

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse

Herausgeber: Electrosuisse

Band: 97 (2006)

Heft: 20

Artikel: Pumpspeicherung : nötig und sinnvoll

Autor: Kiener, Eduard

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857733>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 16.02.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Pumpspeicherung – nötig und sinnvoll

Die Pumpspeicherung ist eine seit langem etablierte Technologie zur Umlagerung von Elektrizität: Mit Überschussstrom wird in Schwachlastzeiten Wasser in höher gelegene Stauseen gepumpt und damit die Stromerzeugung zu Spitzenlastzeiten erhöht; dies dient dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Das Pumpen und spätere Turbinieren ist mit einem nicht zu vernachlässigen Energieverlust verbunden, dem der energetische und der ökonomische Nutzen des Spitzstroms gegenüberstehen. Die Pumpspeicherung ist von Seiten der Umweltorganisationen umstritten; sie bemängeln neben den direkten Umweltauswirkungen (Ausbau der Anlagen, Änderungen im Abflussregime) und den Energieverlusten vor allem die Herkunft des Stroms für die Pumpen. Die absehbaren Verknappungen auf dem schweizerischen und dem europäischen Strommarkt machen neue Stromerzeugungsanlagen nötig. Auch der Ausbau bestehender und der Bau neuer Pumpspeicheranlagen stehen zur Diskussion. In diesem Beitrag werden dazu grundsätzliche Aspekte dargestellt; es geht nicht um die Beurteilung einzelner Projekte und auch nicht um quantifizierte Ausbauszenarien.

■ Eduard Kiener

Pumpspeicherung heute

Im Jahr 2005 beanspruchte der Verbrauch der Speicherpumpen 2631 GWh; er lag damit im Rahmen der letzten Jahre, aber unter dem bisherigen Höchstwert von 2893 GWh im Jahr 2003. Zum Vergleich: der Pumpstrom betrug im letzten Jahr 4,5 Prozent der schweizerischen Landeserzeugung, bzw. 4,3 Prozent des Landesverbrauchs. Ein Teil des Pumpstroms entfällt auf Kraftwerke, die ihre Stauseen nicht ohne Pumpen füllen können und damit nicht als eigentliche Pumpspeicherwerke zu bezeichnen sind. Die folgenden Überlegungen beziehen sich auf die eigentliche Pumpspeicherung, d.h. auf den Umwälzbetrieb zwischen einem Ober- und einem Unterbecken. Die grössten schweizerischen Pumpspeicherwerke, welche durch freien Pump- und Turbinierbetrieb zwischen zwei Speicherbecken hochwertige Spitzenlastenergie erzeugen können, sind die Kraftwerke Oberhasli (KWO) und Hongrin-Léman (FMHL).

Adresse des Autors

Dr. Eduard Kiener
Ehemaliger Direktor Bundesamt für Energie
Jetzikofenstr. 8
3038 Kirchlindach/BE

Die schweizerischen Grundlast-Kraftwerke (Kernkraftwerke und Laufkraftwerke) leisten im Sommer und im Winter etwa 5 GW. Im Sommer ist zwar die Erzeugungsleistung der Laufkraftwerke grösser als im Winter, dafür entfällt während der Revision der Kernkraftwerke deren Leistung. Der Leistungsbedarf der Stromkonsumenten ist meist deutlich höher als die Grundlasterzeugung, auch während der Nacht. Die Zeiten sind weitgehend vorbei, in denen bei guter Wasserführung viel Überschussenergie aus den Laufkraftwerken exportiert oder für die Pumpspeicherung eingesetzt werden konnte. Die Schweiz ist leider im Jahr 2005 ein Nettostromimporteur geworden.

Im europäischen Verbundnetz (UCTE) stammen 87 Prozent des Stromaufkommens aus konventionell-thermischen und aus nuklearen Kraftwerken, also weitgehend aus Bandenergieerzeugung. Der Grossteil des europäischen Kraftwerksparks ist zum Ausgleich der Verbrauchsschwankungen innerhalb eines Tages wenig geeignet. Allerdings verbessert sich die Situation durch den Zubau von flexibel zu betreibenden gasbefeuerten Kraftwerken. Es ist für die Stromproduzenten betrieblich zweckmässig, Kohle- und Kernkraftwerke möglichst im Band laufen zu lassen und damit Überschüsse, die am Strommarkt abgesetzt werden müssen, zu akzeptieren. Ökonomisch macht dies so lange Sinn, als aus der Stromerzeugung ein Deckungsbeitrag erzielt werden kann. Der Preis des Pumpstroms kann deshalb durchaus unter den Volkosten liegen.

Für den Besitzer einer bestehenden Pumpspeicheranlage lohnt sich das Pum-

In der schweizerischen Elektrizitätsstatistik wird mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 0,7 gerechnet, das heisst, dass aus 1 kWh Pumpenergie 0,7 kWh Spitzenergie erzeugt werden. Bei neueren Anlagen beträgt der Wirkungsgrad eines Zyklus Pumpen/Turbinieren etwa 0,8 [1].

Gepumpt wird überwiegend in Schwachlastzeiten, also in der Nacht und an Wochenenden. Der benötigte Strom wird zum grossen Teil importiert, weil in der Schweiz kaum mehr überschüssige Grundlastenergie zur Verfügung steht.



Der Stausee Oberaar (2300 m ü. M.) dient auch als Pumpspeicherbecken (Bild KWO).

pen, wenn die Differenz zwischen erzieltem Erlös aus dem dadurch zu erzeugenden Strom einerseits und den variablen Kosten (Pumpstromkosten plus zusätzliche Betriebskosten) andererseits positiv ist. Vernachlässigt man die zusätzlichen Betriebskosten, so ist das Pumpen bei einem Zyklus-Wirkungsgrad von 0,7 wirtschaftlich, sobald der Spaltenstromerlös das 1,43fache des Pumpstrompreises beträgt. Bei einem Zyklus-Wirkungsgrad von 0,8 liegt die Wirtschaftlichkeitsgrenze beim Preisverhältnis von 1,25.

Der energiewirtschaftliche Rahmen der künftigen Pumpspeicherung

An dieser Stelle ist es zweckmäßig, an die massgeblichen energiewirtschaftlichen Grundtatbestände und die Änderungen im Stromversorgungssystem zu erinnern, welche auch die künftige Entwicklung der Pumpspeicherung bestimmen:

- Jedes Land ist für die Sicherheit seiner Stromversorgung selber verantwortlich. Im Idealfall wird die erforderliche Elektrizität im Land selber produziert; Importabhängigkeit bedeutet immer reduzierte Versorgungssicherheit, selbst in einem liberalisierten Elektrizitätsmarkt. Auch wenn ein Land sich wegen mangelnder Eigenerzeugung teilweise aus dem Ausland versorgen muss, besteht weiterhin die absolute Notwendigkeit eines sicheren inländischen Netzbetriebs. Damit Spannung und Frequenz im zulässigen Bereich bleiben, muss jederzeit die nötige Leistung eingespielen werden; die Verfügbarkeit von Leistung ist auch künftig unabdingbar. Besonders gilt dies für die Schweiz in ihren Funktionen als Stromtransitland, zudem ist sie Regelzone.
- Vor allem dank den Speicherkraftwerken verfügt die Schweiz immer noch über beachtliche Leistungsreserven. Diese werden durch Leistungssteigerungen bei den Wasserkraftwerken erhöht (wobei aber die grössere Leistung mit einer entsprechend kürzeren zeitlichen Verfügbarkeit verbunden ist) und durch die wachsende inländische Höchstlast vermindert. Eine ersatzlose Stilllegung von Kernkraftwerken und das entsprechende Wegfallen von Bandenergie-Leistung würde die schweizerischen Leistungsreserven empfindlich reduzieren.
- Vor der Liberalisierung der Strommärkte wurden die einzelnen Versorgungsgebiete im Wesentlichen wie im Inselbetrieb geführt; die Kraftwer-

ke dienten primär der Versorgung der eigenen Kunden, der Stromtausch beschränkte sich weit gehend auf die Überschussverwertung und die Aushilfe bei Engpässen. Dies hat sich mit der europäischen Marktoffnung entscheidend geändert, der Kraftwerkseinsatz erfolgt viel stärker unter kommerziellen Gesichtspunkten. Energie und Leistung werden mehr und mehr international gehandelt. Speicherkraftwerke werden am Strommarkt für die Spitzenlastproduktion eingesetzt; im Gegenzug wird der notwendige Strom am Markt beschafft. Dies ist energetisch und ökonomisch nicht nur für die Kraftwerksbesitzer sinnvoll, sondern für das ganze Stromsystem. Die Umlagerung von Wasserkraft, die bisher für die Grund- und Mittellastdeckung eingesetzt wurde, in Spitzenlast erhöht die Regelkapazität.

- Daraus ergeben sich auch Auswirkungen auf den Pumpspeicherbetrieb. Die Pumpspeicherwerke werden verstärkt als Elemente des europäischen Stromverbunds gesehen. Damit kann die energiewirtschaftliche Wertschöpfung ohne Reduktion der Versorgungssicherheit erhöht werden. Zu beachten bleibt aber, dass auch künftig der Stromverbrauch im Sommer geringer ist als im Winter, die Erzeugungsmöglichkeiten jedoch im Sommer grösser sind als im Winter. Für die Versorgungssicherheit ist weiterhin das Winterhalbjahr massgebend. Allerdings können wegen Trockenheit auch im Sommer Engpässe auftreten. Es ist deshalb eine Speicherbewirtschaftung erforderlich, die einerseits die Marktchancen nutzt, andererseits aber auch künftig die nationalen Versorgungsnotwendigkeiten im Auge behält.

Die Entwicklung der Pumpspeicherung wird durch verschiedene Faktoren bestimmt. Energiewirtschaftlich steht der Leistungsbedarf des Verbundnetzes im Vordergrund, betriebswirtschaftlich die Verfügbarkeit von geeigneten Projekten (in der Regel geht es wohl um den Ausbau bestehender Speicherkraftwerke) und von dauerhaft gesichertem, günstigem Pumpstrom. Einschränkend wirken die Umweltverträglichkeitsanforderungen; zudem können beim Ausbau bestehender Anlagen allfällig notwendige Konzessionserneuerungen dazu führen, dass die Restwassermengen gemäss dem schweizerischen Gewässerschutzgesetz erhöht werden müssen.

Wirtschaftlich machen Pumpspeicheranlagen nur Sinn, wenn sie über die ganze Nutzungsdauer betrachtet rentabel

sind. Beim Entscheid über neue oder den Ausbau bestehender Anlagen bestimmt sich die Wirtschaftlichkeit nicht auf Grund der variablen Kosten, sondern der Vollkosten. Dabei muss neben den Investitionskosten insbesondere die langfristige Entwicklung der zu erzielenden Spitzenstromerlöse einerseits und der Kosten für den Pumpstrom andererseits abgeschätzt werden, mit Einbezug künftiger Transportkosten (im internationalen Austausch unter Berücksichtigung der Kosten des Engpassmanagements). Faktisch wird die (heute schwer abzuschätzende) künftige europäische Stromversorgungssituation über die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicheranlagen entscheiden.

Energiewirtschaftlich sind folgende Elemente wesentlich:

- **Die mengenmässige Entwicklung des Stromverbrauchs.** Es ist zu erwarten, dass dieser sowohl im europäischen wie auch im schweizerischen Rahmen weiterhin zunimmt. Dies belegen auch die bisher bekannt gewordenen Ergebnisse der neuen Perspektiven des Bundesamtes für Energie. Für das Verbrauchswachstum gibt es viele Gründe: die wirtschaftliche Entwicklung mit ihrer Abhängigkeit von Stromanwendungen, die Bevölkerungszunahme, verbunden mit erhöhtem Raumbedarf, Preisseigerungen bei Erdöl und Erdgas, welche zu einem verstärkten Einsatz von elektrisch betriebenen Wärmepumpen führen, der steigende Kühlbedarf usw. Erfahrungsgemäss erfordern Energiesparmassnahmen häufig einen erhöhten Stromeinsatz; dies dürfte sich auch in absehbarer Zeit nicht ändern. Zwar dämpfen Stromsparmassnahmen den Verbrauchszuwachs, sie konnten ihn aber bisher nicht verhindern.
- **Die Schwankungen des Stromverbrauchs.** Die Schwankungsbreite ist verhältnismässig gut abschätzbar, die Elektrizitätswirtschaft musste von jeher damit leben. Der Verbrauch ändert saisonal, er ist an Arbeitstagen höher als an Wochenenden oder Feiertagen, am Tag viel grösser als nachts. Die zeitliche Verbrauchsentwicklung (d.h. die Last) ist auch von der Temperatur abhängig; dieser Einfluss steigt wegen der erwähnten Zunahme von Heiz- und Kühlleistung. Der Winteranteil des Verbrauchs beträgt seit Jahrzehnten etwa 54 Prozent; es ist zu vermuten, dass der Bedarf der Wärmepumpen zur Raumheizung trotz Klimaerwärmung eher stärker wächst als jener der Kühl-

Strommarkt/Pumpspeicherung

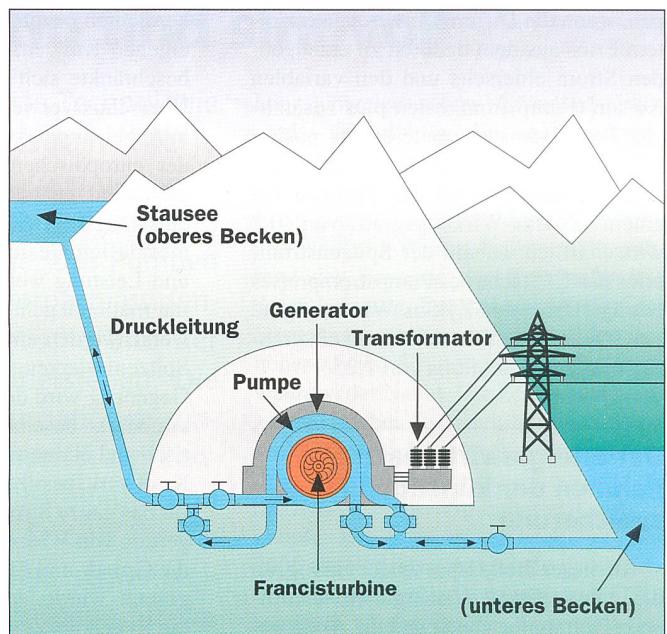
lung, sodass der Winteranteil noch steigen dürfte. Demand Side Management hilft, den Verbrauch zu glätten, hatte bisher aber offensichtlich nur beschränkte Wirkung. Tendenziell nimmt die mengenmässige Schwankungsbreite des Stromverbrauchs sowohl in der Schweiz wie auch im UCTE-Netz zu.

- **Die Struktur der Stromerzeugung.** Hier ist einerseits die mutmassliche Entwicklung der konventionellen Stromproduktion, andererseits jene der neuen erneuerbaren Energien abzuschätzen. Dabei sind die Deckung des Mehrverbrauchs, der Ersatz bestehender Kraftwerke (nicht zuletzt von Kernkraftwerken) und der Bedarf an Regelenergie zu berücksichtigen. An konventioneller Erzeugungskapazität werden in den nächsten Jahren vor allem gasbetriebene Kraftwerke in Betrieb gehen, Kombikraftwerke (Gas und Dampf, GuD) für Grund- und Mittellast und Gasturbinen für die Lastregelung. Die Gasverstromung erreicht zwar einen steigenden Versorgungsanteil, die Versorgungssituation dürfte aber dazu führen, dass das Gas die Stromproduktion kaum dominieren wird, nicht zuletzt wegen den politischen Risiken. Neue Kernkraftwerke und moderne Kohlekraftwerke werden mittel- und längerfristig eine steigende Bedeutung erfahren, letztere vor allem wenn die CO₂-Sequestrierung gelingt. Der Versorgungsbeitrag der neuen erneuerbaren Energien wird dank politischer Förderung weiter zunehmen; dabei dominiert die Windenergie, mindestens in den nächsten Jahren und vermutlich Jahrzehnten. Regelbare neue erneuerbare Stromerzeugung ist entweder beschränkt (Biomasse) oder erst in Entwicklung (Geothermie).
- **Die Schwankungen der Stromerzeugung.** Sie steigen tendenziell. Der zu erwartende Ausbau der Stromproduktion zeigt gegenläufige Tendenzen: einerseits nur schlecht regelbare Bandenergie (GuD, Kernenergie, Kohle), andererseits stark schwankende Windenergie, die nur sehr beschränkt prognostiziert werden kann.

Spitzenenergie gefragt

Die zu erwartenden verbrauchs- und erzeugungsseitigen Entwicklungen zeigen einen steigenden Bedarf an schnell zuschaltbarer Produktion für die Netzregelung und die Deckung des Spitzenbedarfs. Dazu stehen faktisch nur zwei

Pumpspeicheranlage
(schematisch; Bild
VSE).



Stromerzeugungsarten zur Verfügung: Speicherkraftwerke mit oder ohne Pumpspeicherung und Gasturbinen.

Kohle- und Kernkraftwerke sind zur Erzeugung von Bandenergie konzipiert; ein Schwellbetrieb ist zwar möglich, aber nicht nur wirtschaftlich, sondern auch betrieblich ungünstig. Gaskombi-Kraftwerke (GuD) werden teilweise im Band (etwa 6000 Betriebsstunden) oder im Mittellastbereich (4000 bis 5000 Stunden) gefahren; ihre Anlaufzeit beträgt etwa eine halbe Stunde und sie sind für schnelle Lastwechsel nicht geeignet. Gasturbinen (GT) für Spitzenenergie weisen typische Betriebsdauern von 300 bis 500 Stunden auf; ihre Anlaufzeit ist 10 bis 15 Minuten beim Kaltstart. Etwa weniger Zeit bis zum Stromproduktionsbeginn wird aus dem Leerlauf benötigt; weil aber die Temperatur im Leerlauf deutlich geringer ist als im Produktionsbetrieb, können Gasturbinen nicht sehr kurzfristig zugeschaltet werden. Thermische Kraftwerke, die zur Netzregelung eingesetzt werden, arbeiten häufig nicht im optimalen Betriebspunkt und verlieren damit an Wirkungsgrad. Einzelne Laufkraftwerke können die Produktion kurzzeitig anpassen und kapazitive Speicher können ebenfalls kurzfristig Spitzenenergie liefern; diese Beiträge fallen aber nicht ins Gewicht. Auch die Wärme-kraftkopplung kann nicht zur Spitzenenergieerzeugung benutzt werden, ebenso wenig lassen sich Notstromgruppen dazu in bedeutendem Masse einsetzen.

Die thermischen Kraftwerke erbringen im europäischen Netz einen wesentlichen Beitrag zur Anpassung der Erzeugung an den Bedarf und zur Netzregulierung. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

sind und bleiben aber dank ihrer kurzen Zuschaltzeit von einer bis wenige Minuten die unbestritten besten Spitzelasterzeiger. Sie können auch künftig energiewirtschaftlich sinnvoll und wirtschaftlich interessant im schweizerischen und im europäischen Regel- und Spitzstrommarkt eingesetzt werden. Da in der Schweiz die Wasserkraft weit gehend ausgebaut ist und sich neue grosse Speicherkraftwerke aus Gründen des Landschaftsschutzes kaum realisieren lassen, bleiben für die Steigerung der Spitzleistung nur Leistungserhöhungen bei bestehenden Speicherkraftwerken (mit entsprechend kürzerer Nutzungsdauer des gestauten Wassers) und der Ausbau der Pumpspeicherung.

Beurteilung der Pumpspeicherung

Die Wasserkraft liefert schon heute einen wichtigen Beitrag zum sicheren Betrieb des europäischen Stromnetzes. Angesichts des steigenden Bedarfs an Strom und Spitzenleistung ist ein Leistungsausbau im Rahmen der wirtschaftlich tragfähigen und ökologisch verantwortbaren Möglichkeiten sinnvoll. Das zusätzliche Potenzial ist auch in der Schweiz beträchtlich; bestehende Pumpspeicheranlagen können erweitert und Speicherkraftwerke zu Pumpspeicherwerken ausgebaut werden. Dabei besteht auf Grund der Größenverhältnisse der schweizerischen und der UCTE-Nachfrage keine Gefahr von Überkapazitäten. Eine hohe Verfügbarkeit von Leistung kann zudem bei einer europaweiten Stromknappheit eine strategische Stärke sein.

Es stellt sich hier die Frage, wie die Pumpspeicherung aus energetischer, ökonomischer und ökologischer Sicht und im Vergleich zu ihrer wesentlichsten Alternative, der Gasturbine, zu beurteilen ist:

- **Energetisch** macht die Pumpspeicherung durchaus Sinn. Der ständig schwankende Bedarf erfordert ein flexibles Stromerzeugungssystem, in dem die Pumpspeicherung traditionell und auch künftig ihren Platz hat. Sie erhöht die Kapazität und die Qualität des Speicherkraftwerksparks. Der weit- aus überwiegende Teil der in der europäischen Stromversorgung eingesetzten Kraftwerke (Kohlekraftwerke, Kernkraftwerke, Gas-Kombikraftwerke) liefert Bandenergie und kann nicht zum raschen Ausgleich von Produktion und Nachfrage eingesetzt werden. Eine Ergänzung durch schnell zuschaltbare Kraftwerke zur Erzeugung von Spitzenleistung ist notwendig; von allen Technologien sind Speicherkraftwerke wie erwähnt dafür am besten geeignet. Zwar geht bei der Pumpspeicherung Energie verloren. Energieverluste ergeben sich jedoch auch bei allen anderen Technologien zur Bereitstellung von Spitzenenergie. Beim Vergleich der Pumpspeicherung mit diesen Technologien ist wesentlich, welche Annahmen über den Pumpstrom getroffen werden. Da dieser aus dem europäischen Netz stammt, ist die effektive Herkunft nicht festzustellen. Für Vergleiche wird deshalb häufig der europäische Strommix herangezogen; man könnte aber auch unterstellen, der Pumpstrom stamme vollständig aus Kohlekraftwerken, aus Kernkraftwerken oder aus erneuerbaren Energien. Nimmt man an, in einem modernen Pumpspeicherwerk mit einem Zyklus-Wirkungsgrad von 80 Prozent werde Strom aus einem neuen Dampfkraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 46 Prozent, bei integrierter Kohlevergasung gar von 47 Prozent [2] eingesetzt, so ist die Energieausbeute der Primärenergie praktisch gleich gross wie bei einem neuen Gasturbinenkraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 38 Prozent, da dieses noch Standby-Verluste aufweist. Die von den Kritikern der Pumpspeicherung favorisierten Gasturbinen weisen demnach bezüglich Energieverlusten keine Vorteile auf, zudem sind sie betrieblich weniger flexibel.

Damit ein Pumpspeicherkraftwerk **ökonomisch** ist, muss – wie dargestellt – die Differenz zwischen dem zu

erzielenden Preis für die Spitzenergie und dem Preis des für das Pumpen eingesetzten Stroms genügend gross sein, damit – über die gesamte Nutzungsdauer der Anlage betrachtet – die Investitions- und die Betriebskosten erwirtschaftet werden können. Deshalb ist abzuschätzen, wie sich diese Preisdifferenz voraussichtlich entwickeln wird, eine insbesondere wegen der langen Nutzungs- und Abschreibungsdauer schwierige Fragestellung. Quantitativ lässt sie sich wohl kaum beantworten, Tendenzen können jedoch formuliert werden, die energiewirtschaftlichen Grundlagen dafür wurden bereits erwähnt. Erstens nehmen der Strombedarf und seine zeitlichen Schwankungen zu. Zweitens werden für die Grundlast noch vermehrt Kohle und Kernenergie mit ihrem verhältnismässig geringen Brennstoffkostenanteil zum Zuge kommen, für die Mittel- und Spitzelasterzeugung stehen neben der Wasserkraft im Wesentlichen nur Erdöl und Erdgas mit ihren dominierenden Brennstoffkosten zur Verfügung. Die Kosten der Grundlasterzeugung dürften deshalb weniger steigen als jene der Produktion von Mittel- und Spitzenlast. Allerdings sind hier noch die möglichen Auswirkungen von CO₂-Zertifikaten oder CO₂-Steuern zu berücksichtigen. Diese erhöhen die Kosten des fossil erzeugten Stroms entsprechend dem Kohlenstoffgehalt und verbessern damit die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft und der Kernenergie. Besonders betroffen ist der Kohlestrom; da er aber am Bandenergiemarkt mit der Kernenergie konkurriert, kann er trotzdem (sofern Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden) für Pumpenergie in Frage kommen. Drittens führt die starke, energiepolitisch sinnvolle Förderung vor allem der Windenergie dazu, dass faktisch, ohne dass dies wegen den Fördermechanismen unmittelbar sichtbar sein muss, teuer produzierte und subventionierte, aber wenig verbrauchsangepasste und damit monetär niedrigwertige Energie marktwirksam wird. Diese Einspeisungen sind für die zur Übernahme verpflichteten Unternehmungen – in der Regel Endverteiler – nur beschränkt planbar; sie können physisch nicht auf das übergeordnete Elektrizitätswerk überwälzt werden und sind deshalb oft Überschussenergie. Auf Grund dieser Überlegungen ist zu vermuten, dass auch künftig meistens eine erhebliche Preisdifferenz zwischen

Band-, Mittel- und Spitzenergie bestehen wird; Phasen geringer Unterschiede sind aber nicht auszuschliessen. Damit können Pumpspeicherwerke weiterhin wirtschaftlich betrieben werden. Vorbehalte sind allenfalls bezüglich der Auswirkungen klimapolitischer Massnahmen zu machen, wenn die Kohle europaweit überdurchschnittlich belastet würde, oder bei einem europaweiten Verzicht auf die Kernenergie; beides ist eher unwahrscheinlich.

- Aus **ökologischer Sicht** stehen zwei Problemkreise im Vordergrund: einerseits die direkten Auswirkungen eines Pumpspeicherwerkes auf Landschaft und Hydrologie, andererseits die Bereitstellung des Pumpstroms. An unmittelbar sichtbaren Bauten ist gegenüber reinen Speicherwerken zusätzlich ein Unterbecken erforderlich, das aber häufig ohnehin erstellt wird. Der ökologisch relevantere direkte Unterschied zu reinen Speicherwerken kann, je nach der Situation der Anlage, in den Abflussverhältnissen liegen (zeitliche und mengenmässig andere Abflüsse, stärkere oder schwächere Schwall/Sunk-Problematik). Ob bei einem Pumpspeicherkraftwerk der Pumpbetrieb die Umweltverträglichkeit gegenüber einer reinen Speicheranlage am gleichen Ort positiv oder negativ beeinflusst, kann nur an der konkreten Anlage und bei bekannter Betriebsweise ermittelt werden. Wenn beispielsweise, wie dies bei der Anlage Grimsel 2 der Fall ist, zwischen Ober- und Unterbecken gepumpt und turbiniert werden kann, hat dies keine Auswirkungen auf die Schwall/Sunk-Problematik. Ohne das Abflussgewässer (hier die Aare) an für Fauna und Flora wesentlichen Flussstrecken zu belasten, ist ein hoher Energieumsatz mit Leistungserzeugung ohne negative hydrologische Auswirkungen möglich. Denkbar sind aber auch negative Konsequenzen, die es durch Bewilligungsvorgaben zu verhindern gilt. Je nach angenommener Zusammensetzung des Pumpstroms ist die dem erzeugten Spitzenstrom zuzweisende Umweltbelastung unterschiedlich. Im Zentrum der Diskussion um den Pumpstrom steht der anzurechnende CO₂-Ausstoss. Dieser hängt von den Annahmen ab. Wird unterstellt, der Pumpstrom stamme aus Kohlekraftwerken, ist der erzeugte Spitzenstrom stark mit CO₂ belastet; kommt der Pumpstrom dagegen aus Kernenergie, Laufkraft oder Windenergie, so ist dem Spitzenstrom nur sehr

wenig CO₂ zuzuweisen. Die CO₂-Belastung des aus der Pumpspeicherung stammenden Spitzenstroms sagt für sich allein allerdings noch nichts aus; vielmehr muss sie mit der CO₂-Belastung von Spitzenstrom aus Gasturbinen verglichen werden. Für die fossile Spitzenstromerzeugung steht wegen der Speicherfähigkeit Erdöl als Brennstoff im Vordergrund; soll Gas verwendet werden, ist genügend Betriebsspeichervolumen notwendig, weil es unzweckmäßig oder unmöglich wäre, den schwankenden Gasverbrauch durch das Gastransportsystem auszugleichen. Tendenziell wird demnach vorwiegend das bezüglich CO₂ ungünstigere Erdöl eingesetzt. Berücksichtigt man dabei die oben erwähnten Wirkungsgrade des Pump/Turbiner-Zyklus und der Gasturbine, so ist die Pumpspeicherung jedenfalls nicht die schlechtere Lösung.

Pumpspeicherung und neue erneuerbare Energien

Die neuen erneuerbaren Energien erfahren dank staatlicher Förderung, vor allem durch Abnahmeverpflichtungen, ein rasantes Wachstum. Der steigende Weltenergiebedarf, sinkende fossile Ressourcen und die Treibhausgasproblematik erfordern den beschleunigten Umstieg in eine vorwiegend durch erneuerbare Energien getragene, nachhaltige Energieversorgung. Ein grosser Teil des Ausbaus der erneuerbaren Energien betrifft die Elektrizität, nicht zuletzt weil bei ihr gesetzliche Vorgaben einfacher durchzusetzen sind als bei Brenn- und Treibstoffen. In der Schweiz bleibt die Erzeugung durch Fotovoltaik, Wind und andere neue erneuerbare Energien auch bei Umsetzung der im Stromversorgungsgesetz vorgesehenen Vorgaben noch längere Zeit beschränkt und ohne spürbare Auswirkungen auf die Spitzenlastsituation (im Jahr 2004 trugen Fotovoltaik und Wind 0,04 Prozent zur Deckung des Landesverbrauchs bei). Anders sieht die Situation in Ländern mit günstigen Windverhältnissen aus; in Küstengebieten am Atlantik, an der Nord- und der Ostsee ist ein starkes Wachstum der Windenergie zu verzeichnen. So waren in Deutschland Ende 2005 insgesamt 17 574 Windenergieanlagen mit 18 428 MW Gesamtleistung installiert, ein Zuwachs gegenüber dem Vorjahr von 11 Prozent. Der quantitative Beitrag der solaren Stromerzeugung bleibt trotz Ausbau noch während längerer Zeit hinter jenem des Windstroms zurück.

Damit stellt sich heute auch die Frage der Netzregulierung aus der Sicht der Integration der Windenergie. Aufschlussreiche Ausführungen finden sich in der repräsentativ abgestützten Studie der Deutschen Energie-Agentur (dena) «Energiewirtschaftliche Planung für die NetzinTEGRATION von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020». Für die Einschätzung des künftigen Regulierleistungsbedarfs sind neben dem weitergehenden Windenergieausbau folgende Fakten wesentlich:

- Der stark schwankende Wind führt zu tiefen Vollaststundenzahlen der Windenergieanlagen; diese werden für 2007 auf 1650 h/a, für 2015 auf 2150 h/a beziffert. Die Verbesserung ist auf leistungsfähigere Anlagen und die Nutzung ertragreicher Offshore-Standorte zurückzuführen. Trotzdem kann im Jahre 2015 mit der erwarteten Windleistung von 36 800 MW nur auf 2200 MW konventioneller Kraftwerk Leistung verzichtet werden.
- Die gesicherte Leistung der installierten Windenergiiekapazität beträgt bei einer Versorgungssicherheit von 99 Prozent rund 6 Prozent. In der Betriebsplanung kann also trotz der grossen geografischen Streuung der Windanlagen nur mit einer konstant zur Verfügung stehenden Leistung von 6 Prozent der maximal möglichen Einspeisung gerechnet werden. Glücklicherweise ist die gesicherte Leistung im Winter und Frühling etwas höher als im Sommer und Herbst.
- Zum Ausgleich von unvorhergesehenen Veränderungen der Windenergie einspeisung muss stets genügend Minuten- und Stundenreserve zur Verfügung stehen. Im Jahre 2003 mussten im Mittel zusätzlich 1200 MW und maximal 2000 MW positive Regel-/Reserveleistung zum Ausgleich einer unerwartet kleinen Stromerzeugung und 750 MW negative Regel-/Reserveleistung zum Ausgleich einer unerwartet hohen Einspeisung einen Tag im Voraus eingeplant werden. Diese Leistungsvorhalte werden sich mit dem erwarteten Windenergieausbau noch vervielfachen.

Die Autoren der Studie kommen zum Schluss, dass die Bereitstellung der Regel- und Reserveleistung ohne zusätzliche Kraftwerke bis zum Jahr 2015 möglich ist. Über diesen Zeitraum hinaus konnte die Integration des wachsenden Windstroms (noch) nicht nachgewiesen werden. Allerdings wurden bereits 2003 die Sicherheitskriterien der UCTE verletzt; daraufhin mussten die Netzan-

schlussbedingungen der Windenergieanlagen verbessert werden. Notwendig ist ein umfangreicher Netzausbau, insbesondere nach 2015, um den räumlich konzentriert und verbrauchsfern erzeugten Strom aus Offshore-Windparks in die Verbrauchszentren zu transportieren.

Die starke Einspeisung von Windenergie und später von Fotovoltaik erfordert Anpassungen im Kraftwerk- und Transportmanagement. Mit betrieblichen Massnahmen kann ein begrenzter Teil der unregelmässig eingespeisten Energie absorbiert werden. Darüber hinaus sind bei (erwünschtermassen) weiterhin steigender erneuerbarer Energieerzeugung bedeutende Investitionen erforderlich, insbesondere auch in die Leistungsbereitstellung. Dabei sind Pumpspeicherwerke vorteilhaft, weil sie sowohl positive als auch negative Regel-/Reserveleistung bereitstellen können.

Pumpspeicher-Kritik aus Umweltschutzkreisen

Der WWF Schweiz hat im Jahre 2004 eine Studie mit der offensichtlichen Zielsetzung veröffentlicht, die energiewirtschaftlich sinnvolle Vergrösserung des Grimselstausees zu verhindern. Im Zentrum der Studien steht die Kritik an der Pumpspeicherung, obwohl zwischen der Staumauererhöhung und einer allfälligen späteren Erhöhung der Pumpspeicherkapazität kein Zusammenhang besteht. Zusätzlich haben der Verfasser der WWF-Studie und der Sachbearbeiter für den Gewässerschutz bei Pro Natura in der NZZ gegen die Pumpspeicherung Stellung bezogen [3]. Die Kritik erstaunt in hohem Masse, verlangen doch die Umweltorganisationen die Förderung der erneuerbaren Energien. Dabei wird vergessen, dass es nicht genügt, Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energien bereitzustellen, sondern dass auch das Versorgungssystem adaptiert werden muss, sobald die erneuerbaren Energien einen ins Gewicht fallenden Beitrag liefern. Dies gilt nicht nur für die Elektrizität, sondern auch für den Wärmesektor und den Treibstoffbereich.

Hier sei zu einigen in den beiden Veröffentlichungen enthaltenen Kritikpunkten Stellung genommen. Weitere unzutreffende Aussagen wurden bereits mit den oben stehenden Ausführungen widerlegt.

- Pumpspeicherung wird als rein wirtschaftlich motiviert dargelegt. In Wirklichkeit ist sie Teil der Betriebsführung des Stromversorgungssystems. Dass bestehende Pumpspeicher-

- werke erst dann in Betrieb genommen und neue Anlagen erst dann erstellt werden, wenn dies finanziell rentiert, ist sicher nicht zu beanstanden, ebenso wenig dass die überwiegend der öffentlichen Hand gehörenden Pumpspeicheranlagen Gewinne erbringen. Der optimierte Einsatz der Wasserkraft ist volkswirtschaftlich sinnvoll.
- Mittel- und langfristig seien grosse Investitionen mit langen Payback-Zeiten in die Pumpspeicherung spekulativ und riskant. Zweifellos weisen alle langfristigen Investitionen gewisse Risiken auf, dies gilt nicht nur für die Pumpspeicherung. Hätte man in den letzten Dekaden wegen der durch die langen Payback-Zeiten verursachten Unsicherheit auf den Bau der schweizerischen Wasserkraftwerke verzichtet, wäre unsere Stromversorgung viel schlechter dran. Da zuerst die günstigsten Projekte realisiert wurden, waren neue Vorhaben in der Regel teurer als ihre Vorgänger. Die Geschichte zeigt aber, dass neue Anlagen, die zu Beginn unrentabel waren, nach einiger Zeit die Gewinnschwelle erreicht haben.
 - Es wird bestritten, dass auch künftig die erforderliche Preisdifferenz zwischen Band- und Spitzenergie vorhanden ist und dass bei der Betriebsaufnahme neuer Anlagen die heutigen Margen Vergangenheit seien. Auf Grund des steigenden Regel- und Spitzenergiebedarfs ist demgegenüber zu vermuten, dass die Preisunterschiede auch künftig genügend gross sein werden, um einen wirtschaftlichen Pumpspeicherbetrieb zu ermöglichen.
 - Der ohnehin schlechte Wirkungsgrad thermischer Grossanlagen werde in Kombination mit Pumpspeicherung weiter gesenkt. Dies stimmt, sagt für sich allein aber noch nichts aus, denn wesentlich ist der Vergleich mit der zur Verfügung stehenden Alternative, der Gasturbine. Deren Wirkungsgrad ist nicht besser als jener des Pump/Turbinier-Zyklus.
 - Die Pumpspeicherung sei klimaschädlich. Hier ist wesentlich, welcher Mix für den Pumpstrom unterstellt wird. Dem erzeugten Spitzstrom wird unter der Annahme, der Pumpstrom entspreche dem europäischen Strommix, etwa ein halbes Kilogramm CO₂ pro Kilowattstunde angelastet. Dies ist aber nur die eine Seite der erforderlichen Überlegungen; es wird vergessen, dass Spitzstrom bereitgestellt wird. Auch hier muss wieder mit der (ölbetriebenen) Gasturbine verglichen wer-

den; diese ist unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade nur bei der unrealistischen Annahme, dass der Pumpstrom allein aus Kohlekraftwerken stammt, bezüglich CO₂ günstiger als die Pumpspeicherung [4]. Umso unverständlich ist der Vorschlag, statt Pumpspeicherung Gasturbinen einzusetzen.

- Neben die Pumpspeicherung könnten auch andere Arten der Energiespeicherung treten, zum Beispiel Wasserstoff. Hier wird nur eine Funktion der Pumpspeicheranlagen angesprochen, nämlich die Möglichkeit, überschüssige Energie aus erneuerbarer Erzeugung zu speichern. Das Beispiel ist aber schlecht gewählt, steht doch die Speicherung von Wasserstoff erst am Anfang und der Sinn und Zweck einer Wasserstoffwirtschaft ist insbesondere bei Promotoren der erneuerbaren Energien umstritten.
- Pumpspeicherung und zentrale Grosskraftwerke würden mehr Hochspannungsleitungen bedingen. Die Speicherkraftwerke verfügen über die für den Abtransport der erzeugten Elektrizität erforderlichen Leitungen, deren Verstärkung ist höchstens im Falle von Erhöhungen der Turbinenleistung nötig; die Pumpspeicherung ist für die Leitungskapazität nicht relevant.
- Der Ausbau der Windenergie sei kein Argument für die Pumpspeicherung. Zur Untermauerung dieser Aussage wird die dena-Studie in unzulässiger Weise zitiert: diese habe nachgewiesen, dass die Regelung der Windkraft-Produktionsschwankungen durch den deutschen Kraftwerkspark gewährleistet werden könnte und dass der Bedarf an Regelenergie prozentual abnehmen werde. Dabei wird unterschlagen, dass die dena-Studie festgestellt hat, dass der sichere Netzbetrieb beim erwarteten Windenergieausbau nur bis 2015 und nur dank betrieblichen Massnahmen und Netzausbauten nachgewiesen werden konnte und dass der Regelenergiebedarf stark zunimmt.

Fazit

Der Bedarf an schnell zuschaltbarer Stromerzeugung steigt wegen dem wachsenden Elektrizitätskonsum im UCTE-Gebiet, dem Ausbau der Windenergie und der Liberalisierung des europäischen Strommarktes. Zur Deckung dieses Bedarfs stehen zwei Technologien im Vordergrund: Speicherkraftwerke und Gasturbinen. Die Speicherkraftwerke weisen gegenüber den Gasturbinen entscheiden-

de Vorteile auf: sie sind schneller zuschaltbar, haben einen hohen Wirkungsgrad und emittieren kein CO₂; bestehende Kraftwerke sind in der Regel auch kostengünstiger.

Durch die Pumpspeicherung kann die Spitzenergieproduktion einer Kraftwerksanlage vergrössert werden. Bei der Pumpspeicherung geht aber Energie verloren und für ihre energetische und ökologische Bewertung ist die Herkunft des Pumpstroms heranzuziehen. Je nach den Annahmen über die Zusammensetzung des Pumpstroms – aus Kohle-, Gas-, Kern- oder Windkraftwerken – variiert die Bewertung stark. Bei realistischen Annahmen ist die Pumpspeicherung der Gasturbine sowohl bezüglich Wirkungsgrad wie auch bezüglich Klimaauswirkungen mindestens ebenbürtig.

Damit die Pumpspeicherung wirtschaftlich ist, muss der Preis des Pumpstroms tiefer als der Spitzstromerlös sein, und zwar entsprechend dem Wirkungsgrad des Pump-/Turbinzyklus. Es darf davon ausgegangen werden, dass das Preisverhältnis Bandenergiestrom/Spitzstrom auch künftig einen wirtschaftlichen Pumpspeicherbetrieb ermöglicht.

Die Pumpspeicherung ist grundsätzlich ein vorteilhaftes Element des schweizerischen Stromversorgungssystems, sie bringt unserer Elektrizitätswirtschaft zudem willkommene Erträge am europäischen Strommarkt. Der Ausbau der Pumpspeicherung – er wird in der Regel durch die Erweiterung bestehender Anlagen geschehen – ist energiewirtschaftlich sinnvoll. Ob die einzelnen Pumpspeicherprojekte auch wirtschaftlich zweckmäßig und aus Sicht des Umwelt- und Landschaftsschutzes zulässig sind, kann nur im konkreten Fall und nicht generell ermittelt werden.

Quellen

[1] In der WWF-Studie «Pumpspeicherung, CO₂ und Wirtschaftlichkeit am Beispiel der Kraftwerke Oberhasli» (Autor H. Gläuser) wird für die schweizerischen Pumpspeicherwerke ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von 75,2 Prozent errechnet, mit einem Höchstwert von 81,7 Prozent

[2] Rolf Bachmann, Energy Consulting Group, Referat am Workshop des Bundesamtes für Energie vom 2. Juli 2004.

[3] Heini Gläuser, Luca Vetterli: Pumpspeicherung ist kein Wunderkonzept, vom Goldesel zur umweltschädigenden Investitionsruine. NZZ, 19.12.2005.

[4] PSI, Energie-Spiegel 1/1999, S. 2.

L'accumulation par pompage: une technique nécessaire et rationnelle

L'accumulation par pompage est une technique éprouvée en tant que moyen indirect de stocker de l'électricité: pendant les périodes de demande faible, l'électricité excédentaire est utilisée pour remonter de l'eau dans des bassins d'accumulation plus élevés afin d'augmenter la production en période de pointe de la demande. Ainsi, ce système permet de rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande. Le «pompage-turbinage» engendre des pertes d'énergie qui doivent être évaluées en regard de la valeur technique et économique de l'électricité supplémentaire produite pendant les heures de forte demande. L'accumulation par pompage trouve cependant des détracteurs dans les organisations de défense de l'environnement: leurs critiques concernent les conséquences directes pour l'environnement (construction d'installations, modification du régime des débits) et les pertes d'énergie, mais aussi et surtout l'origine du courant utilisé pour le pompage. Pour faire face aux pénuries prévisibles sur le marché de l'électricité en Suisse comme en Europe, la construction de nouvelles installations de production d'électricité est une nécessité. L'extension des centrales de pompage-turbinage existantes et la construction de nouvelles installations est à l'étude. La présente contribution se bornera à présenter les aspects fondamentaux; on n'entrera pas dans l'évaluation de projets concrets, ni dans une quantification des potentiels.

Le besoin d'installations de production rapidement enclenchables augmente en raison d'une consommation d'électricité toujours plus élevée dans zone UCTE, d'une exploitation accrue de l'énergie éolienne et de la libéralisation du marché européen de l'électricité. Deux technologies sont particulièrement à même de répondre à ce besoin: les centrales hydroélectriques à accumulation et les turbines à gaz. Par rapport aux turbines à gaz, les centrales à accumulation présentent des avantages significatifs: elles peuvent être mises plus rapidement à contribution, affichent un haut degré d'efficacité et n'émettent pas de CO₂; les centrales existantes sont pour la plupart également plus avantageuses économiquement.

Par le biais de l'accumulation par pompage, la part de production d'énergie de pointe d'une installation peut être aug-



Lac de Hongrin avec le Léman en arrière plan (VD).



Le lac de retenue de l'Oberaar (2300 m d'altitude) sert également de réservoir d'accumulation pour le pompage-turbinage (photo KWO).

mentée. Ce procédé entraîne cependant des pertes d'énergie et, pour le bilan énergétique et écologique, l'origine du courant utilisé pour le pompage doit être prise en compte. Le bilan varie fortement selon la provenance du courant utilisé pour le pompage (centrale à charbon, au gaz, nucléaire ou éolienne). Sur la base de projections réalisistes, qu'il s'agisse du degré d'efficacité ou des conséquences sur le climat, l'accumulation par pompage égale, voire prévaut contre les turbines à gaz.

Pour que l'accumulation par pompage soit rentable, le prix du courant utilisé pour le pompage doit être inférieur au prix pratiqué pour le courant de pointe, en proportion du degré d'efficacité du cycle de pompage-turbinage. On peut estimer que le rapport entre le prix de l'énergie en ruban et celui de l'énergie de pointe per-

mettra à l'avenir également une exploitation rentable de ce procédé.

L'accumulation par pompage constitue un point fort du système d'approvisionnement suisse en électricité. De plus, elle offre des possibilités commerciales intéressantes sur le marché européen de l'électricité. Du point de vue de l'économie énergétique, l'extension de ce mode de production, prévue généralement au travers de l'agrandissement des installations existantes, est souhaitable. Il est toutefois impossible de se prononcer de manière générale sur la rentabilité économique des projets ainsi que sur leur conformité aux dispositions en matière de protection de l'environnement et du paysage. Sur ces deux points, les projets doivent être examinés au cas par cas.

FUNKTIONEN DIE FASZINIEREN

MESSEN MIT DER SCHNITTSTELLE ZUKUNFT

Moderne Energieversorgungs-Unternehmen messen ihre Partner an der Präzision, der Qualität und an innovativen Konzepten für schnelle Abrechnungsprozesse. Mit dem GWFcoder® als Basis für durchgehendes Datenmanagement bietet GWF, als führender Hersteller und Lieferant, zukunftsweisende Datenkommunikations-Systeme.

WIR ÜBERSETZEN WASSER IN DATEN

Hauswasser-Grosswasser-Verbundzähler mit Normschnittstellen IEC 62056 (IEC 1107) und EN 13757 (EN 1434), für die Wasserabgabe an die Verbraucher und für die Wasserbereitstellung

WIR ÜBERSETZEN WÄRME IN DATEN

Kalt- und Warmwasserzähler, Wärme- und Kältezähler für den Gewerbe- und Wohnungsbau, Nah- und FernwärmeverSORGUNG, unter anderem auch aufgeschaltet auf Building-Automation etc. mit M-BUS-Schnittstellen EN 13757 (EN 1434)

WIR ÜBERSETZEN GAS IN DATEN

Für Erdgasversorgungs-Unternehmen mit Gaszählern, Mengenumwertern, Speichergeräten mit Normschnittstellen (elektrizitäts-, wasser- und wärmekompatibel)

GWF ist Ihr Partner für Wasser-, Gas-, Wärme-, Kältemessgeräte, Fern- und Direkttauslesesysteme drahtgebunden oder mit Funk, kompetente Beratung, Service und Unterhalt – wir sind ein führender Anbieter für komplexe Datenkommunikations-Lösungen.



GWF MessSysteme AG

Obergrundstrasse 119 · CH-6002 Luzern · Telefon +41 41 319 50 50 · Telefax +41 41 310 60 87 · e-mail gwf@gwf.ch · www.gwf.ch