

17. Oktober 2006

Wasserkraft im Dienst von Kohle und Atom

Von erneuerbarer Energie zum Mythos

Wasserkraftwerke produzieren erneuerbare Energie. Herunterströmendes Wasser treibt Turbinen und Generatoren an und produziert wertvollen Strom. Dies funktioniert in Flüssen mit kleiner Höhendifferenz und mit Speicherseen und grossen Höhendifferenzen. Wasserkraftwerke mit Speicherseen bieten die Möglichkeit, dann Strom zu produzieren, wenn davon am meisten gebraucht wird.

Wenn das Wasser, aufgrund von Niederschlägen und Gletscherschmelze, natürlich zufließt, lässt sich 100% erneuerbare Energie produzieren.

Speicherseen können auch künstlich gefüllt werden, indem Wasser von einem untenliegenden Gewässer oder Ausgleichsbecken hochgepumpt wird, um dann später, zum gewünschten Zeitpunkt über die Turbinen wieder Strom zu produzieren. Diese Pumpspeicherung hat mit erneuerbarer Energie nichts zu tun, weil für 100% Pumpspeicherstrom etwa 130% Pumpstrom aufgewendet werden muss. Dieser Pumpstrom kommt aus dem europäischen Stromnetz und letztlich von Kraftwerken, die während Niedrigverbrauchszeiten nicht gedrosselt werden. Zur Zeit sind das vor allem thermische Grosskraftwerke, allen voran Atom- und Kohlekraftwerke. Aus Rentabilitätsgründen werden zur Zeit sogar regulierbare Gaskraftwerke dauernd betrieben und mit diesem Strom Pumpspeicherkraftwerke gefüllt.

Der Strom aus Pumpspeicherkraftwerken stammt somit hauptsächlich aus thermischen Kraftwerken (Atom, Kohle, Gas) mit zusätzlichen Pumpverlusten. Genau genommen ist Pumpspeicherstrom der umweltproblematischste Strom: Atom- resp. Kohlestrom x 1,3.

Betreiber von Wasserkraftwerken verstecken sich hinter dem Image der sauberen Wasserkraft und geben zur Umwelt-Problematik der Pumpspeicherung meist keine brauchbaren Informationen.

Das Geschäft mit Pumpspeicherung floriert – das Ende dieses Booms ist in Sicht

Zur Zeit wird Strom an den europäischen Strombörsen, v.a. an der EEX in Leipzig, mit grossen Tag-Nacht-Differenzen gehandelt. 2-3 €-cts. kostet die Kilowattstunde nachts von 24-6 Uhr und übers Wochenende. 5-8 €-cts. bringt der Strom im Durchschnitt während der übrigen Zeit. Wer

eine bestehende Pumpspeicheranlage heute optimal betreibt, kann damit in kurzer Zeit sein Geld verdoppeln.

Auch dieses Geschäft unterliegt jedoch den Marktgesetzen. Wo grosse Gewinne und Renditen locken, wird investiert und spekuliert. Dies ist der Hauptgrund für die vielen Pumpspeicherprojekte in den Alpen. Allein in Österreich und der Schweiz mit je 3'000 MW zusätzlicher Leistung. In diesen Markt drängen jedoch auch andere. Strom kann auch mit thermischen Kraftwerken nach Bedarf produziert werden. Z.B. können mit Gasturbinen innert Minuten grosse Leistungen zugeschaltet werden.

In absehbarer Zeit werden sich auf dem Markt von Tages-, Spitzen und Regulierenergie viel mehr Anbieter tummeln und sich die Gewinne gegenseitig streitig machen.

Die Pumpspeicherung könnte damit plötzlich unrentabel werden, weil für ihren Betrieb ja der Strom der thermischen Kraftwerke notwendig ist.

Ein Gaskraftwerk nur dann zu betreiben, wenn der Strom wirklich verkauft werden kann, ist je nach Rahmenbedingungen sinnvoller, als zuerst dauernd Strom zu produzieren, den Strom mit Verlusten zu verpumpen und später den Pumpspeicherstrom zu produzieren.

Die kritischen Rahmenbedingungen sind der Energiepreis für Gas, Oel, Kohle und Atom und die Preise für CO₂-Zertifikate. Wenn diese steigen, verliert das Dauerstromproduzieren und die Pumpspeicherung an Attraktivität. Wenn die Preisdifferenz Tag-Nacht unter 1,5 fällt, wird die Pumpspeicherung zu einem Defizitgeschäft (s. ETH-Studie „Wettbewerbsfähigkeit der schweizerischen Wasserkraftwerk“).

Statt zentralen Grosskraftwerken gehört die Zukunft den Dezentralen und der Effizienz

Zur Zeit setzen die Grossen im europäischen Stromgeschäft auf:

- thermische Grosskraftwerke
- Pumpspeicherkraftwerke
- den Ausbau der Hochspannungsnetze

Stromverbrauchssteigerungen und „freier Markt“ der Grossen sind das Credo.

Aufgrund des realen Marktes, der Umwelt und den Zukunftstechnologien wird jedoch im Laufe der nächsten Jahrzehnte ein Wechsel stattfinden, zu:

- dezentraler, bedarfsgerechter Stromproduktion (z.B. Wärmekraftkopplung);
- Energieeffizienz beim Verbrauch und
- erneuerbaren Energien (Wind, Biomasse, Sonne, Geothermie und moderater Ausbau von einzelnen kleineren Wasserkraftwerken).

Sellrain-Silz: heutiger Betrieb und Ausbauprojekt

Das Kraftwerk Sellrain-Silz besteht aus vier Hauptelementen:

- dem Speichersee Finstertal auf 2300 m.ü.M. mit 60 Mio. m³ Inhalt und kleinen Zuflüssen;

- dem Ausgleichsbecken Längental auf 1900 m.ü.M. mit 3 Mio. m³ Inhalt und dem Grossteil der Zuflüsse;
- der Kraftwerkzentrale Kühtai auf 1900 m.ü.M. zwischen den Speichern Finstertal und Längental, mit 289 MW Turbinen- und 250 MW Pumpkapazität
- der Kraftwerkzentrale Silz auf 650 m.ü.M. mit 500 MW Turbinenkapazität

Gemäss Aussage des Vorstandsvorsitzenden Wallnöfer erreicht der Pumpspeicherbetrieb zwischen den Speichern Finstertal und Längental einen Wirkungsgrad von 73%.

Da jedoch für diesen Pumpspeicherbetrieb zuerst Strom aus anderer Produktion benötigt wird, reduziert sich der Wirkungsgrad zwischen der erstmalig eingesetzten Energie und dem Strom aus dem Pumpspeicherbetrieb auf folgende Werte:

- 24% bei Pumpspeicherung (73% WG) mit AKW-Strom (x 33% WG),
- 30% bei Pumpspeicherung (73% WG) mit durchschnittlichem fossilem Strom (x 42% WG),
- 42% bei Pumpspeicherung (73% WG) mit Strom aus Gaskombikraftwerken (x 58% WG).

Gemäss den Angaben der TIWAG (im Internet und dem Jahresbericht) kann die Kraftwerkgruppe Sellrain-Silz mit Hilfe der natürlichen Wasserzuflüsse 450 Mio. Kilowattstunden (= 450 GWh) Strom produzieren. Bei 782 GWh Jahresproduktion stammt 332 GWh Strom aus dem Pumpspeicherbetrieb. Dazu muss zuerst mit 455 GWh Strom Wasser vom Ausgleichsbecken Längental in den Speichersee Finstertal hochgepumpt werden (ca. 400 Mio. m³ Wasser).

122 Mio. Kilowattstunden Strom gehen dabei verloren. Das entspricht ungefähr dem Stromverbrauch von 30'000 Haushalten! Per Saldo - total produzierter Strom minus gepumpter Strom – produziert Sellrain-Silz somit nur noch 327 GWh Strom.

Hauptargumente der TIWAG für den Ausbau der Pumpspeicherung:

1. Aus Grundlast werde dringend benötigte Regelenergie produziert
2. Pumpspeicherung und Windkraft seinen Partner

Zum ersten, der Regelenergie: Regelenergie wird im Stromnetz gebraucht, um kurzfristig (im Minuten bis Stundenbereich) die am Vortag geplante Stromproduktion und den effektiven Verbrauch auszugleichen. Im gesamten UCTE-Stromverbund sind dazu ca. 1'000-2'000 MW Regelleistung notwendig. Diese Leistung könnte allein schon von einem Teil der bestehenden österreichischen Speicherkraftwerke abgedeckt werden. Zusätzliche Regelenergiekraftwerke im Alpenraum sind deshalb nicht notwendig.

Zwischen Grundlast und Regelenergie gibt es jedoch zwei andere Lastarten, die zur Zeit interessante Gewinnmargen versprechen: die Spitzenlast – geplanter Einsatz während 1'000-2'000 Stunden im Jahr (v.a. mittags und abends), und die Mittellast - geplanter Einsatz während 2'000-5'000 Stunden im Jahr (v.a. werktags 7-23 Uhr und zusätzlich im Winter bei grossem Heizbedarf). Für beide Lastbereiche eignen sich eine grosse Zahl von Kraftwerken, die

regulierbar betrieben werden können. Ganz speziell eignen sich für diese Bereiche auch dezentrale Wärmekraftkopplungsanlagen.

Zum zweiten, der „Partnerschaft von Pumpspeicherung und Windkraft“: die grossen Windkraftkapazitäten v.a. in Küstennähe, haben eine Betriebscharakteristik, die zwar Ausgleichs- und Regelenergie braucht, diese entspricht jedoch nicht der favorisierten Betriebsart der Pumpspeicherkraftwerk-Betreiber. Für kurzfristige Stromspitzen oder Mankos von Windkraftwerken werden nur wenige Stunden pro Tag benötigt. Wenn die Pumpspeicherkraftwerke auf diesen Ausgleich dimensioniert würden, bräuchte es zusätzlich riesige neue Hochspannungsleitungen durch ganz Deutschland. Die Rentabilität neuer Pumpspeicherkraftwerke könnte mit 2-3 Stunden Betrieb pro Tag nie erreicht werden. Windkraftwerke brauchen im näheren Umfeld Ausgleichskapazitäten, die starke Schwankungen im Netz schon bei der Einspeisung ins übergeordnete Netz reduzieren.

Mit dem Ausbau des Kraftwerkes Sellrain-Silz: grösseres Ausgleichbecken nahe Kühtai und einer zweiten Pumpspeichereinheit von 250 MW dürfte sich der Anteil Pumpstrom von heute 455 GWh auf 1'200 GWh erhöhen. Damit steigen auch die Stromverluste von heute 122 Mio. kWh auf über 300 Mio. kWh (Entspricht dem Verbrauch von 80'000 Haushalten).

Statt mehr Strom, wird dannzumals in Sellrain-Silz, per Saldo weniger Strom produziert. Die Anlage wird noch stärker abhängig von Betreibern grosser thermischer Kraftwerke. Ob diese Rechnung, bei vorgesehener Amortisationszeit von 50 Jahren und 6% Kapitalzins, aufgehen wird, muss ernsthaft in Frage gestellt werden.

Falls die Rahmenbedingungen auf dem Strommarkt in Zukunft die erwarteten Renditen nicht ermöglichen, gibt es zwei Zukunftsoptionen für Betreiber grosser Pumpspeicherkraftwerke: Integration in ein Unternehmen mit riesigem Kraftwerkpark, dem sich mit einem flexiblen Kraftwerkpark mehr Möglichkeiten beim virtuellen Stromhandel eröffnen. Oder finanzielle Unterstützung der öffentlichen Hand zur Sicherung der lokalen Arbeitsplätze.