Die Perle verliert ihren Glanz

Autor(en): **Eberhard, Simon**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **105 (2014)**

Heft 2

PDF erstellt am: **29.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856186

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Die Perle verliert ihren Glanz

Wirtschaftliche Perspektiven der Grosswasserkraft

Jahrelang war die Schweizer Wasserkraft ein verlässlicher Pfeiler der Schweizer Stromversorgung – und eine Goldgrube zugleich. Doch durch die sinkenden Preise am Strommarkt ist sie wirtschaftlich unter Druck geraten, da ihre Rentabilität in Frage gestellt ist. Die Standortbestimmung des Bundesamtes für Energie kommt zu einem ernüchternden Schluss. Ein Überblick über die wichtigsten Resultate.

Simon Eberhard

Eine «Perle» nennt sie Bundesrätin Doris Leuthard: Die Schweizer Wasserkraft sei ein wichtiges Asset der Schweiz, das es zu bewahren gelte, sagte sie am 8. Schweizerischen Stromkongress (siehe hierzu auch Bericht auf S. 23). 55 % des Schweizer Strommix macht die Wasserkraft derzeit aus, und sie ist auch in der Energiestrategie 2050 als wichtiger Pfeiler der künftigen Schweizer Stromversorgung ohne Kernkraftwerke vorgesehen. Bis 2035 soll die inländische Stromproduktion aus Wasserkraft jährlich mindestens 37 400 GWh betragen. Allerdings sind die Betreiber der Wasserkraftwerke aufgrund der sinkenden Preise am Strommarkt wirtschaftlich unter Druck geraten. Da sie – im Unterschied zu den übrigen erneuerbaren Energien – keine Subventionen erhalten, ist ihre Wettbewerbsfähigkeit in Frage gestellt.

Bereits vor Jahresfrist wurden in dieser Zeitschrift die Perspektiven für die Schweizer Wasserkraft diskutiert. [1] Die Situation hat sich seither nicht entspannt – im Gegenteil. Ende 2013 hat der Bund eine Medienmitteilung veröffentlicht, die zum Schluss kommt, dass die Rentabilität von geplanten Schweizer Grosswasserkraftwerken nicht optimal sei. [2] Dies ist die Quintessenz einer Studie, die die Situation von aktuellen Aus- und Neubauprojekten unter die Lupe nimmt. Eine weitere Studie nimmt zudem eine Standortbestimmung für Schweizer Pumpspeicherkraftwerke vor. Vorliegender Artikel fasst die wichtigsten Erkenntnisse der beiden Studien zusammen und gibt einen Ausblick über die Perspektiven für die Schweizer Wasserkraft.

Studie zu Grosswasserkraft-Projekten

Für die BFE-Studie zur Wirtschaftlichkeit der Grosswasserkraft [3] stellten die Kraftwerksgesellschaften auf vertraulicher Basis Daten zu aktuellen Neu- oder Ausbauprojekten zur Verfügung. Die finanziellen Kennzahlen wurden dabei vom Bundesamt für Energie (BFE) vorgegeben, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten. 25 Projekte wurden in der Erhebung berücksichtigt, davon neun Speicherkraft- sowie 16 Laufwasserkraft-Projekte. 22 Projekte beabsichtigen eine Produktionserhöhung, wobei die zusätzliche Produktionserwartung 2617 GWh beträgt. 19 Projekte sehen eine Leistungserhöhung vor. Nicht berücksichtigt wurden Pumpspeicher-Projekte, KEV-berechtigte Projekte sowie reine Erneuerungsprojekte, die keine Steigerung der Leistung oder Produktion zum Ziel hatten.

Die erhobenen Daten wurden mittels des Discounted-Cash-Flow-Modells (DCF) bewertet, womit der Nettobarwert (Net Present Value, NPV) sowie der interne Zinssatz (Internal rate of return, IRR) errechnet wurden. Diese dienen als Bewertungsgrössen für die Wirtschaftlichkeit des Projektes: Ein NPV grösser als 0 sowie ein IRR grösser als der verwendete Kalkulationszinssatz (Wacc) weisen darauf hin, dass ein Projekt generell wirtschaftlich ist.

Nur ein Projekt rentabel

Bei den Projekten mit Produktionserhöhung ergaben sich Gestehungskosten von durchschnittlich knapp 15 Rp. / kWh, wie **Bild 2** zeigt. Den grössten Teil machen dabei die Kapitalkosten aus, die sich aus Eigenkapitalkosten, Fremdkapitalkosten und Abschreibungen zusammensetzen. Die Gestehungskosten liegen damit deutlich über den derzeitigen Preisen an den Strommärkten, die sich im Bereich von 5 Rp. / kWh bewegen. Ebenfalls liegen sie über den durchschnittlichen Gestehungskosten von grossen Wasserkraftwerken in der Schweiz, die sich im Bereich zwischen 5 und 6 Rp. / kWh bewegen.

Die Auswertung der errechneten Nettobarwerte zeichnet ebenfalls ein düsteres Bild. So weist nur eines der 22 Projekte mit Produktionserhöhung einen Nettobarwert von über 0 auf **(Bild 3)**. Die restlichen 21 Projekte hingegen werden von dieser Messmethode als nicht wirtschaftlich beurteilt. Ähnlich sieht es beim internen Zinssatz aus: Nur ein Projekt weist einen höheren Zinssatz auf als der Wacc und kann damit als wirtschaftlich beurteilt werden **(Bild 4)**.

Alpiq

Bild 1 Auch Pumpspeicher-Projekte wie Nant de Drance im Wallis (im Bild: Baustelle zur Erhöhung der Staumauer Vieux-Emosson) blicken einer unsicheren Zukunft entgegen.

[3]

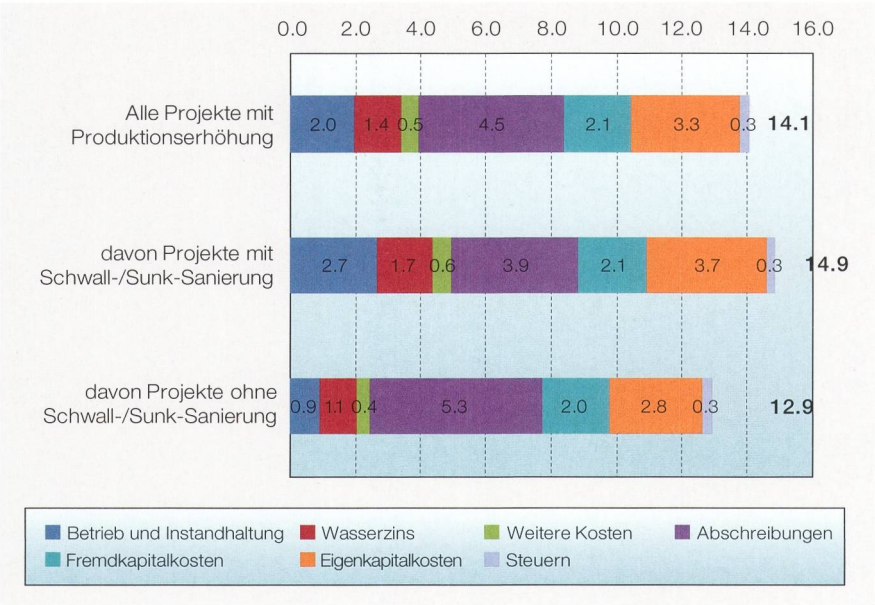


Bild 2 Durchschnittliche, gewichtete Gestehungskosten aller Projekte mit zusätzlicher Produktion nach Kostenart.

[3]

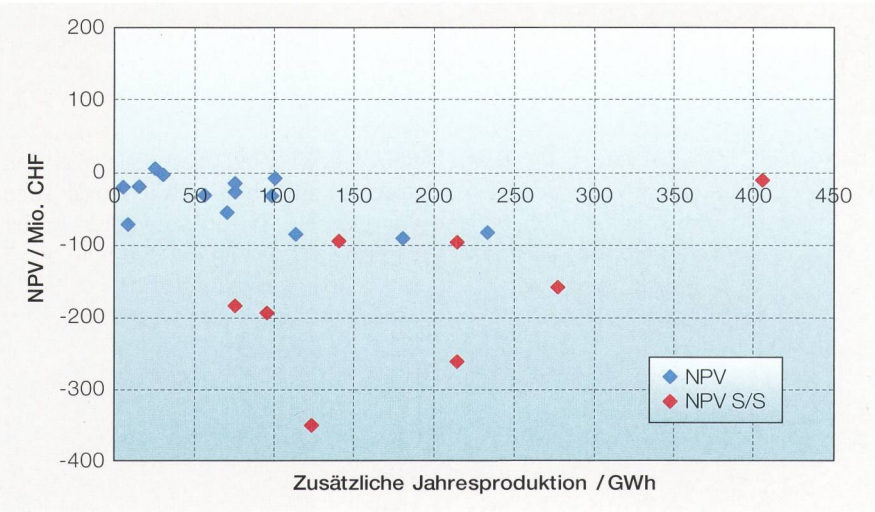


Bild 3 Nettobarwert (NPV) aller Projekte mit Produktionserhöhung. Nur ein Projekt weist einen NPV > 0 auf. Rot: Projekte, welche eine Schwall-Sunk-Sanierung beinhalten.

[3]

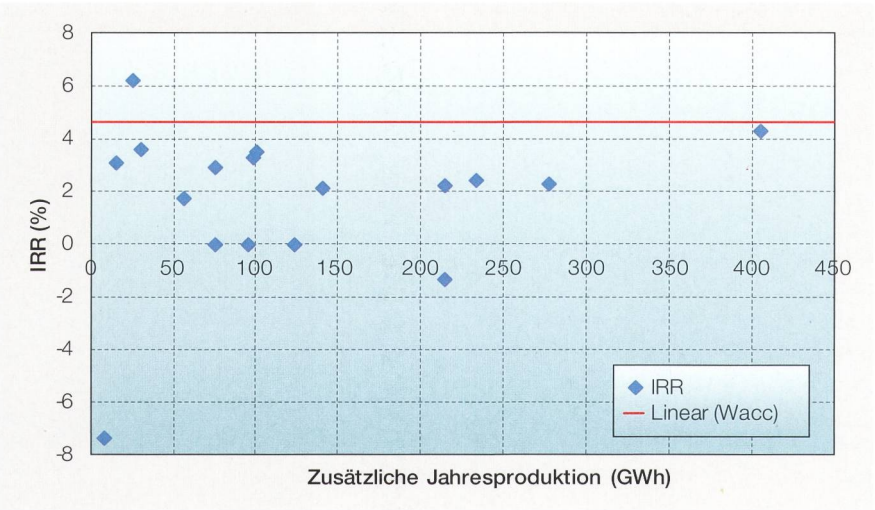


Bild 4 Interner Zinssatz (IRR) aller Projekte mit Produktionserhöhung. Nur ein Projekt befindet sich über dem verwendeten kalkulatorischen Zinssatz (Wacc) von 4,63 % (in der Grafik rot dargestellt).

Errechnet wurde in der Studie zudem, wie sich Preisveränderungen auf die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Projekte auswirken. Bei 20 % höheren Preisen wären fünf Projekte wirtschaftlich mit einem NPV grösser als 0. Die restlichen Projekte hätten zwar einen höheren NPV, dieser bewegt sich aber nach wie vor unter 0. Bei 20 % tieferen Preisen läge der NPV des einen wirtschaftlichen Projektes noch knapp über 0, während derjenige der übrigen Projekte deutlich tiefer läge.

Massnahmen zur Sicherung der Investitionen

Die Resultate der Studie zeigen deutlich, dass sich Investitionen in die Grosswasserkraft derzeit nicht lohnen. Dies macht die Wasserkraft zu einem unsicheren Umfeld für potenzielle Investoren. Die mangelnde Wirtschaftlichkeit wird auch von den befragten Kraftwerksgesellschaften als wichtigster Grund für die Sistierung von Wasserkraftprojekten genannt. Um dem entgegenzuwirken, prüft und bewertet der BFE-Bericht verschiedene Instrumente. Die Ergebnisse der Bewertung sind in **Tabelle 1** wiedergegeben.

Als effektiv beurteilt der Bericht die Ausweitung der KEV auf die Grosswasserkraft. Allerdings sollte dies zeitlich beschränkt sein und die Direktvermarktung forcieren, um so eine bedarfsgerechte Produktion zu fördern. Ebenfalls als effektiv werden Innovationsbeiträge und Kapazitätszahlungen beurteilt. Jedoch besteht dabei die Gefahr von Marktverzerrungen, ausserdem ist hier eine internationale Abstimmung wichtig. Ein weiteres Instrument sind Auktionen, mit denen die Höhe der Förderung in einem wettbewerblichen Verfahren ermittelt werden kann. Jedoch muss hier die Marktliquidität gewährleistet sein und eine Konkurrenzsituation zwischen den Mitbietenden bestehen.

Nur ein beschränktes Potenzial für die untersuchten Grosswasserkraftprojekte weisen nach Beurteilung des Berichtes die wettbewerblichen Ausschreibungen zur Reduktion von Umwandlungsverlusten bei elektrischen Anlagen auf, da mit diesem Instrument nur Effizienzmassnahmen möglich sind. Ebenfalls keinen Mehrwert sieht der Bericht bei einer Vergütungs- und Abnahmegarantie für Grosswasserkraftwerke, da diese den Strom selber vermarkten können. Ein Potenzial attestiert er hingegen

	KEV			Investitionsbeitrag / Kapazitätszahlung						
	Referenzanlage	Auktion	Direktvermarktung mit gleitender Prämie	Einzelfallbetrachtung	Referenzanlage	Auktion	Wettbewerbliche Ausschreibungen	Vergütungs- und Abnahmegarantie	Quoten	Bundesdarlehen
Kosteneffizienz	-	O	O	O	O	+	+	O	+	O
Effektivität	+	O	+	+	+	O	-	-	+/-	+
Vermeidung von Mitnahmeeffekten	O	+	O	O	-	O	+	+/-	+	-/+
Geringer administrativer Aufwand	O	-	O	O	+	O	O	+	O/-	O
Investitionssicherheit	+	+	+	O	O	O	-	-	-	O
Anreiz zu steuerbarer Produktion	-	-	+	+	+	+	+	-/+	+	+
Politische Umsetzbarkeit und Kompatibilität mit heutigem System	O	O	O	O	O	O	+	O	-	O

Tabelle Bewertungsmatrix der untersuchten Fördersysteme. Bewertung: + hoch, 0 mittel, - gering.

der Vergabe von Bundesdarlehen. Dieses führt dazu, dass die Kapitalkosten gesenkt werden können, was die Investitionsbereitschaft erhöhen kann. Allerdings ist dabei auch mit Marktverzerrung zu rechnen, da die nicht subventionierten Produzenten benachteiligt werden. Als nicht zielführend wird schliesslich das Quotenmodell eingestuft, weil der Markt hierfür nicht liquide genug ist.

Die Kosten einer Förderung, damit alle 22 Projekte mit Produktionserhöhung einen NPV von 0 erhalten würden, werden vom Bericht auf gesamthaft rund 1,8 Mia. Franken geschätzt.

Auslegeordnung für Pumpspeicherwerke

Pumpspeicherwerke können dank ihrer Speicherfunktion als ideale Ergänzung zu den unregelmässig anfallenden Energiequellen wie Sonne und Wind dienen. Allerdings ist auch ihre Wirtschaftlichkeit durch die sinkenden Grosshandelspreise in Frage gestellt. Eine Studie von Frontier Economics und Swiss Quant im Auftrag des BFE [4] nahm eine Auslegeordnung vor. Untersucht wurden dabei die Rolle, die Wirtschaftlichkeit und der Regulierungsbedarf von Pumpspeicherkraftwerken im Rahmen der Energiestrategie 2050. Hierfür wurden drei Szenarien definiert, die auf der Prognos-Studie im Auftrag des BFE [5] beruhen. Szenario A geht von einer moderaten zukünftigen Entwicklung aus, Szenario B schliesst den Bau von Gas-/Kombikraftwerken aus, während Szenario C von einer stark verschärften globalen Klimapolitik ausgeht.

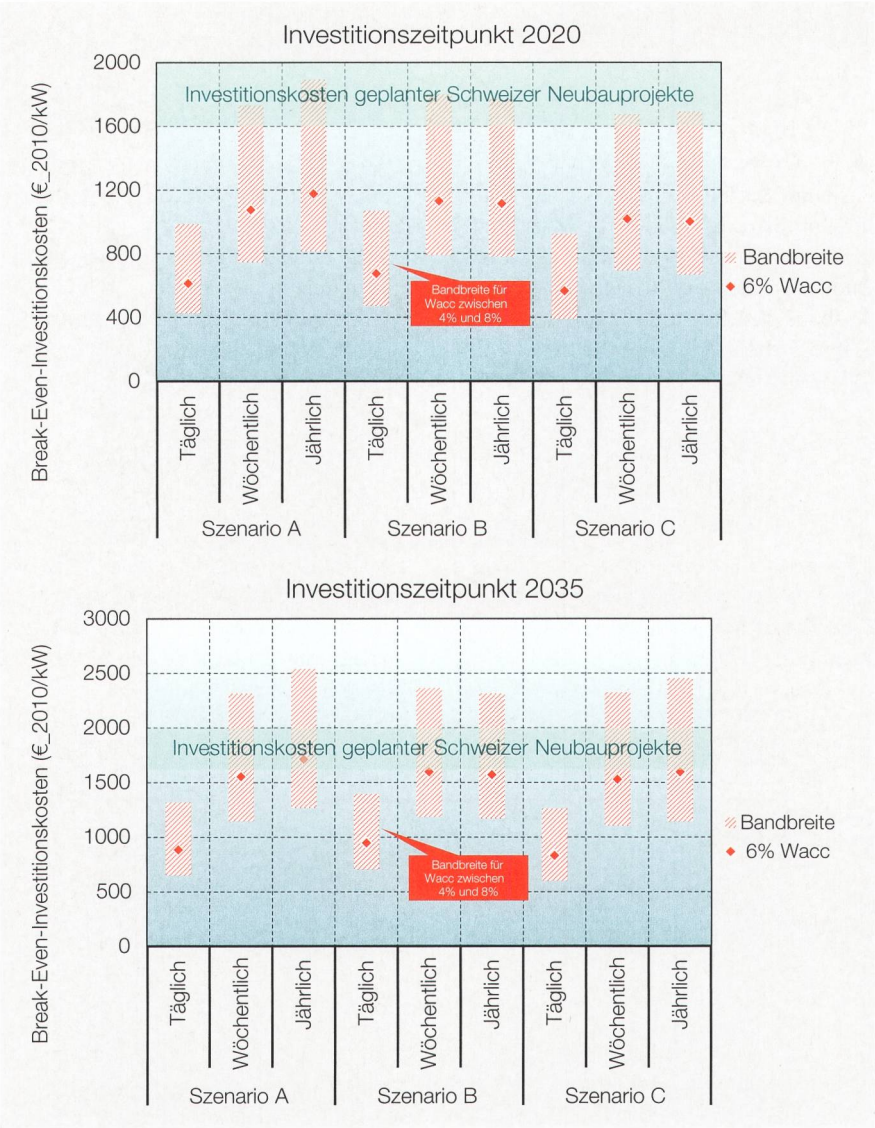


Bild 5 Break-Even-Investitionskosten für Investitionszeitpunkte 2020 und 2035.
Bemerkung: Abgebildet sind die Ergebnisse für fiktive Referenzanlagen mit einem hohen Wirkungsgrad (82 % bzw. 85 %) und unterschiedlichen Reservoirvolumina bzw. Betriebshorizont (täglich, wöchentlich und jährlich). Die Bandbreite der Investitionskosten ist den Websites der Projektentwickler von Nant de Drance, Linthal 2015 und Lagobianco entnommen. Die Bandbreite der Break-Even-Investitionskosten ergibt sich aus der Variation der Kapitalkosten (Wacc von 4 % bis 8 % real).

Die Break-Even-Investitionskosten für neue Pumpspeicherwerke in der Schweiz wurden den erwarteten Investitionskosten geplanter Neubauprojekte gegenübergestellt (Bild 5). Dabei zeigt sich, dass die Pumpspeicherprojekte kurz- bis mittelfristig (bis 2020) als risikobehaftet zu beurteilen sind. Die Break-Even-Investitionskosten bewegen sich im Bereich von 500 und 1600 €/kW. Die erwarteten Investitionskosten für Neubauten in der Schweiz bewegen sich heute zwischen 1600 und 2000 €/kW.

Hingegen geht die Studie davon aus, dass sich die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicher langfristig deutlich verbessern wird. Als Gründe hierfür werden der weitere Ausbau der Windenergie und Fotovoltaik in Europa sowie die dadurch entstehenden Preisschwankungen genannt. Da die Pumpspeicherkraft von Preisdifferenzen getrieben ist, stellt diese Entwicklung für sie eine Chance dar.

Ebenfalls einen Einfluss auf die Entwicklung der Pumpspeicherkraft hat der Regulierungsrahmen. Die Studie warnt vor einer Einführung von Netzentgelten für Pumpstrom, da dies die Wirtschaftlichkeit vieler Projekte gefährden würde. Zudem werden die Auswirkungen eines Ausbaus der Stromnetze rund um die Schweiz beurteilt. Dabei werden die Chancen mittel- bis langfristig höher beurteilt als die Risiken, da Schweizer Pumpspeicher im Ausland vermehrt als Stromanbieter und Käufer auftreten können. Ebenfalls als Chance für die Pumpspeicher wird der Zugang der Schweiz zu den europäischen Energiemärkten beurteilt. So erhalten sie die Möglichkeit, ihre Flexibilität auch auf Kurzfristmärkten im Ausland anzubieten.

Hinsichtlich der Kapazitätsmechanismen beurteilt die Studie als schwierig einschätzbar, ob die Chancen oder die Risiken für die Pumpspeicher überwiegen. Einerseits könnten diese das Geschäftsmodell der Pumpspeicher gefährden, da sie tendenziell Preisspitzen abdecken. Handkehrum würden die Pumpspeicher selbst von Kapazitätszahlungen profitieren. Die Studie empfiehlt der Schweiz, die Einbindung in die Kapazitätsmechanismen in den Nachbarländern zu prüfen.

Ausblick

Kurzfristig gesehen sind die Perspektiven für die Schweizer Wasserkraft nicht ermutigend. Dies bestätigen die vorgestellten Studien. Selbst wenn sich die Preise am Strommarkt etwas erholen, so bleibt die Wettbewerbsfähigkeit vieler Wasserkraftwerke unsicher. Auf der anderen Seite kann die Schweizer Wasserkraft aber als ideale Ergänzung der unregelmässig anfallenden erneuerbaren Energien wie Wind und Wasser dienen. Denn mit der volatilen Einspeisung steigt der Bedarf an flexibler Ausgleichsleistung. Zudem können die Pumpspeicher die überschüssige Energie in produktionsstarken Zeiten auffangen und bei Bedarf zur Verfügung stellen.

Die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft sicherzustellen, ist auch erklärtes Ziel der Strombranche. Die Einführung von marktsteuernden Elementen wird dabei als «zweitbeste Lösung» beurteilt. Die beste Lösung wäre ein verzerrungsfreier Markt ohne Subventionen, schreibt der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE). [6] Die politisch gewollte Lösung der Förderung der erneuerbaren Energien habe möglichst verzerrungs- und diskriminierungsfrei zu erfolgen. Das Ziel müsse darin bestehen, die eingesetzten Mittel so nutzbringend wie möglich einzusetzen. Entsprechend sei es sachlich gerechtfertigt, auch Grosswasserkraftwerke in die Förderung einzubeziehen.

Eine Subvention für Wasserkraftwerke hat Bundesrätin Leuthard am Schweizer Stromkongress allerdings ausgeschlossen und stattdessen andere Lösungen in Aussicht gestellt. Wie diese aussehen, wird in den nächsten Wochen und Monaten intensiv diskutiert werden müssen – denn eines ist klar: Dank ihrer Flexibilität sind die Schweizer Wasserkraftwerke ein unverzichtbarer Baustein für die Energiestrategie 2050. Im gegenwärtigen Klima der Unsicherheit ist es derzeit noch eine offene Frage, wie die dringend notwendigen Investitionen sichergestellt werden sollen, damit die Schweizer «Perle» in Zukunft wieder glänzen kann.

Referenzen

[1] Kurt Wiederkehr, Wirtschaftliche Risiken beim Ausbau der Wasserkraft – eine aktuelle Auslegeordnung, Bulletin SEV/VSE 2/2013, S. 8–10.
[2] Bundesamt für Energie BFE, Aus- und Neubau der Grosswasserkraft im aktuellen Marktumfeld, Medienmitteilung vom 12. Dezember 2013.
[3] Bundesamt für Energie BFE, Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, 12. Dezember 2013.
[4] Frontier Economics, swissQuant Group AG, im Auftrag des Bundesamtes für Energie BFE, Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050, Schlussbericht, Dezember 2013.
[5] Prognos AG, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, 12. September 2012.
[6] Stefan Muster, Die zweitbeste Lösung, Bulletin SEV/VSE 12s/2013, S. 42–44.

Angaben zum Autor

Simon Eberhard, M.Sc.com, ist Chefredaktor VSE des Bulletin SEV/VSE.
Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 5001 Aarau
simon.eberhard@strom.ch

Résumé

La perle perd de son éclat

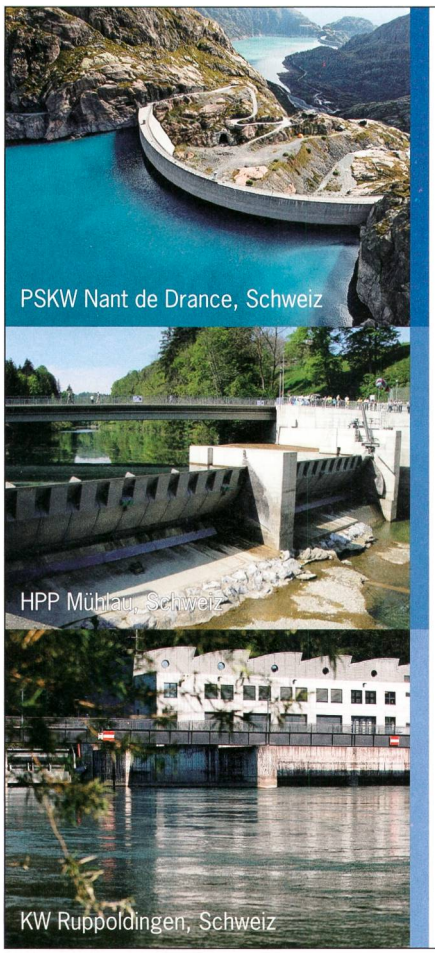
Perspectives économiques de l'énergie hydraulique

L'énergie hydraulique suisse a été durant des années un pilier fiable de l'approvisionnement suisse en électricité. Doris Leuthard l'a récemment caractérisée de «perle» de la Suisse. Pour la Stratégie énergétique 2050, elle constitue aussi un élément important. Toutefois, vu les prix en baisse sur le marché de l'électricité, les centrales hydrauliques sont sous pression du point de vue économique.

Un rapport de l'OFEN sur la grande hydraulique en Suisse a évalué les chiffres de 25 projets de construction et d'extension. La valeur actuelle nette (VAN) et le taux de rentabilité interne (TRI) ont été calculés au moyen de la méthode Discounted Cash Flow (DCF). Il en est ressorti que seul un projet était économiquement viable.

Une autre étude réalisée à la demande de l'Office fédéral de l'énergie a établi un bilan de situation des centrales de pompage-turbinage. L'étude a mis en évidence le fait que les projets de pompage-turbinage étaient risqués à court et à moyen terme. Par contre, la rentabilité de ces centrales devrait s'améliorer considérablement à long terme, du fait de l'extension de l'éolien et du photovoltaïque en Europe, ainsi que des fluctuations de prix qui en découlent.

A court terme, les perspectives de l'énergie hydraulique suisse ne sont pas encourageantes. Cette énergie peut cependant constituer un complément idéal aux énergies renouvelables irrégulières comme le vent et le soleil car l'injection volatile nécessite davantage de puissance d'ajustement souple. En outre, le pompage-turbinage permet de stocker l'excédent d'énergie durant les périodes de forte production et d'en disposer quand besoin est. C'est pourquoi il faut prendre des mesures pour assurer la compétitivité de l'hydraulique suisse. Quant à savoir quel type de mesures, c'est aux politiciens d'en décider. Se



Über mehr als 100 Jahre Wasserkraft

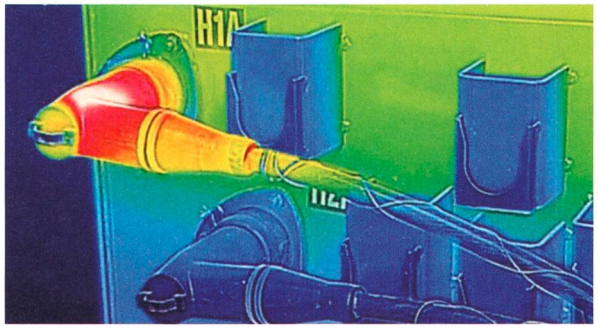
Die Planung und Realisierung von Wasserkraftwerken unter bestmöglicher Erhaltung natürlicher Lebensräume und die Erfüllung der steigenden Bedürfnisse nach Versorgungssicherheit sind unser Kerngeschäft.

Unsere Erfahrung umfasst ein breites Spektrum an konventionellen Wasserkraftanlagen, vom alpinen Typ mit langen Stollen und vielen hundert Metern Gefälle bis zum Niederdruck-Flusskraftwerk, beide mit Wehren, Staumauern oder Dämmen. Wir verfügen über Expertenwissen im Bereich der Talsperren und haben wir uns ein umfassendes Fachwissen in der Auslegung und Verwirklichung von Pumpspeicherwerken angeeignet.

AF-Consult Switzerland AG
Täfernstrasse 26, CH-5405 Baden
www.afconsult.com/Schweiz

Mit uns thermografieren Sie besser...

emitec industrial - Ihr Kompetenzzentrum für Ihre heutige und zukünftige Infrarotkamera



- Grösste Auswahl von Flir Thermografiekameras
- Beratung und Support durch ausgewiesene Thermografen (EN ISO 9712)
- Eigenes Kalibrationslabor (für alle Marken)
- Eigenes Thermografie Schulungszentrum
- Zertifizierungskurse nach EN ISO 9712

Weitere Infos unter:
www.emitec.ch/flir

emitec industrial

emitec messtechnik ag birkenstrasse 47 6343 rotkreuz
tel +41 (0)41 748 60 10 info@emitec.ch www.emitec.ch

SWISS

newave
A MEMBER OF THE ABB GROUP

Innovative und modulare USV

Newave's Conceptpower DPA 500

- USV Modul mit 100 kW Nennleistung
- Erweiterter Leistungsbereich: von 100 kW bis 3 MW
- Maximale Ausgangswirkleistung (kVA = kW)
- AC-AC Wirkungsgrad bis 96 %
- Wirkungsgrad im Eco-Modus ≥ 99 %
- Online Swap Modularität (OSM)
- Graphisches Touch-Display

Newave Energy AG
5432 Neuenhof • 2504 Biel • www.newavenergy.ch