

# STROMSPEICHER – IST-SITUATION UND AUSBLICK

Martin SCHROTT<sup>1</sup>, Christian ADLER<sup>1</sup>, Klaus OBERHAUSER<sup>1</sup>,  
Markus PFLEGER<sup>1</sup>

## Inhalt

Seit Generationen erfüllen Stromspeicher in verschiedensten Skalierungen Aufgaben im Stromnetz. Lange Zeit waren dies im großtechnischen Maßstab ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke. In Österreich wurden in den 1950er-Jahren erste Anlagen in Vorarlberg und Salzburg in Betrieb genommen. Diese Anlagen waren darauf ausgelegt, im thermohydraulischen Verbund gemeinsam mit schlecht regelbaren Kohlekraftwerken den schwankenden Bedarf zu decken. Überangebot konnte so in Zeiten geringer Nachfrage zum Pumpen verwendet werden, während bei hoher Nachfrage die Turbinen das Wasser wieder abarbeiteten. Zudem können Pumpspeicherkraftwerke wie auch Speicherkraftwerke Regelungsaufgaben erbringen, bei denen eine schnelle Reaktion auf Frequenz- oder Laständerungen gefordert ist. Die Speicher- und Pumpspeicherkapazitäten wurden in den 1970er und 1980er-Jahren deutlich ausgebaut, was in einem Speichervolumen von 3.200 GWh in allen Jahresspeichern in Österreich resultiert.

Mit der Liberalisierung des Strommarktes und dem unter dem Begriff Energiewende subsummierten Übergang des Energiesystems hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung verändern sich nun die Rahmenbedingungen grundlegend. Zum Ausgleich des schwankenden Bedarfes kommt nun der Ausgleich der volatilen Erzeugung durch Wind und Sonne dazu. Die sich errechnende Größe der Residuallast schwankt bereits so stark, dass negative Preise keine Seltenheit mehr sind. Für Stromspeicher ergibt sich dadurch eine Vielzahl an Möglichkeiten, die nun von mehreren Seiten beleuchtet werden sollen.

Stromspeichertechnologien haben verschiedene Eigenschaften, die sie für Anwendungen qualifizieren. Diese Kenndaten wurden im Rahmen der Speicherinitiative des Klima- und Energiefonds für die verschiedenen Technologien erfasst und dargestellt. Diese umfassenden Daten können über die Website abgefragt werden. Hier sollen die wesentlichen Parameter zu einem Gesamtbild zusammengefügt werden. Einer der wichtigsten Faktoren ist der Wirkungsgrad der Anlage. Berechnet wird üblicher Weise der Gesamtwirkungsgrad von Strombezug über die Speicherung bis hin Rückumwandlung in Elektrizität. Hier liegen Pumpspeicher und Batterien mit Werten über 75 % am Besten während die Methanisierung mit Zielwerten von unter 50 % den schlechtesten Wirkungsgrad aufweist.

Die Zyklenfestigkeit, also mögliche Zyklen über die Lebensdauer des Speichers, gibt Auskunft über die Haltbarkeit der Anlage und ist ein wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit. Der Faktor Selbstentladung nimmt umso mehr an Bedeutung zu, desto länger die Speicherdauer sein kann oder muss. Mit dem technologischen Reifegrad kann zudem beschrieben werden, wie entwickelt eine Technologie ist. Damit lassen sich Risiken aber auch Kostenreduktionspotenziale abschätzen. Die Energie- und Leistungsdichte sind Parameter, die sich für einen Vergleich kaum eignen. Beispielsweise haben Pumpspeicher eine sehr geringe Energiedichte von 1-6 W/kg, während Lithium-Ionen-Batterien bis zu 270 Wh/kg aufweisen. Während Pumpspeicher auf teilweise vorhandene Speicherseen in Größenordnung von Millionen m<sup>3</sup> zurückgreifen können werden für die Speicherung in der Batterie Lithium und andere Metalle in erheblichem Ausmaß benötigt. Um diese Faktoren zu einem Gesamtbild zusammenzufügen, bedarf es noch eines Blickes auf die Nachfrageseite. Welche grundlegenden Funktionen soll der Stromspeicher erfüllen. Dazu sind zwei Ausprägungen zu betrachten. Zuerst ist relevant wo der Speicher zum Einsatz kommt. Hier kann zwischen direkter Installation beim Kunden, regionaler, netzdienlicher Anlage und Großanlage, welche am wirtschaftlichsten Standort errichtet wird, unterschieden werden. Zudem muss das Produkt definiert werden, welches geliefert werden soll. Die derzeit an den Strommärkten definierten Produkte sowie die durch Übertragungsnetzbetreiber über Ausschreibungen nachgefragten Leistungen beinhalten mit den Systemdienstleistungen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung, Intraday-Märkten bis hin zu Stunden- und Blockprodukten für den Folgetag verschiedene Anforderungen, für die jeweils andere Faktoren zur Geltung kommen.

---

<sup>1</sup> VERBUND Hydro Power GmbH, Europaplatz 2, 1150 Wien, [martin.schrott@verbund.com](mailto:martin.schrott@verbund.com), [www.verbund.com](http://www.verbund.com)

Anhand des im Jahre 2016 in Betrieb genommenen Pumpspeicherkraftwerks Reißeck II sollen die Möglichkeiten und Potenziale für moderne flexible Wasserkraftwerke aufgezeigt werden. Mit dem Kraftwerk wurden zwei bereits vorhandene hydraulische Systeme miteinander verbunden. Der große Mühldorfer See, bisher als Jahresspeicher des Kraftwerks Reißeck genutzt, fungiert als Oberbecken. Die beiden Speicher Gößkar und Galgenbichl der Kraftwerksgruppe Malta werden zusätzlich als Unterbecken des neuen Kraftwerks genutzt. Das Kraftwerk selbst wurde als Kavernenkraftwerk im Berg errichtet und über einen rund 5 km langen Triebwasserweg mit den Speichern verbunden. Die Leistung der beiden Maschinensätze, die als reversible Francis-Pumpturbinen ausgeführt sind, beträgt jeweils 215 MW. Damit befördern die Pumpen bis zu 80 m<sup>3</sup> Wasser pro Sekunde über den Druckschacht, der 3,6 m im Durchmesser misst. Das Fassungsvermögen des Oberbeckens von 7,8 Mio. m<sup>3</sup> ermöglicht eine Speicherung von mehr als 11 GWh. Durch die Veränderung des Stauzyklus von einer Jahrescharakteristik zu einer Wochenspeichercharakteristik mit überlagerter Tag-/Nacht-Verlagerung kann dieses Speichervolumen laut Modellrechnungen bis zu 55 Mal jährlich umgeschlagen werden.

Den ökologischen Fußabdruck des Kraftwerks kann man mit einigen Summenzahlen abschätzen: Zirka 500.000 m<sup>3</sup> Ausbruchsmaterial wurde in nahen Lagerflächen eingebaut und anschließend renaturiert. In Summe wurden 125.000 m<sup>3</sup> Beton vor Ort produziert und eingebaut sowie 6.000 Tonnen Stahl und Stahlbauteile verbaut. Mit einer Gesamtleistung von 430 MW im Pump- wie auch im Turbinenbetrieb kann das Kraftwerk jene Flexibilität bereitstellen, die durch schwankende Elektrizitätsnachfrage und volatile Erzeugung von Wind und Photovoltaik zukünftig benötigt wird. Das Kraftwerk ist zudem auch für die Erbringung von Regelleistungen präqualifiziert. Das Projekt zeigt deutlich, dass ohne großen Eingriff in die Natur durch optimale Nutzung vorhandener Potenziale ökologisch verträglicher Mehrwert generiert werden kann.

Derzeit in Umsetzung befindet sich ein Projekt zur Installation einer Großbatterie an einem VERBUND-Kraftwerksstandort. Batterien können innerhalb von Sekunden Leistung aus dem Netz aufnehmen oder abgeben. Dadurch eignen sie sich hervorragend zur Erbringung von Primärregelleistung. In Österreich kommen derzeit 64 MW vorzuhaltende Primärregelleistung zur wöchentlichen Ausschreibung. Das Mindestgebot ist +/-1 MW, die gesamte Primärregelreserve muss in diesem Zeitraum ohne Unterbrechung zur Verfügung stehen. Getrennte Angebote für positive oder negative Primärregelreserve sind nicht möglich. Über eine grenzüberschreitende Kooperation findet die Beschaffung gemeinsam mit der Schweiz, Deutschland, den Niederlanden, Dänemark, Belgien und Frankreich statt, wodurch sich das Volumen deutlich erhöht. Jeder Anbieter erhält für seine Angebote, die den Zuschlag erhielten, den in diesen Angeboten geforderten Leistungspreis („pay as bid“).

Nach einer positiven Abschätzung der Wirtschaftlichkeit des Projekts wurde in einem nächsten Schritt ein passender Standort gesucht. Das Kraftwerk Wallsee-Mitterkirchen hat ideale Voraussetzungen dafür. Die Größe der Maschinensätze des Kraftwerks und die räumlichen Verhältnisse bieten beste Bedingungen für die gemeinsame Erbringung von Regelleistung mit einer Großbatterie. Synergieeffekte ergeben sich durch die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur wie der Energieableitung und der Kraftwerkssteuerung, auch ausreichende Flächen zur Aufstellung der Batterie sind in kraftwerksnähe vorhanden.

In einem ersten Planungsschritt wurde als Batterietechnologie Lithium-Ionen identifiziert. Neben der hohen Leistungs- und Energiedichte sprechen vor allem der hohe Wirkungsgrad und eine hohe Anzahl an Ladezyklen für diese Technologie.

Danach wurde die optimale Batteriegröße und Auslegung mittels Simulationen ermittelt. Neben der Speicherkomponente wurden auch verschiedene Ladestrategien erprobt. Die Simulation basiert dabei auf den Primärregelanforderungen und den sich daraus ergebenden Rahmenbedingungen am Kraftwerksstandort. Im gerade stattfindenden Ausschreibungsprozess wird nun anhand der gefundenen Parameter die beste dazu passende Großbatterie gefunden. Die Großbatterie wird voraussichtlich in modularer Containerbauweise aufgestellt, und soll im Jahr 2019 in Betrieb gehen. Mit der Aufstellung in Containern kann zudem die Flexibilität für einen eventuellen Standortwechsel gewährleistet werden.

Mit diesem Projekt soll die prinzipielle Funktionsweise einer Kombination eines Großbatteriesystems mit einem Wasserkraftwerk demonstriert werden. Bei erfolgreicher Erprobung kann auch hier nachgewiesen werden, dass durch die intelligente Kombination von Technologien mit einem Minimum an Ressourcen zusätzliche Potenziale gehoben werden können.