

IT für den Gasmarkt: Starten, nicht warten

Sinnvoller Einsatz von Energielogistik-Systemen für Strom und Gas

Während im Strommarkt bereits relativ klar ist, wie sich die Marktregeln künftig gestalten werden, ist im Gasmarkt noch einiges in Bewegung. Viele Unternehmen sind deswegen unsicher, wie sie ihre Geschäftsprozesse künftig abwickeln sollen, und vor allem mit welcher Software. Reichen dazu Energielogistik-Systeme, wie sie sich im Strommarkt bewährt haben, oder benötigt der Gasmarkt eigene Lösungen? Muss dafür Know-how im eigenen Haus aufgebaut werden, oder können einzelne Prozesse auch extern abgewickelt werden? Fragen, die gerade für die kleineren und mittleren Querverbundunternehmen von existenzieller Bedeutung sind.

VON MARCEL WÜRMLI

Spätestens mit der Entscheidung der Bundesnetzagentur gegen das Einzelbuchungsmodell sind die Unternehmen der Gaswirtschaft gezwungen, in Sachen IT Nägel mit Köpfen zu machen. Wer die Fristen einhalten und gleichzeitig die Vorgaben der BNetzA mit einem vertretbaren Aufwand umsetzen möchte, kommt gar nicht umhin, nun eine entsprechende Softwarelösung zu implementieren. Wichtig dabei ist, eine Lösung zu wählen, die sich flexibel an die sich noch immer ändernden Vorgaben anpassen lässt. Dass dies mit einem einheitlichen Energielogistiksystem durchaus möglich ist, zeigt der Blick auf die europäischen Nachbarn, bei denen der Gasmarkt schon länger liberalisiert ist, wie etwa Österreich oder die Niederlande.

Bis zum Beginn der Liberalisierung gab es in einem Gasversorgungsunternehmen aus Sicht der Messdatenerfassung und Abrechnung der gelieferten Gasmengen zwei Systemwelten: zum einen die physikalische Domäne zur Erfassung der Zählwerte auf Basis von Lastgängen oder diskreten Verbräuchen und zum anderen die kommerzielle Domäne zur Verwaltung und Abrechnung der Lieferverträge. Mit der Liberalisierung der Energie-

märkte hat sich die Schaffung einer zusätzlichen datenlogistischen Domäne zur Unterstützung der neu aufzubauenden energielogistischen Prozesse bewährt, die meist unter dem Begriff des Energiedatenmanagements (EDM) zusammengefasst wird. Die Vorgaben der Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur erfordern zudem Erweiterungen der kommerziellen Domäne zur Unterstützung des Lieferantenwechselprozesses und der elektronischen Datenaustauschformate.

Bei der Umsetzung von Lösungen basierend auf dem oben beschriebenen Konzept sind die Festlegung der führenden Systeme aus Sicht der Prozesse und der Datenhaltung sowie die prozesssynchrone Integration von entscheidender Bedeutung. Die Erfahrung zeigt, dass die Integration zwischen dem vertragsführenden Abrechnungssystem und dem EDM-System meist den eigentlichen Knackpunkt darstellt. Hier bewähren sich EDM-Systeme mit zählpunktbasierter Datenmodellen eher als solche mit vertragsbasierten Datenmodellen, bei denen Zählpunkte nur im Zusammenhang mit einem Vertrag angelegt werden können.

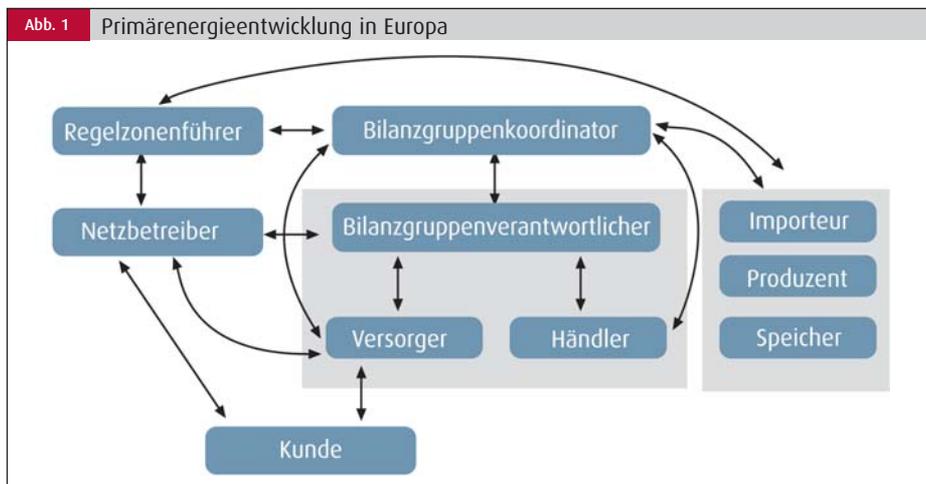
Blick ins Ausland

Die Liberalisierung der Gasmärkte mit reguliertem Netzzugang erfolgt in den meisten europäischen Ländern mittels Regelzonen be-

ziehungsweise Marktgebieten. Darin agieren Bilanzkreise oder Bilanzgruppen für die Zusammenfassung von Ein- und Ausspeisepunkten sowie die Abrechnung der Ausgleichsenergie. Länderspezifische Anforderungen aufgrund von speziellen Gegebenheiten werden dabei in nationalen Marktregeln berücksichtigt. Diese Marktregeln verändern sich entlang des Marktöffnungsprozesses und spiegeln den Reifegrad eines Marktes wider.

Bei der Öffnung der westeuropäischen Märkte sind häufig die skandinavischen Marktmodelle herangezogen und auf die lokalen Gegebenheiten angepasst worden. Das nun vorliegende deutsche Zweivertragsmodell ist stark geprägt durch lokale physikalische Gegebenheiten und orientiert sich in erster Linie am politisch Machbaren. Es weist Elemente von verschiedenen europäischen Modellen auf und besitzt viele Ähnlichkeiten mit dem niederländischen und dem österreichischen Marktmodell. So werden beispielsweise im österreichischen Markt auch ein Bilanzgruppenmodell und das Standardlastprofilverfahren der TU München eingesetzt.

In Österreich ist der Gasmarkt bereits seit dem 1. Oktober 2002 liberalisiert. Bei der Umsetzung orientierte sich die dortige Regulierungsbehörde E-Control stark am Marktmodell für den Strom. Entsprechend wurden



auch für den Gasmarkt Regelzonen und Bilanzgruppen eingerichtet. Spezifika wie das Gasjahr oder der Gastag, die für den Markt keine Relevanz hatten, wurden abgeschafft, die Kilowattstunde wurde übergreifend als zentrale Messeinheit festgezurr. Ähnlich pragmatisch ging man in den Niederlanden vor. Lediglich physikalische Gegebenheiten, die für die Gaswirtschaft unverzichtbar waren, fanden ihren Niederschlag in den Marktmodellen. So gibt es in Österreich heute beispielsweise 21 Temperaturzonen, in den Niederlanden kommt man mit nur einer einzigen aus. Deutliche Unterschiede gibt es auch in der Mehr- und Mindermengenabrechnung. Während Österreich hier auf ein Clearingverfahren ähnlich dem des Strommarktes setzt, haben die Niederlande ein etwas komplexeres rollierendes Verfahren eingeführt, das erhebliche Ansprüche an die eingesetzten Softwarelösungen stellt. Auch im Bereich der Datenkommunikation gibt es durchaus Unterschiede. In Österreich nutzt man Formate wie KISS für die Nominierungsmeldung und MSCONS für die Verbrauchsdaten, die Niederlande haben die Marktkommunikation weitgehend mit einer nationalen Variante von Edig@s abgebildet.

Die im europäischen Ausland eingesetzten Lösungen für das Energiedatenmanagement sind meist mit den lokalen Liberalisierungsschritten gewachsen. Während viele der eingesetzten EDM-Systeme sich auf die Bedienung der lokalen Märkte beschränken, gibt es einige Lösungen, die international eingesetzt werden. Die Anforderung an diese Sys-

teme sind ein leistungsfähiges Zeitreihenmanagement, Echtzeitverhalten, Skalierbarkeit, Mandantenfähigkeit, eine breite Funktionalität, ein hohes Maß an Konfigurierbarkeit für die Ausprägung auf die zu bedienenden Marktregeln und -rollen sowie die Möglichkeit, Geschäftsprozesse zu automatisieren und in systemübergreifende Workflows zu integrieren. Die Entkopplung der Datenaustauschformate von der eigentlichen Funktionalität ermöglicht es, marktspezifische Ausprägungen in der Kommunikation rasch und losgelöst von der Implementierung der Hauptversion zu realisieren.

Wie die Erfahrungen der Visos AG gezeigt haben, sind derartige Lösungen sehr schnell an sich ändernde Marktmodelle anpassbar. So konnte Visos das Zweivertragsmodell auf Basis der Erfahrungen im österreichischen und holländischen Gasmarkt auch für Deutschland adaptieren und in ersten Projekten bereits umsetzen. Auch Veränderungen von Prozessen, die sich im Verlauf der nächsten Monate noch ergeben, können durch Anpassung der Systemkonfiguration – also ohne Programmierung – einfach vorgenommen werden. Durch die Entkopplung der Datenschnittstellen von der EDM-Funktionalität lassen sich auch neue Formate der Marktkommunikation schnell realisieren.

Anforderungen an ein EDM-System Gas

Von der Einführung eines EDM-Systems sind zahlreiche Prozesse im Unternehmen betroffen. Sie reichen vom Stammdatenmanage-

ment inklusive Teilprozesse des Lieferantenwechsels, dem Kapazitäts- und dem Messdatenmanagement über die Nominierung sowie die Mehr- und Mindermengenbilanzierung bis hin zum Reporting. Aber auch der elektronische Datenaustausch mit den Marktpartnern wird künftig – wie auch im Strommarkt – eine zentrale Rolle spielen. Dazu kommen beim Verteilnetzbetreiber die Allokation, die Netzbilanzierung sowie der Bilanzausgleich, während auf Lieferantenseite das Thema Prognose von besonderem Interesse ist.

Wie die Erfahrungen aus dem Strommarkt zeigen, entwickeln sich dabei die IT-Anforderungen dieser beiden Marktrollen zunehmend eigenständig. Das bedeutet, dass ein EDM-System aus Sicht des Netzbetreibers ganz anders aussehen sollte als aus Sicht eines Lieferanten, auch wenn beide Seiten die Querschnittsfunktionen eines solchen Systems in ähnlicher Weise nutzen. Wer hier dennoch weiterhin auf die Vorteile und Synergien einer einheitlichen Lösung setzen möchte, sollte darauf achten, dass die eingesetzte Software beide Sichtweisen gleichermaßen unterstützt. Lösungen, die eher auf den Netzbereich ausgerichtet oder eher vertriebslastig sind, werden mittelfristig auf wenig Akzeptanz auf der jeweiligen "Gegenseite" stoßen. Zudem bleiben so viele Potenziale für die Optimierung der Prozesse im Unternehmen ungenutzt, da sie von diesen Systemen nicht entsprechend unterstützt werden.

Externes statt internes Know-how

Für kleinere Gasversorger oder solche, welche nicht über die personellen Ressourcen mit dem entsprechenden Know-how verfügen, bleibt der Betrieb eines solchen Systems dennoch eine Herausforderung. Denn die Ansprüche, die eine derartige Lösung stellt, sind deutlich gewachsen. Für diese Gasversorger gibt es jedoch inzwischen zahlreiche Alternativen, bei denen die Prozesse teilweise oder ganz über einen Dienstleister wie Visos abgewickelt werden. Dessen Leistungen können dabei in ganz unterschiedlicher Intensität genutzt werden, etwa in Form des Application Service Providing (ASP), des Bu-

Business Service Providing (BSP) oder des Full Service Providing (FSP). Beim Application Service Providing wird die Softwarelösung zentral betrieben und als "Dienst" zur Verfügung gestellt. Damit entfällt der Aufwand für die Pflege und die Administration des Softwaresystems. Im Falle des Business Service Providing setzt der Dienstleister als Serviceleistung sämtliche relevanten Prozesse wie Kapazitätsmanagement, Allokation, Netzbilanzierung oder Nominierung um. Das Full Service Providing geht noch einen Schritt weiter. Hier werden der Betrieb des Systems sowie die EDM-Prozesse in Form einer Dienstleistung komplett bei einem Dienstleister wie etwa der VISOS abgewickelt. Damit können gerade kleinere Unternehmen der Gaswirtschaft den Aufwand, eine eigene Lösung zu betreiben und entsprechendes Know-how aufbauen zu müssen, einsparen. Oder sie übertragen dem Dienstleister nur für eine erste Startphase die Abwicklung

sämtlicher Prozesse und nutzen diese Zeit, um eigenes Know-how aufzubauen. Anschließend besteht so die Möglichkeit, die Abwicklung der Prozesse schrittweise ins eigene Unternehmen zurückzuholen.

Der Gasmarkt braucht keine eigenen Lösungen

Die Erfahrungen aus den umliegenden Ländern zeigen, dass es möglich ist, für die Rollen Netz und Vertrieb im Gasmarkt einheitliche EDM-Lösungen einzusetzen und mit Systemen zu arbeiten, wie sie heute im Strommarkt üblich sind. Dafür sollte jedoch die Möglichkeit bestehen, für Netz und Vertrieb jeweils rollenspezifische Ausprägungen durch die Konfiguration und die rollentrennte Integration zu schaffen. Deswegen sollten Anwender vor einer Produktentscheidung sorgfältig prüfen, ob die Lösung flexibel an die Marktentwicklung bei Strom und bei Gas angepasst werden kann und ob dies

durch einfache Konfigurationsänderungen beziehungsweise Customizing geschehen kann. Von Lösungen, bei denen derartige Änderungen nur durch Neu- oder Zusatzprogrammierungen umgesetzt werden können, ist dagegen abzuraten. ■

zur Person

Marcel Würmli

- Jahrgang: 1956
- derzeitige Funktion: Geschäftsleiter VISOS AG
- Ausbildung/Studium: Elektr.-Ing. HTL, FH Rapperswil
- Leiter Marketing und Vertrieb bei Enermet AG
- Product Manager Lastmanagementsysteme bei Zellweger AG
- HW- und SW-Entwicklung, Projektleiter in diversen Industrien