



WWF

FACTSHEET



Platzertal mit Platzerbach © Christoph Praxmarer

AUSBAU SPEICHERKRAFTWERK KAUNERTAL UND ERWEITERUNG AUF PUMPSPEICHERUNG

Die Tiroler Wasserkraft AG TIWAG plant das Kraftwerk Kaunertal auszubauen, mit zusätzlichem Wasser aus dem oberen Ötztal für mehr „natürliche Wasserkraft“. Gleichzeitig soll das Kraftwerk so ergänzt werden, dass es als große Pumpspeicheranlage zum Last-Ausgleich im europäischen Stromnetz eingesetzt werden kann.

Mit dieser Studie im Auftrag von Greenpeace und WWF Österreich, wird eine Bewertung der zu erwartenden ökologischen und ökonomischen Folgen vorgenommen.

e a si®

energie architektur sanierungen information
Heini Glauser, Dohlenweg 2, 5210 Windisch
Tel. +41 56 442 08 30 / +41 79 741 34 29
e-mail: easi@pop.agri.ch

1. Einleitung

Das Projekt „Ausbau Kraftwerk Kaunertal“ war schon Bestandteil des Optionenberichtes der TIWAG, 2004: Option 2 und 3. Darin ging es um die Frage, wie die Wasserkraft im Tirol ausgebaut werden kann und im offenen Strommarkt Europa, ab 2002, zusätzliche Wertschöpfung und Gewinne nach Tirol bringen kann. Den Pumpspeicherprojekten im Optionenbericht stand ein klares Wirtschaftsmodell Pate: Import von billigem Überschussstrom v.a. aus den deutschen Bandkraftwerken und sogenannte „Veredelung“ dieses Stromes zu variabel einsetzbarem Spitzenstrom. Die ersten Jahre nach der europäischen Strommarktliberalisierung zeigten an der Strombörse EEX in Leipzig hohe Preisdifferenzen zwischen überschüssigem Bandstrom und Verbrauchsphasen mit hohem Strombedarf. Im Mittel lag dieses Verhältnis zwischen 1:2 und 1:3. Zur gleichen Zeit intensivierte sich aus dem gleichen Grund/Anreiz auch der Neubau von Gaskraftwerken, die Strom sehr flexibel produzieren können.

Seit der Erstellung des Optionenberichtes der TIWAG vor acht Jahren haben sich wesentliche Elemente im europäischen Strommarkt verändert:

- Deutschland hat nach Fukushima 7 Alt-AKW stillgelegt und will auch den restlichen AKW-Park zügig herunterfahren, damit wird ein wesentliches Element für billigen Überschussstrom in Schwachlastzeiten wegfallen.
- Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke haben die Rolle der abgeschalteten AKW zum Teil übernommen und tragen im laufenden Jahr zu einem rekordhohen Stromexport von Deutschland bei. Sie verursachen aber gleichzeitig einen überproportional hohen Anteil an CO₂: 800-1'200 Gramm CO₂ pro kWh produzierten Strom. Der aktuelle CO₂-Ausstoss pro kWh Eurostrom (Gesamtmix) liegt zurzeit bei 400 Gramm.
- Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien Wind- und Solarstrom führt zu neuen Charakteristiken im Stromnetz. Insbesondere der Solarstrom mit seiner Mittags-Produktionsspitze liefert große Strommengen in den klassischen Spitzenlastzeitraum mit hohen Strompreisen. Die Windkraft bringt die höchsten Leistungen im Winterhalbjahr, auch in einem Zeitraum mit bisher höheren mittleren Strompreisen. Die Schwankungen bei der Windstromproduktion verlangen andererseits nach flexibel einsetzbarer Ergänzungsstromproduktion.
- Der Netzausbau für stark zunehmenden großräumigen Stromtransport stockt. Das europäische Stromnetz auf Höchstspannungsebene bildet zunehmend den Flaschenhals beim weiträumigen Stromtransport. Dezentrale, kleine und mittelgroße Ausgleichskraftwerke und Smartgrids, die regional das Produktionsangebot und die Nachfrage koordinieren und ausgleichen, werden zu einer starken Konkurrenz von zentralen Großkraftwerken in den Alpen. Wegen den hohen Erstellungskosten ergeben sich hohe Fixkosten bei Pumpspeicherkraftwerken, die nur dann amortisiert werden können wenn sie während vielen Stunden lukrativ betrieben werden können.

Die Ökonomie und die Ökologie von großen Pumpspeicherkraftwerken, insbesondere bei solchen in intakten Naturlandschaften sind sehr fragwürdig. Damit auch das Modell verschiedener Energiepolitiker: „die Alpen als Strombatterie Europas“.

2. Bestehendes Kraftwerk Kaunertal

„Dieses Kraftwerk Kaunertal zählt zu den größten Speicherkraftwerken Österreichs. Es wurde in der Zeit von 1961 bis 1964 erbaut und nutzt das rund 900 Meter hohe Gefälle zwischen dem hinteren Kaunertal und dem Inntal bei Prutz.“ (Selbstdeklaration TIWAG)

Das heutige Kraftwerk Kaunertal ist ein typisches alpines Speicherkraftwerk mit folgenden Eckdaten:

- Einzugsgebiet: 279 km² mit Wasser aus mehreren Tälern
- Durchschnittliche jährliche Wassermenge: 323 Mio. m³
- Durchschnittliche jährliche Stromerzeugung: 661 GWh
- Nutzinhalt des Speichersees Gepatsch: 139 Mio. m³
- Mittlere Turbinenleistung: 360 MW

3. Ausbauvorhaben Kaunertal

Geplante Anlagenteile zu Gesamtkosten von ca. € 1'200 Millionen:

Neuer Speicher im Platzertal ca. 42 [Mio. m³]

Der Standort Platzertal im Gemeindegebiet von Pfunds liegt westlich des Gepatsch-Speichers auf ca. 2.300 Meter Seehöhe.

Geplant sind ein Speichersee mit einem Nutzinhalt von 42 Mio. m³ und ein Steinschüttdamm mit ca. 120 Metern Höhe sowie einem Schüttvolumen von ca. 8,2 Mio. m³. Der projektierte Speichersee wird zum größten Teil durch Pumpen aus dem Speicher Gepatsch gefüllt. Das gespeicherte Wasser wird im neuen Kraftwerk Versetz beim Staudamm Gepatsch abgearbeitet.

Oberstufenkraftwerk Versetz (neu), 400 MW

Das neue Pumpspeicherkraftwerk Versetz soll am Fuße des Speicherdamms Gepatsch entstehen. Das Kraftwerk ist als Kavernenkraftwerk geplant.

Bei 3'000 h Pumpbetrieb werden 1200 GWh Strom verbraucht; Produktion 2'250 h

Turbinierbetrieb: 900 GWh Spitzenstrom; 300 GWh Verluste

Unterstufenkraftwerk Prutz 2 (neu), 500 MW

Am südlichen Ortsende von Prutz sind die Errichtung des neuen Kraftwerkes Prutz 2, neben dem bestehenden Kraftwerk Prutz, sowie der Umbau der Freiluftschaltanlage geplant.

Zusätzliche jährliche Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss: 621 GWh

Triebwasserweg (zwischen neuem Speicher Platzertal und best. Speicher Gepatsch)

Überleitungsstollen aus dem hinteren Ötztal

Durch das Gemeindegebiet von St. Leonhard im Pitztal verläuft unterirdisch der Überleitungsstollen aus dem Ötztal.

Auf dem Gemeindegebiet von Tösens soll einerseits der neu geplante Erschließungstunnel ins Platzertal (durchfährt das hintere Bergletal) entstehen und andererseits wird das Einzugsgebiet des Töserer Baches verringert.

Wasserfassungen (hinteres Ötztal) mit zusätzlichem neuem Einzugsgebiet von 271 km²:

- Wasserfassung Venter Ache in einer Schluchtstrecke unterhalb des Weilers Vent auf ca. 1.850 Meter Seehöhe.
- Wasserfassung Gurgler Ache unterhalb des Ortsteiles Obergurgl westlich des Bergrückens

Ochsenkopf im Bereich des Weilers Poschach auf ca. 1.840 Meter Seehöhe
 - Wasserfassung Ferwallbach auf 1.855 Meter Seehöhe
 - Wasserfassung Königsbach
 Zusätzliche durchschnittliche jährliche Wassermenge: ca. 300 Mio. m³

4. Kritische Aspekte dieses Projektes:

4.1 Naturschutz, Ökologie der Lebensräume, Wasserregime:

Durch die Verlagerung und Abführung von 300 Mio. m³ Wasser aus dem Ötztal ins Kautertal resp. in die Druckrohre des Kraftwerkes Kautertal wird massiv in die Natur und in ökologisch intakte Lebensräume eingegriffen: Wasser wird dem Ötztal entzogen und die Hochwassergefahr in den veränderten – meist stark reduzierten – Flussläufen steigt.

Dem Gesamteinzugsgebiet der Ötztaler Ache, von 984 km² wird der oberste Teil, mit einem wesentlichen Anteil von Gletscherschmelzwasser, und damit 271 km² Einzugsgebiet entzogen. Damit verändert sich die heutige natürliche Wasserführung, wie sie nur noch in wenigen Alptälern besteht ganz massiv.

Mittlere monatliche Abflüsse der Ötztaler Ache (in m³/s) am Pegel Brunau
 Erhebungszeitraum 1991–2009, Quelle: [1]

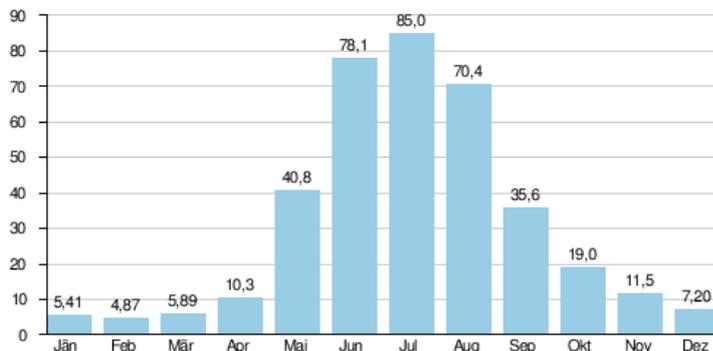


Abb.: Wasserführung der Ötztaler Ache, in Brunau (Hydrographisches Jahrbuch von Österreich 2009, Wien 2011, S.OG97)

4.2 Zusätzlicher erneuerbarer Strom aus Wasserkraft?

Mit der Wasserverlagerung aus dem Ötztal kann zusätzlich 621 GWh „erneuerbarer Strom“ erzeugt werden. Heute kann ca. 50% des Stromes aus dem Kraftwerk Kautertal im Winterhalbjahr produziert werden. Mit dem fast verdoppelten Einzugsgebiet, aber dem „nur“ um 42 Mio. m³ vergrößerten Stauvolumen (neuer Speicher im Platzertal), würde 2/3 des Stromes aus natürlicher Wasserkraft im Sommerhalbjahr anfallen, 1/3 im Winterhalbjahr.

Die zusätzliche Wasserkraft tritt somit in direkte Konkurrenz zum großen Potential an Solarstrom, der im Sommerhalbjahr in optimaler Art auf jedem Hausdach erzeugt werden kann, und in etwa dem Lebensrhythmus entsprechend, zur richtigen Tageszeit entsteht.

Das System, Wasserfassungen-Speichersee-Druckleitungen-Kraftwerkzentrale-Umformerstation-Hochspannungsnetz-bis Feinverteilung aus zusätzlicher Sommerwasserkraft

ist schon heute wesentlich kapitalintensiver als PV-Anlagen auf dem Gebäudedach und an Ort/im Quartier der Nutzung. Ein entsprechender seriöser Kostenvergleich im Optionenbericht oder in nachfolgenden TIWAG-Studien fehlt.

Durch die Parallel-Nutzung des Kraftwerkes Kautertal als Pumpspeicherkraftwerk wird die Hälfte des zusätzlich erzeugten Stromes aus Wasserkraft beim Pumpbetrieb vernichtet. Durch die Pumpspeicherung, nach heute üblichen Betriebsregimes mit 3'000 Pumpstunden, gehen 300 GWh Strom wegen den Wirkungsgradverlusten verloren. Damit reduziert sich die effektive zusätzliche Menge erneuerbarem Strom, per Saldo, auf 321 GWh pro Jahr.

4.3 Pumpspeicherstrom ist keine erneuerbare Energie

Wie funktionieren Pumpspeicherkraftwerke?

Im Gegensatz zu einem Wasserkraftwerk, bei dem höherliegendes Wasser über eine Turbine in ein tieferliegendes Gewässer geleitet wird, und dabei erneuerbare Energie erzeugt wird, hat Pumpspeicherung mit erneuerbarer Energie nichts zu tun. Beim Pumpspeicherkraftwerk braucht es ein höher- und ein tieferliegendes Wasserspeicherbecken. In Zeiten mit billigem Strom (Überschussphasen) wird Wasser vom unteren Becken ins obere Speicherbecken gepumpt. Dieses gespeicherte Wasser kann in Zeiten mit hohen Strompreisen und bei hohem Stromverbrauch wieder turbinieren werden und strömt dabei zurück ins untere Wasserbecken. Vom eingesetzten Pumpstrom geht bei der Turbinierung 20-25% Energie verloren. Ein reines Pumpspeicherkraftwerk produziert somit keinen neuen Strom, sondern es ist ein Zwischenlager von vorher produziertem Strom. Pumpspeicherkraftwerke sind somit nicht Energiequellen sondern Stromverbraucher; vom zwischengelagerten Strom wird ca. ein Viertel für den Pumpspeicherbetrieb verbraucht.

Triebfeder für und Folgen des Pumpspeicher-Booms

Mit der Ausgleichmöglichkeit der Speicher- und der bisherigen Pumpspeicherkraftwerke kann die Stromwirtschaft z.Z. hohe Gewinne generieren. Dieses Geschäft „ruft nach mehr“.

Die Pumpspeicherkraftwerke brauchen für eine hohe und konstante Auslastung, lange Pump-Phasen, nachts und über Wochenende, d.h. große Bandkraftwerke, die Überschussstrom produzieren, der billig eingekauft werden kann. Beim Neubau von thermischen Großkraftwerken kann mit nächtlichem Überschussstrom Wasser in eigene Speicherseen hochgepumpt werden.

Neben großen Bandkraftwerken müssen die Höchstspannungsleitungen entsprechend ausgebaut werden.

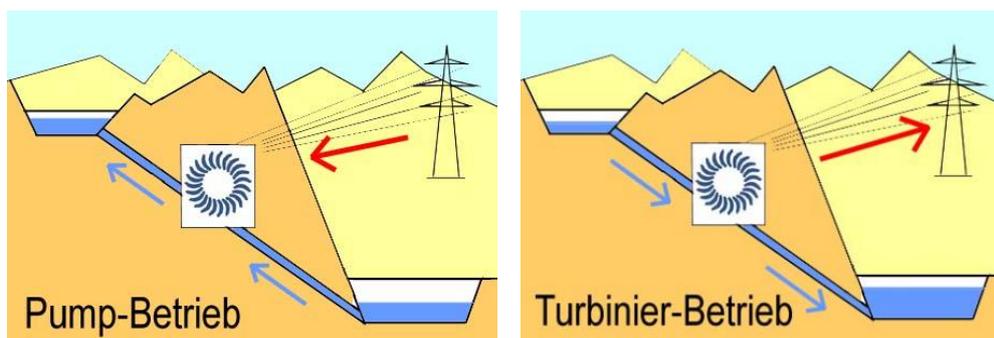
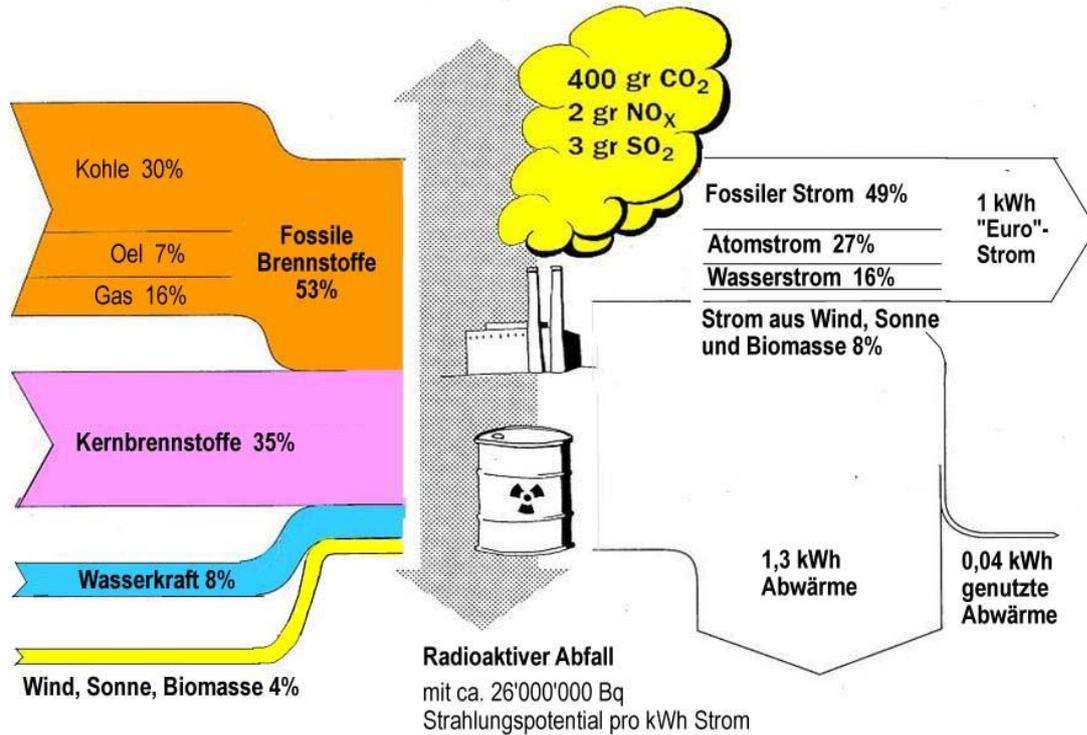


Abb.: Funktion Pump- und Turbinierbetrieb von Pumpspeicher-Kraftwerken

Der zum Pumpen zugekaufte Strom entspricht dem europäischen Strommix. Zurzeit beinhaltet dieser Euro-Strom 35% Atomstrom, 53% Strom aus fossilen Quellen (Dominanz Kohle) und 12% Strom aus Wasserkraft, Windkraft, Biomasse- und Solarstrom. Durch den Wirkungsgrad zwischen Pumpen und Turbinieren von ca. 75%, geht ein Viertel des zum Pumpen eingesetzten Stromes verloren. Entsprechend steigt auch die Umweltbelastung des Pumpstromes. Theoretisch wäre das Pumpen mit reinem Ökostrom möglich, dazu müsste die TIWAG jedoch entsprechende Zertifikate zukaufen. Dies würde den Spitzenstrom massiv verteuern.



Grafik: Input, Output, Verluste und Emissionen pro kWh Eurostrom [Neben 1,6 kWh ungenutzter Abwärme wird 400 Gramm CO₂ + 34 Mio. Becquerel radioaktives Strahlungspotential erzeugt], Quelle ENTSO-E-Monatsstatistiken: www.entsoe.eu/resources/publications/general-reports/monthly-statistics/

Strom aus Pumpspeicherkraftwerken, die mit dem Euro-Strommix betrieben werden beinhaltet im Mittel 533 Gramm CO₂/kWh. Zum Vergleich: beim Verbrennen einer kWh Erdgas entstehen 200 Gramm CO₂/kWh. Bei dezentralen Wärmekraftkopplungsanlagen mit vollständiger Wärmenutzung entstehen 220 Gramm CO₂/kWh Strom und Wärme.

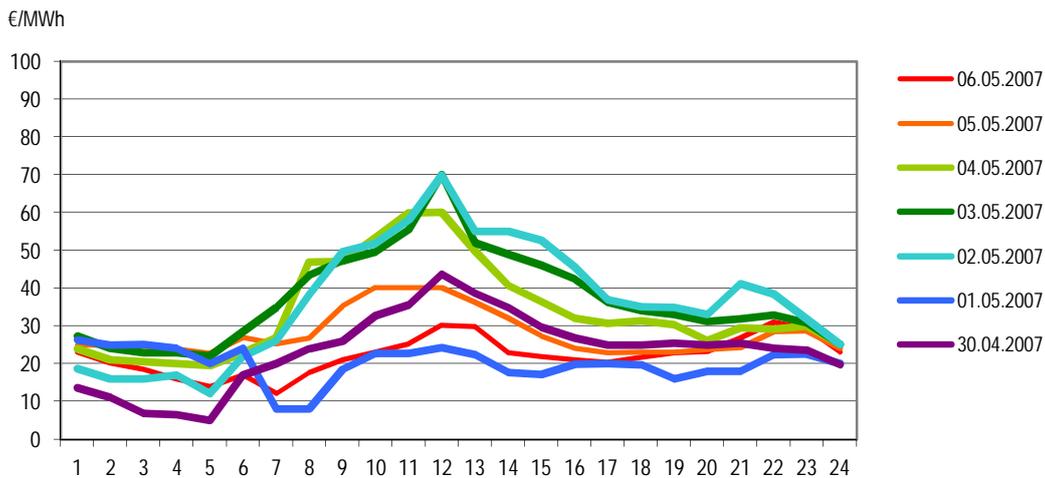
4.4 Lage am Strommarkt

Im letzten Jahrzehnt zeigte der Strompreis an der europäischen Strombörse EEX in Leipzig eine typische Struktur:

- Tiefpreise zwischen 24 und 6 Uhr an allen Tagen
- Spitzenpreise über den Mittag der Werkstage
- flache und tendenziell tiefe Preise übers Wochenende

Beispiel mittlere Stundenpreise im europäischen Hochspannungsnetz, gem. Strombörse EEX in Leipzig, in der Woche vom 30. April – 30. September 2007

Montag 30. April - Sonntag 6. Mai 2007



Diese Struktur ist in den letzten Jahren grundsätzlich durcheinander gewirbelt worden. Durch die neuen Produktionsspitzen von Sonne- und Windstrom brechen die Preise während früheren Hochpreisphasen oft massiv ein. Weil die Bandkraftwerke (Kohle und Atom) in solchen Phasen bisher nicht zurückgefahren werden oder werden können, erleben wir zusehends einen Strommarkt der sehr volatil (wechselhaft) ist.

Für große Pumpspeicherkraftwerke, die auf längere Phasen mit Tiefpreisen und längere Phasen mit hohen Preisen angewiesen sind, sieht die wirtschaftliche Zukunft nicht gut aus.

Gefragt sind zunehmend flinke Ausgleichskraftwerke oder Zwischenspeicher in der Nähe von großer Solar- und Windstromproduktion, d.h. dezentrale Lösungen. Diese Tendenz wird zusätzlich dadurch beschleunigt, dass der Ausbau von riesigen Stromtransporttrassen in Europa sehr teuer und zeitaufwändig wird.

Die Konsequenz dieser Entwicklung ist, dass schon größere Pumpspeicherprojekte in den letzten Monaten auf Eis gelegt wurden. Z.B. Pumpspeicherprojekt Atdorf im Schwarzwald (im Süden des deutschen Bundeslandes Baden-Württemberg), der EnBW/Schluchseewerke, mit einer vorgesehenen Leistung von 1'400 MW.

5. Der Bau von neuen Pumpspeicherkraftwerken ist hoch spekulativ:

Pumpspeicherung kann dort interessant sein, wo Überschussstrom zu billigen Preisen genutzt werden kann. In den letzten 40 Jahren erlebte Europa zwei Boomphasen der Pumpspeicherung. Der erste Boom entstand kurz nach der ersten Phase neuer Atomkraftwerke. Der vermeintlich billige Atomstrom flutete in den Nächten und über die Wochenende die Stromnetze. Dies weil Atomkraftwerke nicht für eine stufenweise Regulierung der Leistung gebaut wurden und die Fixkosten den grössten Teil der Produktionskosten verursachten. Der Dauerbetrieb dieser Anlagen verlangte nach Stromabnehmern, u.a. nach Pumpspeicherkraftwerken, die einen Teil des Stromes „lagerfähig“ machte. Der zweite Boom der Pumpspeicherung setzte mit der Strommarktliberalisierung in Europa ein. Kraftwerkbetreiber versuchten ihre Kraftwerke möglichst lange laufen zu lassen, um damit die

Fix- und Kapitalkosten auf viele Betriebsstunden und Kilo-/resp. Megawattstunden verteilen zu können. Dies funktionierte für die Kraftwerksbetreiber vorerst optimal, weil die fossilen Energieträger und der Nuklearbrennstoff um die Jahrtausendwende relativ billig waren. Durch die steigenden Brennstoffkosten und die Kosten für die CO₂-Zertifikate stiegen die variablen Betriebskosten der thermischen Kraftwerke in den letzten 5-6 Jahren wieder an. Je nach Marktsituation stieg der Durchschnittspreis des Überschussstromes. Wer konnte, begann seine Kraftwerke (v.a. Gaskraftwerke), variabel zu fahren. Damit gleichen sich Hoch- und Tiefpreisphasen gegenseitig an. Die hohen Preisdifferenzen über längere genau planbare Zeiträume sind somit am Schwenden.

Der Schub der letzten 10 Jahre bei den Erneuerbaren Energien, zuerst Windkraft, dann Biomasse und jetzt Solarstrom beflügelte die Phantasie von Pumpspeicherpromotoren auf neue goldene Zeiten. Weil Wind- und Sonnenstrom unregelmäßig (Schlagwort: stochastisch) produziert wird, liegt der Gedanke nahe, dass Pumpspeicherkraftwerke im Ausgleich der Erneuerbaren ein neues Geschäftsfeld finden, wenn die thermischen Großkraftwerke dereinst vom Netz genommen werden. Von diesem Gedanken lassen sich auch viele Umweltbewusste blenden.

Die hohen Investitionskosten von Pumpspeicherkraftwerken verlangen nach langen und gut planbaren Phasen zum Pumpbetrieb. Die heute üblichen 2'500-3'000 Pumpstunden – in der Regel von nachts 24 Uhr bis morgens 6 Uhr und sonntags, werden durch Solar- und Windstrom nie zur Verfügung stehen. Große Pumpspeicherkraftwerke brauchen für einen wirtschaftlichen Betrieb thermische Großkraftwerke, die zu klar definierten Zeiten billige Überschüsse produzieren. Pumpspeicherkraftwerke brauchen neben dem Billigstrom zum Pumpen aber auch Phasen mit teurem Spitzenstrom. Ihr Erfolg basiert auf hohen Preisdifferenzen während möglichst langen Zeiträumen. Mit dem zunehmenden Anteil Solarstrom, der relativ gut planbar über Mittag seine Spitzenleistung erbringt, erhalten die Pumpspeicher in einer ihrer bisherigen Hauptproduktionszeit (Mittagsspitze) massive und weiter zunehmende Konkurrenz. Spitzenstrompreise, die bedeutend höher liegen als die Preise während den Überschussphasen, lassen sich in Zukunft nicht mehr während 2'000-2'500 Stunden pro Jahr erzielen sondern eher während 1'000 oder weniger Jahresstunden. Die Fixkosten pro Stromeinheit müssen damit von bedeutend weniger Produktionsstunden pro Jahr abgedeckt werden, die Preis-Differenz zwischen Mangel und Überschuss müsste steigen.

6. Pumpspeicherkraftwerke erhalten vielfache Konkurrenz:

Wo hohe Margen winken versuchen auch andere Marktteilnehmer in den Markt einzusteigen. Kleinere und mittelgroße Stromspeicher werden finanziell interessant. Dies beflügelt die Batterieproduzenten und andere Hersteller/Anbieter von Ausgleichstechnologien. Die Verbraucherseite bietet dabei ein großes Potential. Nur ein Teil der Stromanwendungen ist zwingend auf eine Soforteinschaltung angewiesen, viele Geräte können zeitverzögert oder während Billigstromphasen betrieben werden. Beispiele:

- Warmwasserspeicher
- Wärmepumpen und andere elektrisch betriebene Heizanlagen mit Speichern
- Tiefkühlanlagen bis zu Haushaltstiefkühltruhen
- Haushaltswasch- und Abwaschmaschinen
- Trocknungsanlagen
- Batterieladestationen, in Zukunft auch für Elektrofahrzeuge

Die gezielte Steuerung der Verbraucherseite und der dezentralen Stromproduktion wird unter diversen Bezeichnungen, wie Smartgrids, Smartmetering, etc. studiert und gefördert. Lokale und regionale EVU haben in diesem Bereich ein großes Entwicklungspotential (Bsp. <http://www.regmodharz-marktplatz.de/>)

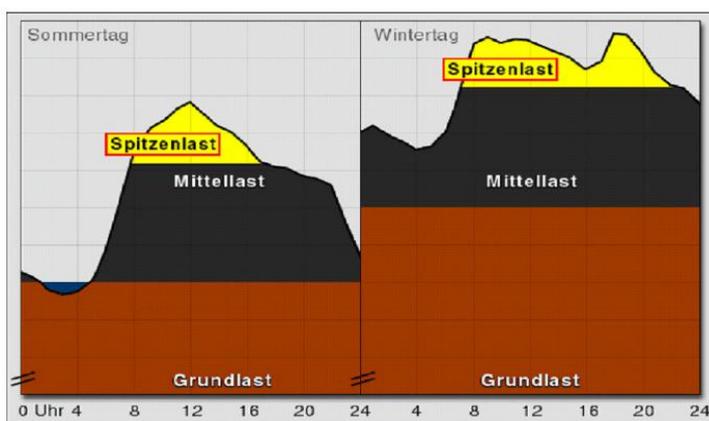
Längerfristig bietet das Erdgasnetz die größte Konkurrenz von großen Pumpspeichern und zum Ausbau des Höchstspannungsnetzes. Gastransport in Pipelines kostet pro Energieeinheit 16 mal weniger als der Stromtransport via Höchstspannungsleitungen. Zusätzlich kann das Gasnetz, mit den bestehenden Tagesspeichern, über eine netzübliche Druckdifferenz die Energiemenge zwischenspeichern, die einem Tagesstrombedarf in Europa entspricht. Wenn es mit dem System „Power to Gas“ gelingt (Überschuss-) Strom z.B. von Offshore-Windparks in Form von Gas, statt als Elektrizität zu transportieren, wird eine zentralistisch konzipierte Stromzwischenlagerung überflüssig.

7. Ausbau des Kraftwerk Kaunertal zur Produktion von Regelenergie?

Ist das Projekt „Ausbau Kraftwerk Kaunertal“ für mehr Regel- und Spitzenenergie notwendig? Um dies im europäischen und nationalen Kontext zu beurteilen, ist ein kurzer Exkurs zur Definition von Regel- und Spitzenenergie notwendig:

Die voraussehbare/bestellbare Stromproduktion eines Tages kann in drei Segmente aufgeteilt werden:

- Bandstrom/Bandlast: dieser Strom wird konstant und gleichmäßig (24 Std./Tag) produziert und verbraucht. Die dominierenden Kraftwerke in diesem Bereich sind: Kohle-, Atom- und Flusskraftwerke.
- Als Mittellast kann derjenige Strombedarf/-produktion bezeichnet werden, der mehr als 6-8 Stunden/Tag aber nicht dauernd benötigt wird. Dazu kann auch der temperaturabhängige Strombedarf gezählt werden: pro Grad Celsius tiefern Temperaturen (unter 14 Grad Tagesmitteltemperatur) wird in Österreich 50-70 MW zusätzliche Kraftwerkleistung benötigt.¹
Zur Bereitstellung von Mittellast werden folgende Kraftwerke eingesetzt: Gaskombikraftwerke, Wärmekraftkopplungsanlagen, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.



Grafik: Darstellung von Stromarten: Grundlast/Bandenergie, Mittellast und Spitzenstrom/Spitzenlast

¹ UCTE-Winter-Outlook-2006-07

- Als Spitzenstrom/Spitzenlast wird derjenige Strom bezeichnet, der nur einige Stunden pro Tag produziert oder benötigt wird. Die häufigsten Kraftwerke dazu sind heute: Gaskombikraftwerke, Gasturbinenkraftwerke, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.

Neben diesen planbar einsetzbaren Stromproduktionsarten braucht es zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität zusätzlich Regelenergie zur stetigen Anpassung (Feinregulierung) des voraussichtlichen/geplanten Stromverbrauches („Produktionsfahrplan“) mit dem effektiven Lastverlauf. Dabei werden 3 Prioritätsstufen von Regelenergie unterschieden:

- Primärregelenergie, die innerhalb von Sekunden bereitgestellt werden muss. Nach UCTE/ENTSO-E-Regeln muss Österreich (Austrian Power Grid AG) ca. 100 MW Primärregelenergie bereithalten, die sich automatisch nach Bedarf zu- und abschaltet. Zur Stabilität des Hochspannungsnetzes muss diese Primärenergiebereitstellung auf verschiedene Orte im Netz verteilt sein.
- Sekundärregelenergie muss sich innerhalb maximal 15 Minuten automatisch zuschalten. Nach UCTE-Regeln muss die Österreich (Austrian Power Grid AG) ca. 200 MW Sekundärregelenergie bereithalten, auch verteilt auf verschiedene Regionen.
- Tertiäre Regel- und Reserveenergie ist dann nötig, wenn ein größeres Kraftwerk ausfällt. Die nach UCTE-Regeln notwendige tertiäre Regel- und Reserveenergie muss in jedem Regelgebiet der größten Kraftwerkeinheit entsprechen. Sie muss manuell in wenigen Minuten zuschaltbar sein; 50% dieser Leistung kann jedoch auch im Nachbar-Regelgebiet bereitgehalten werden. In Österreich ist das Gas- und Dampfkraftwerk Mellach mit 832 MW die größte Produktionseinheit. Deshalb muss 832 MW tertiäre Regel- und Reserveenergie, davon mindestens 416 MW im Inland, jederzeit zur Verfügung stehen.

Die TIWAG verfügt schon heute über einen Kraftwerkpark mit 1'260 MW flexibler Leistung (Speicherkraftwerke), der theoretisch alle 3 inländischen Regelenergie-Kapazitäten bereitstellen könnte. Da jedoch viele andere Speicherkraftwerke in Österreich gleiche Qualitäten aufweisen, ist das Angebot an Regelenergiekapazitäten schon heute reichlich vorhanden.

Zur Bereitstellung von Regel- und Spitzenenergie ist die Vergrößerung der Kraftwerkanlage Kaunertal nicht nötig und kaum wirtschaftlich zu betreiben.

8. Kostengünstigere Alternativen für das Tirol und eine „selbstständige“ TIWAG: zum Pumpspeicherkraftwerk Kaunertal:

Gemäß der „Tiroler Energiestrategie 2020“ soll der Anteil erneuerbarer Energie massiv gesteigert werden, sowohl beim Strom, wie auch bei der Wärmeerzeugung in Gebäuden.

Das Projekt Ausbau Kaunertal ist mit 1,2 Milliarden € voranschlagt und wird per Saldo 300-400 GWh zusätzlichen erneuerbaren Strom produzieren, zum grossen Teil im Sommer.

Mit einem Mix von 50% Photovoltaikanlagen auf Hausdächern und 50% Biomasse-Heizkraftwerken in dichteren Siedlungen können mit Investitionen von 1,2 Milliarden € wesentlich mehr Energieeinheiten zum richtigen Zeitpunkt produziert werden:

$600'000'000 \text{ €} / 2'000 \text{ €/kWpeak} = \text{PV-Anlagen mit einer Spitzenleistung von 300 MW und einer mittleren Jahresproduktion von 300 GWh.}$

600'000'000 € / 3'000 €/kW Biomass-/Holz-Kraftwerk = Biomasskraftwerke mit einer Leistung von 200 MW elektrisch und 600 MW thermisch und einer mittleren Jahresproduktion von 600 GWh Strom und 1'800 GWh Wärme. Im Tirol bestand im 2005 ein Wärmebedarf in Gebäuden von 15'600 GWh.

9. Fazit:

Das Pumpspeicherkraftwerk Kaunertal ist:

ein Projekt von gestern und wäre auf thermische Großkraftwerke und den Höchstspannungsleitungsausbau v.a. in Deutschland angewiesen.

Es blockiert und behindert den Umstieg auf Erneuerbare Energien wie Sonne, Holz und andere Biomasse durch die Fehlallokation der Mittel.

Es ist ökonomisch höchst riskant und könnte schon in wenigen Jahren ein „stranded investment“ werden, das von den Tiroler Steuerzahlern oder Stromkonsumenten bezahlt werden muss.

Pumpspeicherung ist als Ergänzung von thermischen Großkraftwerken, bei gleichem Besitzer evtl. attraktiv. Aus der Mischrechnung kann je nach Primärenergiekosten bei thermischen Grosskraftwerk eine Rendite generiert werden. – Das heißt im Umkehrschluss Atom- und Kohlekraftwerke können mit Pumpspeicherkraftwerken rentabler betrieben werden. Wenn die TIWAG auf dieses Auslauf-Modell setzen will, sollte sie dies offen kommunizieren.

Anhang 1

Kalkulationen für den Ausbau des Kraftwerkes Kaunertal

Ertrag zus. Wasserkraft: $621'500 \text{ MWh} \cdot 80 \text{ €/MWh}$ (durchschnittlicher Preis für flexibel einsetzbaren Speicherstrom) = Bruttoertrag/Jahr ca. 50 Mio. €

Kapitalkosten Kraftwerkausbau: 25 Jahre Amortisation, 4% Zins: Annuität: 6,4% =>
 $1'200 \text{ Mio. €} \cdot 6,4\% = 76,8 \text{ Mio. €/Jahr}$

Kapitalkosten von 76,8 Mio. €/Jahr minus Ertrag zusätzliche Wasserkraft - 50 Mio. € =
 26,8 Mio. € plus Betriebskosten müssen durch Pumpspeicherung erwirtschaftet werden:

Bei 1'200 GWh Pumpen (3'000 h Pumpbetrieb) und 900 GWh Spitzenstrom (2'250 h Turbinieren) wird jede MWh Spitzenstrom mit
 $26'800'000 \text{ € Kapitalkosten} / 900'000 \text{ MWh Spitzenstrom} = 29,8 \text{ €}$ belastet

Notwendiger durchschnittlicher Ertrag des produzierten Spitzenstromes:

Bei 30 €/MWh durchschnittlichem Pumpstrom:

$30 \text{ €/MWh} / 0,75 \text{ (Wirkungsgrad)} + 29,8 \text{ €} = 69,8 \text{ €/MWh}$ (ohne Betriebskosten und Gewinn)
 => mittlere Differenz Band zu Spitzenstrom: ca. 40 €/MWh

Bei 40 €/MWh durchschnittlichem Pumpstrom:

$40 \text{ €/MWh} / 0,75 \text{ (Wirkungsgrad)} + 29,8 \text{ €} = 83,1 \text{ €/MWh}$ (ohne Betriebskosten und Gewinn)
 => mittlere Differenz Band zu Spitzenstrom: ca. 43 €/MWh

Bei 50 €/MWh durchschnittlichem Pumpstrom:

$50 \text{ €/MWh} / 0,75 \text{ (Wirkungsgrad)} + 29,8 \text{ €} = 96,5 \text{ €/MWh}$ (ohne Betriebskosten und Gewinn)
 => mittlere Differenz Band zu Spitzenstrom: ca. 47 €/MWh

Durch Solarstromspitzen über die Mittagsstunden vieler Tage werden die bisher attraktiven Spitzenstrompreise an 200-300 Werktagen während 2-4 Stunden nivelliert, dadurch entfallen 750 Spitzenstromstunden. Durch Windstromspitzen während anderen Hochverbrauchszeiten dürften weitere ca. 500 Spitzenstromstunden wegfallen.

Statt wie bisher dürften damit die Anzahl Stunden mit hohen Spitzenstrompreisen um bis zu 1'250 h/Jahr einbrechen. Es bleiben somit gut 1'000 h an denen überdurchschnittliche Stromhandelspreise auf dem europäischen Markt bezahlt werden. Die Kapitalkosten von € 26'800'000 müssen somit während 1'000 Turbinierstunden oder 400 GWh eingefahren werden können:

$€ 26'800'000 / 400'000 \text{ MWh teurem Spitzenstrom} = 67 \text{ €/MWh}$

Bei 30 €/MWh durchschnittlichem Pumpstrom:

$30 \text{ €/MWh} / 0,75 \text{ (Wirkungsgrad)} + 67 \text{ €} = 97 \text{ €/MWh}$ (ohne Betriebskosten und Gewinn)
 => mittlere Differenz Billig- zu Spitzenstrom: ca. 67 €/MWh

Anhang 2

Aktuelle Beurteilung des Deutsche Ausschusses für Technologiefolgeabschätzung zur Bedeutung von zusätzlichen Speichern für die Energiewende

Speicher

Insgesamt gesehen wird die Rolle, die Speicher im Stromsystem Deutschlands in den *nächsten 10 bis 15 Jahren* spielen werden, aus heutiger Sicht eher begrenzt sein. In der (fach)öffentlichen und politischen Diskussion wird diese zurzeit eher über- als unterschätzt. Je nach Entwicklung der Rahmenbedingungen könnte ein Bedarf für Stundenspeicher in einer Größenordnung von 1 bis 2 GW entstehen, zum wöchentlichen oder saisonalen Ausgleich wird bei diesem Zeithorizont kein zusätzlicher Speicherbedarf gesehen.

Für alle Speichertechnologien gilt, dass sie im Vergleich mit anderen Flexibilisierungsoptionen zumeist die teurere Option darstellen. Daher sollten aus ökonomischer Sicht die kostengünstiger erschließbaren Potenziale zuerst ausgeschöpft werden. Insbesondere stellen Speicher wegen ihrer deutlich höheren Investitionskosten keine Alternative zum Netzausbau dar. Die aktuelle Entwicklung auf den Strommärkten, dass insbesondere an Tagen mit hoher Photovoltaikeinspeisung der Preisunterschied zwischen Spitzen- und Grundlaststrom stark sinkt, stellt derzeit sogar die Wirtschaftlichkeit von neuen Pumpspeicherkraftwerken infrage, der ökonomisch günstigsten aller Speichertechnologien.

Um die zukünftige Entwicklung bei Speichern einzuschätzen, greift eine rein ökonomische Betrachtung des Stromsystems allerdings zu kurz. So ist es z. B. nicht auszuschließen, dass (teure) Speicher errichtet werden müssten, wenn beispielsweise der weitere Netzausbau keine gesellschaftliche Akzeptanz findet. Ebenfalls könnten vermehrt dezentrale Speicher gebaut werden, obwohl sie aus Sicht des Gesamtsystems energiewirtschaftlich zumeist ineffizient sind, wenn beispielsweise Netzparität (Stromgestehungskosten liegen auf bzw. unter dem Niveau des Endkundenstrompreises für Haushaltskunden) für Photovoltaikanlagen mit Speichern erreicht ist (dies wird ab etwa dem Jahr 2019 erwartet).

Deutscher Bundestag

17. Wahlperiode

Drucksache 17/10579

30. 08. 2012

Bericht

des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung
(18. Ausschuss) gemäß § 56a der Geschäftsordnung



Kontakt:
Thomas Diem
Leiter der Kaunertal-Kampagne
Tel. : +43 676 83 488 304
thomas.diem@wwf.at

	<p>Unser Ziel Wir wollen die weltweite Zerstörung der Natur und Umwelt stoppen und eine Zukunft gestalten, in der Mensch und Natur in Harmonie miteinander leben.</p> <hr/> <p>www.wwf.at</p>
--	--

© 1986 Panda Symbol WWF - World Wide Fund For Nature
(also known as World Wildlife Fund)
© "WWF" is a WWF Registered Trademark

WWF Österreich
Ottakringer Straße 114-116
1160 Wien
Österreich

Tel.: +43 1 488 17-0
Fax: +43 1 488 17-44
wwf@wwf.at
www.wwf.at

www.facebook.com/WWFOesterreich