Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 97 (2006)
Heft: 2

Artikel: Schweizerische Wasserkraftwerke im Wettbewerb
Autor: Balmer, Markus / Möst, Dominik / Spreng, Daniel
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-857640

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 12.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Schweizerische Wasserkraftwerke im Wettbewerb

Eine Analyse im Rahmen des europäischen Elektrizitätsversorgungssystems

Die Zukunft der schweizerischen Wasserkraftnutzung wirft viele Fragen auf, die weder geklärt noch unbestritten sind. Wird es in den nächsten Jahren Wasserkraftwerke geben, die zur Erneuerung anstehen, bei welchen aber die Erneuerung für die Betreiber nicht rentabel sein wird? Wie wirken sich aktuelle Veränderungen im europäischen Elektrizitätsmarkt – Zunahme der Windenergie, CO_2-Zertifikat-Handel, Gaspreissteigerungen usw. – auf die Wirtschaftlichkeit von neuen und zur Erneuerung anstehenden Wasserkraftanlagen aus? Wie entwickeln sich die bestehenden nationalen Elektrizitätssysteme in Zukunft? Wie hoch werden die Strompreise sein?

Zur Beantwortung einiger dieser Fragen wurde in den letzten drei Jahren vom Centre for Energy Policy and Economics (CEPE) an der ETH Zürich, zusammen

Markus Balmer, Dominik Möst, Daniel Spreng

mit dem Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Planung (IIP) der Universität Karlsruhe (TH) und in Zusammenarbeit mit den Bernischen Kraftwerken, den Kraftwerken Oberhasli und dem schweizerischen Übertragungsnetzbetreiber Etrans, das Projekt «Analyse der Wettbewerbsfähigkeit der schweizerischen Wasserkraftwerke im Rahmen des europäischen Elektrizitätsversorgungssystems» durchgeführt, die demnächst auch in Buchform erscheinen wird [1].

Das Perseus-Hydro-Modell

Den Kern des Projektes bildet das gemeinsam vom IIP und dem CEPE entwickelte Energie-System-Modell *Perseus-Hydro*. Der gewählte Optimierungsansatz integriert die Systemausbauplanung mit einer Kraftwerkseinsatzplanung bis zum Jahre 2030. Die Systemausbauplanung beinhaltet alle Zubau- und Rückbauentscheidungen für Kraftwerksanlagen; insbesondere auch bei Konzessionsverlängerungen. Die Kraftwerkseinsatzplanung regelt, welche der zur Verfügung stehenden Anlagen zu welchem Zeitpunkt in welchem Umfang zur Deckung der vorgegebenen Gesamtenergienachfrage beitragen sollen. Ziel ist es, die Kosten zur Deckung der Nachfrage des europäischen Stromversorgungssystems minimal zu halten; dies unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten jedes einzelnen Kraftwerks. Dabei werden beim Einsatz nur die variablen Kosten in die Kostenoptimierung miteinbezogen, während beim Zubau die abdiskontierten vollen Gestehungskosten in die Rechnung eingehen. Das Modell bestimmt den Kraftwerkseinsatz, den Stromaustausch und die Zusammensetzung des Kraftwerkparks für die Schweiz, die umliegenden Länder Deutschland, Österreich, Italien und Frankreich sowie für Slowenien und die Benelux-Länder. Um speziell die Charakteristiken der schweizerischen Wasserkraftwerke im Modell berücksichtigen zu können, wurden 160 grosse Anlagen der Schweiz detailliert – d.h. unter Berücksichtigung von natürlichen Zuflüssen, Kaskaden sowie Speicher- und Pumpmöglichkeiten – abgebildet. Zeitlich differenziert das Modell die vier Jahreszeiten, wobei jede anhand zweier Typtage, eines Werk- und eines Wochenendtags, modelliert wird. Der Werktag wird zusätzlich in sechs Zeitscheiben zerlegt, der Wochenendtag in deren drei, um so den unterschiedlichen Lastgängen Rechnung zu tragen.

Aus diesem ingenieurwissenschaftlichen Bottom-up-Modell lassen sich zudem – unter Annahme eines perfekten Marktes – als Systemgrenzkosten definierte Strompreise bis zum Jahre 2030 ableiten. Dies bedeutet, dass es im Modell weder Fehlplanung, Monopole, Absprachen oder strategisches Verhalten noch Quersubventionen zwischen Kraftwerken des gleichen Unternehmens gibt. Verschiedene Szenarien werden in den Modellrechnungen berücksichtigt, und die Analysen führen zu einer Reihe interessanter Ergebnisse. Sie liefern zwar nur Teilantworten auf die eingangs gestellten Fragen, führen aber zu einem vertieften

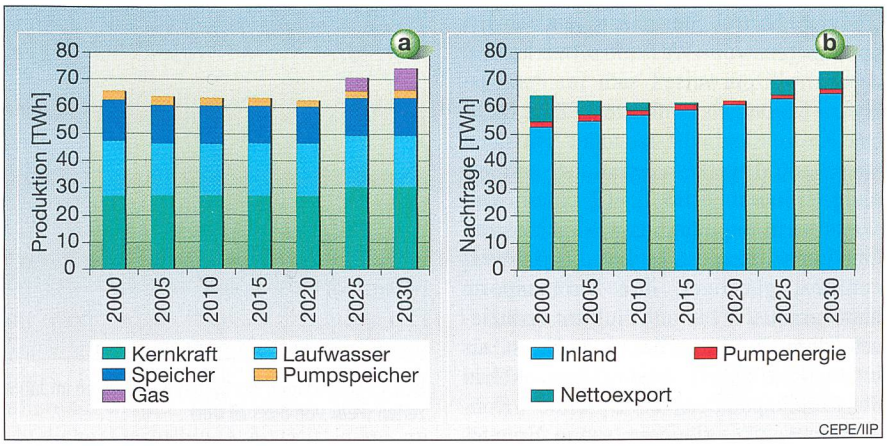

Bild 1 Elektrizitätsproduktion, Elektrizitätsnachfrage und Nettoexport pro Jahr in der Schweiz im Referenzszenario

Verständnis komplexer Systemzusammenhänge.

Modellantwort auf die wahrscheinlichsten Rahmenbedingungen

Unter den für die Systemmodellierung gewählten Rahmenbedingungen des Referenzszenarios werden in der Schweiz ab dem Jahre 2020 einerseits neue Gaskraftwerke erstellt – 500-MW-Gasturbinen für Spitzenlast und ein 2000-MW-GuD-Block[1)] für Mittel- und Spitzenlast – und andererseits ein 1600 MW umfassender, neuer Kernreaktor vom Typ EPR[2)] für die Deckung der Grundlast in Betrieb genommen (in erster Linie als Ersatz für die drei aus Altersgründen im Jahre 2020 wegfallenden Kernkraftwerke, Bild 1). Das Referenzszenario zeigt bezüglich der Verwendung von Gaskraftwerken – für alle betrachteten Länder und über den gesamten Modellierungshorizont hinweg – eine deutliche Zunahme. Abhängig von den national herrschenden energiepolitischen Gegebenheiten finden Gastechnologien zur Stromerzeugung eigentlich in allen Lastperioden Verwendung und stellen für zusätzliche Kapazität die Technologie der Wahl dar. Nur im Grundlastsegment kann Gas aus Gründen der Systemkostenminimierung verdrängt werden, dort nämlich, wo neue Kernreaktoren des Typs EPR keinen politischen Restriktionen unterstehen und deshalb gebaut werden dürfen. Die Modellrechnungen machen deutlich, dass der neue Kernreaktortyp in einem Umfeld ohne politische Restriktionen aus Altersgründen wegfallende Grundlastkraftwerke ersetzt. Bei tiefen CO_2-Zertifikats-Preisen erwächst den Gaskraftwerken im Grundlastsegment auch Konkurrenz aus Steinkohlekraftwerken, welche ausschliesslich in Deutschland und Italien ihren derzeitigen Anteil an der Stromerzeugung leicht steigern können.

Zwei Drittel der anstehenden Erneuerungen von Wasserkraftwerken in der Schweiz erweisen sich im Perseus-Hydro-Modell als konkurrenzfähig. Mehrere Konzessionen bestehender Lauf- und Speicherkraftwerke werden aber anfangs nicht erneuert (Bild 2). In einem Gesamtsystem mit einem gewissen Mass an Überkapazitäten ist es für die Schweiz zunächst günstiger, ihre Stromexporte netto praktisch bis auf Null zu reduzieren, dann zu importieren und erst als letzte Möglichkeit – quasi nach Abbau der Überkapazitäten im System – Konzessionen zu verlängern sowie Erneuerungs- und Ausbauprojekte zu realisieren. Es lässt sich deshalb auch erkennen, dass

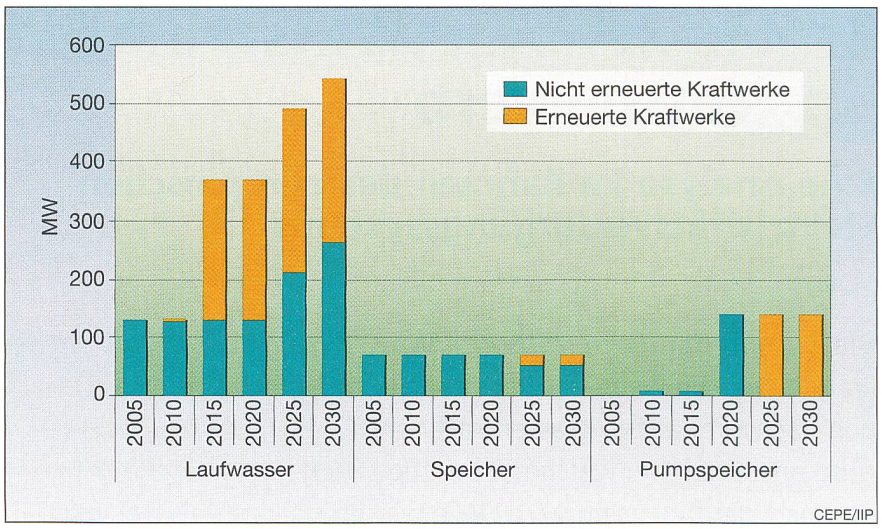

Bild 2 Konzessionsende und -verlängerung kumuliert über die Zeit und nach Kraftwerkstyp

gegen Ende des Modellierungszeitraumes (2030) die Zahl der im Perseus-Hydro-Modell durchgeführten Konzessionserneuerungen ansteigt, just zu Beginn der Periode, in welcher die grosse Mehrheit der Konzessionen von Wasserkraftanlagen auslaufen wird (2035–2050).

Gemäss den verschiedenen Veränderungen bezüglich der Stromerzeugungsstrukturen der einzelnen Länder verändern sich auch heute bestehende Stromaustauschverhältnisse in Zentraleuropa. Obwohl Italien seine eigene Stromerzeugung bis zum Jahre 2030 insgesamt verdoppelt, wird es weiterhin wichtigster europäischer Nettoimporteur bleiben. Bedeutendste Neuerung ist, dass sich Deutschland ab dem Jahre 2010 zu einem Nettoimporteur entwickelt und ab dem Jahre 2025 Italien an der Spitze ablöst. Demgegenüber kann Frankreich seine Stellung als bedeutendster Nettoexporteur auf fast gleich bleibendem Niveau verteidigen. Die Schweiz hingegen vermindert ihre Stromexporte bis zum Jahre 2020 kontinuierlich, ohne jedoch zum Nettoimporteur zu werden, bevor sie dann nach Erstellung der neuen Kraftwerksanlagen ab dem Jahre 2025 wieder einen jährlichen Nettoexport von etwa 10 TWh aufweisen wird.

Steigende Strompreise, abnehmender Peak/Base-Spread

Die Grenzkosten der Stromversorgung steigen im europäischen System kontinuierlich an und somit auch die zu erzielenden Preise (Bild 3). Dies gilt sowohl für die Grund- als auch für die Spitzenlast über die gesamte Dauer der Modellierung hinweg sowie auch für alle abgebildeten Regionen. Dieser Trend ist in erster Linie auf den Abbau der europäischen Überka-

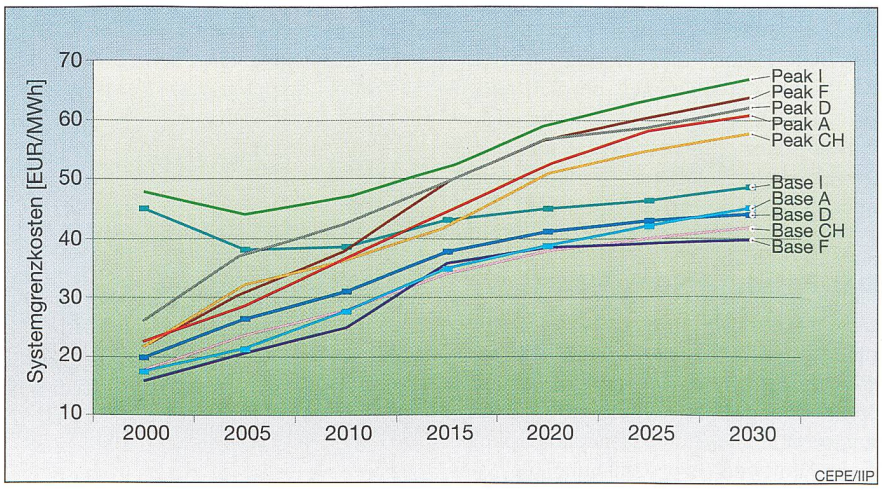

Bild 3 Entwicklung der Systemgrenzkosten im Jahresdurchschnitt (Base von 0 bis 24 Uhr) und zu Spitzenzeiten (Peak von 8 bis 20 Uhr)

Die Systemgrenzkosten sind die Systemkosten, die in einer bestimmten Lastperiode zur Produktion einer zusätzlichen kWh aufgewendet werden müssen (so genannte Schattenpreise der zu befriedigenden Stromnachfrage).

pazitäten und den parallel dazu verlaufenden Anstieg der Elektrizitätsnachfrage zurückzuführen, was in letzter Konsequenz den Ersatz bestehender Anlagen sowie den Bau zusätzlicher Kapazitäten notwendig macht. Im Vergleich mit den Nachbarländern sind in der Schweiz die Spitzenlast-Preise ab dem Jahre 2010 am tiefsten, in Italien am höchsten.

Untersuchungen der prognostizierten Strompreise zeigen für die Schweiz einen über den Modellierungshorizont abnehmenden Spread zwischen Peak- und Base-Preisen in den Jahreszeiten Frühling, Sommer und Herbst. Einzig in den drei Wintermonaten nimmt das Verhältnis zwischen Peak- und Base-Preisen zu. Dieses Resultat der Modellrechnungen widerspricht der gängigen Annahme eines zunehmenden Spreads deutlich. Ein Verhältnis von 1,4 kann dabei als Rentabilitätsgrenze für den Umwälzbetrieb betrachtet werden. Ausgehend davon zeigt sich, dass sich der Umwälzbetrieb nur im Winter immer lohnt, d.h. sowohl auf täglicher (Pumpen zu Grundlastzeiten in der Nacht, Turbinieren zu Spitzenlastzeiten am Mittag) als auch wöchentlicher Basis (Pumpen zu Grundlastzeiten am Wochenende, Turbinieren zu Spitzenlastzeiten werktags). In den restlichen Jahreszeiten ist nur der Wochenzyklus knapp rentabel.

Zukünftiger Gas- und CO_2-Zertifikats-Preis als wichtigste Einflussgrössen

Ein in der Zukunft ansteigender Gaspreis hat beachtlichen Einfluss auf die Grenzkosten der Stromerzeugung, also auch auf die zu erzielenden Preise in verschiedenen Lastperioden. Insbesondere im Spitzenlastbereich ist der preistreibende Einfluss eines steigenden Gaspreises deutlich zu erkennen, während dasselbe Phänomen im Grundlastbereich bedeutend schwächer ausfällt. Eine Verdoppelung des Gaspreises bringt Spitzenlastpreis-Veränderungen im Bereich von fast 1,5 EUR-cts./kWh mit sich, wovon alle Wasserkraftanlagen profitieren könnten.

Politische Restriktionen bezüglich des Neubaus von Kernkraftwerken haben grundsätzlich eine steigernde Wirkung auf die Grenzkosten der Stromerzeugung in Grundlastzeiten, wogegen kein Einfluss auf die Spitzenlast zu beobachten ist. Solche Restriktionen führen prinzipiell zu einem früheren Zubau von fossilen Kraftwerken, insbesondere von Gaskraftwerken.

Wichtigste Einflussgrösse sind die Annahmen über die CO_2-Zertifikats-Preise; dabei ist immer zu beachten, dass im Referenzszenario bereits moderate CO_2-Zertifikats-Preise unterstellt sind. Ohne solche Zertifikate wären auch die neuen Kernreaktoren vom Typ EPR unter Kostengesichtspunkten nicht begründbar und würden in keiner der Modellregionen gebaut werden. Stein- und Braunkohle wären in diesem Falle die kostengünstigste Variante. Die Schweiz würde in diesem Fall auf den Ersatz der Kernkraftwerke verzichten und billigen Kohlestrom aus Deutschland importieren. Wichtig ist deshalb zu sehen, dass im Falle von CO_2-Zertifikats-Preisen insbesondere Gas profitieren wird und seine herausragende Stellung für die Stromerzeugung der nächsten Jahrzehnte noch schneller erreichen kann, weil es dann relativ zu den anderen fossilen Brennstoffen kostenseitig bevorteilt wird (Bild 4).

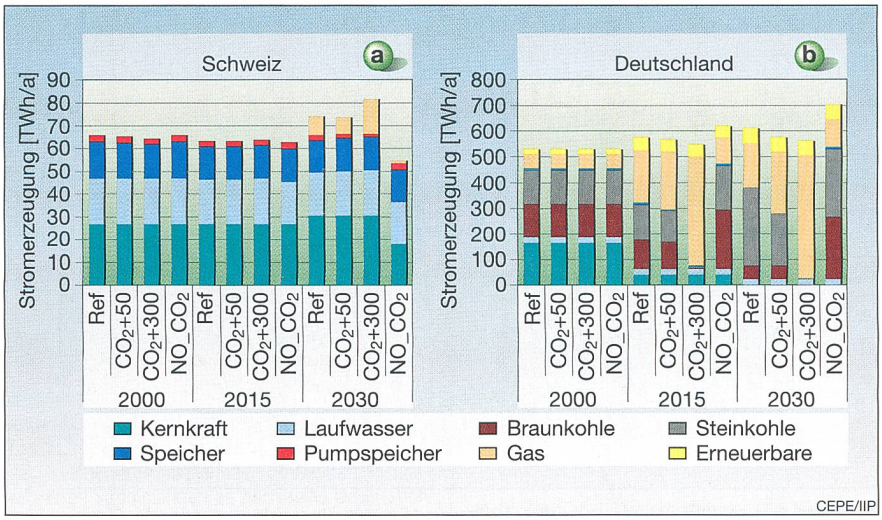

Bild 4 Vergleich der Elektrizitätssystementwicklung in der Schweiz und in Deutschland unter verschiedenen CO_2-Zertifikats-Preis-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario

CO_2-Zertifikats-Preis-Szenarien: CO_2+50/+300; Referenzszenario: +50% bzw. +300%; NO_CO_2: keine CO_2-Preise

Regelenergiemarkt nicht die grosse Chance

Modellrechnungen bezüglich eines wachsenden Regelenergiemarktes auf Grund des Zubaus von Windenergie in Deutschland lassen keine grossen Auswirkungen auf die Schweiz erkennen. Mehr Kapazität an Windenergie (etwa 60 GW in Deutschland) fordert in erster Linie mehr Kapazität von Back-up-Technologien (rund 20 GW), die kurzfristige Produktionsschwankungen ausgleichen können. Dazu braucht es viel Kapazität, die nicht oft zum Einsatz kommt, d.h. keine grossen Energiemengen erzeugen muss. Unter dem Ziel der Kostenminimierung werden für diese Aufgabe zusätzliche Gasturbinen erstellt, denn an der relativen Vorteilhaftigkeit der Gaskraftwerke gegenüber den Wasserkraftanlagen in Bezug auf Kapazitätskosten ändert sich nichts. Der Zubau an Windkraft in Deutschland erhöht den Bedarf an Regelenergie im Gesamtsystem, weshalb auch in der Schweiz gewisse Auswirkungen zu beobachten sind. Einerseits werden in der Schweiz schon im Jahre 2020 zusätzliche Gaskraftwerke mit einer Kapazität von 1,5 GW gebaut werden und andererseits erhöht sich der Export nach Deutschland. Natürlich ist es schwierig zu beantworten, ob nun in Realität die zusätzlichen Gaskraftwerke die Regelenergie nach Deutschland liefern oder ob dies die schweizerischen Speicher- und Pumpspeicheranlagen tun und die Gaskraftwerke einfach die dadurch wegfallende Energiemenge im schweizerischen Subsystem ersetzen. Die Tatsache, dass aber billige Kapazität für eine geringe Energieproduktion benötigt wird, spricht für die Gaskraftwerke. Die Grenzkosten der Stromproduktion verändern sich durch den Zubau an Windenergie und zusätzlicher Back-up-Kapazität nur geringfügig. In der Schweiz, Frankreich und Italien sind kaum Preisschwankungen zu beobachten. Die Preise für Spitzenlast steigen in Deutschland leicht an, wovon auch die Schweiz relativ zu ihrer Exportmenge profitieren kann. Insgesamt scheint der Regelenergiemarkt aber volumenmässig nicht sehr gross und auch preismässig nicht besonders interessant zu sein.

Langfristig dürfte sich dieser Markt zudem den Spotmärkten angleichen. Die Hoffnung, dass dieser Regelenergiemarkt einem breiten Feld der schweizerischen Wasserkraftanlagen eine zusätzliche Chance eröffnet, wird von den Modellrechnungen nicht bestätigt.

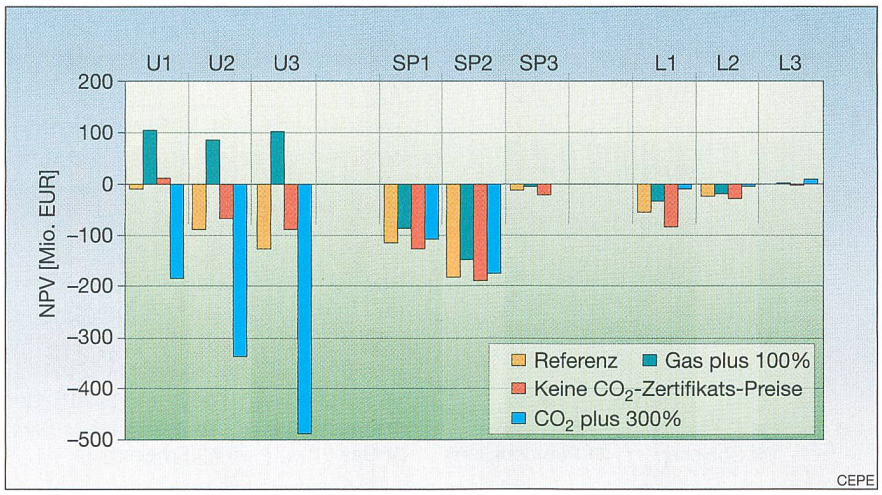

Bild 5 Net Present Values der neun aktuellen Ausbau- und Erneuerungsprojekte unter verschiedenen Szenarien

U: Umwälzkraftwerke; SP: Speicherkraftwerke; L: Laufkraftwerke

Schwierige Bewertung aktueller Ausbau- und Erneuerungsprojekte

Auf Grundlage der Preisprognosen aus dem Perseus-Hydro-Modell und der detaillierten Abbildung der schweizerischen Wasserkraftwerke war es auch möglich, neun aktuelle Ausbau- und Erneuerungsprojekte einzeln zu bewerten. Neben der Bewertung der Projekte im Hinblick auf die Systemkosten im Perseus-Hydro-Modell wurde jedes Projekt anhand von zwei nachgeschalteten «Discounted Free Cash Flow (DFCF)»-Methoden bewertet: einer einfachen DFCF-Analyse, mit statischer Verteilung der Produktion auf die Lastperioden Schwach-, Mittel- und Spitzenlast, und einer DFCF-Analyse mit ertragsseitigem Real-Optionen-Ansatz, in welcher der Einsatz der Anlagen gegen die Marktpreise dynamisch optimiert wird. Im Gegensatz zum Perseus-Hydro-Modell können die neuen Kraftwerke in den DFCF-Modellen nicht «über Nacht» hinzugebaut werden und es wird mit realistischen Bauzeiten gerechnet. In Bezug auf Preisschwankungen spielen wie erwähnt steigende Gaspreise und unterschiedlich hohe CO_2-Zertifikats-Preise eine entscheidende Rolle. Erstere verhelfen allen Wasserkraftwerken zu einem besseren NPV[3)], wobei die Auswirkungen bei den Umwälzprojekten am positivsten sind, während sich bei den Speicherkraftwerken nur marginale Auswirkungen beobachten lassen. Entscheidende Einflussgrösse für die Umwälzprojekte sind jedoch die CO_2-Zertifikats-Preise. Steigen sie an, so werden diese Projekte deutlich unrentabel, weil sich die benötigte Pumpenergie in einem solchen Szenario verteuert. Hingegen werden die Projekte rentabel, wenn die CO_2-Zertifikats-Preise gänzlich wegfallen. Demgegenüber sind beide Szenarien für die Speicherkraftwerke nicht so entscheidend und die NPVs verändern sich kaum, woraus sich schliessen lässt, dass die Speicherkraftwerke insgesamt nicht so abhängig vom Umfeld sind wie z.B. die Umwälzkraftwerke. Laufkraftwerke auf der anderen Seite profitieren deutlich von höheren CO_2-Zertifikats-Preisen. Bild 5 zeigt die Resultate der Bewertung der Ausbau- und Erneuerungsprojekte in verschiedenen Szenarien.

Die Bewertung spezifischer Ausbau- und Erneuerungsprojekte erweist sich als sehr sensitiv gegenüber Preis- und Diskontsatzschwankungen. Unter den Bedingungen im Referenzszenario werden je nach Methode nur ein bis drei von neun Projekten als rentabel eingeschätzt, dies bei einem Diskontsatz von 6%, wobei Preissteigerungen im Bereich von 0,5–1 EUR-cts. pro durchschnittlich produzierte kWh gewisse Projekte schon rentabel machen würden. Auch bei einer Änderung des Diskontsatzes auf einen Wert von 4% wird schon mehr als die Hälfte der Projekte in den DFCF-Methoden rentabel bzw. weist einen positiven NPV auf (Bild 6).

Neue Bewertungsmethoden sind gefragt

Natürlich müssen in einem solchen Planungsprozess auch andere als die mit dem Modell behandelten engen betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkte gebührend Eingang finden. Aus unternehmerischer Sicht können erneuerte und neue Wasserkraftwerke im Portfolio von Energieunternehmen einen wichtigen Beitrag zur Zukunftssicherung bilden. Allerdings stellt der wirtschaftliche Vergleich kapitalintensiver Anlagen (Wasserkraftanlagen) mit brennstoffintensiven Anlagen (Gaskraftwerke) ein noch nicht gelöstes Problem dar, das sich durch die stark unterschiedlichen Lebensdauern noch verschärft. Dies gilt insbesondere für Bewertungen, die letztendlich auf der Barwertmethode beruhen. Zukünftige Studien sollten versuchen, dieses Problem vertieft mit Risikoanalysen zu behandeln, wobei Brennstoffrisiken im Vordergrund stehen. Gerade weil Speicher- und Laufwasserkraftwerke nicht mit solchen Risiken von fossilen Technologien behaftet sind, verbessert sich dadurch ihre relative Wettbewerbsfähigkeit. Dank der tiefen variablen Kosten laufen diese Kraftwerke

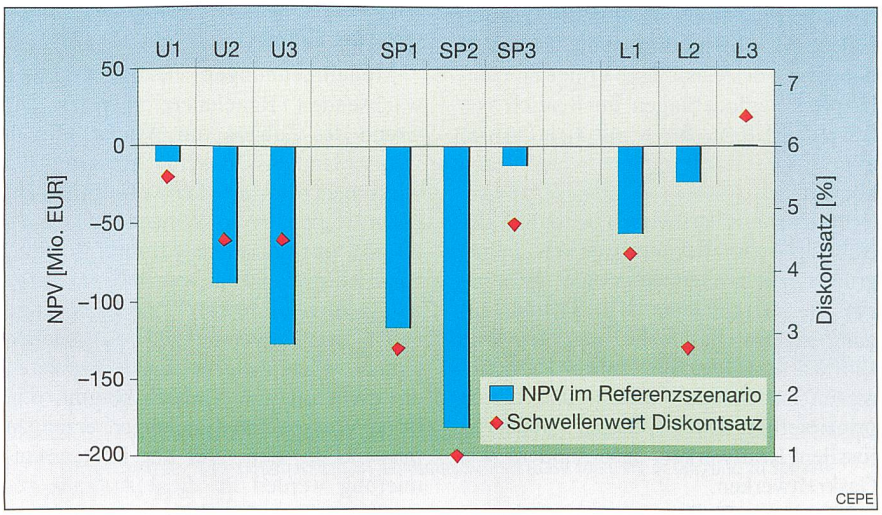

Bild 6 Schwellendiskontsatz für die aktuellen Ausbau- und Erneuerungsprojekte im einfachen DFCF-Modell

U: Umwälzkraftwerke; SP: Speicherkraftwerke; L: Laufkraftwerke

keine Gefahr, auf Grund von zukünftigen Marktrisiken ihren Betrieb einstellen zu müssen.

Von besonderer Bedeutung auf übergeordneter Ebene ist die Tatsache, dass die Wasserkraftwerke die Basis der inländischen Elektrizitätswirtschaft bilden und einen bedeutenden Beitrag zur Versorgungssicherheit der Schweiz liefern. Regionalpolitische Überlegungen spielen in diesem Zusammenhang auch eine wichtige Rolle, führt die Wasserkraft doch über eine Vielzahl von Kanälen zu einem gewissen Ausgleich zwischen Wirtschaftszentren und strukturschwachen Regionen. Des Weiteren dürften umweltpolitische Ziele bezüglich des Anteils erneuerbarer Energien oder der Senkung der CO_2-Emissionen ohne die grossen Wasserkraftwerke kaum zu erreichen sein. Diese wichtigen Aspekte blieben in den hier vorgestellten Rechnungen unberücksichtigt. Bewertungsmethoden, die diese Vielzahl von Aspekten in wissenschaftlich abgestützter Weise gegeneinander gewichten und in die Bewertung integrieren können, sind leider noch nicht Stand der Bewertungstechnik.

Referenzen

[1] Markus Balmer, Dominik Möst, Daniel Spreng et al.: Schweizerische Wasserkraftwerke im Wettbewerb – Eine Analyse im Rahmen des europäischen Stromversorgungssystems. vdf Hochschulverlag AG, ISBN 3-7281-3048-6.

Angaben zu den Autoren

Dipl. Natw. ETH **Markus Balmer** ist seit 2002 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Centre for Energy Policy and Economics (CEPE) der ETH Zürich. Forschungsschwerpunkte bilden sowohl die Analyse der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Strommärkten als auch seine Dissertation mit dem Titel «Typology of Hydropower Schemes», welche gegen Ende 2006 abgeschlossen wird.
Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETH Zürich, CH-8032 Zürich, mbalmer@ethz.ch

Dipl. Wi.-Ing. **Dominik Möst** ist Leiter der Gruppe «Energiesystemanalyse und Umwelt» am Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion (IIP) der Universität Karlsruhe (TH). Er beschäftigt sich insbesondere mit der Modellierung von Energiesystemen, der langfristigen Entwicklung von Energiemärkten als auch der Förderung regenerativer Energien.
Universität Karlsruhe (TH), D-76187 Karlsruhe, Dominik.Moest@wiwi.uni-karlsruhe.de

Prof. Dr. **Daniel Spreng** war Initiant und bis Ende November 2005 Co-Leiter des Centre for Energy Policy and Economics (CEPE) an der ETH Zürich. In seinen verschiedenen Positionen in Wirtschaft und Wissenschaft hat er oft und gern mit der Elektrizitätswirtschaft zusammengearbeitet. Er hat vor, seine wissenschaftliche Arbeit fortzuführen, u.a. auch in Zusammenarbeit mit Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft.
Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETH Zürich, CH-8032 Zürich, dspreng@ethz.ch

[1] GuD: Gas- und Dampfkraftwerk. Die Wärme der Verbrennungsabgase der Gasturbine wird über Dampferzeuger zur Erzeugung von Frischdampf genutzt, der dann eine Dampfturbine antreibt.

[2] EPR: European Pressurized Water Reactor

[3] NPV: Net Present Value. Finanzielle Kennzahl, welche die zukünftigen Erträge eines Vorhabens auf den aktuellen Zeitpunkt umrechnet (abdiskontiert) und so den Vergleich verschiedener Szenarien oder Vorhaben hinsichtlich ihres wirtschaftlichen Ertrages ermöglicht.