

Kleinwasserkraftwerke machen sich flexibel

Autor(en): **Vogel, Benedikt**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria**

Band (Jahr): **113 (2021)**

Heft 1

PDF erstellt am: **29.06.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-966179>

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.

Kleinwasserkraftwerke machen sich flexibel

Benedikt Vogel

Zusammenfassung

Strom dann produzieren, wenn er gute Erlöse bringt oder zur Stabilisierung des Stromnetzes eingesetzt werden kann – das war stets die Geschäftsidee von leistungsfähigen Speicherkraftwerken. Was bisher den Grossen vorbehalten war, wollen kleine Wasserkraftwerke in den Alpen nun nachahmen. Tatsächlich sind auch sie in der Lage, in gewissem Umfang Spitzenenergie und Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen. Das zeigt ein vom BFE unterstütztes Forschungsprojekt am Kleinwasserkraftwerk Gletsch-Oberwald. Das Projekt hat das ökonomische Potenzial eines flexiblen Betriebs untersucht, aber auch Auswirkungen auf die Flussökologie.

Ein flexibler Betrieb steht bei grossen Speicherkraftwerken seit jeher im Zentrum des Geschäftsmodells. Anders bei Kleinwasserkraftwerken ohne Speichersee: Sie produzieren in aller Regel durchgehend Bandenergie, so wie die Laufwasserkraftwerke an Schweizer Flüssen. Dabei haben auch Kleinwasserkraftwerke mitunter ein Flexibilitätspotenzial, das sich gezielt nutzen lässt, wie ein Forscherteam nun am Beispiel des Kraftwerks Gletsch-Oberwald belegt: Das Kraftwerk wurde mit entsprechenden Kompensationsmassnahmen (Revitalisierung der Rhone) erbaut und produziert seit der Inbetriebnahme Mitte 2018 jährlich rund 41 GWh Strom. Mit zwei Pelton-turbinen à 7,5 MW Nennleistung übersteigt die Anlage die Schwelle von 10 MW. Trotzdem wird sie der Kategorie der Kleinwasserkraftwerke zugerechnet, da die Durchschnittsleistung aufgrund der grossen saisonalen Schwankungen bei 4,7 MW liegt.

Zwei Speichervolumina

Das Kraftwerk Gletsch-Oberwald verstromt hauptsächlich das Wasser des Rhonegletschers. Da es keinen Speichersee hat, hängt die Produktion direkt von der Er-



Bild 1: Maschinenraum des Kleinwasserkraftwerks in Oberwald: Die Turbinen mit 2 x 7,5 MW Leistung sind auf die Maximalproduktion im Sommer ausgelegt. Zum Vergleich: Die fünf Windräder, die im Herbst 2020 auf dem Gotthard in Betrieb genommen wurden, haben eine Nennleistung von 5 x 2,35 MW. Foto: FMV.

In der Schweiz gibt es über 1000 Kleinwasserkraftwerke, jedes mit einer jahresmittleren Bruttoleistung unter 10 MW. Zusammen beträgt die installierte Leistung stattliche 760 MW. Mit einer Jahresproduktion von 3400 GWh/Jahr decken sie rund 5 Prozent des Schweizer Stromverbrauchs. Gemäss einer BFE-Schätzung aus dem Jahr 2019 lässt sich die Stromproduktion aus Kleinwasserkraft längerfristig um jährlich 110 bis 550 GWh steigern. Um dieses Potenzial zu realisieren, müssen neue Kraftwerke den Anforderungen an Landschaftsschutz und Gewässerökologie genügen, und sie müssen – natürlich-wirtschaftlich arbeiten. Letzteres wird begünstigt, wenn sie Strom zu Zeiten produzieren können, in denen er besonders gewinnbringend verkauft werden kann.

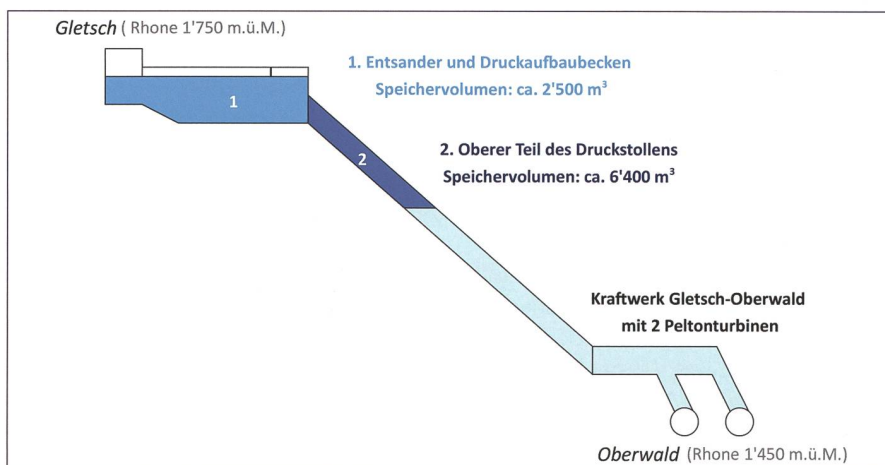


Bild 2: Diese (nicht massstabsgetreue) Darstellung zeigt die Bereiche, die als Speicher genutzt werden können: das Entsanderbecken und das Druckaufbaubecken sowie der obere Teil des Druckstollens. Grafik: SmallFLEX, bearbeitet C. Münch/HES-SO Valais-Wallis.

Ein interdisziplinäres Forscherteam unter der Leitung der Fachhochschule Westschweiz (HES-SO) Valais-Wallis hat nun im Rahmen eines BFE-Forschungsprojekts «SmallFLEX» das Potenzial eines flexiblen Betriebs untersucht. Die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler führten im November 2018 und im Mai 2020 zwei Messkampagnen durch. Unter Ausschöpfung des verfügbaren Speichervolumens – evaluiert durch das Wasserbaulabor der Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL) und das Team der HES-SO Valais-Wallis –

Materialermüdung der Peltonturbine begrenzen

Das Team der HES-SO Valais-Wallis hat sich insbesondere mit der Frage befasst, wie sich eine Verminderung der Fallhöhe auf die Turbine auswirkt. Wenn man einen Teil des Druckstollens als Speicher nutzt, führt das dazu, dass dieser in gewissen Betriebsphasen nicht mehr bis oben mit Wasser gefüllt ist. Das vermindert die kinetische Energie am Turbinenlaufrad. Die Wasserstrahlen treffen mit reduzierter Geschwindigkeit auf die Schaufeln des Turbinenlaufrades und können dort im ungünstigen Fall Vibrationen auslösen. Kraftwerk-Betreiber wollen Vibrationen vermeiden, weil diese den Wirkungsgrad der Turbine vermindern und die Materialermüdung beschleunigen, was Kosten für Ersatzinvestitionen verursacht.

Die SmallFLEX-Forscher wollten nun wissen, wie stark der Druckstollen entleert werden kann, ohne dass am Turbinenlaufrad Vibrationen auftreten. Sie entleerten den Druckstollen in Versuchen von 287,5 Metern (voller Zustand) bis auf eine Fallhöhe von 185 Metern. Für das Monitoring dieser Versuche wurde unter anderem das von PVE entwickelte Überwachungssystem Hydro Clone® herangezogen. Die Versuche zeigten, dass unwillkommene Effekte auftreten, wenn der Druckstollen bis auf eine Fallhöhe weniger als 210 Meter entleert wird (vgl. Grafik 11). Die Forscher der Fachhochschule Westschweiz und des Wasserbaulabors der EPFL führten zudem verschiedene Simulationen durch, mit denen sie untersuchten, wie sich eine Variation der Fallhöhe (zwischen 287,5 und 185 Meter) auf die Strahlqualität und auf das an das Laufrad übertragene Drehmoment auswirkt.



Bild 3: Blick in die Druckaufbaukammer: Rechts hinten beginnt der Druckstollen, durch den das Wasser zum Kraftwerk gelangt. Die Durchgänge links führen ins Entsanderbecken (Foto aus der Bauzeit). Im Entsanderbecken lagern sich die Sedimente ab, die die Rhone vor allem im Frühjahr in grossen Mengen heranträgt. Foto: FMV.



Bild 4: Die Entsanderkaverne, zur Hälfte entleert. Foto: FMV.

giebigkeit des Zuflusses ab. In den Sommermonaten stehen 5000 bis 15000 l/s als nutzbare Wassermenge zur Verfügung, in den Wintermonaten deutlich weniger als 500 l/s. Um dem stark schwankenden Volumenstrom gerecht zu werden, lassen sich die sechs Düsen jeder Peltonturbine individuell öffnen. So lässt sich die Durchflussmenge des Kraftwerks in der Bandbreite zwischen 145 l/s und 5800 l/s regeln.

Nun wäre es allerdings falsch zu glauben, das Kraftwerk könne immer nur so viel Wasser verstromen, wie aktuell zufließt. Die Anlage verfügt nämlich über zwei Volumina, die sich als Speicher nutzen lassen: einerseits die Entsander-Fels-

kaverne (inkl. Druckaufbaubecken), die der Reduktion des Feinstoffanteils dient, andererseits der obere Teil des Druckstollens, der von der Wasserfassung in Gletsch zum Kraftwerk in Oberwald führt (Höhendifferenz 288 m). Dank dieser Speichervolumina lässt sich das Kleinwasserkraftwerk flexibel betreiben, also zu Zeiten, in denen sich auf dem Strommarkt hoch vergütete Spitzenenergie absetzen lässt. Denkbar ist ausserdem, das Speichervolumen zu nutzen, um gegenüber der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid Regelleistung vorzuhalten. Diese wird benötigt, um im Stromnetz Angebot und Nachfrage im Lot zu halten.

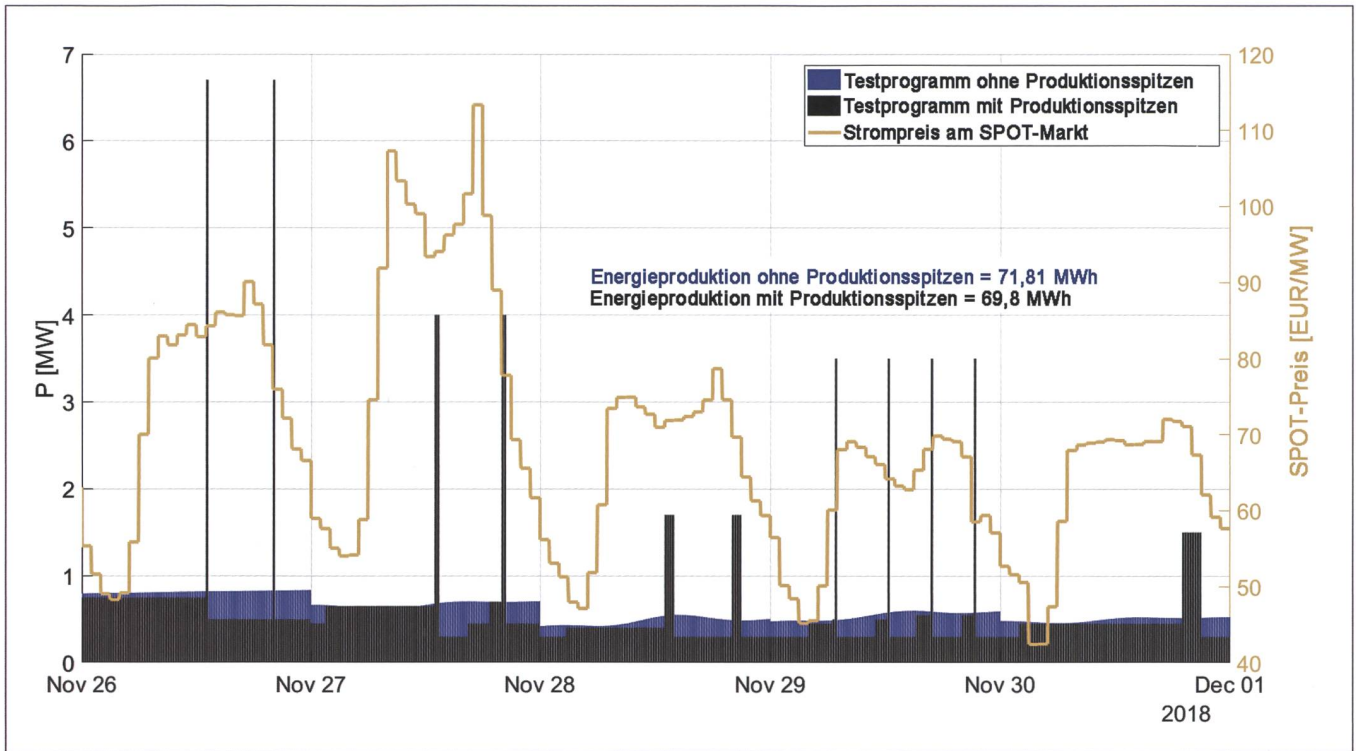


Bild 5: Während der ersten Messkampagne im November 2018 wurden elf Produktionsspitzen zwischen 15 Minuten und zwei Stunden realisiert. Diese wurden unter anderem so terminiert, dass der Strom in Perioden mit hohen Marktpreisen (gelbe Kurve) erzeugt wurde. In diesen Zeiträumen generierte das Kraftwerk eine Leistung, die ein Vielfaches der Normalleistung betrug. Blau eingezeichnet zum Vergleich: die Leistung des Kraftwerks ohne Produktionsspitzen. Grafik: SmallFLEX/bearbeitet B. Vogel.

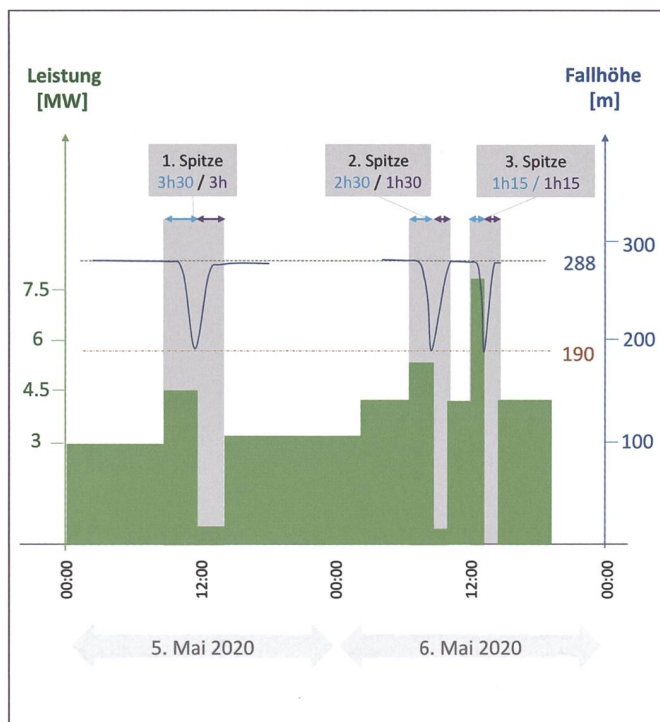


Bild 6: In der zweiten Testkampagne wurde das gesamte identifizierte Speichervolumen für die Produktion von Spitzenenergie genutzt. An zwei Tagen wurden drei Produktionsspitzen erzeugt, um verschiedene Geschwindigkeiten der Niveauabsenkung und der Befüllung im Druckstollen zu testen und die geringstmögliche Fallhöhe für den sicheren Betrieb der Turbinen zu bewerten. Grafik: SmallFLEX, bearbeitet C. Münch/HES-SO Valais-Wallis.

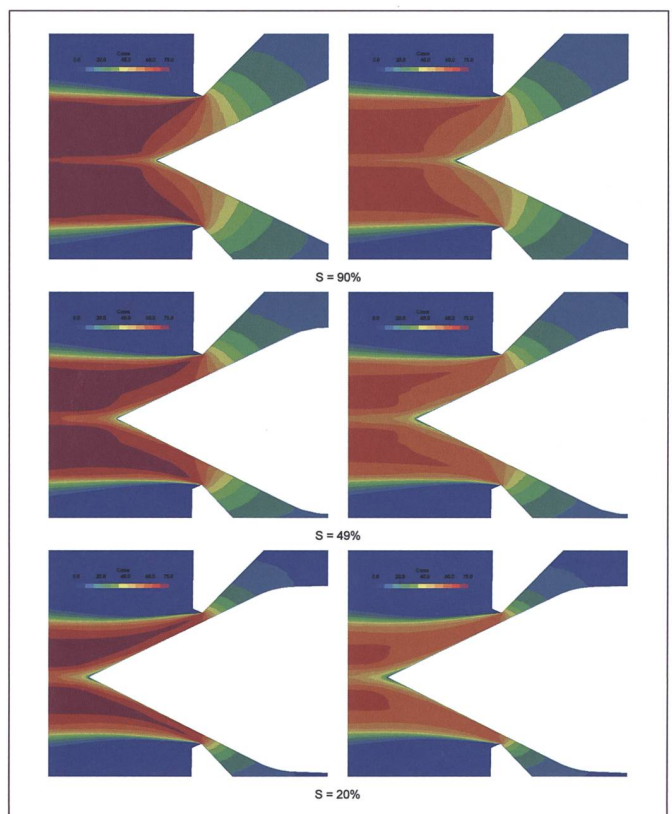


Bild 7: Numerische Simulation des Strahls (Fließrichtung von rechts nach links) am Ausgang des Injektors der Pelton turbine für verschiedene Nadelöffnungen mit einer Fallhöhe von 287 m (links) bzw. 215 m (rechts). Der Einfluss der Fallhöhe auf die Qualität des Strahls ist minimal, doch die Geschwindigkeit nimmt ab. Grafik: J. Decaix, HES-SO Valais-Wallis.

wurden 15 Minuten bis gut 3,5 Stunden lange Produktionsmaxima (Schwälle, engl. Hydropeaks) realisiert. In der ersten Messkampagne wurden allein das Speichervolumen der Entsanderkaverne und der Druckaufbaukammer (2500 m³) genutzt, in der zweiten Messkampagne zusätzlich das oberste Drittel des Druckstollens (6400 m³), womit insgesamt 8900 m³ Speichervolumen zu Verfügung standen.

Eine zentrale Erkenntnis der Tests: Das Kraftwerk ist grundsätzlich in der Lage, Spitzenenergie zu produzieren bzw. Regelleistung gegenüber Swissgrid zur Verfügung zu stellen. Um dies zu tun, steht gemäss Berechnungen der FMV (Sitten), Besitzerin des Wasserkraftwerks, ein nutzbares Speichervolumen von 6180 m³ zur Verfügung (entspricht ca. 4,0 MWh Strom). Das ist weniger als die theoretisch verfügbaren 8900 m³. Der Grund für diese Einschränkung: Wenn der Druckstollen bis unter eine Fallhöhe von 210 m entleert wird, treten an der Turbine unwillkommene Effekte auf (siehe Textbox). Die FMV wird den Druckstollen im flexiblen Betrieb unter Zurechnung einer Sicherheitsmarge bis maximal

zu einer Fallhöhe von 230 m nutzen. Das entspricht einem Speichervolumen von 6180 m³. Eine zweite Erkenntnis aus den Testläufen: Wenn der Druckstollen nicht mehr ganz gefüllt ist, sinkt auch die Turbinenleistung, weil die beiden Pelton-turbinen in dieser Situation nicht mehr unter Auslegungsbedingungen (Fallhöhe 288 m) arbeiten, wie die numerischen Simulationen der HES-SO Valais-Wallis und der Power Vision Engineering (PVE) zeigen. Die FMV veranschlagte die maximal erzeugbare Leistung im flexiblen Betrieb auf 2x5 MW = 10 MW.

«Das sind Größenordnungen, die es erlauben, interessante Dienstleistungen am Schweizer Strommarkt anzubieten», sagt Projektkoordinatorin Prof. Cécile Münch-Alligné, Wasserkraftexpertin der HES-SO Valais-Wallis. Nach Auskunft des Forscherteams sind die Ergebnisse auf 175 Schweizer Kraftwerke im Leistungsbereich 1 bis 30 MW übertragbar, die ebenfalls mit Pelton-turbinen ausgestattet sind. «Die flexible Produktion könnte auch in Regionen mit vielen Photovoltaikanlagen eingesetzt werden, um kurzzeitige Einbrüche der Solar-

stromproduktion auszugleichen», sagt die Walliser Forscherin.

Regelleistung ja, Spitzenenergie nein

Das Energieunternehmen FMV wollte im Rahmen des SmallFLEX-Projekts erfahren, welche Nutzungen des Speichervolumens finanziell und betrieblich interessant sind. Im Vordergrund steht für die FMV das Anbieten von Regelleistung: «Dank des Speichers können wir praktisch das ganze Jahr Regelleistung für das Schweizer Netz von bis zu 1,5 MW vorhalten», sagt Steve Crettenand, der das Projekt für FMV begleitet hat. FMV werde die Regelleistung des Kraftwerks in einen Pool einbringen, an dem mehrere Anbieter von Regelleistung beteiligt sind. Weniger attraktiv ist für das Unternehmen die Produktion von Spitzenenergie: In den Wintermonaten ist diese Produktionsweise nicht möglich, in den Sommermonaten mit grossen Wassermengen nicht lohnend. In den Monaten mit mittelgrossen Zuflüssen (April/Mai und Oktober/November) wäre die Produktion von

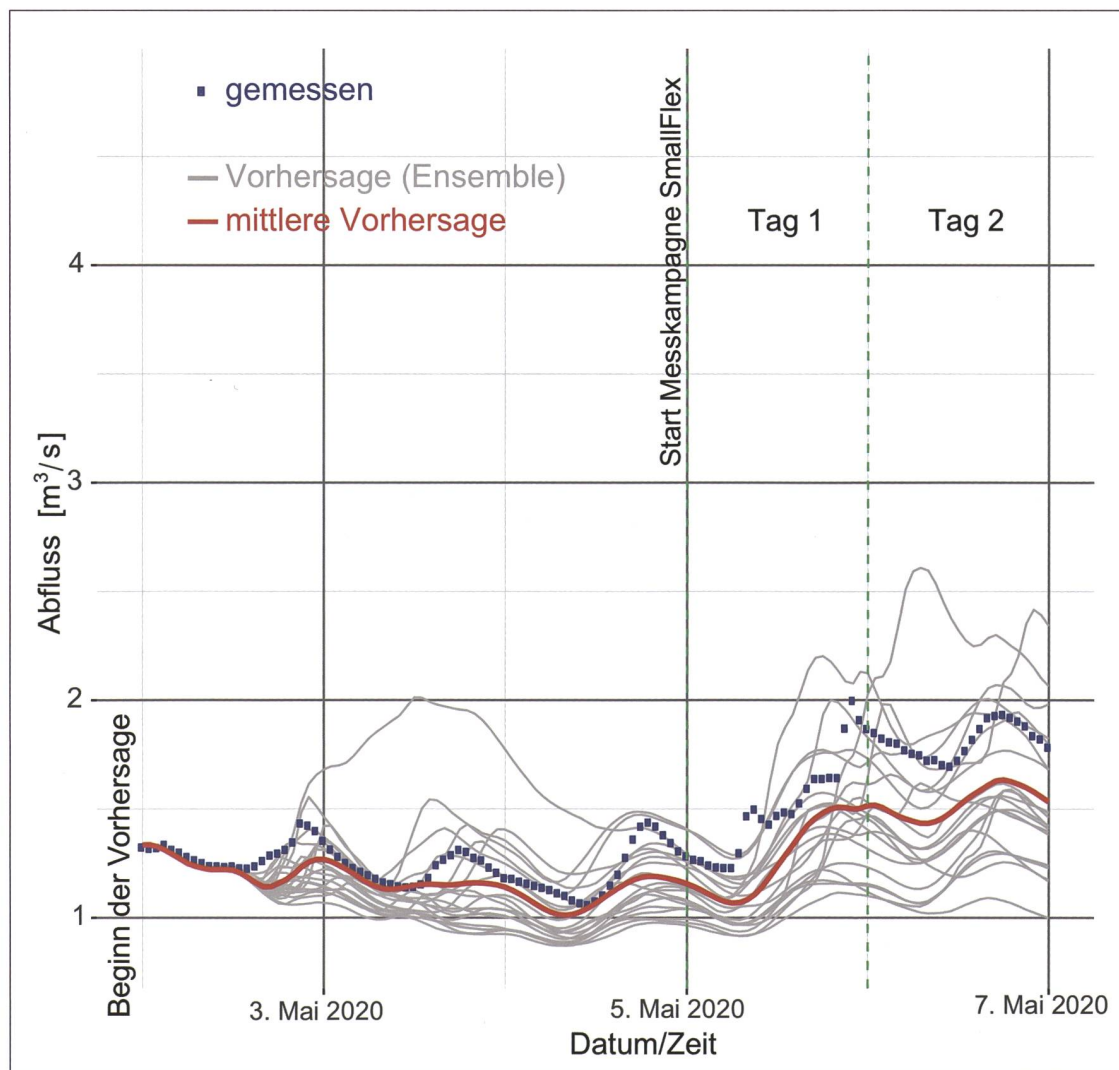


Bild 8: Vorhersage vom 2. Mai 2020 für die Wassermenge der Rhone während der SmallFLEX-Messkampagne (gemessen in m³/s). Die grauen Linien sind einzelne Vorhersagen des Abflusses mit unterschiedlichen Annahmen, die rote Linie zeigt die mittlere Fünftages-Vorhersage, die blaue Linie die tatsächlichen Werte. Grafik: Konrad Bogner, WSL.

Spitzenenergie möglich, laut *Crettenand* aber kaum sinnvoll, da das verfügbare Speichervolumen mit ca. 4,0MWh relativ gering sei. Gegen die Produktion von Spitzenenergie spricht ferner, dass die Effizienz der Peltonturbinen sinkt, wenn der Druckstollen nicht mehr ganz gefüllt ist (siehe oben). So erzielt Spitzenenergie zwar einen guten Preis, aber die Produktionsmenge sinkt, was unter dem Strich den Ertrag schmälert.

Lohnend ist hingegen die Nutzung des Speichervolumens in der Winterperiode (Januar bis März). In diesen wasserarmen Monaten reicht die Wassermenge, die dem Fluss entnommen werden darf, oft nicht zum Betrieb des Kraftwerks. In solchen Momenten hilft das Wasser aus dem Speicher, um die für die Turbinierung minimal erforderliche Wassermenge (145l/s) zu erreichen. «Dank des Speichers kann das Kraftwerk über längere Zeiträume kontinuierlich Strom produzieren; es kommt seltener zu Produktionsunterbrüchen mit Abschalten und Wiederanfahen der Turbinen. Damit können wir die Produktion in den drei Wintermonaten steigern, nämlich von 200 auf über 500MWh», sagt *Steve Crettenand* und ergänzt: «Das ist im Sinn der Energiestrategie 2050.» Den finanziellen Gewinn aufgrund der flexiblen Betriebsweise schätzt FMV auf rund 30000 Euro pro Jahr.

Zuflussprognosen für flexiblen Betrieb

Der flexible Betrieb eines Kraftwerks setzt voraus, dass für die Produktionsspitzen jeweils eine hinreichende Wassermenge zur Verfügung steht. Das Kraftwerk Gletsch-Oberwald bezieht das Wasser von der Rhone. Ein Team der Eidgenössischen Forschungsanstalt für Wald, Schnee und Landschaft (WSL) hat im Rahmen des SmallFLEX-Projekts ein Vorhersagesystem für die Wasserzufuhr des Flusses entwickelt, dies in Zusammenarbeit mit MeteoSchweiz.

Die Ergebnisse zeigen: Das System erlaubt Prognosen bis zu zwölf Stunden mit sehr hoher Genauigkeit. Für einen Vorhersagezeitraum von drei Tagen beträgt der Fehler nur +/- 1000l/s. «Wir können den Zeitraum für das Auffüllen des verfügbaren Speichers auf drei Tage hinaus auf ca. zehn Minuten Genauigkeit voraussagen, das ist eine akzeptable Grössenordnung», sagt WSL-Forscher *Dr. Manfred Stähli*. Mit der erzielten Prognosegenauigkeit lasse sich ein flexibler Betrieb des Kraftwerks auf fünf bis sechs Tage hinaus planen, sagt der Wissenschaftler.



Bild 9: a) Die Rhone mit Sunk (oben) und b) Schwall (unten): Der Schwall im Zuge einer Produktionsspitze lässt die Rhone unterhalb des Kraftwerks ansteigen – und schwemmt einen Teil der im Fluss lebenden Insektenlarven weg. Foto: Claire Aksamit, Eawag.

Auswirkungen auf das Ökosystem

Die durch den flexiblen Betrieb erzeugten Schwälle haben Auswirkungen auf das Ökosystem der Rhone. Ein wichtiger und vielfältiger Teil des Ökosystems sind Insektenlarven (Makroinvertebraten), die am Grund des Flussbetts leben und als Nahrungsquelle z.B. für Fische und Spinnen dienen. Im Rahmen des BFE-Projekts ging ein Team des Wasserforschungsinstituts

des ETH-Bereichs (Eawag) der Frage nach, in welchem Mass diese wirbellosen Tiere durch die Schwälle weggeschwemmt werden. Zu diesem Zweck erzeugte das Kraftwerk während zwei Wochen experimentelle Schwälle von 15 Minuten Dauer mit immer kürzeren Erholungszeiten (acht Tage bis hin zu einem einzigen Tag).

«Die Anzahl der Makroinvertebraten, die mit der Strömung weggeschwemmt werden, ist während der Schwälle stark



erhöht, aber die Artengemeinschaft erreichte bei unseren Beobachtungen nach den Schwällen innerhalb eines Tages wieder den Ausgangszustand, vermutlich dank dem naturnahen Zustand des Oberlaufes», fasst Eawag-Forscher *Dr. Martin Schmid* ein Hauptergebnis der Studie zusammen. Die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler haben allerdings festgestellt, dass die Häufigkeit mancher Arten im Verlauf des Experiments abnahm. Häufige Schwälle bei regelmässigem flexiblem Betrieb der Anlage könnten demnach längerfristig dem Ökosystem Schaden zufügen. Daher raten die Eawag-Experten, im Falle einer Einführung des flexiblen Betriebs die Entwicklung des Ökosystems über mehrere Jahre zu überwachen.

Bild 10: Mit solchen Netzen erfassen Eawag-Forscher die Zahl der weggeschwemmten Insektenlarven. Foto: Claire Aksamit, Eawag.

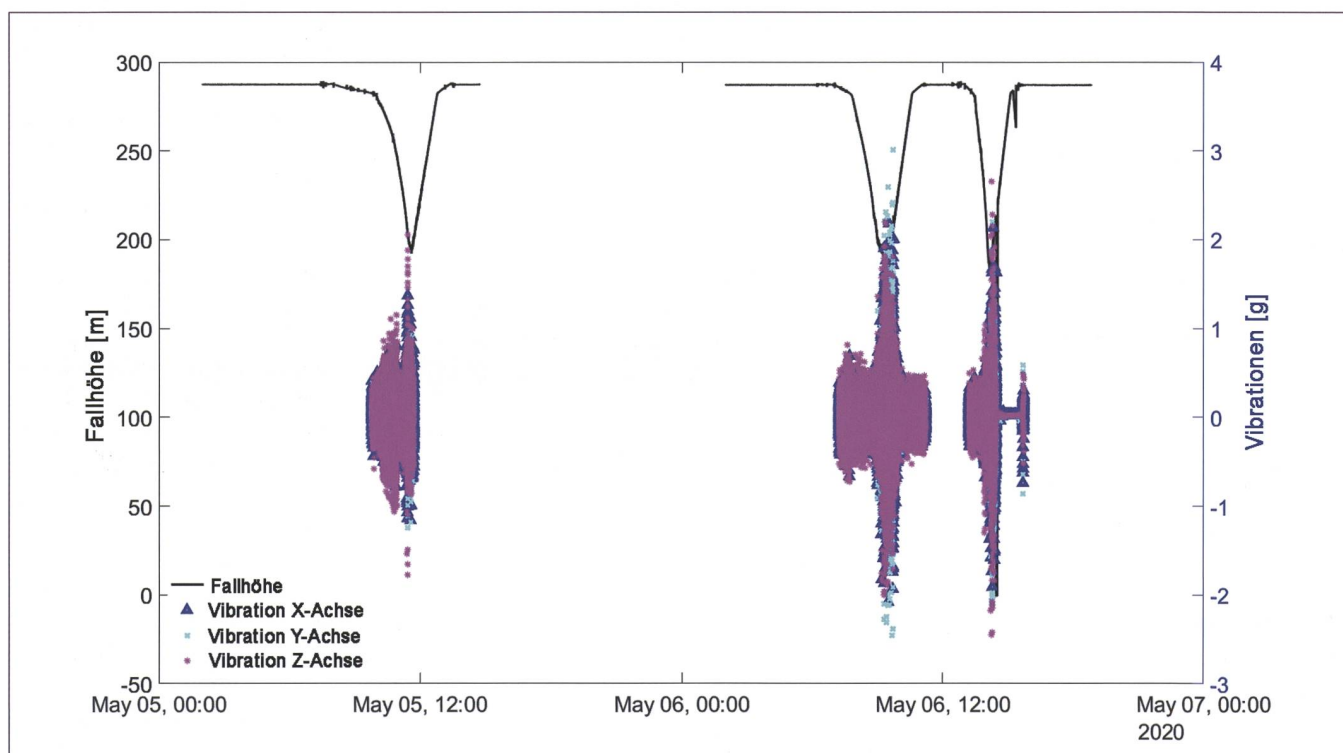


Bild 11: Die Grafik bezieht sich auf drei Versuche im Mai 2020, während derer der Druckstollen teilweise entleert wurde. Unterschreitet der Wasserspiegel im Druckstollen die Marke von ca. 210 Metern, treten am Turbinenlaufrad Vibrationen auf. Die Vibrationen in den drei Raumachsen sind in der Grafik mit unterschiedlichen Farben dargestellt. Vibrationen werden mit einem Akzelerometer (Beschleunigungsmesser) erfasst. Masseinheit ist die mittlere Erdbeschleunigung g ($= 9,81 \text{ m/s}^2$). Grafik: SmallFLEX/bearbeitet B. Vogel.

Weiterführende Informationen:

Der Schlussbericht zum Projekt «Demonstrator eines flexiblen Kleinwasserkraftwerks» (engl. Demonstrator for flexible Small Hydropower Plant/SmallFLEX) ist abrufbar unter: www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=40717.

Auskünfte zu dem Projekt erteilt Dr.-Ing. Klaus Jorde

(klaus.jorde@kjconsult.net), Leiter des BFE-Forschungsprogramms Wasserkraft. Weitere Fachbeiträge über Forschungs-, Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte im Bereich Wasserkraft finden Sie unter www.bfe.admin.ch/ec-wasser.

Autor:

Dr. Benedikt Vogel, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)