



Bild: Ushuaia ET/Pixelio

Es kommt auf die Details an

Business Intelligence Geringere Margen im Energiehandel, stärker schwankende Einkaufspreise. Alles gute Gründe für ausgefeilte Business Intelligence im Vertriebs- und Risikomanagement von Energiedienstleistern.

»Steuern Sie schon oder reporten Sie noch?«, sagt mit Blick auf die vielerorts noch nicht ausgeschöpften Möglichkeiten Christian Gratz, Solution Architect beim Hallenser IT-Energiedienstleister Gisa, Mitte September auf dem Business-Intelligence-Kongress in Leipzig.

Noch immer, so kritisiert Gratz, würden vielerorts Daten in verschiedene, nicht kompatible Tools manuell eingegeben und daraus mühsam eine Flut von Berichten generiert. »Wir haben das realistische Ziel, dass eine weitgehend automatisierte, integrierte Kostenträgerrechnung ohne Medienbrüche von den zuständigen Fachabteilungen gepflegt werden kann.«

Daraus lasse sich ein flexibles Reporting für die unterschiedlichen Führungsebenen abrufen, das die Grundlage für einen integrierten Ansatz für das betriebliche Controlling und die Vertriebssteuerung biete, so Gratz in seinem Vortrag. Mit dem von Gisa angebotenen Softwarepaketen TP SAP Betriebswirtschaft sowie TP SAP BW Energiewirtschaft lassen sich solche Prozesse bis hin zu einem Ad-hoc-Reporting darstellen, ohne dass ständig ein IT-Fachmann dazuge-

holt werden muss. Auch die Verteilung von Vertriebsgemeinkosten auf verschiedene Kostenträger kann damit automatisiert werden. Ein solches Management Cockpit haben inzwischen die Pfalzwerke implementiert, allerdings auf der Basis von arcplan enterprise. Viktoria Bechfeld und Andreas Keck berichten, wie damit sowohl die Steuerung als auch die Berichte an die Unternehmensleitung deutlich effizienter erfolgen können.

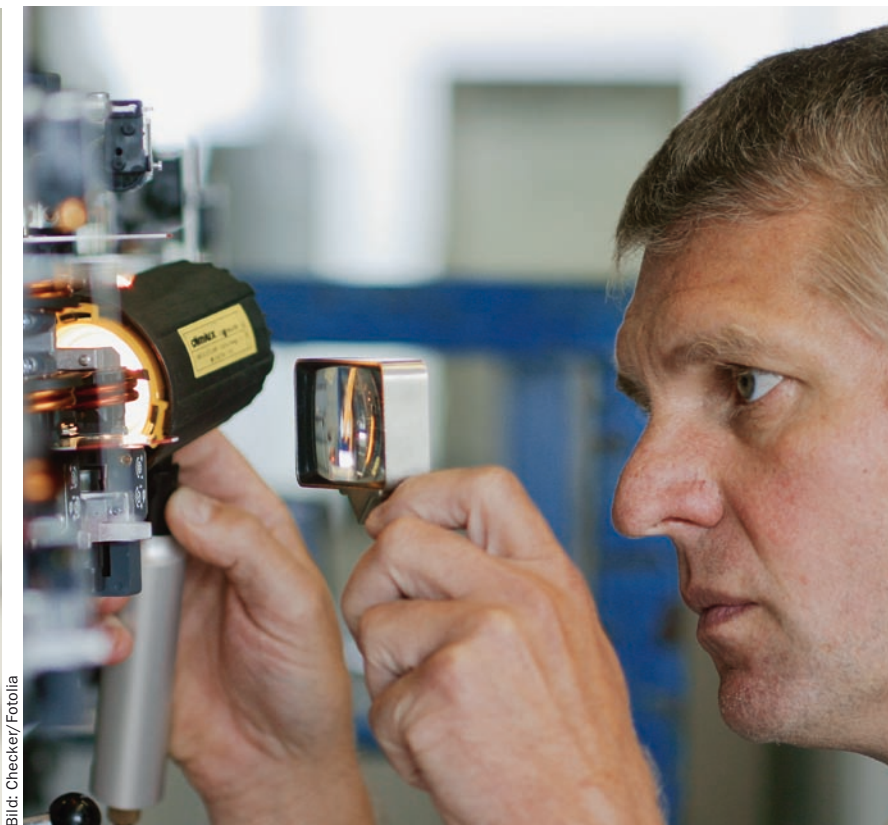
PROJEKT MANAGEMENT COCKPIT

»Wir haben eine sehr große, immer weiter anwachsende Datenflut aus allen Erfassungsebenen. Die Kunst besteht darin, diese Informationen so aufzubereiten und zu filtern, dass die Entscheider daraus die relevanten Informationen für die Unternehmenssteuerung erhalten«, sagt Bechfeld. Keck ergänzt, dass bis zur Umstellung monatliche Berichte über 40 Seiten erstellt wurden, was dann aber entweder zu Informationsverlusten oder zu einem immensen zeitlichen Aufwand bei den Entscheidern führte. 2009 startete daraufhin das Projekt Management Cockpit auf der Basis von

SAP3, das einen spezifischen Zugriff auf Berichte für Vorstände, Abteilungsleiter und Controller ermöglicht – mit unterschiedlichen Umfängen, Bereichen und Detaillierungen. Im Wesentlichen gleich sind die Ausgangsbilder mit den Kennzahlen, Plan/Ist-Vergleich des EBIT sowohl als Balken, Verlaufskurven als auch mit eingebundener Ampelsystematik.

Mit den entsprechenden Zugriffsberechtigungen können dann weiterführende aufbereitete Daten, etwa über den Cashflow zwischen den Konzerntöchtern und -bereichen beziehungsweise der Muttergesellschaft, abgerufen werden. Diese Informationen werden vom Management Cockpit zudem automatisch zu Teilberichten aufgearbeitet, die abruf- und ausdrückbar sind – auch für frei wählbare Berichtsperioden. Selbstverständlich lassen sich die Kennzahlen mit frei wählbaren Vergleichszeiträumen vergleichen.

Die intelligente Steuerung von Prozessen gilt aber nicht nur innerhalb von Unternehmen als Herausforderung, sie ist zudem durch den Trend zur Dezentralisierung in der Energieerzeugung ein wichtiger Be-



Präzision: Intelligente Analyse- und Steuerungstools setzen Aufgeschlossenheit und neue Ideen im gesamten Unternehmensmanagement voraus.

Bild: Checker/Fotolia

Bild: RWE

standteil dessen, was heute als Smart Energy Solutions bezeichnet wird. Martin Loßner von der ECG Erdgas Consult in Leipzig sieht für die Zukunft ein intelligentes System aus einer Verbindung von gesteuertem Netz, der dezentralen Anlagen und Smart Metering – also der gesteuerten Endverbraucherstufe. Das dürfte letztlich durch ein entsprechendes Entgeltsystem durchgesetzt werden. Für Stadtwerke bedeute dies unter anderem, die Wertschöpfungskette um den Bereich Dienstleistungen zu verlängern und gleichzeitig zu verbreitern. »Versorger mit eigenem Netz werden nicht umhin kommen, in Smart Grid und Smart Metering zu investieren«, so Loßner. Dass derzeit die Rahmenbedingungen alles andere als die notwendige Sicherheit bieten, sei allerdings ein Problem, sagt Loßner.

Dennoch bleibt ein großes Potenzial: für gewerbliche und sogar private Kunden können Lastverschiebungspotenziale ermittelt und erschlossen werden, die Datenverarbeitung in Echtzeit kann umgesetzt werden, vorhandene Energieerzeugungsanlagen, etwa BHKW, lassen sich durch die Bündelung der Kapazitäten auch im Direktvermarktungsbetrieb nutzen.

CONTRACTING-MODELLE

Hier haben sich insbesondere Contracting-Modelle in den letzten Jahren bewährt. Welchen Prozess man sich auch immer zuerst vornimmt, es müssen laut Loßner Kriterien wie die Flexibilität, Prozesssicherheit, Einfachheit, operative Exzellenz und Transparenz betrachtet und angestrebt werden.

Am Ende müsse eine Kosten- und Risikosenkung stehen. Mit den Angeboten der ECG werde das von der Planung über die Steuerung bis zum Monitoring und der Verwaltung optimal abgebildet, sagt Loßner.

Die Stadtwerke Lemgo sind solch ein Versorger, der bereits eine enorme Breite der Leistungen abdeckt. Neben dem klassischen Liefergeschäft für Strom, Gas und Fernwärme beschäftigen sich die Ostwestfalen auch mit Wasser, den Bädern, Verkehr, Parken, Flüssiggas und Contracting. »Wir sind ein umfassender Dienstleister für Kunden, vom Energiemanagement über das Bilanzkreismanagement Biogas bis hin zum Portfoliomanagement bieten wir ein breites Spektrum an«, sagt Matthias Sasse von dem Kommunalunternehmen in Lemgo.

EXAKTE SPITZENLASTPROGNOSE

Eines der Ziele der Stadtwerke ist die genauere Prognose der Spitzenlastgänge, was wiederum in erheblichem Maße die Einkaufspolitik des Unternehmens beeinflusst. Denn bei einem Mehr- oder Minderverbrauch müssen entsprechende Zusatzaufwendungen getragen werden, was bei kleinen Versorgern recht drastisch zu Buche schlagen kann. An einem Beispielkunden mit einem Jahresbedarf von 8,6 GWh verdeutlicht Sasse das Potenzial. Bei einer Spitzenlast von 1.806 kW und 4.761 Arbeitsstunden im Jahr ergibt sich ein Beschaffungspreis von 55,44 € pro MWh. Doch in der Praxis zeigten sich dann die durchaus üblichen Abweichungen, zunächst die von der Einkaufskalkulation gegenüber der Kurzfristprog-

nose: Der Kunde lag mit 391 MWh unter der Verbrauchsprognose, der Zu- und Verkauf einzelner Spitzen über die EEX am 15-Minuten-Markt brachte in der Summe einen Überschuss. Doch anhand des tatsächlichen Verbrauchs ergaben sich Abweichungen, die zwar im gemessenen Viertelstundenrhythmus alle im 10%-Bereich lagen und kumuliert nur 57 MWh ausmachten, aber dennoch teuer wurden.

Denn die im Kurzfristhandel beschaffte Ausgleichsenergie schlug mit 229 € je MWh und insgesamt 13.057 € ein Leck in die Bi-

»Es braucht ein verlässliches Managementsystem, um **den Verbrauch und die Prognosen** dicht beieinander zu halten.«

Matthias Sasse, Stadtwerke Lemgo

lanz. Hier helfe nur, gemeinsam mit dem Kunden die Abweichungen zu analysieren, damit diese beim Lastgang weitgehend vermieden werden können. »Unser Fazit ist, dass wir nicht jeden Kunden um jeden Preis behalten wollen, dass wir aber ein verlässliches Managementsystem mit Transparenz brauchen, um den Verbrauch und die Prognosen möglichst dicht beieinander halten zu können«, so Matthias Sasse.

Manfred Schulze

www.bi-energie-kongress.de