maßnahmen, wie der Fassung zusätzlicher Zuflüsse, was aber auf Grund gewässerökologischer Faktoren als oft unrealistisch eingestuft wird und insofern im Rahmen der Studie nicht weiter untersucht wurde.

Ausbau von Speicherbecken höchstens in Verbindung mit anderen Maßnahmen lohnenswert

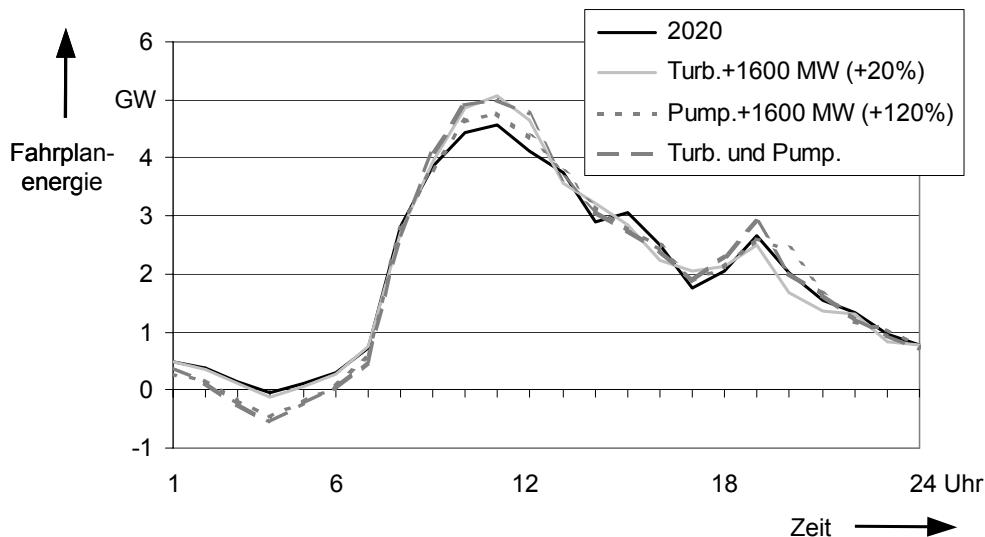


Figur 49: Kostenvorteil verschiedener Ausbauvarianten im Jahr 2020 ohne und mit Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (max. WEA-Zubau)

Neben dem Beckenausbau wurde die Erhöhung der Turbinen- und Pumpleistung simuliert. Die Turbinenleistung wurde dazu um 1600 MW erhöht, was in etwa 20 % der in der Schweiz installierten Turbinenleistung entspricht, die Pumpleistung um ebenfalls 1600 MW, was etwa 120 % der installierten Pumpleistung entspricht. Figur 49 zeigt die sich durch den Ausbau ergebenden Kostenvorteile ohne und mit Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt.

Synergien durch kombinierten Turbinen- und Pumpenausbau

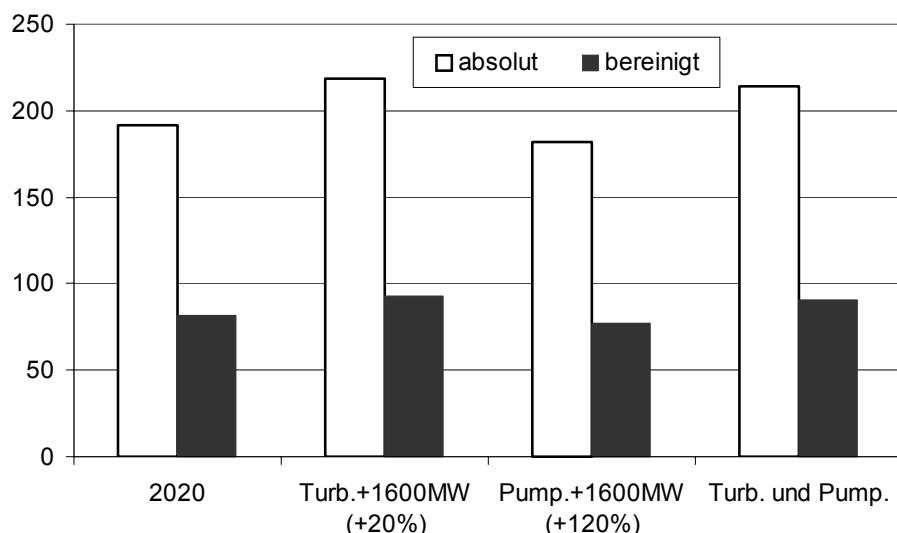
Für die Erhöhung der Turbinenleistung ergibt sich im Fall der Nichtbeteiligung ein nur sehr geringer Kostenvorteil, der im Fall der Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt mit 30 Mio. CHF aber deutlich höher ausfällt. Durch die Erhöhung der Turbinenleistung kann zusätzliche Regelleistung vermarktet werden, ohne dass dadurch wie bei rotierender thermischer Reserve variable Kosten anfallen würden. Der Ausbau der Pumpleistung lohnt sich hingegen mehr, wenn die Schweiz sich nicht am internationalen Regelenergiemarkt beteiligt. Offensichtlich lohnt sich für eine Beteiligung am Regelenergiemarkt die Installation zusätzlicher Pumpkapazitäten alleine nicht (ohne Erhöhung der Turbinenleitung nützt zusätzliche Pumpleistung primär für die längerfristige jahreszeitliche Umlagerung von Produktionsmöglichkeiten, für die Regelenergiebereitstellung dagegen wenig). Deutliche Synergien verspricht erst der gleichzeitige Ausbau von Turbinen- und Pumpleistung, die zu Kostenvorteilen führen, die deutlich höher sind, als die Summe der Einzelmaßnahmen, obwohl die Beckenvolumina nach wie unverändert bleiben. Ursache dafür ist die in Figur 50 gezeigte Möglichkeit, die Erzeugung noch mehr auf die Spitzenzeiten zu konzentrieren und dafür in Schwachlastzeiten stärker zu pumpen. Der Kostenvorteil ergibt sich aus der Grenzkostendifferenz zwischen den verdrängten Spitzenlastkraftwerken und den günstigen Grundlasteinheiten.



Figur 50: Änderung des über das Jahr 2020 gemittelten Einsatzes der schweizerischen SKW und PSKW für verschiedene Ausbauvarianten bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (max. WEA-Zubau)

Nachdem bisher der sich direkt aus dem Ausbau ergebende Kostenvorteil diskutiert wurde, ist in Figur 51 nun die Änderung des Vorteils einer Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt durch die verschiedenen Ausbauvarianten dargestellt. Ganz links ist nochmals der absolute und der um Primärenergiepreis- und Lastanstieg bereinigte Wert für das Jahr 2020 aus Figur 39 zur Orientierung eingezeichnet. Daneben folgen die sich aus dem linken Wert und Figur 49 ergebende Änderungen des absoluten und bereinigten Kostenvorteils. Die Werte sind weitgehend proportional zueinander, da sich die Gesamtkosten in den betrachteten Ländern durch die Ausbaumaßnahmen nur unwesentlich ändern.

Kostenvorteil durch Beteiligung am internat. Regelenergiemarkt nahezu unabhängig vom Ausbau der schweizerischen Wasserkraft



Figur 51: Änderung des Kostenvorteils durch Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt im Jahr 2020 für verschiedene Ausbauvarianten (2020 und max. WEA-Zubau)

Zusammenfassend lässt sich festhalten (vgl. Figur 49), dass sich ein Ausbau der Turbinenleistung eigentlich nur bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt lohnt, während der gleichzeitige Ausbau von Turbinen- und Pumpleistung zu Kostenvorteilen führt, die sich unabhängig von der Vermarktungsstrategie der Schweiz lohnen.

Ausbau von Turbinenleistung nur bei internat. Regelenergievermarktung, kombinierter Turbinen- und Pumpleistungs ausbau prinzipiell lohnenswert

7.7 Alternative Bewertungsansätze mit Deckungsbeiträgen

Vorgehen der Bewertung mit Deckungsbeiträgen

Die in den vorangegangenen Kapiteln durchgeführte Bewertung der unterschiedlichen Einsatz- und Ausbaustrategien basierte durchgehend auf den variablen Kosten der thermischen Erzeugungseinheiten. Da die Summe dieser Kosten zugleich Zielfunktion des Simulationsverfahrens ist, liegt hier eine in sich konsistente Bewertung vor. In einem realen Markt erfolgt die Abrechnung jedoch nicht auf Kostenbasis, sondern die sich tatsächlich einstellenden Preise werden vergütet. Diese entsprechen in einem vollkommenen Markt den Grenzkosten des Systems, die somit als untere Abschätzung der realen Preise angesehen werden können. Ist ein Kraftwerk grenzkostenbestimmend, so erhält es in einem vollkommenen Markt gerade seine variablen Kosten. Sobald die Grenzkosten aber über die des betrachteten Kraftwerks steigen, kann der erwirtschaftete Deckungsbeitrag zur Begleichung der Investitionskosten herangezogen werden. In einem optimal auf das Lastprofil abgestimmten Kraftwerkspark passt das Verhältnis von variablen Kosten zu Investitionskosten bei jedem Kraftwerk genau zu seiner Arbeitsauslastung. Durch diese Art der Bewertung wird zugleich berücksichtigt, dass eine Erhöhung des Angebots nicht zu einer entsprechenden Erhöhung der Erlöse führen muss, da vor allem bei einer weitgehend preisunelastischen Nachfrage, wie die nach elektrischer Energie, der Preis bei Erhöhung des Angebots nachgibt. Im Folgenden sollen daher die Ergebnisse der Simulation zwei alternativen Bewertungsansätzen unterzogen werden, um so die zu treffenden Schlussfolgerungen zu objektivieren.

Bewertung negativer Regelenergie (-bezüge) unklar

Beide Bewertungsansätze basieren auf der Idee Angebot und Nachfrage zu den sich im System einstellenden Grenzkosten abzurechnen und damit nicht nur Differenzen zwischen zwei Einsatz- oder Ausbaustrategien zu erhalten, sondern die absolut erwirtschafteten Deckungsbeiträge abschätzen zu können. Für die schweizerische Wasserkraft bedeutet dies, dass sie für jede planmäßig erzeugte Kilowattstunde elektrische Energie die Grenzkosten für Fahrplanenergie in der jeweiligen Stunde vergütet bekommt. Umgekehrt müssen für planmäßigen Pumpbetrieb die entsprechenden Grenzkosten bezahlt werden. Bei der Vorhaltung von positiver Regelleistung liegt es nahe den gleichen Ansatz, diesmal mit den Grenzkosten für Regelleistung, zu wählen. Genauso werden beim Abruf von positiver Regelenergie die sich einstellenden Grenzkosten gutgeschrieben. Diese liegen auf

Grund der Staffelung der variablen Kosten thermischer Kraftwerke in aller Regel über den in der gleichen Stunde für Fahrplanenergie gezahlten.⁶⁰ Unklar ist hingegen die Bewertung von negativer Regelenergie. In realen Märkten sind die damit verbundenen Zahlungen meist so gering, dass sie als Null angenommen werden können. Andererseits gibt es keinen Grund, warum in einem vollkommenen Markt ein Kraftwerksbetreiber nicht bereit sein sollte, für negative Regelenergie, d. h. wenn er weniger liefert als geplant, nicht zumindest einen Teil der zuviel vergüteten Fahrplanenergie zurückzuzahlen. Die zukünftige Entwicklung wird sich wahrscheinlich zwischen einer Rückzahlung der sich bei Verringerung der Fahrplanlieferungen ergebenden Grenzkosten und einem Preis von Null bewegen. In den folgenden beiden Abschnitten werden die sich jeweils ergebenden Ergebnisse vorgestellt.

7.7.1 Symmetrische Regelenergielpreise

Unter symmetrischen Regelenergielpreisen sei ein Bewertungsmodell verstanden, das positive Regelenergie mit den sich einstellenden Grenzkosten vergütet und für negative Regelenergie eine Rückzahlung auf Basis der sich dann im System ergebenden Grenzkosten verlangt. Diese liegen auf Grund der Nichtlinearität der Grenzkostenkurve (vgl. Figur 34) unter den sich bei Abruf von positiver Regelenergie im gleichen Zeitintervall ergebenden Grenzkosten, so dass auch bei einem Erwartungswert des Prognosefehlers von Null ein – wenn auch nur sehr geringer – Nettoerlös verbleibt.

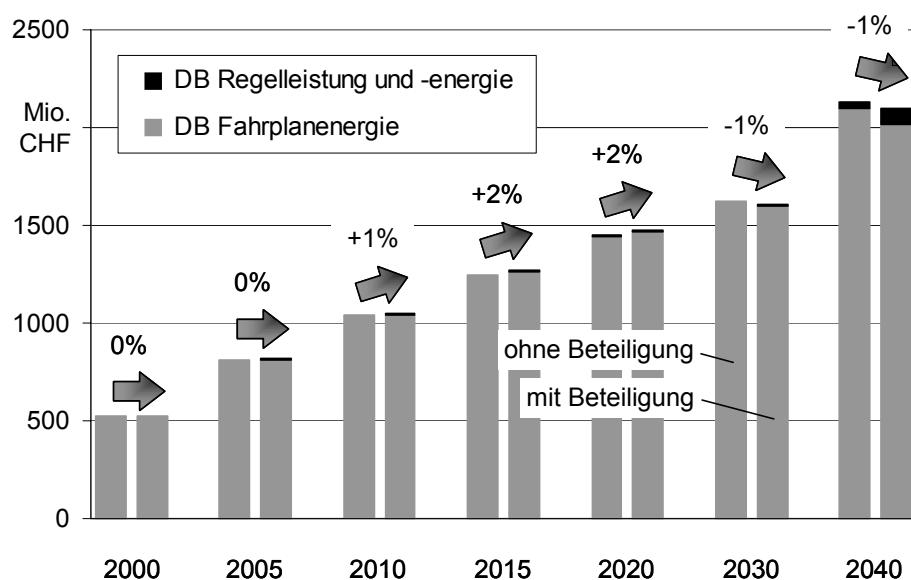
Symmetrische Preise: Vergütung positiver und Rückzahlungen bei negativer Regelenergie

Die zeitliche Entwicklung des durch die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im Szenario mit maximalem WEA-Zubau bei symmetrischen Regelenergielpreisen erwirtschafteten Deckungsbeitrages ist in Figur 52 zu sehen. Die jeweils linken Säulen stehen für den Fall, dass die Schweiz sich nicht am internationalen Regelenergiemarkt beteiligt, die rechten für den Fall der Beteiligung.

Als erstes kann beobachtet werden, dass der durch die Lieferung von Fahrplanenergie erwirtschaftete Deckungsbeitrag bis zum Jahr 2020 leicht ansteigt, wenn die Schweiz sich am internationalen Regelener-

⁶⁰ Auch hier handelt es sich auf Grund der Annahme eines vollkommenen Marktes und der Vernachlässigung von Unsicherheiten um eine Abschätzung zur sicheren Seite.

giemarkt beteiligt, für die Jahre 2030 und 2040 aber abfällt. Der Deckungsbeitrag berechnet sich aus dem Produkt von erzeugter Energie und Grenzkosten. Die im Laufe des Jahres in hydraulischen Kraftwerken erzeugte Energie ist aber, abgesehen von Wälzverlusten, durch die Höhe der Zuflüsse fest vorgegeben. Damit muss die Änderung des Deckungsbeitrags auf eine Änderung der Grenzkosten zurückzuführen sein.

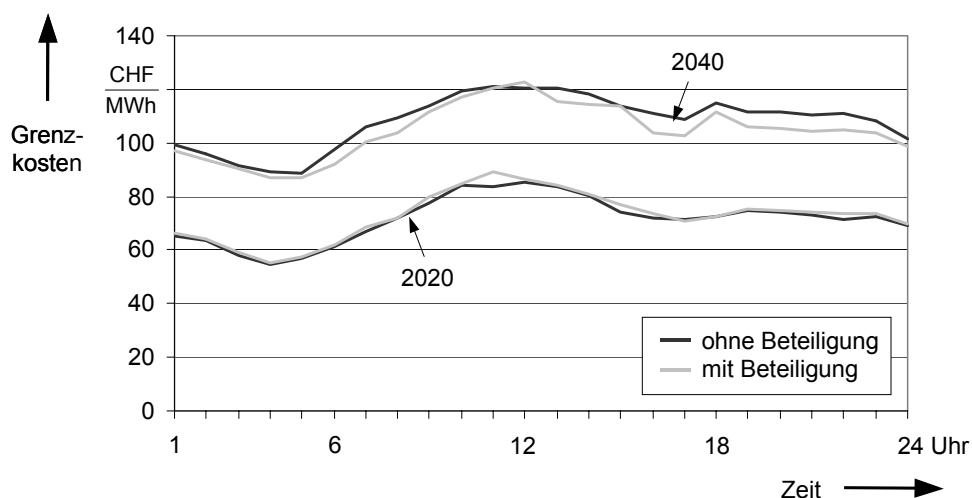


Figur 52: Deckungsbeitrag der schweizerischen SKW und PSKW ohne und mit Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (symmetrische Regelenergielpreise und max. WEA-Zubau)

Bei symmetrischen Regelenergielpreisen sehr geringe Deckungsbeiträge durch Beteiligung am internat. Regelenergiemarkt

Wenn die Schweiz sich nicht am internationalen Regelenergiemarkt beteiligt, werden in den umliegenden Ländern zahlreiche thermische Blöcke mit Minimalleistung betrieben, um so rotierende Reserve zu stellen. Die Grenzkosten für Fahrplanenergie sind aber durch den günstigsten Block mit freien Erzeugungskapazitäten bestimmt, d. h. sie können u. U. deutlich unter den Erzeugungskosten des teuersten am Netz befindlichen Kraftwerks liegen. Stellt die Schweiz nun grenzüberschreitend Reserve bereit, so wird zumindest ein Teil dieser zur Regelleistungsvorhaltung angefahrenen Blöcke außer Betrieb genommen. Die von ihnen bei Minimalleistung erzeugte elektrische Energie muss nun durch den bis dahin grenzkostenbestimmenden Block erzeugt werden und erhöht damit die Systemgrenzkosten für

Fahrplanenergie. Die Kopplung der Märkte für Fahrplan- und Regelenergie, sowie die technischen Restriktionen thermischer Kraftwerke führen somit zu einem leichten Anstieg der in den schweizerischen Wasserkraftwerken erwirtschafteten Deckungsbeiträge (Grenzkostenverlauf im Jahr 2020 in Figur 53). Ab 2030 gewinnt die Tatsache an Bedeutung, dass durch den starken Ausbau der gasgefeuerten Kraftwerke der dazu proportional angenommene Anteil an schnellstartbaren Kraftwerken zunimmt. Damit geht die Anzahl der zur Vorhaltung von Reserve angefahrenen thermischen Blöcke zurück, deren Abschaltung vorher beim Markteintritt der Schweiz zum Anstieg der Grenzkosten geführt hat. Außerdem führt die Entlastung des Übertragungsnetzes durch eine Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt dazu, dass insbesondere die Exporte aus Frankreich zunehmen und damit die Systemgrenzkosten für Fahrplanenergie sinken (Grenzkostenverlauf im Jahr 2040 in Figur 53).

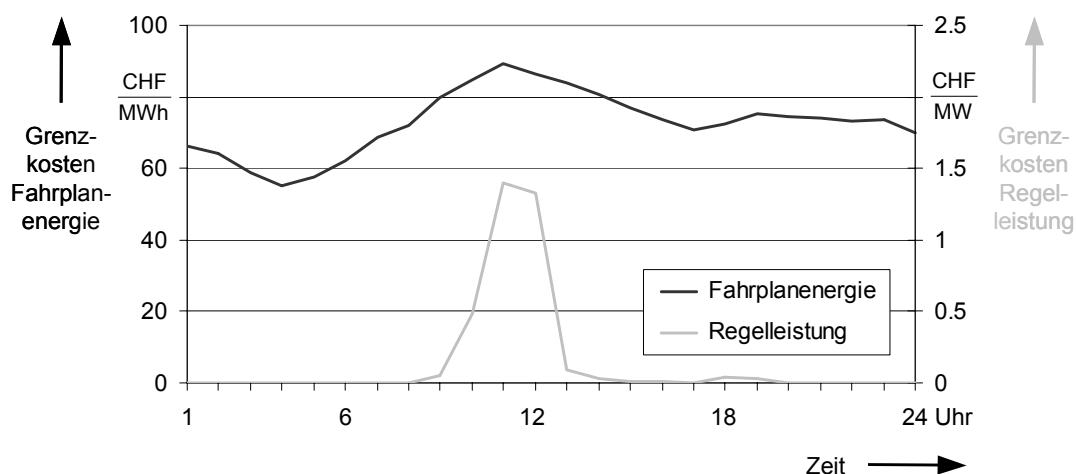


Figur 53: Verlauf der über das Jahr gemittelten Grenzkosten für Fahrplanenergie ohne und mit Beteiligung der schweizerischen SKW und PSKW am internationalen Regelenergiemarkt (max. WEA-Zubau)

Im Verhältnis zu den aus Fahrplanenergie erwirtschafteten Deckungsbeiträgen können bei symmetrischen Regelenergielpreisen jene aus Regelleistung und -energie vernachlässigt werden (Figur 52). In Bezug auf die Regelleistung ist dies auf die äußerst geringen Grenzkosten zurückzuführen. In Figur 54 wurden sie für das Jahr 2020 und eine Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt hellgrau eingezeichnet (Skalierung auf rechte Achse).

Änderung der Grenzkostenverläufe für Fahrplanenergie durch Beteiligung am internat. Regelenergiemarkt

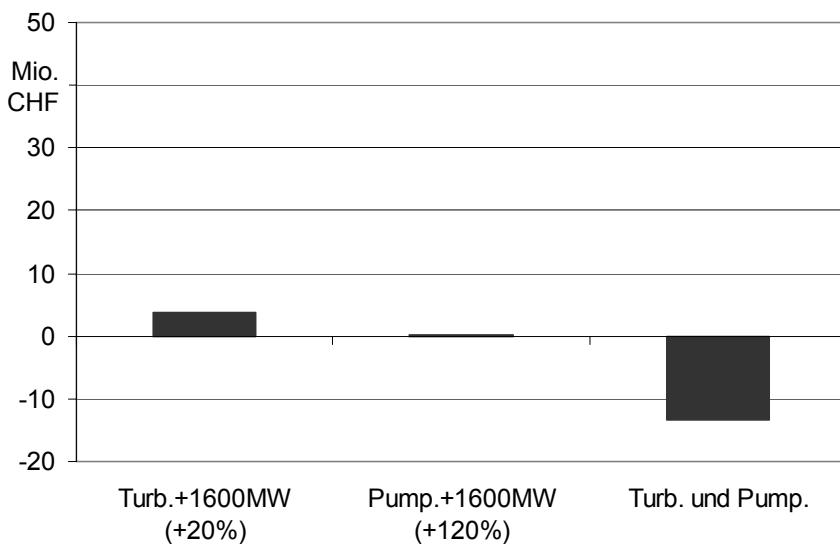
Ursache dafür ist die verhältnismäßig große in den betrachteten Ländern in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sowie schnellstartbaren Blöcken ohne Zusatzkosten verfügbare Regelleistung. Nachts ist das frei zur Verfügung stehende Angebot grundsätzlich größer als der Bedarf und damit die Grenzkosten für Regelleistung Null. Zu erwähnenswerten Grenzkosten kommt es lediglich um die Mittagszeit, d. h. dann, wenn sowohl die Windenergieeinspeisung und damit der Regelleistungsbedarf, als auch die Last und damit die Auslastung der Turbinen groß genug ist.



Figur 54: Verlauf der über das Jahr 2020 gemittelten Grenzkosten für Fahrplanenergie und Regelleistung bei Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt (max. WEA-Zubau)

Bewertung mit symmetrischen Preisen theoretische untere Abschätzung

Da der Erwartungswert von Last- und Windprognosefehler Null ist, trägt bei symmetrischen Regelenergiepreisen lediglich die Krümmung des Grenzkostenverlaufs (vgl. Figur 34) zum Deckungsbeitrag bei. Damit gibt es weder auf Grund des Leistungspreises noch auf Grund des Preises für Regelenergie einen Anreiz Reserve bereitzustellen. Da die Reserve für einen stabilen Systembetrieb aber zwingend erforderlich ist, würden entweder die Preise ansteigen, bis der Bedarf gedeckt werden kann, oder die Marktregeln entsprechend angepasst. Die Bewertung mit symmetrischen Preisen muss insofern als eine theoretische untere Abschätzung betrachtet werden.



*Figur 55: Änderung des Deckungsbeitrags durch verschiedene Ausbauvarianten bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (2020, **symmetrische Regelenergiepreise** und max. WEA-Zubau)*

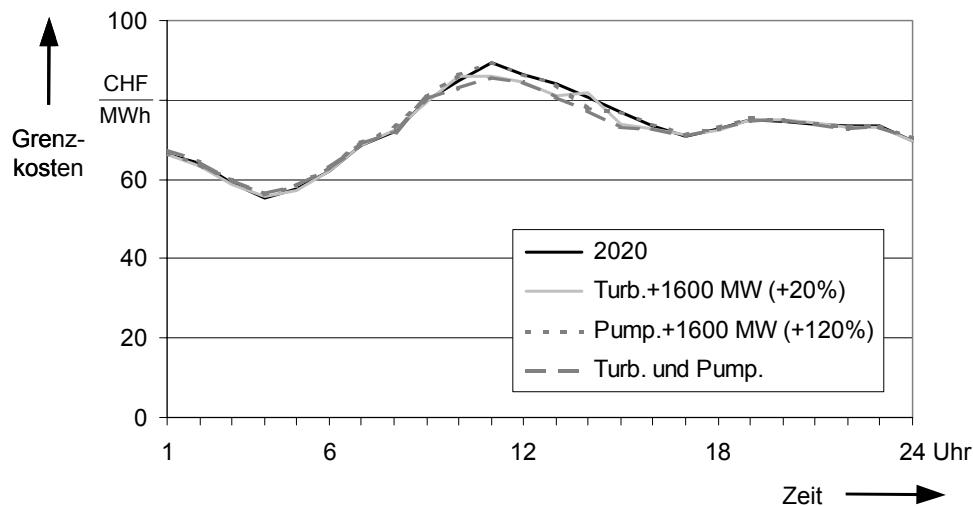
Figur 55 zeigt am Beispiel des Jahres 2020 und bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt die Änderung des Deckungsbeitrags für die in Abschnitt 7.6 bereits auf Kostenbasis bewerteten Ausbauvarianten. Während der Kostenvorteil für eine Erhöhung der Turbinenleistung in Figur 49 bei einer Bewertung mit variablen Kosten vergleichsweise deutlich ausfällt, ändert sich der Deckungsbeitrag bei Bewertung mit symmetrischen Preisen nur wenig, im Fall einer Erhöhung der Pumpleistung ist der Vorteil praktisch vernachlässigbar. Die gleichzeitige Erhöhung der Turbinen- und Pumpleistung verringert sogar den erzielten Deckungsbeitrag.

Bei symmetrischen Regelenergiepreisen kaum Änderung der Deckungsbeiträge durch Ausbau der schweizerischen Wasserkraft

Hier macht sich wieder der gegenüber dem Angebot elastische Marktpreis bemerkbar. Die sich für die verschiedenen Ausbauvarianten ergebenden mittleren Grenzkostenverläufe sind in Figur 56 eingezeichnet. Auf Grund der bei gleichzeitigem Ausbau der Turbinen- und Pumpleistung möglichen Konzentration auf die Spitzenzeiten sinken die Grenzkosten zur Mittagszeit und steigen leicht in der Nacht. Die Nutzung dieses zusätzlichen Freiheitsgrads führt somit zwar zu einer deutlichen Verringerung der Gesamtkosten (vgl. Figur 49), doch kann dieser Kostenvorteil im Fall symmetrischer Regelenergiepreise nicht von der schweizerischen Wasserkraft-

Veränderung der Grenzkostenverläufe für Fahrplanenergie durch Ausbau

werksbetreibern realisiert werden, sondern kommt allen Verbrauchern auf Grund der gesunkenen Preisen zu gute.



Figur 56: Verlauf der über das Jahr 2020 gemittelten Grenzkosten für Fahrplanenergie für verschiedene Ausbauvarianten bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (max. WEA-Zubau)

7.7.2 Asymmetrische Regelenergielpreise

Asymmetrische Regelenergielpreise:
Vergütung positiver, keine Kosten oder Erlöse für negative Regelenergie

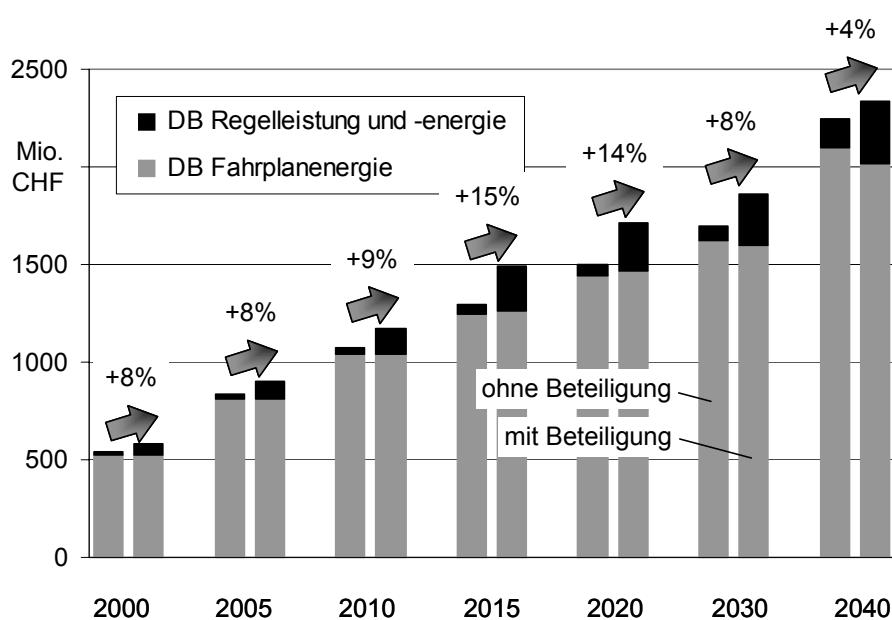
Dem im vorangegangenen Abschnitt verwendeten Bewertungsansatz soll nun zur Abschätzung der möglichen Bandbreite ein Ansatz mit asymmetrischen Regelenergielpreisen gegenübergestellt werden. Hierbei werden für positive Regelenergie wieder die sich einstellenden Grenzkosten vergütet, während bei negativer Regelenergie⁶¹ weder Kosten noch Erlöse anfallen. Damit ist sichergestellt, dass die Bereitstellung von Regelenergie unabhängig vom Leistungspreis kein Nullsummenspiel ist.

Signifikante Erhöhung der Deckungsbeiträge durch Beteiligung am internat. Regelenergiemarkt

Für das Szenario mit maximalem WEA-Zubau ist die zeitliche Entwicklung der dann am Markt für Fahrplan- und Regelenergie erwirtschafteten Deckungsbeiträge in Figur 57 ohne und mit Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt dargestellt. Der

⁶¹ D.h. wenn der Regelleistungsbereitsteller aus dem Netz zu Regelzwecken Energie bezieht

durch Fahrplanenergielieferungen erzielte Deckungsbeitrag ist gegenüber Figur 52 unverändert. Hinzu kommt jetzt der durch die positive Regelenergie erwirtschaftete Deckungsbeitrag. Eine Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt führt über den gesamten Betrachtungszeitraum zu einer signifikanten Erhöhung des Deckungsbeitrags. Dieser liegt interessanterweise zumindest für die mittleren Jahre in der gleichen Größenordnung wie der sich durch die Beteiligung der Schweiz im Gesamtsystem ergebende Kostenvorteil (vgl. Figur 39).

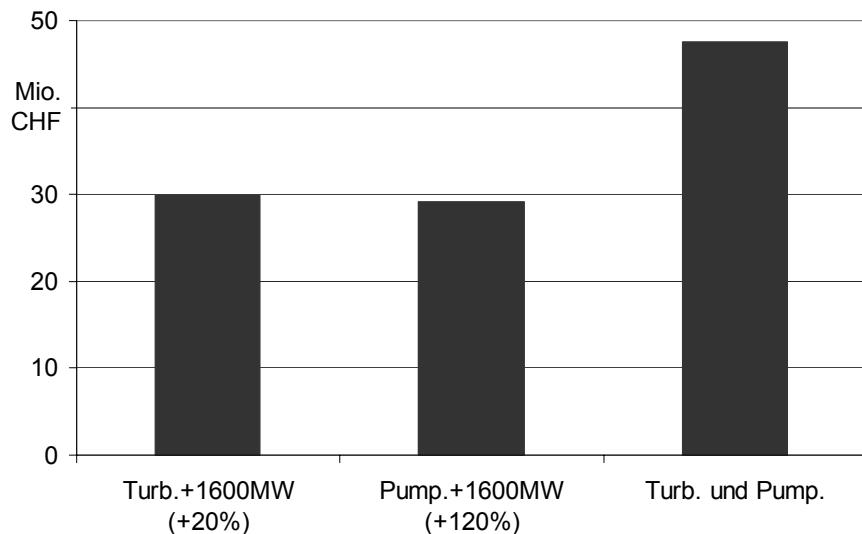


Figur 57: Deckungsbeitrag der schweizerischen SKW und PSKW ohne und mit Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (asymmetrische Regelenergiepreise und max. WEA-Zubau)

Auch für die verschiedenen Ausbauvarianten ergibt sich bei asymmetrischen Regelenergiepreisen eine deutliche Erhöhung der von den schweizerischen Kraftwerksbetreibern erwirtschafteten Deckungsbeiträge, wie Figur 58 wiederum für das Jahr 2020 und bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt zeigt. Eine Erhöhung der Turbinenleistung bzw. der gleichzeitige Ausbau von Turbinen- und Pumpleistung ergibt eine Erhöhung der Deckungsbeiträge, die gerade den sich durch diese Maßnahmen im Gesamtsystem erzielbaren Kostenvorteilen entspricht (vgl. Figur 49). Die Erhöhung der Pumpenleistung bei grenzüberschreitender Regelleistungsvorhaltung ist in Bezug auf die Gesamtkosten dagegen deutlich weniger attraktiv,

Bei asymmetrischen Regelenergiepreisen gleichzeitiger Turbinen- und Pumpenausbau besonders attraktiv

als bei Bewertung auf Basis von Deckungsbeiträgen und asymmetrischen Regelenergiepreisen.



Figur 58: Erhöhung des Deckungsbeitrags durch verschiedene Ausbauvarianten bei Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt (2020, **asymmetrische Regelenergiepreise** und max. WEA-Zubau)

8 Massnahmen und Empfehlungen

8.1 Teilnahme am internationalen Regelenergiemarkt lohnt sich

Die hier vorgenommenen Analysen mit zwei unterschiedlichen Windenergieszenarien ergeben, dass sich die Teilnahme der schweizerischen PSKW und SKW am entstehenden internationalen Regelenergiemarkt lohnt. Das gilt für beide Windenergie-Ausbauszenarien. Beim Szenario mit stärkerem Windenergieausbau sind schneller eindeutige Vorteile zu erwarten, beim schwächeren Ausbauszenario sind die möglichen Kostenvorteile durch die Teilnahme der Schweiz jedoch begrenzt.

Die wirtschaftliche Bewertung der Beteiligung der Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt wird mit verschiedenen Bewertungsmethoden vorgenommen:

- **Bewertung des Vorteils aufgrund der variablen Kosten der thermischen Erzeugungseinheiten** unterschiedlicher Einsatzstrategien des Kraftwerkparkes in Mitteleuropa (CH, A, D, F; B; I, NL, DK) in den Jahren 2000 - 2040. Die Abschätzung der zusätzlichen Erlöse infolge einer Beteiligung der schweizerischen SKW/PSKW am Regelenergiemarkt auf Basis der Kostenreduktion im Gesamtsystem vernachlässigt einerseits, dass in Wirklichkeit nicht Kosten sondern Preise vergütet werden und lässt andererseits offen, wie der sich ergebende Vorteil auf die Produzenten und Konsumenten verteilt .

- **Bewertung aufgrund der resultierenden Deckungsbeiträge mit und ohne Teilnahme am Regelenergiemarkt:**

Der Deckungsbeitrag ergibt sich aus dem Preis für Fahrplanenergie, Regelenergie und -leistung minus variable Kosten. Der Preis wird nach unten durch die Systemgrenzkosten abgeschätzt. Dabei werden zwei Fälle unterschieden:

Bei **symmetrischen Regelenergielpreisen** werden positive Regelenergielieferungen mit den sich einstellenden Grenzkosten vergütet. Negative Energiebezüge zu Regelzwecken ergeben eine Rückzahlung auf Basis der sich dann im System ergebenden Grenzkosten.

Bewertung mit **asymmetrischen Regelenergielpreisen**: Bei Regelenergielieferungen (positive Regelenergie) werden wiederum die sich einstellenden Grenzkosten vergütet, während bei Ener-

Vorteile Teilnahme Schweiz am Regelenergiemarkt bei stärkerem Windenergieausbau größer

Methoden zur Bewertung der Beteiligung am Regelenergiemarkt

Bewertung mit den variablen Kosten

Bewertung mit Deckungsbeiträgen

giebezügen zu Regelzwecken (negative Regelenergie) für den Regelenergieerbringer weder Kosten noch Erlöse anfallen.

Kostenvorteil Systemkosten bei Schweizer Beteiligung steigt bis 2040 von 5 Mio CHF/A auf 15-115 Mio CHF/A

Eine Abschätzung der durch Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt zusätzlich erzielbaren Erlöse auf Basis der dadurch im Gesamtsystem vermiedenen **Kosten** weist beträchtliche Potenziale auf, die allerdings sehr stark vom Wachstum der Windenergienutzung abhängen: Beim Windenergieausbau auf 50 GW bis 2040 steigt der Kostenvorteil infolge der Schweizer Beteiligung von etwa 5 Mio CHF/a bis 2040 auf rund 15 Mio CHF/a. Bei einem Windenergieausbau auf 115 GW steigen die Kosteneinsparungen dagegen auf etwa 115 Mio CHF/a um 2040 (um den Anstieg von Last und Primärenergiepreisen bereinigte Kostenentwicklung). Zum Vergleich: Ein durchschnittlicher Produktionspreis der Schweizer SKW und PSKW von ca. 7 Rp./kWh (vgl. Filippini 2001, S. 36ff.) und eine mittlere jährliche Produktion dieser Werke von rund 19'000 GWh/a ergibt Erlöse von etwa 1,3 Mrd. CHF/a, d.h. die Kostenreduktion von 115 Mio CHF/a würde etwa 9% dieser Erlöse betragen.

Symmetrische Regelenergiepreise: Teilnahme am Regelenergiemarkt erscheint wenig attraktiv

Werden **symmetrische Regelenergiepreise** zur Ermittlung der resultierenden Deckungsbeiträge der schweizerischen SKW/PSKW als Mass für den Vorteil ihres Einsatzes auf dem Regelenergiemarkt verwendet, ergibt sich eine veränderte Situation: Zwar steigen die zu erwartenden Deckungsbeiträge für Fahrplanenergielieferungen der SKW und PSKW von etwa 500 Mio CHF/a um 2000 bis 2040 beträchtlich auf rund 2,1 Mrd CHF/a, was unter anderem auch einen Hinweis auf die künftige Attraktivität der SKW/PSKW-Energie in einem Umfeld mit steigenden fossilen Energiepreisen gibt. Andrerseits zeigt sich, dass bei **symmetrischen Regelenergiepreisen** die Teilnahme am Regelenergiemarkt kaum zusätzliche Deckungsbeiträge ermöglichen würde. Diese Art der Bewertung lässt eine Teilnahme am Regelenergiemarkt weniger attraktiv erscheinen. Die Vorteile der Schweizer Teilnahme gehen dann primär in der Form von tieferen grenzkostenorientierten Preisen an die Konsumenten. Auf realen Märkten ist diese Zuteilung der Vorteile nicht zu erwarten, da dann Regelenergielieferungen für die Produzenten unattraktiv werden (vgl. Kapitel 7.7.1 in dem darauf hingewiesen wird, dass symmetrische Preise eher theoretisch sind und keine Anreize für die Regelenergiebereitstellung mehr vermitteln würden).

Asymmetrische Regelenergiepreise: Höhere Deckungsbeiträge

Bei **asymmetrischen Regelenergiepreisen** führt eine Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt über den gesamten Betrachtungszeitraum zu einer signifikanten Erhöhung der Deckungsbeiträge.

Beim maximalen Windenergie-Ausbauszenario liegen diese zumindest in den mittleren Jahren in der gleichen Größenordnung wie der Kostenvorteil, der sich durch die Beteiligung der Schweiz im Gesamtsystem ergibt (vgl. dazu Figur 39). Derartige asymmetrische Regelenergiereise dürften eine obere Grenze der möglichen Vorteile der Beteiligung am Regelenergiemarkt abgeben (mindestens solange es gelingt, einen minimalen Wettbewerb am Regelenergiemarkt sicherzustellen).

Sind die Erhöhung der Turbinenleistungen und die Installation zusätzlicher Pumpleistung vorteilhaft?

Die Untersuchung ergibt interessante Resultate im Hinblick auf die wirtschaftliche Attraktivität von Leistungserhöhungen bei SKW und von zusätzlichen PSKW-Kapazitäten.

Bis 2020 lohnen sich **Leistungserhöhungen von Turbinen** alleine nur dann richtig, wenn sich die Schweiz am internationalen Regelenergiemarkt beteiligt.

Die Beurteilung der wirtschaftlichen Attraktivität von **Pumpenergieausbauten** ist nicht eindeutig, hängt von den Annahmen und der Ausgangslage ab und kann negativ sein. Pumpenergieausbauten sind nur dann vorteilhaft, wenn keine Beteiligung am Regelenergiemarkt erfolgt oder wenn bei einer Beteiligung am Regelenergiemarkt von asymmetrischen Preisen ausgegangen werden kann.

Die **Kombination von Leistungserhöhungen bei den Turbinen und dem Ausbau von Pumpenergie** ist mit oder ohne Beteiligung am Regelenergiemarkt am vorteilhaftesten, vorausgesetzt dass nicht davon ausgegangen werden muss, dass symmetrische Regelenergiereise bezahlt werden.

Fazit:

Aufgrund der mit den unterschiedlichen Bewertungsansätzen erhaltenen Ergebnisse zeigt sich, dass die Teilnahme der schweizerischen SKW/PSKW-Kapazitäten am internationalen Regelenergiemarkt vorteilhaft ist. Die mittel- bis langfristig zu erwartenden Preise für Regelenergie sind aufgrund der geschätzten Kostenvorteile der Schweizer Beteiligung attraktiv und eröffnen zusätzliche unternehmerische Möglichkeiten.

Ausbau Turbinenleistung oder Turbinen und Pumpleistung kombiniert ist vorteilhaft

Teilnahme an Regelenergiemarkt ist attraktiv

Heute werden auf den Regelenergiemärkten in der BRD stark asymmetrische Preise bezahlt, negative Regelenergielieferungen kosten den Erbringer meistens nichts. Die Teilnahme unter diesen Bedingungen wäre demnach sehr attraktiv für die Schweizer Unterneh-

mungen. Es ist zwar zu erwarten, dass sich in Zukunft die hohen aktuellen Regelenergielpreise dem Grenzkostenniveau allmählich annähern werden (das deutsche Bundeskartellamt beobachtet zurzeit die BRD-Regelenergiemarkte). Damit ein Anreiz zur Bereitstellung von Regelleistung und –energie verbleibt, ist davon auszugehen, dass die Preise auch in Zukunft in einem gewissen Mass asymmetrisch und vorteilhaft bleiben werden. Die schweizerischen SKW-/PSKW-BetreiberInnen sollten in dieser Situation so schnell wie möglich die Voraussetzungen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt schaffen und den Markt erschliessen. Sie können dann noch von den hohen aktuellen Preisen profitieren und gleichzeitig ihre Position im Regelenergiemarkt entwickeln.

8.2 Voraussetzungen für die Teilnahme am internationalen Regelenergiemarkt

8.2.1 Bewirtschaftungs- und Eigentümerstrategie Partnerwerke

Viele Speicher- und Pumpspeicherwerkstätten sind so genannte Partnerwerke. Sie sind im Besitz mehrerer EVU, die die Produktionsmöglichkeiten nach Massgabe ihres Aktienanteils nutzen können. Einer der Aktionäre fungiert als Betriebsführer, welcher aufgrund der Nominierungen der Partner täglich den Fahrplan für den Betrieb des Werkes zusammenstellt.

*Partnerwerkmodell
erschwert Nutzung
der Vorteile des
Regelenergiemarktes*

Im Prinzip ist auch mit dem Partnerwerkmodell eine Partizipation der einzelnen Partner am Regelenergiemarkt möglich, allerdings nur im Ausmass des Anteils der verschiedenen Partner an der Erzeugungsleistung und am Wasservolumen im See. Einzig der Betriebsführer hat allenfalls einen grösseren Spielraum zum Einsatz von Leistungs- und Produktionspotenzialen, die von den Partnern kurzfristig nicht beansprucht werden (natürlich gegen reale Verrechnung). Das Partnerwerkmodell ist jedoch schwerfällig, die Abrechnungen sind kompliziert und verursachen beträchtliche Transaktionskosten. Am gewichtigsten ist der Nachteil, dass das Werk bei der aktuellen Bewirtschaftungsweise am Regelenergiemarkt nicht ohne weiteres als ein Anbieter mit seinem vollen Leistungsbereitstellungs- und Produktionspotenzial auftreten kann. Um den unternehmerischen Spiel-

raum für das Angebot von Regelenergie zu vergrössern, müsste die Eigentümerstruktur der Partnerwerke verändert oder neue Bewirtschaftungsformen unter den Partnern vereinbart werden:

Der Betriebsführer als "Portfoliomanager":

Die Partner übergeben die Bewirtschaftung ihrer Nutzungsrechte voll an die Betriebsführerin. Die Bewirtschaftungsziele und Grundsätze werden in einer Vereinbarung mit der Betriebsführerin gemeinsam festgelegt. Die Partner partizipieren am finanziellen Erfolg und an den mit der Bewirtschaftung verbundenen Chancen und Risiken nach Massgabe ihrer Aktienanteile. Dadurch kann der wirtschaftliche Erfolg für die Partner optimiert werden. Es sind diverse Ausgestaltungsmodelle denkbar, von der Begrenzung der übrigen Partner auf eine rein anteilmässige Partizipation am finanziellen Ergebnis, über Vereinbarungen mit Bewirtschaftungsrichtlinien zu Mischformen oder Vorzugsklauseln (die Partner könnten beispielsweise das 'Vorbezugrecht' haben, allerdings zu marktkonformen Konditionen). Bei diesem Modell besteht das Risiko, dass sich nachträgliche Auseinandersetzungen über die Zweckmässigkeit der Dispositionen des Betriebsführers ergeben.

Mehr unternehmerischen Spielraum durch Übergabe Bewirtschaftung an einen Partner als 'Portfoliomanager'

Neuordnung der Eigentümerstruktur:

Eine Neuordnung der Eigentümerstruktur mit nur noch einem Besitzer oder einem geschäftsführenden Hauptaktionär wäre aus der Sicht der Vermarktung von Regelleistung vorteilhaft: Geringe Transaktionskosten, klare Entscheidungsstrukturen und eine kohärente Bewirtschaftungsstrategie. Nachteilig ist allenfalls, dass sich die Investitionsrisiken bei Erneuerungs- und Ausbauinvestitionen nicht mehr auf verschiedene Partner verteilen lassen.

Vereinfachung Eigentümerstruktur: Schwierige Bewertungsprobleme, keine Risikoverteilung bei Investitionen mehr

Die Umsetzung der Neuordnung der Eigentümerstruktur könnte durch Kauf der Beteiligungen der Partner durch den nachmaligen Allein-/Hauptaktionär oder durch den Kauf/Tausch von Aktien unterschiedlicher Werke unter den Partnern erfolgen, mit dem Ziel, pro Werk nur noch einen (Haupt-) Aktionär zu haben. Die dabei zu erwartenden Bewertungsprobleme sind lösbar (z.B. mit Hilfe eines Bewertungsmodells, das durch den Branchenverband erarbeitet wird).

8.2.2 Liberalisierung des Schweizer Strommarktes

Nach der Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes durch das Schweizer Volk ist im Hinblick auf internationale Geschäfte eine unklare Situation entstanden. Die EU-Richtlinie enthält eine Reziprozitätsklausel, nach welcher ausländische EVU von Schweizer Strom-

exporteuren reziproken Zugang auf das schweizerische Netz einfördern könnten.⁶² Die laufenden Abklärungen für eine Elektrizitätswirtschaftsordnung (EIWO) werden voraussichtlich zum Vorschlag einer Öffnung des Zugangs zum schweizerischen Übertragungsnetz führen. In der Zwischenzeit laufen die grenzüberschreitenden Geschäfte bilateral in gegenseitigem Einverständnis.

Teilnahme am Regelenergiemarkt auch ohne CH-Liberalisierung möglich, wenn technisch-organisatorische Voraussetzungen geschaffen

Aber auch ohne Liberalisierung in der Schweiz sind schon heute mehrere grosse EVU, die sich am internationalen Handel beteiligen, auf den neu entstandenen Regelenergiemarkten in Deutschland (RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall) und im Intraday-Handel in Frankreich (RTE) aktiv oder schaffen die technisch-organisatorischen Voraussetzungen dafür (1/4-stündliche Nominierung). Es kann angenommen werden, dass dies in Zukunft - auch in grösserem Umfang als heute - weiterhin möglich sein wird.

8.2.3 Ausbaupotenziale der Schweizer Wasserkraft

Eine Ausrichtung der Produktion der SKW und PSKW auf die Lieferung von Spitzenergie und auf die Bereitstellung von Regelenergie verlangt von den Werken in technischer Hinsicht, dass sie in der Lage sind, ihre Produktion auf diese Produktionszeiträume zu konzentrieren.

Nur begrenzte Produktionserhöhungspotenziale, Speicherausbauten i.d.R. nicht lohnenswert

Die Analyse der Ausbaupotenziale in 4.1 hat gezeigt, dass die Produktionserhöhungspotenziale in der Schweiz sehr beschränkt sind. Der Bau neuer SKW erscheint zurzeit sowohl aus wirtschaftlichen wie auch aus ökologischen Gründen als wenig realistisch, ebenso ist die Realisierungschance von Volumen- und Speichererhöhungen eher als klein einzuschätzen. Die Analyse hat gezeigt, dass sich ein Ausbau von Speichervolumina für die Teilnahme am internationalen Regelenergiemarkt nicht lohnt (s. Abschnitt 7.6).

Realistische Potenziale bestehen aber bei Leistungserhöhungen, die eine Konzentration der Produktion auf die Höchstlastzeiten ermöglichen.

⁶² Reziprozität: Die Reziprozität muss eingefordert werden. Solange bilaterale internationale Geschäfte im gegenseitigen Einverständnis der PartnerInnen erfolgen, ist die Reziprozitätsklausel kaum ein Hindernis. Das gilt insbesondere dann, wenn für beide PartnerInnen Vorteile entstehen: Tendenziell sinkende Regelenergiepreise bei einer Teilnahme Schweizer Produzenten für die ausländische Regelenergienachfragerin, neue Marktchancen für die Schweizer Produzenten.

chen. Sie sind im Gegensatz zu Volumen- und Speichererhöhungen mit weniger schwer wiegenden Eingriffen in die Umwelt verbunden. Bis 2025 könnten bei den SKW Leistungserhöhungen zwischen 2'530 und 3'700 MW realisiert werden. Als Beispiel dafür dient die Zentrale Biedron im Grand Dixence-Dispositiv, deren Zukunft zwar wegen technischen Problemen ungewiss ist, die aber allein eine Leistungserhöhung von 1'200 MW ermöglicht und auch für die Produktion von Regelenergie prädestiniert wäre.

Die Berechnungen in Abschnitt 7.6 haben gezeigt, dass sich bei einer Leistungserhöhung von 1'600 MW im Jahr 2020 mit Beteiligung am Regelenergiemarkt 30 Mio. CHF pro Jahr zusätzlich erzielen lassen (eingesparte Grenzkosten als untere Grenze der Zusatzerlöse).

Im Rahmen des Projektes KWO+ im Grimselgebiet ist eine **Leistungserhöhung** von 350 MW geplant, die 300 Mio. CHF kosten soll. Die jährlichen Kosten dieses Projekts betragen ungefähr 12,8 Mio. CHF.⁶³ Eine Herunterrechnung der Erlöse aus einer reinen Leistungssteigerung von 30 Mio. CHF bei 1'600 MW auf 350 MW ergibt jährlich Erlöse in Höhe von 6,6 Mio. CHF. Das deutet darauf hin, dass sich dieses Projekt voraussichtlich - zumindest auf Grundlage der auf Grenzkosten basierenden Zahlen - nicht durch eine Teilnahme am Regelenergiemarkt allein rechtfertigen lässt. Die zusätzlich möglichen Erlöse aus der Teilnahme am Regelenergiemarkt decken die jährlichen Kosten nicht.

Je nach der Entwicklung der Preise für Peak- und Off-Peak-Energie könnte zukünftig auch der Bau von neuen PSKW in der Schweiz wieder wirtschaftlich attraktiv werden. Die steigende Regelenergiennachfrage (positive und negative) wird die Voraussetzungen für den Einsatz von PSKW verbessern. Realisierbare Möglichkeiten für neue PSKW bestehen vor allem in bereits bestehenden Kraftwerksdispositionen, wo nach Möglichkeit mit wenig zusätzlicher Umweltbeeinträchtigung zwischen 2 Speichern gepumpt und turbiniert werden könnte. So wird beispielsweise im Rahmen des Projektes KWO+ darüber nachgedacht, ein neues PSKW im Rahmen der Kraftwerkdispositivs Oberhasli zu bauen.

Pumpspeicherkraftwerke könnten wirtschaftlich wieder attraktiver werden

⁶³ Zur Berechnung wurde von einem Realzinssatz von 3,5% und einer Abschreibungsdauer von 50 Jahren ausgegangen.

Am vorteilhaftesten ist Kombination Leistungserhöhung und zusätzliche Pumpleistung

Die Berechnungen in Abschnitt 7.6. haben für eine Kombination von Leistungserhöhungen und dem Bau von PSKW die grössten Vorteile für die Schweizer Wasserkraftwerke bei einer Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt ermittelt. Diese betragen bei 1'600 MW zusätzlicher Turbinen- und Pumpleistung zwischen 45 und 50 Mio. CHF pro Jahr.

Der Bau eines neuen PSKW im Projekt KWO+ ermöglicht eine Leistungssteigerung von 700 MW bei jährlichen Kosten von 25,5 Mio. CHF.⁶⁴ Gemeinsam mit der reinen Leistungssteigerung von 350 MW resultieren aus den geplanten Ausbauten des Kraftwerkes Oberhasli insgesamt jährliche Kosten von 38,4 Mio. CHF. Bei einer linearen Herunterrechnung der Erlöse von 1'600 MW Leistungs- und Turbinenerhöhung resultieren jährliche Erlöse von 27,6 Mio. CHF. Ein Vergleich dieser Zahlen deutet darauf hin, dass diese Projekte allein für die Produktion von Regelenergie kaum rentabel sind. Allerdings basieren die Berechnungen der Erlöse auf grenzkostenbasierten Zahlen. Solange jedoch im Bereich der Regelenergie kein vollkommener Markt herrscht, liegen die Preise über den Grenzkosten. Die Erlöse dürften daher über den berechneten 45 bis 50 Mio. CHF liegen, was die Wirtschaftlichkeit der oben beschriebenen Projekte in einem neuen Licht erscheinen lässt.

Konzentration auf Leistungserhöhungen und ev. vereinzelte PSKW

Aufgrund dieser Ergebnisse und der politischen Rahmenbedingungen scheint bei einer Teilnahme am internationalen Regelenergiemarkt eine Konzentration der Ausbaupläne der Schweizer Wasserkraft auf Leistungserhöhungen und allenfalls auf vereinzelte Neubauten von vorteilhaften PSKW in bereits bestehenden Anlagendispositiven mit minimalen ökologischen Auswirkungen angezeigt.

Bevorstehende Konzessionserneuerung schafft Ungewissheit

Zu beachten ist die Unsicherheit bezüglich der Konzessionserneuerungen bei allen Aus- und Neubauten. Bei Konzessionserneuerungen sind einerseits die Bestimmungen des revidierten Gewässerschutzgesetzes, die in der Regel eine höhere Restwasserabgabe zur Folge haben, einzuhalten. Diese Bestimmungen beeinflussen die Wirtschaftlichkeit der Projekte negativ.

Ein weiteres Problem im Zusammenhang mit dem Ablauf von Konzessionen ist die Möglichkeit des Heimfalls. Grössere Investitionen in

⁶⁴ Voraussichtliche Investitonskosten von 600 Mio. CHF, abgeschrieben über 50 Jahre mit einem Realzinssatz von 3,5%.

neue Anlagenelemente können nur erwartet werden, wenn frühzeitig eine Konzessionerneuerung gewährt wird. Dabei ist von Vorteil, wenn die Kantone die Restwasservorschriften von Art. 31 GSchG nicht noch verschärfen.

8.2.4 Schwall-/Sunkproblematik

Die Konzentration der Produktion auf bestimmte Höchstlastperioden und häufigere Produktionsschwankungen können zu zusätzlichen Schwall- und Sunkerscheinungen führen. Bei stärkerer Ausrichtung der Schweizer SKW und PSKW auf die Produktion von Regelenergie ist vor allem in Sammelgewässern mit vermehrten ökologischen Problemen in Folge von Schwall- und Sunkerscheinungen zu rechnen.

Regelenergieproduktion verstärkt Schwall-/Sunkerscheinungen

Wie die Ergebnisse in Abschnitt 7.4.4 zeigen, ist bis 2020 mit einem Anstieg der Volatilität der stündlichen Durchflüsse gegenüber dem Jahr 2000 von 9% zu rechnen. Die relativ geringe Zunahme erklärt sich dadurch, dass die kurzfristige wetterbedingte Volatilität der für die Schwankungen verantwortlichen Produktion von WEA bei grossen Anlagenkollektiven viel weniger stark ist als bei einzelnen Anlagen. Figur 43 illustriert diese Tatsache: Eine windbedingt hohe Zunahme von Regelenergielieferungen dauert mehrere Stunden. Es ist nicht zu erwarten, dass bei einer Beteiligung am internationalen Regelenergiemarkt mehrmals täglich sehr grosse Produktionschwankungen auftreten.

Zusätzliche Volatilität Durchflüsse begrenzt (9%)

Trotzdem können die Auswirkungen dieser Produktionsänderungen bei einzelnen Anlagen relativ grosse Auswirkungen auf Schwall- und Sunkerscheinungen in untenliegenden Sammelgewässern haben. Das Ausmass dieser Schwankungen hängt entscheidend von den jeweiligen lokalen Abflussverhältnissen ab.

Beurteilung Bedeutung Schwall/Sunk aufgrund lokaler Verhältnisse

Die meisten Massnahmen zur Eindämmung der Schwall- und Sunkproblematik (wie langsameres An-/Zurückfahren der Turbinen, Erhöhung der minimalen Wasserabgabe ab Zentrale) stehen der Ausrichtung der Produktion auf die Regelenergiebereitstellung entgegen. Schwall- und Sunkerscheinungen können jedoch auch mit naturnah gestalteten flussbaulichen Massnahmen (geschlängelte Uferlinien, Fischpässe, etc.) oder dem Bau von Schwall- oder Rückhaltebecken abgeschwächt werden. Allerdings stellen diese Ausgleichsbecken

auch einen Eingriff in die Natur dar und beeinflussen die Wirtschaftlichkeit einer Anlage negativ. Die wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen dieser Schwallvermeidungsmassnahmen müssen in jedem einzelnen Fall untersucht werden.

8.2.5 Netzkapazitäten

Keine Netzengpässe für positive Regelenergielieferungen

Positive Regelenergielieferungen sind netzmässig kein Problem, die Leitungen Schweiz-Deutschland oder Schweiz-Frankreich haben genug Kapazitäten.

Übernahme negativer Regelenergie kann Netzengpässe verstärken

Negative Regelenergielieferungen, d.h. die Übernahme von Überschussenergie aus deutschen Netzen sind eher problematisch. Wegen des kontinuierlichen Nord-Süd-Flusses von Deutschland über die Schweiz nach Italien treten bereits heute zwischen Deutschland und der Schweiz gelegentlich Netzengpässe auf. Negative Regelenergielieferungen sind erst bei den Produktionsschwankungen der Windenergieanlagen überhaupt ein Thema geworden und können bei starkem WEA-Ausbau ein relevantes Problem werden.

Anhang

A-1 Szenarien des Windenergie-Ausbaus

In Kapitel 5.2.2 haben wir die Szenarien des maximal bzw. minimal erwarteten Windenergie-Ausbaus als summarische Entwicklung für die betrachteten Länder dargestellt. In den nachfolgenden Tabellen sind die zu Grunde liegenden länderweisen Entwicklungen dargestellt, die sich aus den in Kapitel 5.2.2 dargestellten Analysen ergeben.

Max.-Szenario	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040
	Installierte Windkraft [GW]						
Deutschland	6,0	17,0	21,5	32,0	42,0	47,0	50,0
Niederlande	0,7	1,2	2,5	5,0	7,5	10,0	12,0
Belgien	0,0	0,2	0,5	1,0	1,3	1,4	1,5
Frankreich	0,1	8,0	12,0	17,0	23,0	26,0	30,0
Italien	0,4	3,2	5,3	7,2	8,6	9,5	10,0
Österreich	0,1	0,7	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
Schweiz	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Dänemark	2,3	4,0	4,8	5,3	6,0	7,0	8,0
Summe	9,6	34,2	47,9	68,9	89,9	102,5	113,2

Tabelle 17: Maximalszenario der Windkraftentwicklung (Quelle: diverse Prognosedokumente, eigene Auswertungen gem. Kapitel 5.2.2)

Min.-Szenario	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040
	Installierte Windkraft [GW]						
Deutschland	6,0	12,4	13,6	14,7	22,7	25,4	27,5
Niederlande	0,7	1,2	2,0	3,5	5,0	7,0	8,0
Belgien	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	0,9	0,9
Frankreich	0,1	5,0	6,2	7,3	13,0	18,0	20,1
Italien	0,4	1,8	2,5	3,0	3,5	3,8	4,0
Österreich	0,1	0,7	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4
Schweiz	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Dänemark	2,3	3,5	4,1	4,5	4,7	4,9	5,0
Summe	9,6	24,8	30,1	34,9	51,1	61,4	67,0

Tabelle 18: Minimalszenario der Windkraftentwicklung (Quelle: diverse Prognosedokumente, eigene Auswertungen gem. Kapitel 5.2.2)

A-2 Szenarien der Entwicklung von Erzeugung und Last

In den folgenden Tabellen sind die Entwicklungen der thermischen und hydraulischen Kraftwerkskapazitäten sowie die Szenarien des Windenergieausbaus für die betrachteten Länder wiedergegeben, die wir für die Untersuchungen im Rahmen dieser Studie angesetzt haben. Werte für thermische Kraftwerke beziehen sich jeweils auf das Winterhalbjahr; im Sommer werden revisionsbedingt je nach Land und Jahr ca. 5-10 % (bezogen auf die Gesamtkapazität) geringere Werte angesetzt. Alle Zahlen wurden auf Basis diverser Statistiken und Prognosen anhand der in Abschnitt 5.3.3 erläuterten Vorgehensweise ermittelt. Zum Vergleich wird den Kraftwerkskapazitäten jeweils die nationale Lastentwicklung (Verbrauch plus Verluste) gegenübergestellt.

Schweiz	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040
Erzeugungskapazität [GW]							
Kernenergie	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	2,2	1,5
Wasserkrat gesamt	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
davon: Speicher	6,1	6,1	6,1	6,1	6,4	6,4	6,4
Laufwasser	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1
Pumpspeicher	1,8	1,8	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6
konv. thermische	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wind (max.)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Wind (min.)	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Andere	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3	1,5	1,7
Gesamt (max.)	13,2	13,3	13,5	13,6	13,8	12,9	12,5
Gesamt (min.)	13,2	13,3	13,5	13,6	13,8	12,9	12,5
Last (Verbrauch plus Verluste)							
Höchstlast [GW]	8,3	8,8	9,6	10,7	11,8	12,4	12,9
Jahresenergie [TWh]	56	59	64	72	79	84	87

Tabelle 19: Entwicklung von Erzeugungskapazität und Last (Schweiz)

Deutschland	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040
	Erzeugungskapazität [GW]						
Kernenergie	19,5	19,4	17,9	13,2	8,3	2,2	0,0
Wasserkraft gesamt	9,2	9,4	9,7	9,9	10,3	10,3	10,4
davon: Speicher	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Laufwasser	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3
Pumpsp. mit nat. Zufluss	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
Pumpsp. ohne nat. Zufluss	4,8	4,9	5,0	5,1	5,3	5,3	5,4
Kohle	42,9	41,7	40,3	42,8	46,3	50,8	51,7
Heizöl	6,4	4,4	3,1	2,6	2,1	0,5	0,0
Gas	15,0	16,9	23,0	26,9	28,5	31,5	33,0
Wind (max.)	6,0	17,0	21,5	32,0	42,0	47,0	50,0
Wind (min.)	6,0	12,4	13,6	14,7	22,7	25,4	27,5
Andere	1,6	1,7	1,8	2,2	2,7	2,8	3,0
Gesamt (max.)	99,9	110,5	117,4	129,6	140,2	145,1	148,1
Gesamt (min.)	99,9	105,9	109,5	112,3	120,9	123,5	125,6
	Last (Verbrauch plus Verluste)						
Höchstlast [GW]	75,6	78,6	82,2	84,9	87,2	88,9	90,0
Jahresenergie [TWh]	510	529	554	572	587	599	606

Tabelle 20: Entwicklung von Erzeugungskapazität und Last (Deutschland)

Frankreich	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040
Erzeugungskapazität [GW]							
Kernenergie	56,1	54,8	53,5	55,3	56	47,8	34,4
Wasserkraft gesamt	26,2	25,7	24,5	25,4	26,4	26,8	27,6
davon: Speicher	14,0	13,8	13,1	13,6	14,1	14,3	14,8
Laufwasser	7,7	7,6	7,2	7,5	7,8	7,9	8,2
Pumpspeicher	4,4	4,4	4,1	4,3	4,5	4,5	4,7
Kohle	7,7	5,2	3,9	4,3	4,5	5,4	6,3
Heizöl	6,1	4,7	4,7	5,1	5,4	4,8	4,7
Gas	5,3	12,6	17,7	23,0	26,4	37,8	51,8
Wind (max.)	0,1	8,0	12,0	17,0	23,0	26,0	30,0
Wind (min.)	0,1	5,0	6,2	7,3	13,0	18,0	20,1
Andere	0,0	2,6	3,5	4,3	5,0	6,1	7,6
Gesamt (max.)	101,5	113,7	119,7	134,4	146,7	154,5	162,4
Gesamt (min.)	101,5	110,7	113,9	124,7	136,7	146,5	152,5
Last (Verbrauch plus Verluste)							
Höchstlast [GW]	68,7	74,5	79,5	86,7	91,6	94,1	96,1
Jahresenergie [TWh]	460	500	533	582	614	631	645

Tabelle 21: Entwicklung von Erzeugungskapazität und Last (Frankreich)

Österreich	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040
	Erzeugungskapazität [GW]						
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft gesamt	10,6	11,2	11,5	11,5	11,5	11,6	11,7
davon: Speicher	3,3	3,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Laufwasser	4,7	5,0	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Pumpspeicher	2,5	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Kohle	1,2	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6
Heizöl	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
Gas	2,3	2,6	3,0	3,6	4,0	4,5	4,8
Wind (max.)	0,1	0,7	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
Wind (min.)	0,1	0,7	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4
Andere	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4
Gesamt (max.)	14,7	15,8	17,0	17,7	18,3	18,9	19,3
Gesamt (min.)	14,7	15,8	17,0	17,7	18,2	18,7	19,1
Last (Verbrauch plus Verluste)							
Höchstlast [GW]	8,0	8,6	9,2	9,7	10,2	10,5	10,7
Jahresenergie [TWh]	53	56	61	64	67	69	71

Tabelle 22: Entwicklung von Erzeugungskapazität und Last (Österreich)

Italien	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040
Erzeugungskapazität [GW]							
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft gesamt	20,8	21,2	21,1	21,0	21,4	22,1	22,8
davon: Speicher	10,2	10,5	10,6	10,7	11,1	11,4	11,8
Laufwasser	3,5	3,6	3,6	3,5	3,6	3,7	3,8
Pumpspeicher	7,0	7,2	7,0	6,7	6,7	7,0	7,2
Multifuels	28,1	19,8	15,1	14,5	14,4	14,3	13,3
Heizöl	12,5	7,3	7,0	6,6	6,3	6,2	5,8
Gas	5,4	17,9	27,3	33,4	38,5	44,2	48,5
Wind (max.)	0,4	3,2	5,3	7,2	8,6	9,5	10,0
Wind (min.)	0,4	1,8	2,5	3,0	3,5	3,8	4,0
Andere	0,0	2,1	2,8	3,8	5,0	6,5	7,1
Gesamt (max.)	67,2	71,5	78,7	86,3	94,1	102,7	107,5
Gesamt (min.)	67,2	70,2	75,9	82,1	89,0	97,0	101,5
Last (Verbrauch plus Verluste)							
Höchstlast [GW]	46,9	52,9	59,4	66,0	72,8	77,4	79,8
Jahresenergie [TWh]	316	356	400	444	490	521	537

Tabelle 23: Entwicklung von Erzeugungskapazität und Last (Italien)

Niederlande	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040
	Erzeugungskapazität [GW]						
Kernenergie	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Kohle	3,5	4,1	3,5	3,0	3,3	3,3	3,1
Heizöl	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	11,7	13	15,7	18,3	20,1	21,1	22,4
Wind (max.)	0,7	1,2	2,5	5,0	7,5	10,0	12,0
Wind (min.)	0,7	1,2	2,0	3,5	5,0	7,0	8,0
Andere	0,5	0,6	0,6	0,8	1,1	1,2	1,3
Gesamt (max.)	16,9	19,2	22,3	27,1	32	35,7	38,9
Gesamt (min.)	16,9	19,2	21,8	25,6	29,5	32,7	34,9
	Last (Verbrauch plus Verluste)						
Höchstlast [GW]	13,2	15,0	16,9	18,7	20,7	22,0	23,1
Jahresenergie [TWh]	84	96	108	119	132	140	147

Tabelle 24: Entwicklung von Erzeugungskapazität und Last (Niederlande)

Belgien	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040
	Erzeugungskapazität [GW]						
Kernenergie	5,5	4,4	4,3	4,3	4,3	3,9	3,4
Wasserkraft	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Multifuels	5,0	4,3	4,5	4,7	4,7	4,7	4,8
Heizöl	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gas	1,4	3,5	4,4	5,2	5,3	5,8	6,4
Wind (max.)	0,0	0,2	0,5	1,0	1,3	1,4	1,5
Wind (min.)	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	0,9	0,9
Andere	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4
Gesamt (max.)	14,0	14,3	15,4	16,39	17,3	17,7	18,0
Gesamt (min.)	14,0	14,3	15,3	16,5	16,8	17,1	17,4
	Last (Verbrauch plus Verluste)						
Höchstlast [GW]	12,1	13,5	14,6	15,3	15,5	15,8	16,0
Jahresenergie [TWh]	86	95	104	108	110	112	114

Tabelle 25: Entwicklung von Erzeugungskapazität und Last (Belgien)

Dänemark	2000	2005	2010	2015	2020	2030	2040
	Erzeugungskapazität [GW]						
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasserkraft	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kohle	5,8	6,2	5,5	4,5	3,4	2,2	1,5
Heizöl	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	2,6	2,6	2,9	3,6	4,8	6,2	7,1
Wind (max.)	2,3	4,0	4,8	5,3	6,0	7,0	8,0
Wind (min.)	2,3	3,5	4,1	4,5	4,7	4,9	5,0
Andere	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Gesamt (max.)	11,3	12,9	13,4	13,8	14,6	15,9	17,2
Gesamt (min.)	11,3	12,4	12,7	13	13,3	13,8	14,2
	Last (Verbrauch plus Verluste)						
Höchstlast [GW]	5,7	5,9	6,3	6,6	6,8	7,0	7,3
Jahresenergie [TWh]	35	36	38	40	42	43	45

Tabelle 26: Entwicklung von Erzeugungskapazität und Last (Dänemark)

A-3 Technische Details zum verwendeten Modell

Hydraulisches System	
Zuflüsse	Sommer- / Wintercharakteristik
Speicherbecken	Absenk- und Stauziel
Vernetzung	Fallhöhe, Quell- und Senkebecken
Turbinen Pumpen	konstanter Wirkungsgrad
Laufwasser	Erzeugung gekoppelt an Zuflusscharakteristik

Thermisches System	
Blocktypen	Kernernergie-, Braunkohle-, Steinkohle-, Gaskraftwerke, Gasturbinen, Ölkraftwerke, sonstige thermische Erzeugung
Altersstruktur	Variation des Wirkungsgrades
Betriebszustände	Stillstand, Anfahrt, Betrieb
Mindestzeiten	differenziert nach Betrieb und Stillstand sowie Blocktyp
Leistungsgrenzen	Mindest- und Maximalleistung
Reservefähigkeit	Primärregelband, Schnellstartbarkeit und Reservefähigkeit differenziert nach Blocktyp
Wärmeverbrauch	quadratisch
Startkosten	differenziert nach Blocktyp
Revisionen	zeitabhängige Leistungsreduktion
Primärenergiepreise	innerhalb der Primärenergien nach Transportkosten differenziert

Windenergieeinspeisung	
Dargebot	saisonale- sowie tägliche Charakteristik berücksichtigt
Prognosefehler	erfasst in 2. Simulationsstufe

Nachfrage	
Lastganglinie	typisches Tages-, Wochen- und Jahresprofil
Sekundär- / Tertiärregelreserve	berücksichtigt
Primärregelreserve	ausser in Schweiz durch Grundlastblöcke vorgehalten
Prognosefehler	erfasst in 2. Simulationsstufe

Übertragungskapazitäten	
Lastflusscharakteristik	lineare PTDF's
Richtungsabhängigkeit	Berücksichtigung der Vorbelastung
Übertragbare Energie	nach Fahrplan- und Reserveaustausch einschränkbar

Simulationsrechnungen	
Anzahl Blöcke	über 1500
Anzahl Variablen	über 2 Mio.
Anzahl Ganzzahligkeitsentscheidungen	über 1 Mio.
Speicherbedarf pro Simulation	ca. 2 GB
Rechenzeit pro Simulation	ca. 16 Stunden
Rechnersystem	Sun Fire 6800/15k, Ultra Sparc III, 900 MHz

A-4 Liste der Kraftwerke

Die folgende Tabelle enthält die Daten der 62 in dieser Studie untersuchten Wasserkraftwerke. Die Angaben sind aus dem WASTA-Ordner, den Geschäftsberichten und einzelnen Werksangaben.

Nr.	Zentrale	Name der Anlage	Standort der Zentrale	Art der Anlage	Ausbauwasser- menge (in m³/s)	Max. mögliche Leistung ab Generator (in MW)	Mittlere Produktionserwartung (in GWh)			Rechteckgründage	Beschränkte Dauer	Ablauf der Konzession	Erste Betriebsau-nahme der Zentrale	Maximal mögliche Leistungen der Motoren	Mittl. Energiebedarf sämtl. Motoren für Pumpen			Zuflüsse			Zuflüsse			Mittlere Gestehungs-kosten Rp./kWh	Mittlere Gestehungs-kosten Kommentar			
							Sommer	Winter	Jahr						Sommer	Winter	Jahr	Speicher volumen in Mio. m³	Im Betriebs-jahr (natürlich)	Im Betriebs-jahr (gepumpt)	Total	Lang-jähriger Mittel-wert	Im Betriebs-jahr (natürlich)	Im Betriebs-jahr (gepumpt)	Total	Lang-jähriger Mittel-wert		
1	Bitsch (Biel)	Bitsch	Biel (VS)	SKW	55.00	331.00	482.00	15.00	497.00	K	1	2048	1969					9.20		0.00			0.00	4.96	eigene Ber.GB			
2	Croix	Croix	Croix, La Giete Dele	SKW	9.00	66.00	46.00	100.00	146.00	K	1	2037	1957					156.00		0.00	80.00		0.00	80.00	6	Werksangabe		
3	Châtelard-Vallorcine	Emosson	Vallorcine	SKW	34.40	220.00	45.00	305.00	350.00	K	1	2055	1975					224.00		365.70	358.30		389.10	358.30	5.47	eigene Ber.GB		
4	La Batiaz	Emosson	Martigny (VD)	SKW	35.00	185.00	190.00	253.00	443.00	K	1	2055	1975					224.00		365.70	358.30		389.10	358.30	5.47	eigene Ber.GB		
5	Pradella	Pradella	Pradella (GR)	SKW	72.00	288.00	616.00	382.00	998.00	K	1	2050	1970					170.50		0.00	941.00		0.00	941.00	5.4	eigene Ber.GB		
6	Martina	Pradella-Martina	Martina (GR)	SKW	93.00	74.00	194.00	103.00	297.00	K	1	2074	1994					170.50		0.00	1291.00		0.00	1291.00	5.4	eigene Ber.GB		
7	Hauterive	Hauterive	Hauterive (FR)	SKW	75.00	57.50	130.00	75.00	205.00	NR	0							180.00		0.00	35.00		0.00	35.00	4.5	eigene Ber.GB		
8	Schiffenen	Schiffenen	Schiffenen (FR)	SKW	135.00	52.00	79.00	60.00	139.00	K	1	2044	1964					58.00		0.00	45.00		0.00	45.00	4.5	eigene Ber.GB		
9	Altendorf (Etzel)	Etzelwerk	Altendorf (SZ)	PSKW	34.00	132.00	99.50	120.50	220.00	K	1	2017	1937	55.00	0.00	0.00	0.00	91.80	198.00	198.00	236.50	267.30	267.30	236.50	6.1	GB 2001		
10	Castasegna	Mairawerk Castasegna	Castasegna (GR)	SKW	16.50	95.00	145.80	117.50	263.30	K	1	2039	1959					0.18		0.00	165.00		0.00	165.00		keine Angaben GB		
11	Löbbia (Albigna)	Albignawerk Löbbia	Löbbia (GR)	SKW	11.00	72.00	23.60	91.20	114.80	K	1	2039	1960					70.00		0.00	90.00		0.00	90.00		keine Angaben GB		
12	Tinzen	Juliawerk Marmorera Tinizong	Tinizong, (Tinzen) (GR)	SKW	16.70	62.70	113.40	86.20	199.60	K	1	2035	1954					62.00		0.00	190.00		0.00	190.00		keine Angaben GB		
13	Tiefencastel Ost	Juliawerk Tiefencastel Ost	Tiefencastel (GR)	SKW	16.00	50.00	75.10	70.20	145.30	K	1	2050	1970					62.00		0.00	190.00		0.00	190.00		keine Angaben GB		
14	Rothenbrunnen (EWZ)	Albulaa-Domleschg	Rothenbrunnen (GR)	SKW	25.00	38.00	135.00	83.30	218.30	K	1	2057	1976					2.00		0.00	790.00		0.00	790.00		keine Angaben GB		
15	Motec	Motec	Motec (VS)	PSKW	18.00	69.00	26.30	109.70	136.00	K	1	2039	1956	35.50	45.20	1.50	46.70	77.00	66.20	16.20	82.40	93.10	84.20	8.20	92.40	93.10	4.9	eigene Ber.GB
16	Vissoie	Vissoie	Vissoie (VS)	SKW	13.70	48.00	121.10	89.00	210.10	K	1	2039	1958					77.00	107.90		107.90	125.50	126.10	126.10	125.50	4.9	eigene Ber.GB	
17	Riddes	Riddes	Riddes, Econe (VS)	SKW	28.75	225.00	238.00	424.00	662.00	K	1	2041	1966					205.60		0.00	249.00		0.00	249.00	5.97	GB 2001		
18	Fionnay (Mauvoisin)	Fionnay (Mauvoisin)	Fionnay (VS)	SKW	34.50	135.00	94.20	163.20	257.40	K	1	2041	1958					205.60		249.00	249.00	263.00	263.00	249.00	5.97	GB 2001		
19	Channion	Channion	Mauvoisin (VS)	LKW	10.00	27.50	73.00	1.00	74.00	K	1	2041	1964					205.60			249.00	263.00	263.00	249.00	5.97	GB 2001		
20	Veytaux	Hongrin-Leman	Veytaux, Chillon (VD)	PSKW	32.60	240.00	34.00	169.00	203.00	K	1	2043	1972	258.00	0.00	0.00	0.00	52.00			0.00				0.00	keine Angaben GB		
21	Bleudron	Cleuson-Dixence	Bleudron/Nendaz (VS)	SKW	75.00	120.00	365.00	87.00	1235.00	K	1	2045	1999					400.00			0.00				0.00	eigene Ber.GB		
22	Nendaz	Grande Dixence	Bleudron (VS)	SKW	45.00	384.00	135.00	320.00	455.00	K	1	2045	1960					400.00			0.00				0.00	eigene Ber.GB		
23	Fionnay (Dixence)	Grande Dixence	Fionnay (VS)	SKW	45.00	312.00	110.00	260.00	370.00	K	1	2045	1957					400.00	174.00	260.00	434.00	430.00	206.00	283.00	437.00	6	eigene Ber.GB	
24	Göschenen (Göschenenalp)	Göschenen (Göschenenalp)	Göschenen (UR)	SKW	30.00	160.00	156.00	126.00	282.00	K	1	2043	1962					75.00			0.00				0.00	198.68 ca. 3.5 - 4 Werksangabe		
25	Sils (KHW)	Sils	Sils, Nisellas (GR)	SKW	73.00	240.00	415.00	230.00	645.00	K	1	2042	1961					215.00			0.00				0.00	4.19 GB 2001		
26	Bärenburg	Bärenburg	Bärenburg (GR)	SKW	80.00	228.00	316.00	187.00	503.00	K	1	2042	1963					215.00			0.00				0.00	4.19 GB 2001		
27	Ferrera I	Ferrera I	Ausserferrera (GR)	PSKW	45.00	185.00	105.00	213.00	318.00	K	1	2042	1962	90.00	73.00	0.00	73.00	197.00			0.00				0.00	4.19 GB 2001		
28	Ilanz II	Ilanz II	Ilanz (Stufe Panix)	SKW	8.00	48.50	108.70	26.00	134.70	K	1	2071	1992					7.30	59.20		59.20	79.15	84.70	84.70	79.15	5	eigene Ber.GB	
29	Thierfehd (Limmern)	Thierfehd (Limmern)	Thierfehd (GL)	SKW	30.00	255.00	88.90	168.00	256.90	K	1	2044	1964	38.00	51.50	5.20	56.70	100.80	73.57		73.57	72.12	216.60	40.30	256.90	72.12	5.88	GB 2001
30	Linthal (Limmern)	Linthal	Linthal (GL)	SKW	32.00	33.50	31.60	28.50	60.10	K	1	2044	1964					100.80	281.00							0.00	5.88 GB 2001	
31	Stalden	Stalden	Stalden (VS)	SKW	20.00	160.00	304.70	214.00	518.70	K	1	2045	1965					101.00	176.60		176.60	212.90	215.60	215.60	212.90	7.42	GB 2001	
32	Zermeggern	Zermeggern	Zermeggern (VS)	PSKW	19.00	76.00	51.50	84.10	135.60	K	1	2045	1966					101.00	176.60		176.60	212.90	118.80	118.80	120.20	7.42	GB 2001	
33	Innertkirchen I	Innertkirchen I	Innertkirchen (BE)	SKW	35.90	192.00	296.00	294.70	590.70	K	1	2042	1943					188.30	374.60		374.60	337.80	760.80	760.80	720.50	4.1	GB 2001	
34	Innertkirchen II	Innertkirchen II	Innertkirchen (BE)	SKW	28.00	54.00	140.00	29.10	169.10	K	1	2042	1968					188.30	374.60		374.60	337.80	760.80	760.80	720.50	4.1	GB 2001	
35	Handeck I	Handeck I	Handeck (Handegg)	SKW	20.40	88.00	77.50	105.70	183.20	K	1	2042	1932					188.30	393.40		393.40	378.00	422.80	422.80	383.30	4.1	GB 2001	
36	Handeck II	Handeck II	Handeck (BE)	SKW	30.00	125.00	107.10	108.20	215.30	K	1	2042	1950					188.30	393.40		393.40	378.00	422.80	422.80	383.30	4.1	GB 2001	
37	Handeck III	Handeck III	Handeck (BE)	PSKW	12.50	53.00	28.20	27.20	55.40	K	1	2042	1976	48.50	9.65	0.17	9.82	188.30	393.40		393.40	378.00	422.80	422.80	383.30	4.1	GB 2001	
38	Grimsel I (Oberaar)	Grimsel I (Oberaar)	Grimsel (TI)	PSKW	7.50	34.00	23.00	44.40	67.40	K	1	2042	1954	19.50	5.55	3.31	8.86	188.30	393.40		393.40	378.00	422.80	422.80	383.30	4.1	GB 2001	
39	Grimsel II Ost	Grimsel II Ost	Chesslturn (BSE)	Umweltwerk	92.80	311.00	0.00	0.00	0.00	K	1	2042	1981					354.50	0.00	0.00	0.00	188.30	393.40	393.40	422.80	383.30	4.1	GB 2001
40	Hopflauen (Trift)	Hopflauen (Trift)	Hopflauen (BE)	SKW	21.00	79.00	195.40	42.80	238.20	K	1	2042	1967					188.30	374.60		374.60	337.80	760.80	760.80	720.50	4.1	GB 2001	
41	Mapragg	Mapragg	Mapragg (SG)	PSKW	74.00	274.30	137.40	34.60	172.00	K	1	2057	1977	162.20	0.00	0.00	0.00	33.40	111.40	149.30	185.60	185.60	152.40	152.40	4.68	GB 2001		
42	Tavanasa	Tavanasa (KVR)	Tavanasa (GR)	SKW	46.00	176.40	361.30	169.40	530.70	K	1	2048	1962					152.30	335.40		335.40</td							

Literatur

- BFE 1998 Bundesamt für Energie (BFE): Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz, Bern 18.2.1998.
- BFE 2002 Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2001, in: Bulletin SEV/VSE, 93. Jhg., Nr. 12, 2002, S. 14-60.
- BFE 2003 Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2002, Bundesamt für Energie, Bern 2003
- BFE2003/04 "Konzept Windenergie Schweiz", in Bearbeitung, Bern 2003/2004
- BMU 2002 Bundesumweltministerium: Themenpapier Windenergie, Berlin, Juli 2002
- Bouillon 2002 Bouillon, H.: Auswirkungen des fluktuierenden Energieangebotes auf den Systembetrieb, Tagungsband zur VGB-Konferenz "Erneuerbare Energien/Dezentrale Erzeugung", Salzburg, 2002.
- Brugger et. al. 1997 Brugger, Hanser und Partner AG, F. Kilchenmann, ITECO: Öffnung des Elektrizitätsmarktes in der Schweiz: Folgerungen für die Elektrizitätspolitik der Gebirgskantone, Bericht im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone, Zürich 1997.
- Bundeskartellamt 2003 Pressemeldung des Bundeskartellamtes vom 26.02.2003: Bundeskartellamt leitet Missbrauchsverfahren gegen RWE- und E.ON-Unternehmen wegen überhöhter Regelenergie- Preise ein, www.bundeskartellamt.de
- BUWAL 2000 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL): Wegleitung: Angemessene Restwassermengen - Wie können sie bestimmt werden, Bern 2000.
- BUWAL 2003 Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL): Gewässerökologische Auswirkungen des Schwallbetriebes: Ergebnisse einer Literaturstudie, Mitteilungen zur Fischerei Nr. 75, Bern 2003.
- BWE 2002 Bundesverband WindEnergie e.V.: Zahlen und Fakten zur Windenergie, BWE, Februar 2002.

- BAWAG 1983 Bundesamt für Wasserwirtschaft: Wasserkraftnutzung und Restwasserprobleme, "wasser, energie, luft", 75. Jhg, Heft 3, 1983.
- CA-OWEE 2001 Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe, Offshore Wind Energy Ready to Power a Sustainable Europe, Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe, Dezember, 2001
- Charpin 2000 Charpin, J.-M., Dessus, B., Pellat, R. : Étude économique prospective de la filière électrique nucléaire, www.industrie.gouv.fr, Juli 2000
- Christiner 2003 Christiner, G.: Investitionsrisiken im Stromnetz, IIR-Fachkonferenz „Risikomanagement im Stromnetz“, Januar 2003
- Czisch 2000 Czisch, G.: Expertise zur möglichen Bedeutung von Wind- und Solarenergie, ISET, Kassel, 2000
- Dany 2000 Dany, G.: Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 71, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2000
- DEWI 2001 Deutsches Windenergie-Institut GmbH: Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 1, April 2001
- DEWI 2002 Deutsches Windenergie-Institut GmbH: Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil2, Endbericht, November 2002
- DEWI Magazin 2001 Deutsches Windenergie-Institut GmbH: DEWI Magazin Nr. 19 „Internationale Entwicklung der Windenergienutzung mit Stand 31.12.2000, August 2001
- Die Welt 2002 Wetzel, D.: Windkraft-Ausbau führt zu Engpässen im Stromnetz, Die Welt, 12.11.2002.
- EAWA 1972 Eidgenössisches Amt für Wasserwirtschaft: Pumpspeicher-möglichkeiten in der Schweiz, Bern 1972.
- EAWAG 2002 EAWAG: Ökostrom aus Wasserkraft, Ökostrom Publikationen, Band 10, Kastanienbaum 2002.

- Elektrowatt 1987a Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG: Studie über den Ausbau der Wasserkraft in der Schweiz, im Auftrag der Expertengruppe Energieszenarien, Arbeitsdokument 2, Zürich 1987
- Elektrowatt 1987b Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG: Studie über die Energieeinbussen bei den Wasserkraftanlagen aufgrund Kapitel 2 "Sicherung angemessener Restwassermengen" des Revisionsentwurfes des Gewässerschutzgesetzes, im Auftrag des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes, Zürich 1987.
- Elektrowatt 1987c Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG: Studie über die Optimierung der Wasserkraft, im Auftrag der Expertengruppe Energieszenarien, Arbeitsdokument 6, Zürich 1987.
- Elektrowatt 1991 Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG: Studie über die Energieeinbussen bei den Wasserkraftanlagen aufgrund der Restwasserempfehlungen von Bundi/Eichenberger und Hainard et. al. im Zusammenhang mit der Volksinitiative "zur Rettung unserer Gewässer", im Auftrag des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes, Zürich 1991.
- Energie Schweiz 2000 Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz 2000, Bundesamt für Energie (BFE)
- Energy Outlook 1999 European Commission: Energy in Europe – European Union outlook to 2020, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 1999
- ETSO 2001 ETSO – European Transmission System Operators: Coordinated Auctioning. A market-based method for transmission capacity allocation in meshed networks, Final Report, April 2001
- Eurelectric 2001 Union of Electricity Industry – Eurelectric: Statistics and prospects for the European electricity sector, November 2001
- EU-Studie 2001 IAEW and CONSENTEC: Electricity Network Capacities and Identification of Congestion, Final Report, Study commissioned by the European Commission, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 82, Klinkenberg-Verlag, Aachen 2001.
- EAWA 1972 Eidgenössisches Amt für Wasserwirtschaft: Pumpspeichermöglichkeiten in der Schweiz, Bern 1972.

- EWEA 2001 EWEA, Windforce 12, Februar 2001
- Filippini 2001 Filippini, M., Banfi, S., Luchsinger, C. & Wild, J.: Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz: Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale, Studie im Rahmen des Forschungsprogramms EWG, Bern 2001.
- Grobbel 1999 Grobbel, C.: Competition in Electricity Generation in Germany and Neighbouring Countries from a System Dynamics Perspective, Peter Lang GmbH, Europäischer Verlag der Wissenschaften, Frankfurt am Main 1999
- Haubrich 2001 Haubrich, H.-J.: Elektrische Energieversorgungssysteme – Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge, Scriptum zur Vorlesung „Elektrische Anlagen I“ an der RWTH Aachen, Aachen 2001
- Krasenbrink 2002 Krasenbrink, B.: Integrierte Jahresplanung von Elektrizitätsproduktion und -handel, Dissertation am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 81, Klinkenberg-Verlag, Aachen 2002
- Kling 2002 Kling, W. L., Luther, M., Slootweg, J. G., Völzke, R., Wensky, D.: Einbindung grosser Windleistungen in das europäische Verbundnetz, VDE-Kongress, Dresden 2002
- KOWA 1993 Konfliktlösungsgruppe Wasserkraft: Produktionspotenziale aus Umbauten von Wasserkraftanlagen, Arbeitsgruppenbericht im Rahmen von Energie 2000, Bern 1993.
- Limnex 2001 Limnex AG: Schwall/Sunk-Betrieb in schweizerischen Fließgewässern: Grundlagenstudie, im Auftrag des BUWAL, Zürich 2001
- Müller/Schmid 1990 Müller, J.P. & Schmid, H.G.: Die Beschränkung der Wasserkraftnutzung im Interesse des Landschaftsschutzes, Verfassungsrechtliches Gutachten im Auftrag des BUWAL, Bern 1990.
- Neumann 1992 Neumann, K., Morlock, M.: Operations Research, Wien, Carl Hanser Verlag, 1993

- Neus 2002 Neus, H., Schmöller, H.K., Pribićević, B., Flicke, H. P.: Integrierte Optimierung von Stromerzeugung und Stromhandel – Verfahrensanforderungen und Praxiserfahrungen –, Jahresbericht 2002 des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 86, Klinkenberg-Verlag, Aachen 2002
- Obst 2003 Obst, S., Goldstein, D. : Französische Windenergie am Rande des Abgrunds? Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 53. Jg. (2003), H. 10, S. 639-642
- Prognos 2001 Prognos AG, Szenarien zu den Initiativen „Strom ohne Atom“ sowie „MoratoriumPlus“, Prognos, Februar 2001
- Prognos/IER/WI 2002 Prognos/IER/WI: Szenarienerstellung, Studie im Auftrag der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages, Juli 2002
- Ripper 2000 Ripper, G.: Vergleich von Steuermechanismen für den kurzfristigen Einsatz hydraulischer Jahresspeicher, Dissertation am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 69, Klinkenberg-Verlag, Aachen 2000
- Roggenbau 1999 Roggenbau, M.: Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 57, Verlag der Augustinus Buchhandlung, Aachen, 1999
- RWE Net 2003 Internetseite der RWE Net AG, www.rwenet.de, Stand 15.05.2003
- SGS 1996 Schweizerische Greina-Stiftung: Neue SGS-Energiestudie 1996-2070: Marktwirtschaft im Schweizer Landschafts- und Gewässerschutz, 10 Schwerpunkte, Zürich 1996.
- Stern 2000 Stern, B., Haubrich, H.-J., Flicke, H.P., et al: Kraftwerkseinsatz und Stromhandel unter Berücksichtigung von Planungsunsicherheiten; Elektrizitätswirtschaft, Band 99 (2000), Heft 24
- Studie Graubünden 1997: Erneuerungs- und Erweiterungspotenzial der Wasserkraftwerke in Graubünden, Bundesamt für Wasserwirtschaft, Studienbericht 7, 1997

- Studie Wallis 2000 Erneuerungs- und Erweiterungspotenzial der Wasserkraftwerke im Kanton Wallis, Bundesamt für Wasser und Geologie, Studienbericht 11, 2000
- SWV 1977 Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband: Ausmass und Bedeutung der noch ungenutzten Schweizer Wasserkräfte, Baden 1977.
- SWV 1987 Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband: Der mögliche Beitrag der Wasserkraft an die Elektrizitätsversorgung der Schweiz, in "wasser, energie, luft - eau, énergie, air", 79. Jhg, Heft 9, 1987.
- UCPTE 1998 UCPTE: Spielregeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTE, 1998
- UCTE 2002 UCTE System Adequacy Forecast, Dezember 2002
- UCTE 2003a Consumption Data (Lastgang europäischer Länder im Stundenraster 1998-2001), www.ucte.org, Stand Mai 2003
- UCTE 2003b Exchange Values (Stromexporte und -importe europäischer Länder), www.ucte.org, Stand Mai 2003.
- UCTE 2003c Net production of UCTE countries in 2002, www.ucte.org, Stand 15.3.2003
- VSE 1987 Vorschau auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz: Siebenter Zehn-Werke-Bericht, Zürich 1987.
- VDEW 2000 Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW): VDEW-Statistik 1998 „Leistung und Arbeit“, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke mbH, Frankfurt, 2000
- VDN 2002 Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland – Vorschau 2003-2005, November 2002
- Wagner 2002 Wagner, U., Brückl, O.: Kostengünstige Stromerzeugung – wie lange noch? Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 52. Jg. (2002), H. 11, S. 744-750
- WASTA-Ordner Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz: Zentralen, Bundesamt für Wasserwirtschaft, Biel, Stand 1.1.2003

- Wyer 2002 Wyer, H.: Die Nutzung der Wasserkraft im Alpenraum, Schulthess Juristische Medien AG: Zürich, Basel, Genf 2002.
- ZfK 2003 Strom für gewisse Stunden und Minuten – EEX-Chef Menzel: Der Handel von Regelenergie an der Börse würde mehr Transparenz schaffen, Zeitung für Kommunale Wirtschaft (ZfK), Oktober 2003, S. 5

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