



Der Oberaarsee liegt oberhalb des Grimselsees.

Die Effizienz der Pumpspeicherung

Wirkungsgradanalyse | Die Energiespeicherung mit Wasserkraft ist ein komplexes System, dessen Gesamteffizienz von vielen Faktoren beeinflusst wird. Je nach Auslegung, Einsatzbereich und verfügbaren Datensätzen kann ein Wirkungsgrad von unter 70% oder über 80% nachgewiesen werden. Am Beispiel des Umwälzwerks Grimsel 2 wird die Problematik bei der Wirkungsgradanalyse erläutert.

MICHAEL HÖCKEL, MARTIN SEILER, NICOLA ZAUGG

Pumpspeicherkraftwerke, auch als Umwälzwerke bezeichnet, bestehen in ihrer einfachsten Konfiguration aus zwei Speicherseen auf unterschiedlichen Niveaus, zwischen welchen Wasser mittels Pumpen und Turbinen verschoben werden kann (Bild 1).

Eine Lageänderung von 360 m verändert die potenzielle Energie des Wassers um 1 kWh/m^3 . Aufgrund der Verluste liegt der Bedarf an Pumpenenergie mindestens bei $1,1 \text{ kWh/m}^3$, während die produzierte Energiemenge weniger

als $0,9 \text{ kWh/m}^3$ beträgt. Die wesentlichen Verluste treten bei der Umwandlung der Energie des Wassers in mechanische Energie bzw. umgekehrt auf. Hydraulische Maschinen erreichen bei einer Kombination von Fallhöhe und Durchfluss einen Spitzenwirkungsgrad von ca. 90%. Da im Betrieb beide Parameter variieren, liegt der mittlere Jahreswirkungsgrad einige Prozentpunkte tiefer.

Im Triebwassersystem treten aufgrund von Reibung und Verwirbelung Druckverluste auf, die quadratisch mit

der Strömungsgeschwindigkeit ansteigen und bei der Auslegungswassermenge des Stollensystems die nutzbare Fallhöhe (Nettofallhöhe) im Prozentbereich reduzieren können. Die elektrischen Verluste von Generatoren und Transformatoren sind bei Leistungen um 100 MVA sehr gering.

Wirkungsgradberechnung mit Energiezählerdaten

Grundsätzlich lässt sich der Wirkungsgrad der Pumpspeicherung aus dem Verhältnis der mittels der Turbinen

erzeugten elektrischen Energie und der für die Pumpen eingesetzten elektrischen Energie berechnen. Wird als Systemgrenze der Zählpunkt (Netzanschlusspunkt) des Kraftwerks verwendet, sollten die wichtigsten Verluste des Umwälzbetriebs berücksichtigt sein.

Diese Art der Wirkungsgradberechnung ist transparent. Die Rechengenauigkeit wird nur durch Wandlerfehler und Zählerklasse bestimmt. Die zeitliche Auflösung hängt von der Häufigkeit der Ab- bzw. Auslesung ab.

Die Zentrale Grimsel 2 hat im Jahr 2022 626 GWh an Pumpenenergie aufgenommen. 431 GWh hat die Zentrale ins Netz eingespielt. Diese beiden Energiewerte ergeben einen Wirkungsgrad von 68,8%. In realen Speicherkraftwerken wie die der KWO ist diese Methode nicht direkt anwendbar, da

- in der Betrachtungsperiode das gepumpte Wasser auch wieder turbinieren muss,
- neben dem gepumpten Wasser zusätzlich natürliche Zuflüsse in den oberen Speicher turbinieren werden,
- durch einen parallelen Bearbeitungsstrang gepumptes Wasser turbinieren werden kann,
- beim Hochfahren der Maschinensätze bis zur Synchronisation zusätzlich Wasserverluste auftreten.

Zudem kann man den Umwälzbetrieb als einen dem verpflichtenden Einsatz zur Verarbeitung der natürlichen Zuflüsse überlagerten Betrieb ansehen. Aufgrund der quadratischen Abhängigkeit vieler Verlustfaktoren von der Leistung würde er überproportionale Verluste verursachen, welche nur durch Simulation ermittelt werden können.

Zur Veranschaulichung der Zusammenhänge bei der Wasserbewirtschaftung ist in **Bild 1** ein Ausschnitt aus dem Anlagenschema der Kraftwerke Oberhasli mit den Jahreswerten 2022 für die Energie- und Wassermengen dargestellt. Die Pumpen haben 500 Mio. m³ Wasser vom Grimselsee in den Oberaarsee gefördert. Allerdings haben die Turbinen im gleichen Zeitraum nur 478 Mio. m³ verarbeitet. Ein Teil der gepumpten Wassermenge, wie auch die natürlichen Zuflüsse, wurden also über die Zentrale Grimsel 1 (79 Mio. m³) turbinieren. Berücksichtigt man, dass Ende 2022 der Oberaarsee

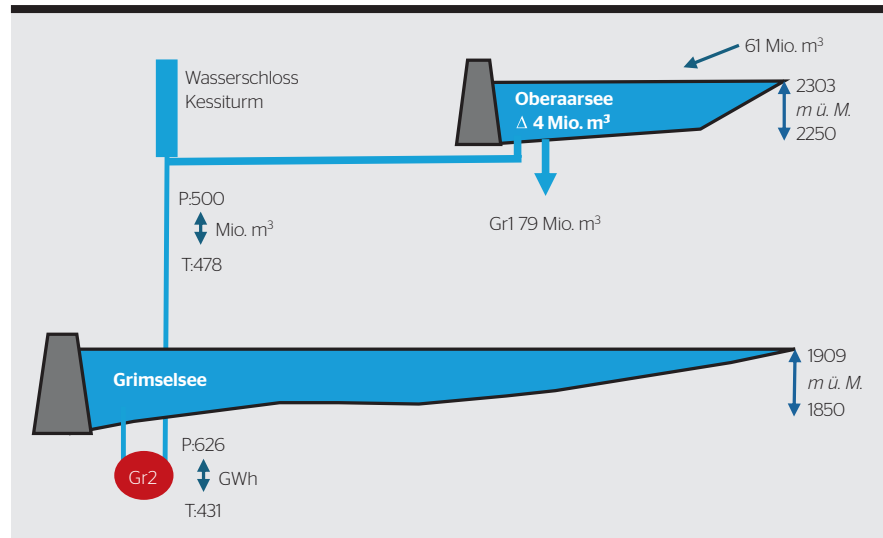


Bild 1 Übersicht über die Anlagen der KWO, die das Umwälzwerk Grimsel 2 betreffen, mit den Jahresmengen.

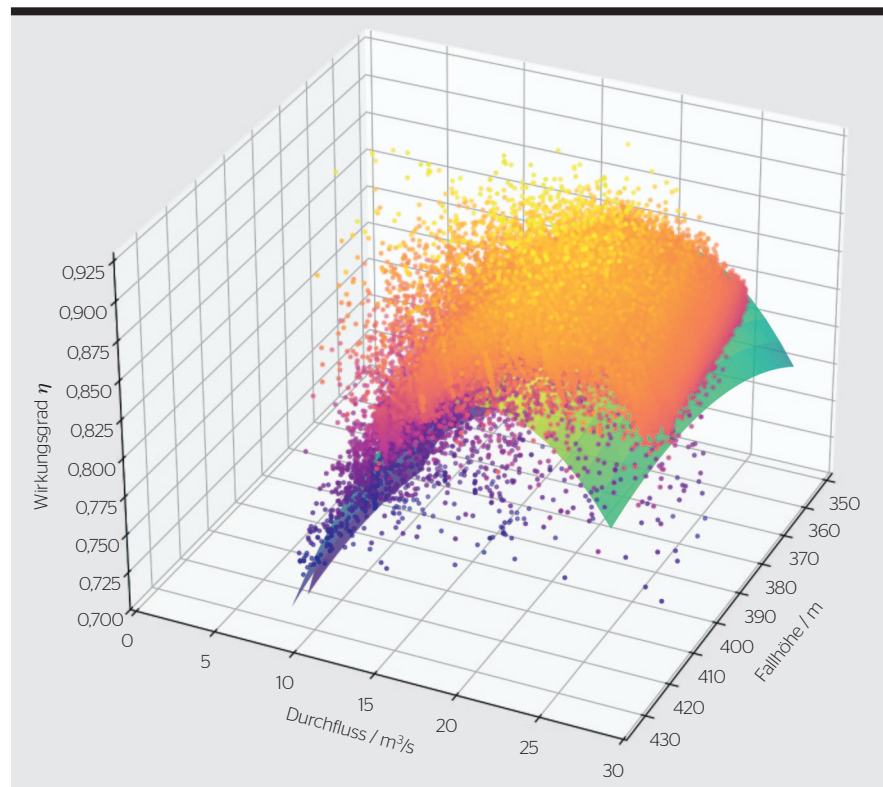


Bild 2 Wirkungsgradanalyse (1-min-Werte 2022-2024) für die Turbine 2: Punktewolke und Regressionsfläche.

4 Mio. m³ mehr Speicherinhalt als am Anfang hatte, müssen in diesem Jahr 61 Mio. m³ Wasser natürlich in den See geflossen sein. Eine nähere Auswertung mit den Niederschlags- und Temperaturwerten im Einzugsgebiet des Oberaarsees zeigt, dass dabei rund die Hälfte der Zuflüsse aus dem abschmelzenden Oberaargletscher stammen muss.

Eine exakte Berechnung benötigt Daten

In grossen hydraulischen Kraftwerken werden über verschiedene Sensoren enorme Datenmengen generiert und mittels automatischer Auslesung an das Engineering-Data-Management-System (EDM) des Unternehmens übertragen und dort archiviert. So stehen für die weiteren Auswertungen

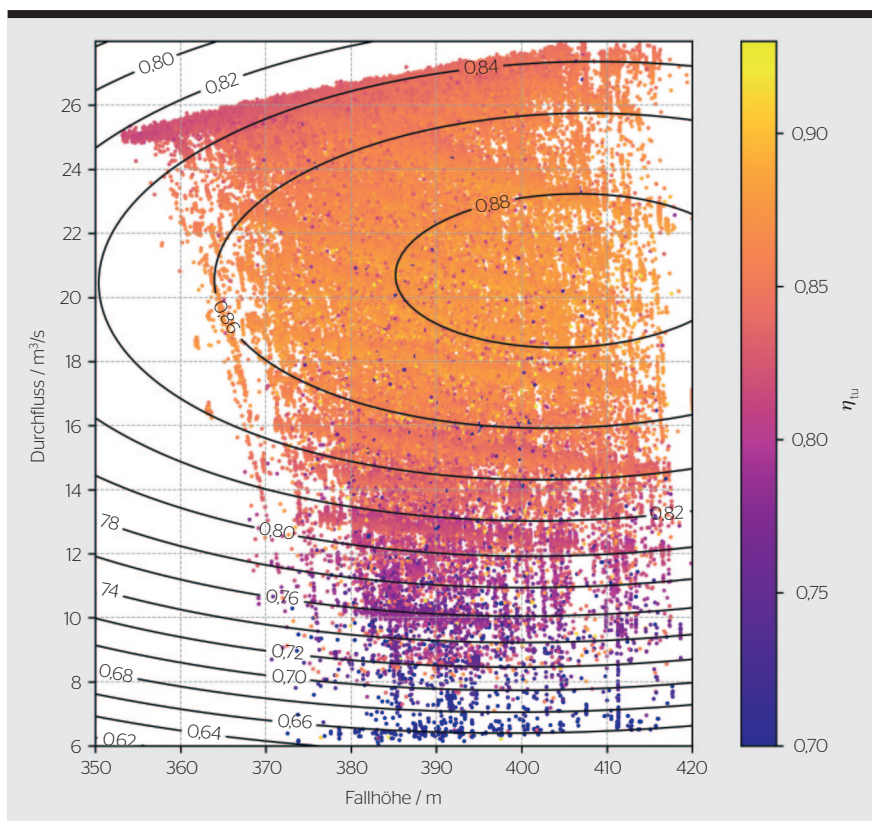


Bild 3 Muscheldiagramm der Turbine 2 im Kraftwerk Grimsel 2.

beispielsweise bei den KWO über 13 000 verschiedene physikalische Messwerte über einen Zeitraum von bis zu 15 Jahren zur Verfügung.

Um den Datentransfer möglichst klein zu halten, werden in vielen Leitetchniksystemen die lokalen Daten nicht mit einer definierten Abtastrate übertragen, sondern nur übertragen, wenn sie sich signifikant ändern. Hierfür sind individuelle Schwellwerte für die Signale hinterlegt. Ein wesentlicher Nachteil dieser Form der Auslesung ist, dass im Falle von kurzzeitigen Störungen bei der Datenkommunikation über längere Zeitbereiche fehlerhafte Daten im EDM-System abgespeichert werden. Bei der Auswertung ist zudem zu berücksichtigen, dass die Daten im EDM-System mit verschiedenen Zeitstempeln abgelegt sind.

Für die Auswertung der Rohdaten müssen Algorithmen programmiert werden, welche die Daten in ein einheitliches zeitliches Format bringen und fehlerhafte Daten identifizieren und idealerweise Ersatzwerte berechnen. Aus unplausibilisierten Momentanwerten mit unterschiedlichen Zeitstempeln werden geprüfte Mittelwerte über eine definierte Periode.

Grundsätzlich kann die zeitliche Auflösung, mit der die Daten aus dem KIDS (KWO internes Daten-Silo) exportiert werden, frei gewählt werden. Einschränkend ist dabei natürlich, dass das minimale Intervall zwischen den tatsächlich abgelegten Datenpunkten nicht unterschritten werden sollte, da sonst nur unnötig interpolierte Werte die Datenmenge vergrössern, ohne dass mehr Informationen enthalten sind. Weiter ist zu beachten, dass der Zugriff auf das EDM-System auch eine Obergrenze an gleichzeitig abgefragten Datenpunkten aufweist.

Eine hohe zeitliche Auflösung hat folgende Vorteile:

- Schnelle Ereignisse wie Startvorgänge oder Lastwechsel werden genauer abgebildet.
- Betriebsmeldungen und Messwerte stimmen bei schnellen Ereignissen besser überein.
- Das Ausschliessen von unplausiblen Messungen führt zu einem kleineren zeitlichen Verlust.
- Dynamische Phänomene wie Schwingungen im Oberwasser werden abgebildet.
- Für Regressionen stehen grössere Mengen an Daten zur Verfügung,

wodurch deren Resultate ein höheres Bestimmtheitsmass aufweisen.

Vorteile einer tieferen Auflösung:

- In Bezug auf die Gesamtbilanzen kann dieselbe Präzision erreicht werden.
- Die Berechnungszeit skaliert oft nicht linear mit der Datenmenge; eine niedrigere Auflösung verkürzt die Berechnungen.
- Dynamische Phänomene wie Schwingungen im Oberwasser führen zu höheren Abweichungen, bei tieferer Auflösung werden diese ausgemittelt.
- Der Export aus dem KIDS ist aufgrund der Dauer der Abfragen ein beträchtlicher Zeitaufwand.

Für die folgenden Analysen wurden Datenreihen einem Zeitraum von jeweils einem Kalenderjahr mit Auflösungen von 1 Min. (525 600 Daten/Parameter) und 15 Min. verwendet. Die weitere Verarbeitung und Auswertung erfolgte in Python.

Entwicklung der Muscheldiagramme der Turbinen

Die Effizienz einer Turbine im Betrieb wird vom Durchfluss und der Nettofallhöhe bestimmt. Da im KIDS Durchfluss, hydraulischer Druck und elektrische Leistung gespeichert werden, können Wirkungsgrade jeder Turbine oder Pumpe aus den Messdaten für alle im Betrieb aufgetretenen Arbeitspunkte berechnet werden. In **Bild 2** sind Wirkungsgradwerte für die Arbeitspunkte von Turbine 2 im Zeitraum 2022–2024 dargestellt. Die Grenzen der Genauigkeit von Datenerhebung und Datenanalyse werden durch die wolkenförmige Verteilung der einzelnen Punkte sichtbar.

Für die weitere Auswertung bietet sich die Methode der Regression an, mit der sich die Punktwolke auf eine Fläche fiten lässt. Für die Regression wurde dabei ein linearer Ansatz mit den beiden Variablen Fallhöhe und Durchfluss gewählt:

$$\eta = \beta_0 + \beta_1 \cdot x + \beta_2 \cdot y + \beta_3 \cdot x^2 + \beta_4 \cdot y^2 + \beta_5 \cdot x \cdot y + \epsilon$$

Die Modellparameter wurden durch die Methode der kleinsten Fehlerquadrate ermittelt.

Bei der Entwicklung von Turbinen werden die hydraulischen und die mechanischen Leistungen in verschiedenen Arbeitspunkten anhand von Modellen ermittelt und die resultieren-

den Wirkungsgrade berechnet. Die Abhängigkeit des Wirkungsgrads von Fallhöhe und Durchfluss wird in sogenannten Muscheldiagrammen dargestellt. Es ergeben sich Ellipsen um das Wirkungsgradmaximum, deren Umfang mit abnehmender Effizienz immer grösser wird. Durch Projektion von diskreten Schnittebenen durch die Regressionsfläche (Bild 2) auf die Ebene wird das Muscheldiagramm in eine 2D-Darstellung (Bild 3) überführt.

Ein Vergleich mit dem Muscheldiagramm aus den Versuchen des Jahres 1982 mit den Modellturbinen Grimsel 2 zeigt, dass zwar das Wirkungsgradmaximum tatsächlich bei einem Durchfluss von 20–20,5 m³/s liegt, allerdings bei einer Nettofallhöhe von 405–410 m und damit bei einem um 20–25 m tieferen Wert.

Wasserbedarf beim Starten der Maschinensätze

Ein Maschinensatz braucht bei jedem Startvorgang für die Beschleunigung auf Nenn Drehzahl die gleiche Energie- bzw. Wassermenge. Da die Synchronisation allerdings unterschiedlich lang dauern kann, ergeben sich erhebliche Unterschiede beim Wasserverbrauch pro Startvorgang.

Für die Zuordnung der Wassermengen werden die entsprechenden Betriebsmeldungen «Start»

und «Betrieb» des Maschinensatzes logisch miteinander verknüpft und ein Zeitfenster Startvorgang ermittelt. Die Startzeit beinhaltet nur die Zeit, während der Wasser turbinert wird, ohne dass die Maschine Energie mit dem Netz austauscht. In diesem Zeitfenster wird die Wassermenge nun aufintegriert. Die so ermittelten Wassermengen lassen sich anschliessend statistisch leicht auswerten.

Die Stoppvorgänge der Maschinen sind ausserordentlich kurz. Den KWO-internen Dokumentationen ist zu entnehmen, dass zwischen dem Ausschalten des Maschinenschalters, also dem Trennen vom Netz und dem vollständigen Schliessen des Leitapparats typischerweise weniger als 20 s vergehen. Die in diesem Zeitraum noch abfließenden Restmengen sind minimal und werden vernachlässigt.

Ein typischer Turbinenstart dauert rund 3 Minuten und verbraucht etwa 700 m³ Wasser. Je nach Synchronisationsdauer werden aber manchmal nur 350 m³ oder aber auch bis zu 1500 m³ benötigt.

Der Startvorgang bei Pumpbetrieb verursacht einen deutlich höheren Wasserverbrauch. Zunächst wird der Maschinensatz mit den Turbinen mit dem Netz synchronisiert. Anschliessend wird das Pumpengehäuse mit Wasser gefüllt und die Turbinen und

Pumpen im hydraulischen Kurzschluss betrieben, bis die Absperrorgane der Turbine geschlossen sind. Für einen Pumpenstart wird im Mittel die doppelte Wassermenge, also rund 1500 m³ benötigt. Die Maschinensätze im Kraftwerk Grimsel 2 werden in einem Jahr rund 3000-mal in den Turbinenbetrieb und Pumpenbetrieb gestartet. Hierfür wird eine Wassermenge von knapp 3 Mio. m³ benötigt. Dies entspricht einer verlorenen Energiemenge von rund 3 GWh.

Beste Genauigkeit durch Korrektur der Zählerwerte

Die Ausführungen haben gezeigt, dass eine exakte Berechnung des Wirkungsgrads eines Umwälzwerks aufwendig und mit vielen Annahmen und Umrechnungen verbunden ist. Wie am Anfang des Artikels beschrieben, wäre eine Berechnung mit den Energiezählerwerten einfach und transparent. Sind die gepumpten und turbinerten Wassermengen im Umwälzwerk unterschiedlich, so muss dies durch eine Korrektur der Energiemengen berücksichtigt werden. Wurde im Betrachtungszeitraum mehr Wasser im Umwälzwerk turbinert, weil beispielsweise zusätzlich natürliche Zuflüsse verarbeitet wurden, dann wird die produzierte Energiemenge entsprechend verringert. Falls gepumptes Wasser

RÉSUMÉ

Effacité du stockage par pompage-turbinage

Analyse du rendement

Le stockage d'énergie par le biais du pompage-turbinage constitue un système complexe dont l'efficacité globale est influencée par de nombreux facteurs. Son rendement peut aussi bien être inférieur à 70 % que supérieur à 80 % : il dépend de la conception, du domaine d'application et des données disponibles. Cet article illustre les difficultés rencontrées lors de l'analyse du rendement, en se basant sur l'exemple de la centrale Grimsel 2.

Les pertes les plus importantes surviennent lors de la conversion de l'énergie hydraulique en énergie mécanique, et inversement. Les machines hydrauliques atteignent un rendement maximal d'environ 90 % lorsque la hauteur de chute et le débit sont combinés. Comme ces deux paramètres varient pendant l'exploitation, le rendement annuel moyen est inférieur de quelques points de pourcentage. Dans le système d'eau motrice, les pertes de pression dues au frottement et aux tourbillons augmentent proportionnellement au carré de la vitesse d'écoulement et peuvent

réduire la hauteur de chute utile (hauteur de chute nette) de plusieurs pourcents lorsque le débit d'eau du système de galeries est à son maximum (débit nominal). Pour des puissances de l'ordre de 100 MVA, les pertes électriques des générateurs et des transformateurs sont très faibles.

Le calcul exact du rendement d'une centrale de pompage-turbinage est complexe et nécessite de nombreuses hypothèses et conversions. Un calcul à partir des valeurs du compteur d'énergie serait simple et transparent. Si les volumes d'eau pompés et turbinés dans la centrale de pompage-turbinage sont différents, cela peut être pris en compte en corrigeant les quantités d'énergie. Si, au cours de la période considérée, une plus grande quantité d'eau a été turbinée, par exemple parce que des apports naturels supplémentaires ont été exploités, la quantité d'énergie produite est réduite en conséquence. Si l'eau pompée a été exploitée par un autre moyen, l'énergie de pompage doit être réduite en conséquence.

über einen anderen Weg verarbeitet wurde, ist die Pumpenenergie entsprechend zu reduzieren.

$$\eta = \frac{W_T}{W_P} \cdot \frac{V_{pu}}{V_{tu}}$$

Mit V_{tu} = turbinierter Wassermenge;
 V_{pu} = gepumpte Wassermenge

Mit den Jahreswerten 2022 für Grimsel 2 resultiert ein Umwälzwirkungsgrad von 72%. Natürlich weist diese Methode ebenfalls Ungenauigkeiten auf. Allerdings liegt man bei geringen Durchflussdifferenzen von unter 10% bei der Berechnung des Umwälzwirkungsgrads sicherlich im Bereich der Genauigkeit der Zählerwerte.

Über die Methode der durchflusskorrigierten Energiewerte werden für das Jahr 2023 mit den entsprechend plausibilisierten KIDS-Daten eine Effizienz für die Pumpspeicherung von 71,7% und für das Jahr 2024 ein tieferer Wirkungsgrad von nur 71,3%

berechnet. Es ist plausibel, dass sich Unterschiede zwischen den Jahreswerten ergeben, da der Wirkungsgrad vom Maschineneinsatz, aber auch von anderen Randbedingungen wie der Seebewirtschaftung abhängt. Gegen Ende des Jahres 2024 wurde der Grimseesee entleert und gemäss **Bild 3** ist der Wirkungsgrad der Turbinen wie auch der Pumpen bei sehr grossen Fallhöhen tendenziell kleiner.

Das Bundesamt für Energie hat vor einigen Jahren bei Pöyry Energy AG eine Studie zur Berechnung des Wirkungsgrads für den Umwälzbetrieb erstellen lassen [1]. Die Autoren haben damals aufgrund von theoretischen Berechnungen an einer Referenzanlage und idealen Annahmen einen Wirkungsgrad für Umwälzwerke von 83% ermittelt. Das BFE schreibt für Umwälzwerke vor, die Pumpenenergie mit diesem Wirkungsgrad in eine äquivalente Elektrizitätsproduktion umzurechnen und von der gemessenen Produktion abzuziehen. Auf Basis dieses Werts wer-

den die Herkunftsnachweise für die Produktion aus natürlichen Zuflüssen berechnet. Es ist davon auszugehen, dass die meisten Umwälzwerke eine wesentlich tiefere Effizienz haben und bei genauerer Analyse Anrecht auf ein wesentlich höheres Volumen an Herkunftsnachweisen hätten. Somit ist den Kraftwerken zu empfehlen, ihre Wirkungsgrade entsprechend der vorgestellten Methode zu überprüfen.

Referenz

- [1] Pöyry Energy AG, «Bestimmung von Wirkungsgraden bei Pumpspeicherung in Wasserkraftanlagen», Bundesamt für Energie, 2008.

Autoren

Prof. **Michael Höckel** führt als Professor für Energiesysteme sowohl das Labor für Elektrizitätsnetze als auch das Labor für Wasserstoffsysteme der Berner Fachhochschule.

→ BFH, 2503 Biel
 → michael.hoeckel@bfh.ch

Martin Seiler ist Leiter Betriebsführung bei den KWO.

→ KWO, 3862 Innertkirchen
 → martin.seiler@kwo.ch

Nicola Zaugg ist wissenschaftlicher Mitarbeiter an der BFH.

→ nicola.zaugg@bfh.ch