

Mehr-/Mindermengenausgleich

Unbeachteter Vorteil der Smart Meters

Teure Abweichungen zwischen Gasverbrauch und Prognose

Von Dipl.-Kfm. Christoph Aretz, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

Der Mehr-/Mindermengenausgleich beim Gas birgt ein immenses Kalkulationsrisiko. Vertriebe ignorieren es vermutlich, weil die Mehr-/ Mindermengen bislang praktisch nicht abgerechnet worden sind. Das ändert sich aber seit der Veröffentlichung eines Verbände-Leitfadens. Zeitnah tun also bessere Prognosedaten Not – doch wie? Langfristig wird dies der Smart Meter (intelligenter Verbrauchszähler) leisten.

Zwischen den meist nach synthetischen Verfahren prognostizierten und den tatsächlich gemessenen Gasverbräuchen gibt es absolute Abweichungen von bis zu 30 %. Die Gasvertriebe als Transportkunden müssten diese in der Mehr-/Mindermengenabrechnung (MMA) bezahlen oder bekommen entsprechende Gutschriften. Diese Mehr- und Mindermengen wurden bislang praktisch nicht abgerechnet. Doch seit Einführung von GABi Gas (siehe Kasten) hat der Bilanzkreisnetzbetreiber ein Interesse an einer vollständigen MMA durch die angeschlossenen Verteilnetzbetreiber, da er anhand der allokierten (prognostizierten) Werte Regelenergie zur Verfügung gestellt oder aufgenommen hat. Andernfalls würde dies zu Lasten des Saldos seines Umlagekontos gehen. Dies hätte er vor der Bundesnetzagentur zu rechtfertigen. Folglich kann der Verteilnetzbetreiber gar nicht anders, als die MMA durchzuführen.

Unmut unter den Gasvertrieben

Aktuell ist unter den Transportkunden Unmut zu vernehmen. Die MMA wird in Frage gestellt. Im Mittelpunkt stehen die Mengen, die der Verteilnetzbetreiber für die SLP-Kunden (Haushalte und Gewerbe) berechnet. Die Mengen für Industriekunden (siehe Kasten) stehen nicht zur Diskussion, da ihre Ausspeisemengen nach wie vor nach Messwerten prognostiziert werden und so die Mehr-/Mindermengen geringer sind.

Im SLP-Bereich werden viele Transportkunden mit einer Mehrmenge konfrontiert, die ihnen als zu hoch erscheint, d. h. der Transportkunde hat mehr Gas beschafft, als er beim Verbraucher absetzte. Diese Mehrmengen sind, wie oben beschrieben, in vielen Verteilnetzen gravierend hoch. Für die Mehrmenge bekommt er aber vom Verteil-

netzbetreiber einen Preis, der wesentlich unter seinem Beschaffungspreis liegt. Ein Grund hierfür ist, dass die Gas-Spotpreise an verschiedenen Handelsplätzen, die als MMA-Referenzpreise dienen, gesunken sind. Der MMA reduziert den Deckungsbeitrag nachträglich, wenn er bei der Preiskalkulation zu wenig oder gar nicht beachtet worden ist. Die aktuelle Preisentwicklung hat die Diskussion entzündet. Für die Branche jedoch kann es nur gut sein, das Thema Datenqualität jetzt endlich zu klären – und zwar bevor sich das Vorgehen nach GABi Gas eingeschliffen hat.

Was zu tun ist

Die Mehrmengen können verschiedene Ursachen haben. Das Ziel der synthetischen Lastprofile, den physikalischen Gasfluss abzubilden, ist schwierig zu erreichen: Zwischen Prognose- und Verbrauchsmenge liegen Differenzen im niedrigen einstelligen bis zweistelligen Prozentbereich, nicht nur im Tagessaldo, sondern selbst beim Monatssaldo. Dies wiederum liegt an der Auswahl der SLP und der Qualität der verwendeten Daten. Schon kleinste Abweichungen haben je nach allozierter Menge große monetäre Auswirkungen: Da kommen schnell mehr als 100 000 € MMA zusammen.

Zunächst muss der Verteilnetzbetreiber die richtigen SLP auswählen. Hierfür stehen verschiedene Modelle zur Verfügung. Das Prinzip der Sigmoidfunktion, einer mathematischen Funktion mit S-förmigem Graphen, hat sich für die Gaswirtschaft prinzipiell bewährt und spiegelt das Abnahmeverhalten eines Letztverbrauchers hinreichend gut wider. Die einzelnen Parameter sind aber auf jedes Verteilnetz individuell anzupassen, was oftmals nicht getan wird.

was oftmals nicht getan wird.

Ist die Zahl der Verbraucher aktuell?

Für jeden Letztverbraucher ist ein Kundenwert auf Basis einer Verbrauchsprognose oder eines Letztjahresverbrauchs zu ermitteln. Dieser Kundenwert sollte so aktuell wie möglich sein, z. B. die schwankende Anzahl der Verbraucher hinter einem Zählpunkt. Dies gilt besonders für die Haushaltskunden als Hauptverbraucher in einem Verteilnetz. Ebenso sind oftmals Ver-

brauchszeiträume nicht synchron zu den Temperaturzeiträumen, so dass zur Berechnung des Kundenwertes Äpfel und Birnen herangezogen werden. Große Abweichungen zwischen synthetischer Prognose und Gasfluss sind oftmals dadurch zu erklären, dass bereits in den Eingangswerten unplausible Daten großen Einfluss haben.

Bäckerei ist nicht gleich Bäckerei

Gewerbekunden wiederum sollten weniger gemäß ihrem Unternehmenszweck in bestimmte SLP eingeordnet werden. Vielmehr sollte das tatsächliche Verbrauchsverhalten den Ausschlag geben. So kann beispielsweise eine Bäckerei den Gasbedarf einer klassischen Bäckerei aufweisen oder jenen des Groß- und Einzelhandels. Ein Kfz-Betrieb kann ausschließlich Wärme oder aber auch Prozesswärme benötigen.

Als weitere wichtige Faktoren sind die Wetterdaten zu prüfen. Der Verteilnetzbetreiber soll eine Wetterstation auswählen, die in der Nähe der Verbraucher liegt, damit SLP mit Temperaturen gewichtet sind, die am Verbrauchsort tatsächlich vorherrschen. Um weitere Temperaturfehler zu vermeiden, ist die Temperatur zusätzlich mit der geometrischen Reihe zu glätten. Zum anderen sollte die korrekte Windausprägung ausgewählt werden. Die Entwicklung individueller SLP kann ebenfalls zu geringeren Mehr-/Mindermengen beitragen. Dies erfordert aber hinreichend lange Betrachtungszeiträume, die derzeit in vielen Verteilnetzen einfach nicht gegeben sind.

Mittelfristig sollte jedoch damit Schluss sein, die mathematische Theorie der Physik anzupassen, da ein solches System immer instabil und fehleranfällig ist. Ein Wechsel von der synthetischen zur analytischen Allokation kann durchaus ein Weg in die richtige Richtung zur Verringerung unnötiger Regelenergie aufgrund falsch prognostizierter Mengen sein, setzt jedoch die Beherrschung der täglichen Verarbeitung von Messdaten voraus.

Smartes Risikomanagement

MMA bzw. schlechte Prognosedaten stellen ein Risiko für den Transportkunden dar. Dies gilt es in Form von Risikozuschlägen oder durch Verbesserung der Datenqualität

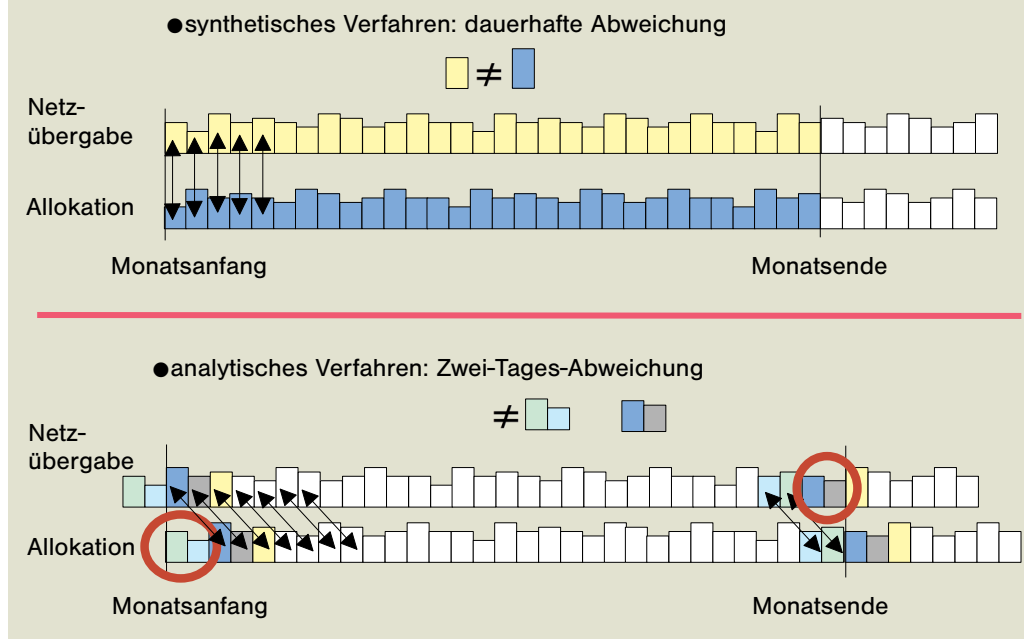
zu mindern. Am Ende einer solchen Entwicklung wird der Smart Meter für Gas stehen. Das Dritte Maßnahmenpaket der EU weist diesen Weg. Das Szenario ist somit schon jetzt bei stromseitigen Smart-Meter-Projekten zu bedenken. Das monetäre Potential der neuen Technologie liegt wie so oft woanders als zunächst gedacht. Das Risikomanagement eines Stadtwerks sollte sich die neue Technologie zunutze machen.

Synthetische Profile, echtes Geld

Gemäß **GABi Gas** vom Mai 08, dem Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln, müssen Netzbetreiber – also etwa die Netztochter eines Stadtwerks – für die Gaslieferungen an Haushalte und Kleingewerbe (bis 500 kWh/h maximale Ausspeiseleistung und bis 1,5 Mio. kWh/a maximaler Verbrauch) nach „vereinfachten Methoden“ abwickeln, also mit Standardlastprofilen (SLP). Diese bilden typische Verbräuche von Kundengruppen (mindestens „Haushalt“ und „Gewerbe“) in theoretischen Modellen ab, also unabhängig von Messwerten. Die Netzbetreiber prognostizieren am Vortag ihren Transportkunden, also den Lieferanten der Verbraucher, den Gesamtverbrauch dieser Kunden als Summe der SLP. Der Verbrauch der Industriekunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) wird dagegen anhand von Messungen zwei Tag zuvor abgeschätzt. Die Transportkunden (Gasvertriebe) stellen die entsprechenden Einspeisemengen bereit und stellen damit ihre Bilanzkreise glatt. Gelingt ihnen dies nicht, zahlen sie an den Bilanzkreisnetzbetreiber, also den Betreiber des vorgelagerten Netzes oder Marktgebiets, teure Ausgleichsenergie.

Der Verteilnetzbetreiber muss aber auch die Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichem Verbrauch ausgleichen. Die Mengen stellt er seinen Transportkunden im Mehr-/Mindermengenausgleich (MMA) zu Preisen für Ausgleichsenergie in Rechnung und führt die Erlöse an den Bilanzkreisnetzbetreiber ab. Im Mai haben der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) und der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) einen Leitfaden zum MMA veröffentlicht.

Abweichungsrisiko bei der Mehr-/Mindermengenausgleichung Gas



Egal, welches Verfahren der Gasverteilnetz-Betreiber anwendet: Abweichungen zwischen Verbrauchsprognose und -messung pro Ausspeisestelle – also pro Endkunde – wird es stets geben. Das analytische Verfahren orientiert sich am Gasfluss: Es zieht für die Tagesprognose die zwei Tage zuvor gemessenen Werte heran. Das synthetische Verfahren hingegen berechnet die Prognose über die Temperatur hinaus auf Grundlage mathematischer Standardlastprofile, also von Typisierungen des Verbrauchsverhaltens in einer Kundengruppe.

Grafik: BET