

Neue Einsatzmöglichkeiten für Röhrenspeicher

Einsatz von Röhrenspeichern zur Vermeidung von Netzentgelten im vorgelagerten Netz und zur Verringerung externer Strukturierungsdienstleistungen

Auf der Endverteilerebene wurden in der Vergangenheit vielfach lokale Speicher eingesetzt, um die Bezugskosten auf Seiten des Versorgers zu verringern. Dabei wurden insbesondere zur Minimierung der Bezugskosten bei Lieferverträgen mit Stunden- oder Tagesleistungspreis die Bezugsspitzen gekappt. Üblicherweise konnten zur Speicherung keine geologischen Hohlräume genutzt werden, weshalb meist Kugel-, Scheiben- und in jüngerer Vergangenheit zunehmend Röhrenspeicher zum Einsatz kamen. Aus wirtschaftlichen Gründen sind diese in der Regel so dimensioniert, dass ihr Volumen lediglich ausreicht, um einen Teil des maximalen täglichen Speicherbedarfs abzudecken. Die Speicher wurden dabei in Abhängigkeit von der Größe meist nur an relativ wenigen Tagen im Jahr eingesetzt.

Auch neun Jahre nach Beginn der Öffnung des Gasmarktes beschafft der überwiegende Teil der Versorger in der Endverteilung den Erdgasbedarf per Teil- oder Vollbedarfsdeckung mit einem offenen Liefervertrag über einen etablierten Großhändler. Dabei können heute in Folge der Liberalisierung des Gasmarktes lokale Speicher zusätzliche gaswirtschaftliche

Funktionen erfüllen. In entbündelten Unternehmen werden diese Funktionen sowohl dem Netzbetrieb als auch der Beschaffung zugeordnet. Im Bereich Netzbetrieb sind dies:

- die Vermeidung des Bedarfs an Netzkapazitäten in vorgelagerten Netzen
- Besicherung von Netzkapazität

Im Bereich Beschaffung können folgende Funktionen grundsätzlich erfüllt werden:

- Strukturierungsdienstleistungen
- Vermeidung des Bezugs von Ausgleichsenergie
- Anhebung der Minimallast im Sommer zur Optimierung der Beschaffung von Bandlieferungen
- Arbitragegeschäfte sowie Pufferung von Take-or-pay-Mengen bei entsprechend großem Speichervolumen

Vermeidung des Bedarfs an Netzkapazitäten in vorgelagerten Netzen

Netzentgelte in der Fernleitungsebene sind ausschließlich Kapazitätsentgelte. Diese werden nicht analog zu Stundenleistungspreisen gemäß der maximal genutzten

Stundenleistung abgerechnet, sondern nach Vorhaltung. Durch den Einsatz eines Speichers lassen sich unter den Randbedingungen der zukünftigen Ausgestaltung des Gasnetzzugangs („Zweivertragsmodell“) Zusatzentgelte entweder durch vermiedene vorgelagerte Netznutzung oder über direkte vertragliche Regelungen mit dem Netzbetreiber erzielen. Ein Speicherbetreiber könnte z. B. die Senkung des Bedarfs an vorgelagerter Netzkapazität dem Netzbetreiber, an dessen Netz er angebunden ist, als Dienstleistung anbieten.

Die Höhe des Einsparpotenzials hängt von der Möglichkeit der Reduktion von Kapazitätsbestellungen bei vorgelagerten Netzbetreibern ab. Dies setzt voraus, dass die Bereitstellung von Speicherkapazitäten vertraglich gegenüber dem Netzbetreiber im Rahmen einer so genannten „Einspeisezusage“ gesichert werden kann.

Von der Gestaltung und Wirkung her entspricht die Einspeisezusage der Vergütung einer vermiedenen Netznutzung. Auf Grund der Entgeltwälzungssystematik in Fernleitungsnetzen über die Kapazitätsvorhaltung (Bestellung) ist jedoch derzeit eine vertragliche Sicherung der dezentralen Einspeisung erforderlich.

Nachgelagerte Netzbetreiber haben die Gestaltungsmöglichkeit, benötigte Kapazitäten zur Versorgung der Letztverbraucher entweder ausschließlich beim vorgelagerten Netzbetreiber zu bestellen oder die erforderliche Kapazität auf das vorgelagerte Netz und den örtlichen Speicher aufzuteilen. Für den Fall, dass die bestehende Koppelkapazität zum vorgelagerten Netz den Bedarf des Netzbetreibers nicht vollständig decken könnte (Engpass), würde die fehlende Netzkapazität durch einen Speicher bereitgestellt werden.

Grundsätzlich kann sowohl ein Speicherbetreiber als auch ein Speicherkunde mittels Einspeisezusage dem Netzbetreiber die Möglichkeit geben, seine Bestellung in vorgelagerten Netzen zu reduzieren. Als

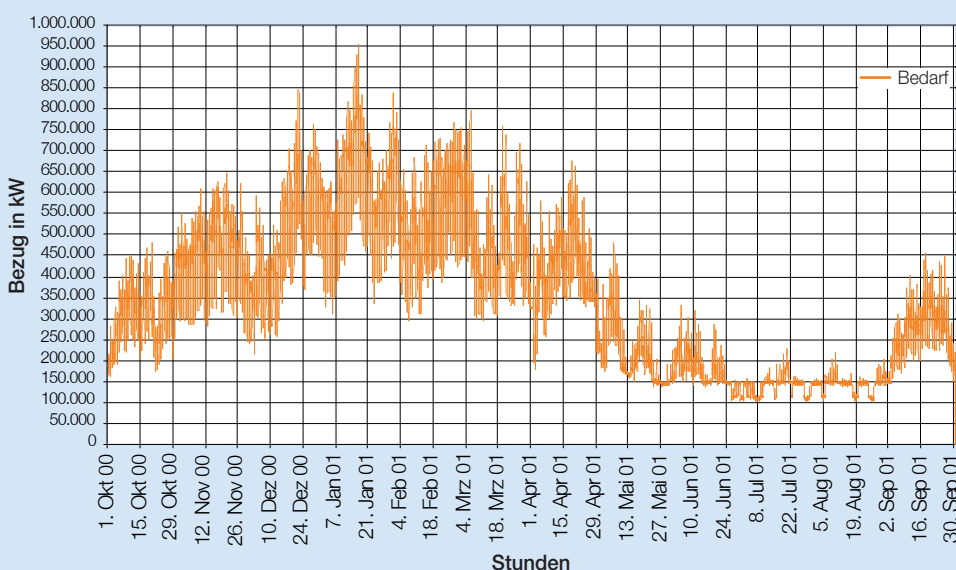


Abb. 1: Lastgang des Bedarfs in einem Verteilnetz für ein typisches Gaswirtschaftsjahr

Quelle: BET

Folge der reduzierten Bestellung verringern sich die aus den vorgelagerten Netzen heruntergewälzten Kosten bzw. Entgelte, was dann unmittelbar zu einer Entgeltreduzierung führt. Interessant ist dies insofern auch für den Netzbetreiber selbst, da er so Einfluss auf die Wälzung vorgelagerter Kosten nehmen und spätestens unter den Bedingungen der Anreizregulierung so sein eigenes Ergebnis verbessern kann.

Dimensionierung eines Röhrenspeichers

Die wesentliche Dimensionierungsgröße eines Speichers ist das Arbeitsgasvolumen. Bei Röhrenspeichern entspricht das Arbeitsgasvolumen überschlägig dem geometrischen Volumen multipliziert mit der nutzbaren Druckdifferenz (Annahme von Erdgas als Idealgas). Das Produkt aus geometrischem Volumen und nicht nutzbarem Überdruck (Netzdruck auf der Entnahmeseite) entspricht dem Kissengasvolumen, das bei Röhrenspeichern anteilig klein ist. Folglich sind die wichtigsten Auslegungsgrößen das geometrische Volumen, das aus Rohrdurchmesser und Rohrleitungslänge resultiert, sowie der maximale Befülldruck und der minimale Entnahmedruck aus dem Speicher. Es sind also sowohl vor als auch nachgelagerte Druckverhältnisse im Netzbetrieb relevant. Ist der im Betrieb sicher nutzbare vorgelagerte Netzdruck für einen effizienten Speicherbetrieb zu gering, so wird dem Speicher ein Verdichter (eventuell mehrere Verdichterstufen) vorgeschaltet.

Die Grundlage für die Dimensionierung eines Speichers ist eine Analyse des zu optimierenden Bezugsportfolios bezüglich der zu optimierenden Charakteristika Spitze, Mindestlast, Struktur etc. Am Beispiel eines Bezugsjahres wird im Folgenden die typische Auslegung für einen Röhrenspeicher zur Spitzenkappung im Bezug gezeigt. Bei anderen zu optimierenden Charakteristika wird analog vorgegangen bzw. ein gekoppeltes Vorgehen gewählt.

In **Abbildung 1** ist beispielhaft der Jahreslastgang des Gasbedarfs in einem Verteilnetz dargestellt. Dabei handelt es sich um den Jahresbedarf der Letztverbraucher von insgesamt ca. 3.000 GWh/a bei ca. 3.200 Vollbenutzungsstunden. Neben Heizwärme besteht ein größerer Bedarf an Prozesswärme im industriellen Bereich. Der Anteil des Gasbedarfs im Winterhalbjahr beträgt ca. 70 Prozent.

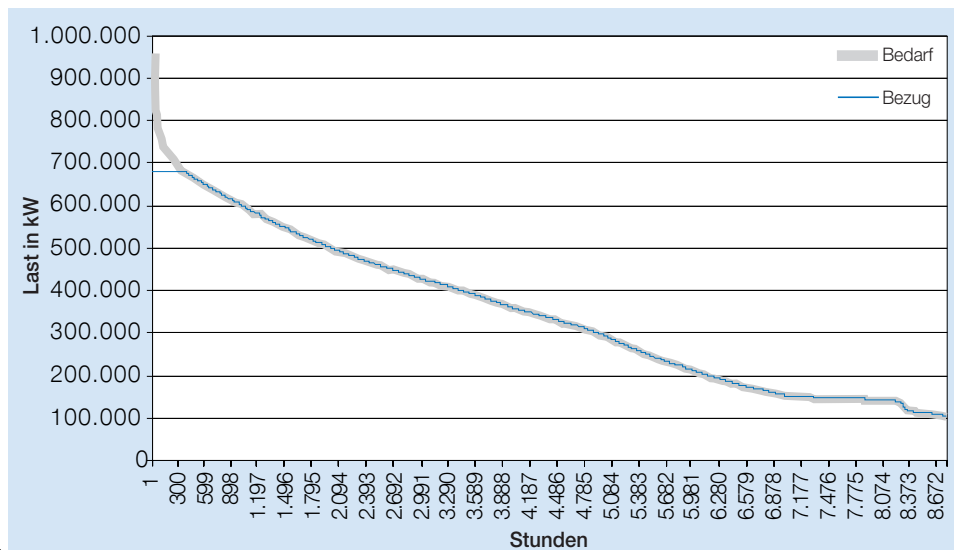


Abb. 2: Geordnete Dauerlinie des Bedarfs und des korrespondierenden Bezugs

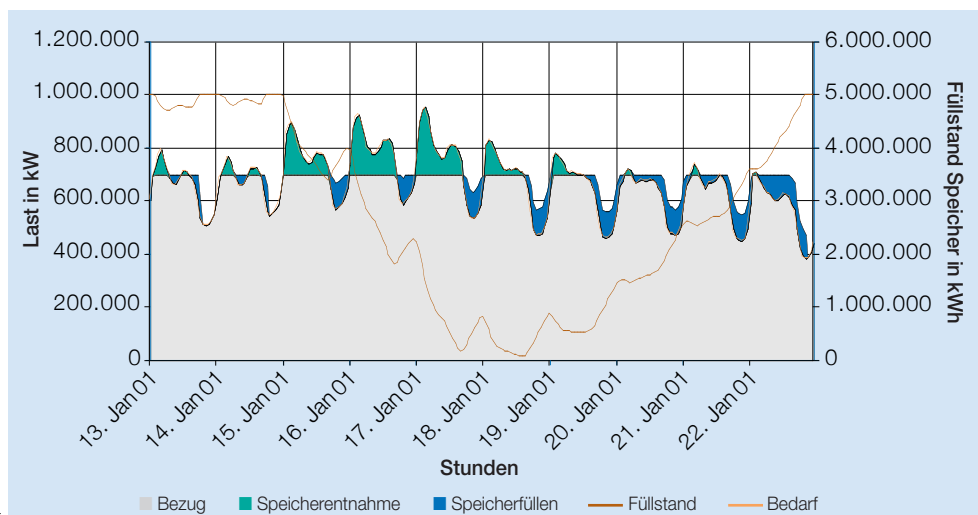


Abb. 3: Speichereinsatzsimulation zur Spitzenlastbrechung

Quelle: BET

Quelle: BET

In **Abbildung 2** ist die geordnete Jahresdauerlinie des Lastganges aus **Abbildung 1** dargestellt. Die maximale Stundenleistung des gesamten Bedarfs liegt bei 950 MWh/h. Beispielhaft wurde für eine maximale Leistung von 680 MWh/h die Spitzenbrechung im Bezug simuliert. Die zwischen der geordneten Jahresdauerlinie und der Leistungsbegrenzung eingeschlossene Fläche in **Abbildung 2** stellt die Gasmenge dar, die im Beispiel gepuffert bzw. durch Lastabwurf (Abschaltung von Kundenanlagen) abgesenkt werden müsste. Deutlich wird, dass zwischen dem Maß der Spitzenbrechung und der zu puffernden Gasmenge kein linearer Zusammenhang besteht. Mit dem Maß der Kappung steigt die zu puffernde Menge überproportional.

Für das gezeigte Beispiel wurde eine Einsatzsimulation durchgeführt, um die Ab-

hängigkeit der Spitzenkappung von dem zur Verfügung stehenden Speichervolumen darzustellen. Für die Berechnung wurden Speichereingangsdrücke von 40 bzw. 80 bar und ein Ausgangsdruck von 4 bar unterstellt. Sofern in der Praxis der gewünschte Eingangsdruck nicht schon im vorgelagerten Netz ansteht, müsste er mittels einer Verdichteranlage aufgebaut werden.

Ausgehend von dem Lastgang und einem vorgegebenen Speichervolumen wurde für beide Eingangsdruckstufen ermittelt, in welchem Maß eine Kappung möglich ist. Darüber hinaus wurden die erforderlichen Rohrlängen berechnet, wobei die für Röhrenspeicher typische Nennweite DN 1400 angesetzt wurde.

Abbildung 3 zeigt die Speichereinsatzsimulation an den kältesten Tagen des Jah-

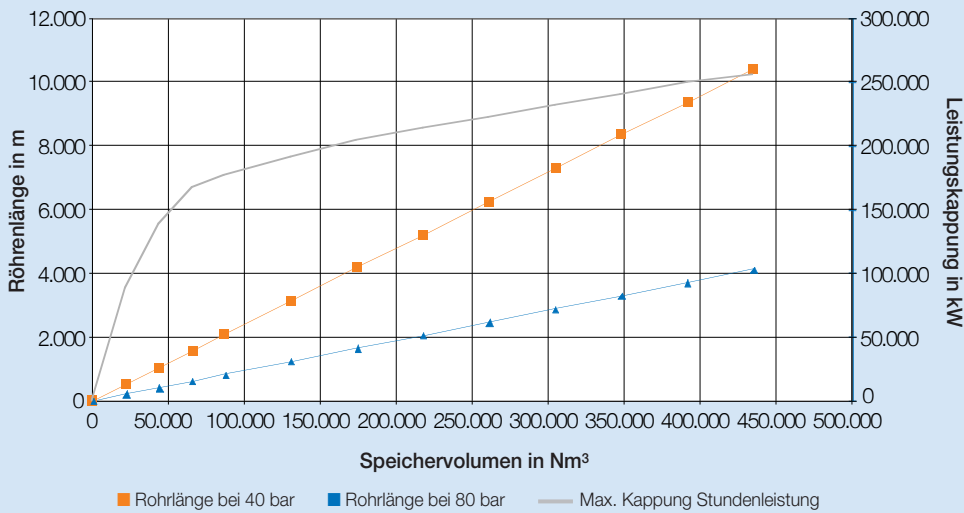


Abb. 4: Spitzenkappung und erforderliche Röhrenlänge (DN1400) in Abhängigkeit vom Speichervolumen

Quelle: BET

Denn zusätzliche Verdichteranlagen verursachen erhebliche Investitions- und Betriebskosten. Analog der Zunahme der erzielbaren Leistungsreduktion ist der Wachstumsverlauf des Einsparpotenzials bei steigendem Speichervolumen degressiv. Unter der beispielhaften Annahme eines Entgeltes für vermiedene vorgelagerte Netzentgelte in Höhe von 10 €/kWh/h ergibt sich bei einem Speichervolumen in Höhe von 200.000 Nm³ ein Einsparpotenzial von ca. 2,1 Mio. Euro pro Jahr. Eine Verdopplung des Speichervolumens ergäbe ein Einsparpotenzial von ca. 2,5 Mio Euro pro Jahr. Zur Verifizierung der Ergebnisse aus der Ex-Post-Betrachtung müsste die Untersuchung für weitere Jahre bzw. ein „Normjahr“ durchgeführt werden, da die saisonalen Temperaturverläufe, und damit der Bedarf, in der Praxis stark schwanken.

Strukturierung von Lieferungen

Die Strukturierung von Erdgaslieferungen erzeugt ein Gleichgewicht zwischen stündlichem bis jahreszeitlichem Gasbedarf und der dafür erforderlichen Lieferung. Exemplarisch wird hier die Belieferung für einen typischen Vertrieb im kommunalen Umfeld betrachtet (Abb. 1). Ein solches Portfolio setzt sich in der Regel zu einem Großteil aus Kleinkunden mit Warmwasser- und Heizwärmebedarf, Gewerbekunden, kleineren bis mittleren Industriekunden und Heizwerken bzw. Heizkraftwerken zusammen.

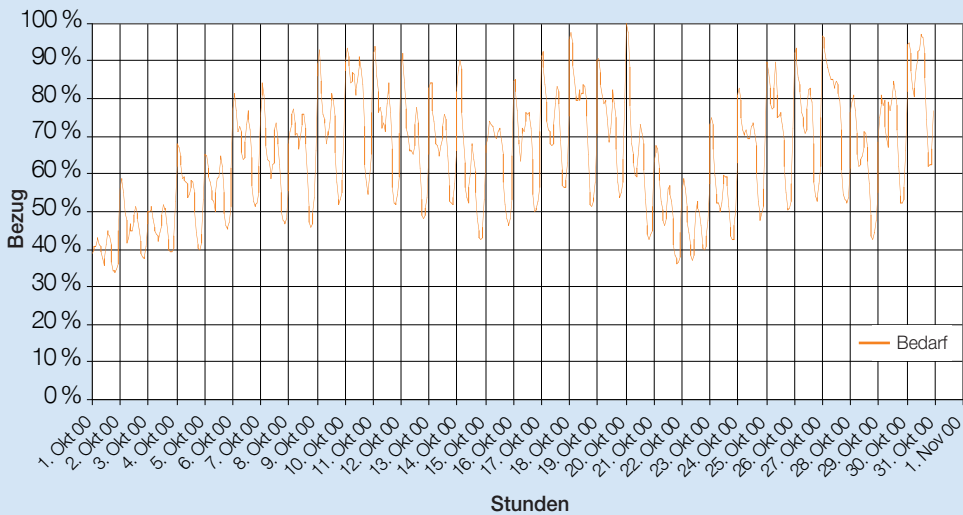


Abb. 5: Beispiellastgang des Gasbezugs im Oktober

Quelle: BET

Der saisonale und tageszeitliche Verlauf des Bedarfs in einem Portfolio mit einem Großteil an Kunden mit überwiegender Heizwärmebedarf unterliegt sehr starken jahreszeitlichen bis untertägigen Lastschwankungen. Da Erdgasförderanlagen überwiegend mit konstanter Leistung betrieben werden, erfolgt die Anpassung der Lieferung an den Bedarf vorrangig durch den Einsatz von Pufferspeichern. Für die saisonale Strukturierung werden vor allem großvolumige Porenspeicher, zum Teil auch Kavernenspeicher eingesetzt. Künftig können die in Deutschland derzeit geplanten Flüssiggas-Anlagen ebenfalls zur Strukturierung eingesetzt werden.

res, an denen auch die relevanten Bezugsspitzen entstanden sind. Der Lastgang des Bedarfs und der Speicherfüllstand sind als Linien dargestellt. Die verrechnungsrelevante Bezugsleistung sowie die Ein- und Ausspeicherleistung sind als Flächen dargestellt. Oberhalb der vorgegebenen maximalen Bezugsleistung wird der Bedarf aus dem Speicher entnommen, bis der Speicher entleert ist. Die Wiederbefüllung des Speichers erfolgt in den Schwachlastzeiten, im Regelfall nachts und an den Wochenendtagen. Um den Einfluss eines realistischen Verdichterbetriebs abzubilden, wurde die Einspeicherleistung auf maximal 100 MWh/h begrenzt. Ein Teillastbetrieb der Verdichter mittels Drehzahlregelung, Takten und gegebenenfalls auch Bypassbetrieb ist in der Praxis möglich, sodass die

Leistung der Verdichter relativ flexibel an die jeweiligen Erfordernisse angepasst werden kann.

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse der Simulation. Deutlich wird der degressive Verlauf der Zunahme des Kappungspotenzials bei zunehmendem Speichervolumen. Daraus ergibt sich, dass die Investitionskosten mit der erzielbaren Leistungsreduktion einhergehen. Neben der Vergrößerung des geometrischen Volumens kann das Nutzvolumen auch durch eine höhere maximale Betriebsdruckspanne im Speicher erzielt werden. Sofern ein höherer maximaler Betriebsdruck nach der Entnahme aus dem vorgelagerten Netz erzeugt werden muss, ist eine Abwägung zwischen den zusätzlichen Kosten und dem Nutzen zu treffen.

Durch die starke Temperaturabhängigkeit¹ und das Nutzerverhalten² ist der Gasbedarf von Gaskunden auch starken kurzfris-

1) Dies betrifft vor allem Heizgaskunden.

2) Bei Heizgas- und Prozessgaskunden ist hier der Einfluss der unterschiedlichen Wochentage von Bedeutung, bei Prozessgaskunden überdies die Gestaltung des jeweiligen Produktionsprozesses, z. B. als Einschicht-, Zweischicht- oder 24-Stunden-Dauerbetrieb relevant.

tigen Schwankungen im Tages- und Wochenrhythmus unterlegen. Für deren Ausgleich werden überwiegend Kavernenspeicher sowie das Linepack der Fernleitungsebene eingesetzt. Bestandteil der angebotenen Speicherdienstleistungen sind das Arbeitsgasvolumen und eine Ein- bzw. Ausspeicherleistung, deren Relationen miteinander meist fest verknüpft sind. Bezogen auf die Ausspeiseleistung sind Entgelte bis zu 15 €/kW gängig. Bezogen auf die Einspeiseleistungen können diese ca. 40 €/kW betragen.

Die üblichen tageszeitlichen Schwankungen sind in **Abbildung 5** am Beispiel des Oktober-Lastgangs in einem Verteilnetz abgebildet. Die Darstellung der Last ist auf 100 Prozent der monatlichen Höchstlast normiert. Auffallend sind die ausgeprägten Morgenspitzen durch den hohen Heizwärmebedarf nach der Nachtabenkung.

Die Speicherfahrweise hängt dabei vor allem vom Strukturierungsbedarf des Kundenportfolios ab. Grundsätzlich benötigen Heizgaskunden eine saisonale Strukturierung, das ist der Ausgleich des tempera-

turbedingten und damit jahreszeitlich stark schwankenden Leistungsbedarfs dieser Kundengruppe. Der saisonale Strukturierungsbedarf muss vom Gashandel im Voraus sorgfältig geplant werden und die unterschiedlichen Anforderungen von Kalt- und Warmjahren abdecken.

Das beschriebene Verfahren zur Brechung von Lastspitzen führt gleichzeitig zu einer Verringerung der erforderlichen Strukturierungsleistungen. An diesem Beispiel soll im Folgenden die Einsatzsimulation eines Speichers gezeigt werden. Durch die Kapung der Lastspitzen können ganzjährig Entnahmen aus angebotenen Speichern von Dritten vermieden werden. Durch das Anheben der Lasttäler insbesondere in den Sommermonaten können Einspeicherleistungen bei den zur Strukturierung eingesetzten Speichern verdrängt werden.

Die maximale Strukturierungsleistung wird theoretisch im Winterhalbjahr an dem Tag mit der maximalen Differenz zwischen Tagesmaximum und -minimum benötigt. In welchem Maß dies notwendig ist, hängt wesentlich von den Restrik-

tionen bei der Nutzung der Speicherkapazitäten sowie der Konditionen für den Bilanzausgleich ab und in welcher Weise Standardprodukte in das Bezugsportfolio eingestellt sind. Die Speichernutzungsbedingungen orientieren sich dabei sehr stark an den technischen Gegebenheiten der Speicher. So müssen bei physischen Speichern An- und Abfahrzeiten ebenso berücksichtigt werden wie Umschaltzeiten für den Wechsel der Flussrichtung oder Stillstandszeiten für die Wartung. Bei einem Anbieter von Speicherdienstleistungen kann im Sommer nur eingespeist und im Winter nur ausgespeist werden. Bei anderen ist eine untertägige Umschaltung der Flussrichtung auch bilanziell nicht möglich, oder die Möglichkeit Ein- und Ausspeichermengen verschiedener Speichernutzer zu saldieren, wird nicht von allen Anbietern angeboten.

Im Jahreslastgang des Beispiels liegt die größte Differenz zwischen Tagesmaximum und -minimum am 17. Januar vor und beträgt ca. 420 MW (**Abb. 6**). Sofern es sich um eine Strukturierungsleistung han- ►

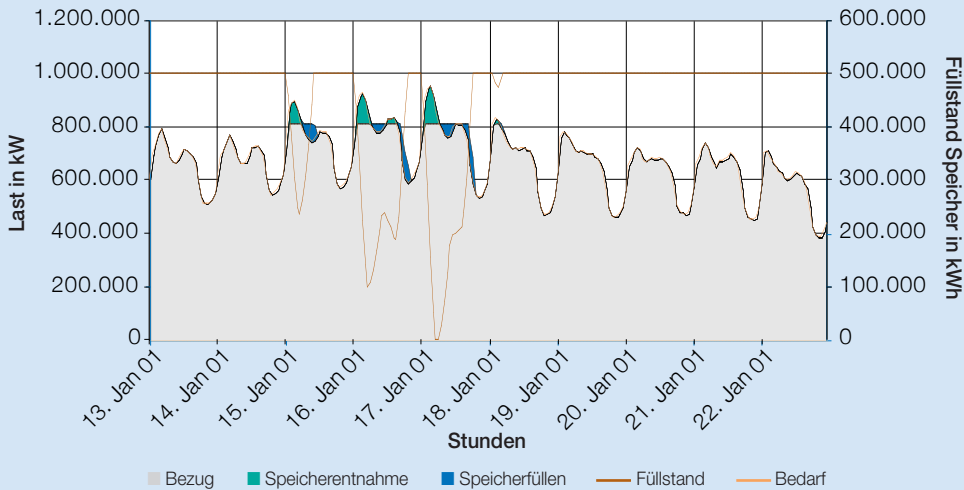


Abb. 6: Beispiel Speichereinsatzsimulation

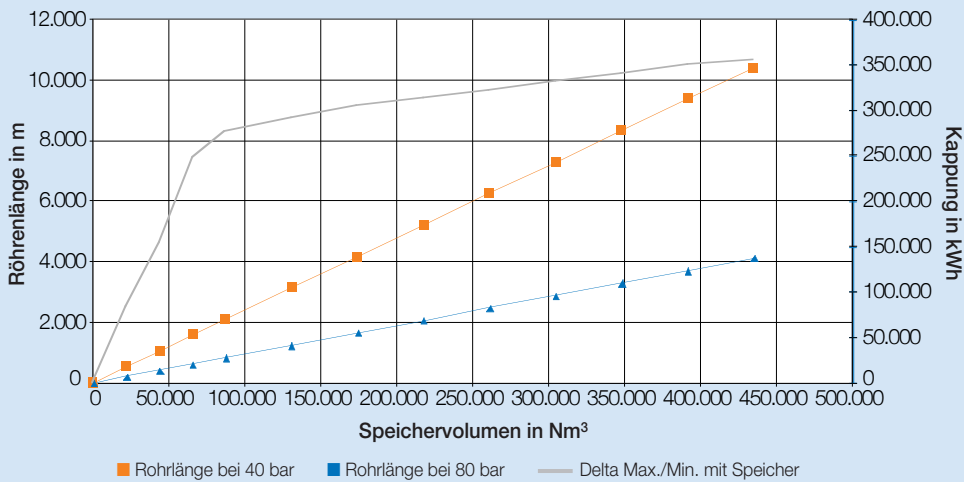


Abb. 7: Verdrängung von Strukturierungsleistung durch Röhrenspeicher

delt, die durch einen Kavernenspeicher bereitgestellt wird, könnte diese mittels Röhrenspeicher durch Kappung des Tagesmaximums und Anhebung des Tagesminimums verringert werden.

Je nach Bedarfsstruktur, Zusammenstellung des Beschaffungsportfolios und Speichereinsatzplan führt die oben beschriebene maximale Kappung der Netzlast nicht unbedingt zur maximalen Reduktion der Strukturierungsleistung. Der Einsatzplan der ausschließlichen Spitzenkappung sieht die Spitzenkappung der maximalen Stundenleistung vor, wobei der Röhrenspeicher in der Regel wieder gefüllt wird, sobald das vorgegebene Lastmaximum unterschritten wird. Dies kann auch während eines Lasttals unmittelbar nach dem Abklingen einer Morgenspitze erfolgen. Abbildung 6 zeigt ein Beispiel mit analoger Darstellung wie in Abbildung 3.

In dem Beispiel ist am 17. Januar zur Zeit des Tagesminimums der Speicher bereits wieder gefüllt und es stehen keine Einspeisekapazitäten zum Anheben der Minimallast zur Verfügung. Ein weiterer begrenzender Faktor kann die Dimensionierung des Verdichters sein. In **Abbildung 7** ist in Analogie zu **Abbildung 4** die verdrängte Strukturierungsleistung in Abhängigkeit des Speichervolumens dargestellt.

Unter der Annahme eines Entnahmeleistungspreises in Höhe von 10 €/kW und dass mit der gesamten Leistungsreduktion externe Speicherkapazität verdrängt werden kann, ergibt sich bei einem Speichervolumen von 200.000 Nm³ ein Einsparpotenzial von ca. 3,0 Mio. Euro pro Jahr. Eine Verdopplung des Speichervolumens ergäbe ein Einsparpotenzial von ca. 3,5 Mio. Euro pro Jahr. Auch hier ist der degressive Verlauf der Zunahme des Einsparpotenzi-

als bei zunehmender SpeichergroÙe deutlich zu erkennen.

Bei dem zuvor diskutierten Berechnungsbeispiel handelt es sich jeweils um eine Ex-post-Betrachtung, was unvermeidliche Prognosefehler aus der Betrachtung ausklammert. Es wurde jedoch weder die Möglichkeit der gezielten Nutzung des Basisbilanzausgleichs noch des erweiterten Bilanzausgleichs berücksichtigt, wodurch Strukturierungskosten theoretisch gesenkt werden könnten. Diese Vorgehensweise ist also weder besonders optimistisch noch zu risikoavers einzuschätzen und führt üblicherweise zu belastbaren Ergebnissen.

Fazit

Auf Grund der hohen Preise für Speicherdienstleistungen gibt es derzeit einen Investitionsanreiz in Speicherkapazitäten vor allem für Lieferanten, aber auch für Beschaffungs- und Strukturierungsdienstleister, Händler und nicht zuletzt für Netzbetreiber. Die Auslegung typischer Röhrenspeicher orientiert sich an der jeweiligen Optimierungsaufgabe und führt oft zu Erfolg versprechenden Projekten. Zu beachten sind hier zum einen die technischen Auslegungskriterien wie Drücke im vor- und nachgelagerten Netz bzw. der Leitungsbau und zum anderen das zu optimierende Bezugsportfolio bzw. die Strukturierungsaufgabe.

Sowohl bei der vermiedenen Netznutzung (Einspeisezusage Speicherbetreiber) als auch bei den verdrängten Speicherkapazitäten sind sehr große Unterschiede bezüglich der Erlösmöglichkeiten für den örtlichen Speicher möglich. Diese Faktoren haben ebenfalls einen wesentlichen Einfluss auf den wirtschaftlichen Nutzen eines Röhrenspeichers.

Autoren:

Dipl.-Ing. Bernd Waschulewski
 Dr.-Ing. Christof Niehörster
 BET Büro für Energiewirtschaft
 und technische Planung GmbH
 Theaterstr. 58-60
 52062 Aachen
 Tel.: 0241 47062-0
 Fax: 0241 47062-60
 E-Mail: info@bet-aachen.de
 Internet: www.bet-aachen.de