

IT in der liberalisierten Energiewirtschaft

Autor(en): **Warnat, Holger / Urbani, Claude**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **98 (2007)**

Heft 9

PDF erstellt am: **13.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-857444>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

IT in der liberalisierten Energiewirtschaft

Vom Datenaustausch zur multilateralen Marktkommunikation

Die kommende Liberalisierung des Strommarktes bringt grössere Investitionen in die Informationstechnik mit sich. Ein automatisierter und einheitlicher Datenfluss zwischen den Beteiligten ist Voraussetzung für effektiven Wettbewerb im Strommarkt. Anstelle der monatlichen oder halbjährlichen Zählerablesung wird zukünftig der Lastverlauf genau erfasst. Dies verursacht nicht nur Kosten, sondern schafft auch das Potenzial für neue Produkte. Auch mittelgrosse Energieversorger können diese Möglichkeiten nutzen und sich bei den Grossen einreihen – zum Beispiel mit Onlineportalen für die Kunden, damit diese die Energie dann verbrauchen, wenn sie günstig ist. Oder mit günstigen Tarifen für Kunden, die ihren Verbrauch genau vorher-sagen.

Am 23. März wurde das neue Stromversorgungsgesetz (StromVG), das in der Schweiz die Voraussetzung für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt schafft, vom National- und Ständerat ver-

Holger Warnat, Claude Urbani

nehmfasst. Die Inkraftsetzung ist nach Ablauf der Referendumsfrist auf den 1. Januar 2008 geplant. Wie in vielen Ländern Europas soll der Elektrizitätsmarkt zunächst für die Grosskunden >100 MWh/a geöffnet werden. Erst in einem zweiten Schritt, fünf Jahre später, können die kleineren Gewerbetunden <100 MWh/a und Privathaushalte (Kleinkundensegment) ihren Anbieter frei wählen.

Damit im Zuge der Marktöffnung keine neuen Stromleitungen von den Kraftwerken zu den Verbrauchern gebaut werden müssen, regelt das Gesetz die Netznutzung. Die regionalen Energieversorger müssen ihre Netze für Dritte öffnen, um Strom «fremder» Energielieferanten an deren Kunden zu verteilen. Verständlicherweise sieht der bisherige Versorger das nur ungern, weil ihm ein Teil der Wertschöpfung abhandekommt. Die Versuchung, durch hohe Netznutzungsgebühren oder administrative Hemmnisse die Fremdversorgung zu behindern, muss daher durch einen Regulator und entsprechende gesetzliche Regelungen verhindert werden. Der Regulator hat die Aufgabe, für angemessene und diskri-

minierungsfreie Gebühren zu sorgen; weiterhin muss er darauf achten, dass der Fremdlieferant nicht durch unvorteilhafte Prozesse benachteiligt wird. Der Datenaustausch muss also geregelt und automatisiert werden, damit der fremde Energielieferant eine funktionale Marktschnittstelle zum Verteilnetzbetreiber erhält.

50% der Grosskunden wechseln

Die Erfahrung in europäischen Ländern zeigt, dass sich – wenn auch mit Anlaufschwierigkeiten – ein Markt für die Grosskunden bildet. Die Fremdversorgungsquote liegt bei fast 50%, wobei auch diejenigen Kunden vom Wettbewerb profitieren, die bei ihrem Energielieferanten bleiben. Anders sieht die Situation bei den Haushaltskunden aus. Als einziges Marktmittel wirkt hier der Preis, eine weitere Produktdifferenzierung ist allenfalls über zielgruppenbeschränkte Ökostromprodukte möglich. Wenn jedoch die Margen unter Druck geraten, siegt bei vergleichbaren Beschaffungspreisen letztlich der Anbieter mit den geringsten Prozesskosten. Dies ist in der Regel der lokale Netzbetreiber und Energielieferant. Denn er hat bereits alle Daten für die Netznutzung in seinen Systemen.

Ein effektiver Wettbewerb im Kleinkundensegment findet also erst statt, wenn der externe Energielieferant und das lokale Versorgungsunternehmen dieselbe Marktschnittstelle für die Kommunikation verwenden. Dies ist in der EU noch nicht

umgesetzt. In Deutschland müssen die Netzbetreiber erst 2007 elektronisch kommunizieren. Das Auftrennen der unternehmensinternen Datenflüsse zwischen Netzbetreiber und Energielieferant muss bis 2009 umgesetzt werden.

Für eine Marktöffnung bei den Kleinkunden braucht die Energiebranche also eine verbindliche Regelung für die Prozessabwicklung und die elektronische Abbildung der Kunden. Dabei gibt es Alternativen zur multilateralen Kommunikation (jeder mit jedem). Die Niederlande kennen ein zentrales «Energy Clearing House», das mit klaren, transaktionsorientierten Nachrichten eine zentrale Drehscheibe für Netzbetreiber und Energielieferanten anbietet.

Mehr Daten erfassen und weitergeben

Die Anforderungen der Strommarkliberalisierung an die Informationssysteme sind hoch. Die Energieversorger müssen wesentlich mehr Daten austauschen und Informationen externen Personen zugänglich machen: den Kunden und Endverbrauchern, den Energielieferanten, Händlern, Erzeugern, Übertragungsnetzbetreibern, Bilanzkreisverantwortlichen usw. (Bild 1). So müssen die Unternehmen beispielsweise ab 2008 die Rechnungen der Netznutzung getrennt von der Stromlieferung an ihre Kunden fakturieren (buchhalterisches Unbundling).

Auch intern werden mehr Daten erhoben: Der höher werdende Konkurrenzdruck ruft nach finanz- und energiewirtschaftlichen Führungs- und Transaktionssystemen, um die Tarifstrukturen im freien Wettbewerb zu optimieren.

Mit der getrennten Verrechnung von Energie und Durchleitung muss zudem das Geschäfts- und Führungsmodell angepasst werden für eine optimale finanzielle Führung unter den neuen Rahmenbedingungen. Es wird in vielen Fällen eine Anpassung der Kosten-Leistungs-Rechnung nötig werden. Die finanzielle Performance der Geschäftsbereiche und Anlagen muss besser ausgewiesen werden, um die Investitionen zu optimieren.

In Deutschland hat man sich bei der Gestaltung der Fremdbelieferung an die konventionellen Prozesse im Bereich der Netznutzung gehalten. So wird beispielsweise

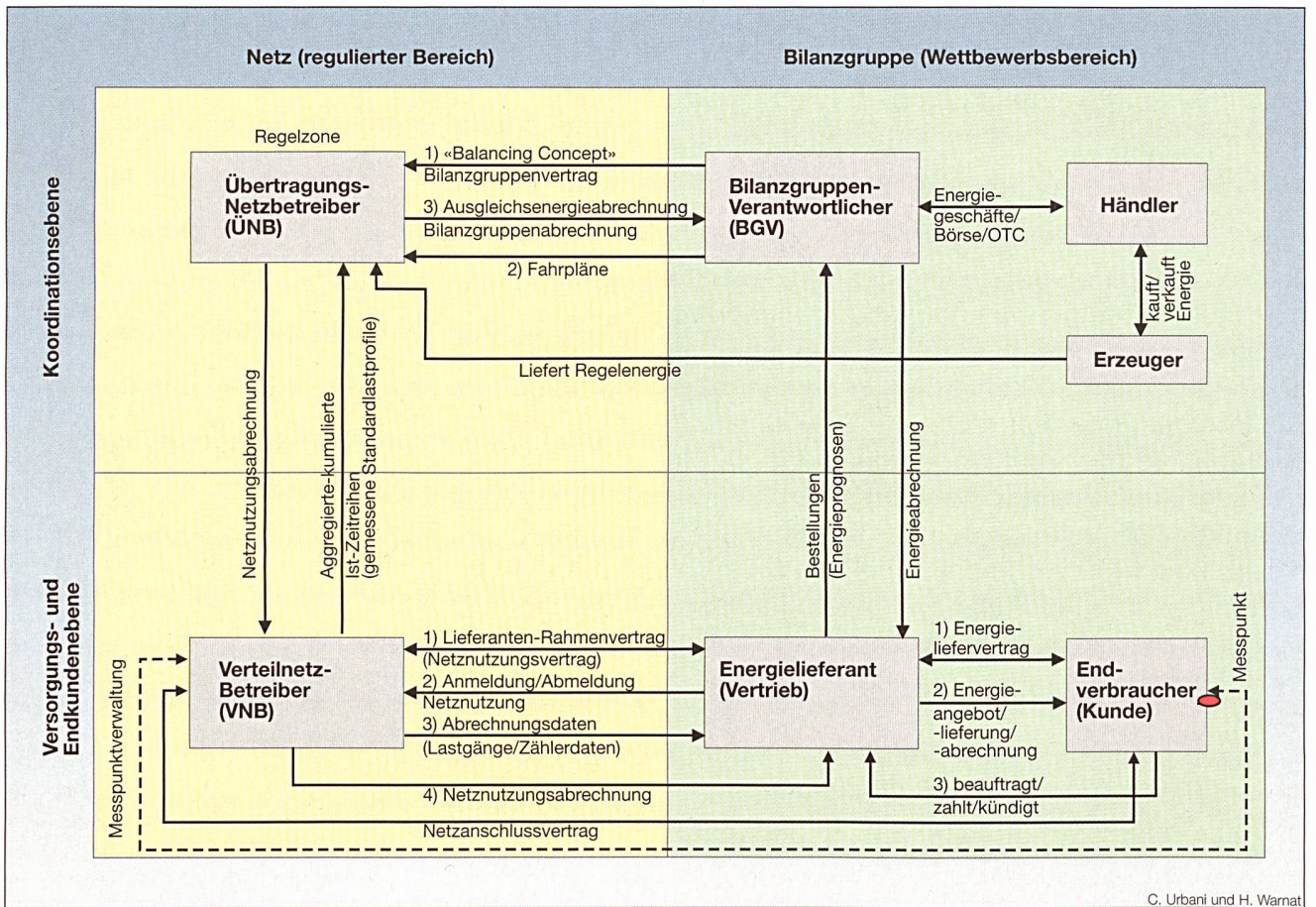


Bild 1 Akteure, Verträge und Bottom-up-Prognose

fachbeiträge

der Fremdlieferant mit technischen Daten zur Abnahmestelle versorgt. Der Fremdlieferant muss über einen Zählerwechsel und die Zählerstände beim Ein- und Ausbau informiert werden. Dies führt zu einem unnötigen Datenaustausch. Noch komplexer ist die Ermittlung der Abrechnungsdaten: Die Netznutzung wird zunächst als Abschlag berechnet; erst nach der Ablesung erfolgt eine genaue Abrechnung unter Berücksichtigung der geleisteten Abschlagszahlungen. Die Energie wird nach Standardlastkurven monatlich berechnet und ebenfalls nach der Ablesung mit einer Mehr-/Mindermengen-Abrechnung korrigiert. Dies erzeugt Aufwand beim Netzbetreiber und beim Fremdlieferanten. Das Verfahren ist zudem fehleranfällig und ermöglicht kaum einen Vergleich der Kennzahlen zur Energie und Netznutzung.

Von derart komplexen Vorgehensweisen ist man in der Schweiz bereits ein Stück abgerückt. So sollen nur die Abrechnungsdaten, nicht aber die Zählerstände der Haushaltkunden übertragen werden. Um den Anforderungen des buchhalterischen Unbundlings und der fremden Netznutzung gerecht zu werden, müssen die Energieversorgungsunternehmen vorerst ihre Tarife der bisher integrierten Energie- und Netz-

produkte für vollversorgte Kunden ändern, damit die Rechnungsanteile für Energie und Netznutzung im Abrechnungssystem separat erhoben werden können. Allerdings sind die Regelungen zur Abrechnung der Netznutzung noch nicht abschliessend bestimmt. Die Energieabrechnung soll durch einen Balancing Code geregelt werden. Zurzeit liegt erst ein Balancing Concept vor. Vor der Marktöffnung müssen diese Regelungen noch getroffen und implementiert werden. Dies gilt insbesondere für die Schweiz, die für den Abgleich der geplanten Verbräuche (Fahrpläne) mit den tatsächlichen Verbräuchen zuständig ist.

Die Auswirkungen auf die Energiebranche

Der Energielieferant kann zukünftig Kunden in jedem beliebigen Verteilnetz gewinnen. Dazu muss er mit dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber einen Vertrag über die Netznutzung abschliessen. Dieser Vertrag regelt die Vergütung und die organisatorischen Rahmenbedingungen, soweit diese nicht bereits durch allgemein verbindliche Marktregeln definiert sind. Wenn die Energielieferung im Rahmen von All-inclusive-Verträgen erfolgt, muss die Netznutzung im

Rahmen der Angebotskalkulation berücksichtigt werden, da sie im Endpreis bereits enthalten ist.

Jedes Verteilnetz befindet sich in einer Regelzone. Der zuständige Regelzonenbetreiber sorgt operativ für den Ausgleich der geplanten Lieferung und des tatsächlichen Lastflusses im Netz durch Bereitstellung von Regelernergie; in der Schweiz ist dies Swissgrid. Die wirtschaftliche Zuordnung der Energieflüsse zu den Marktteilnehmern wird vom Übertragungsnetzbetreiber in seiner Rolle als Bilanzkoordinator durchgeführt. Hier liegt der grosse Unterschied zur bisherigen Praxis: Wurden bisher die Energiemengen «top-down» vom Übertragungsnetzbetreiber bis zum Endverteiler weiterbelastet, so gilt dies zukünftig nur für die regulierten Netznutzungsentgelte. Die Energiemengen werden unabhängig vom Verteilnetz zu einem Verrechnungskonto eines jeden Marktakteurs auf der Ebene der Regelzone zusammengeführt. Diese Konten nennen sich Bilanzgruppen. Der Energielieferant plant also seinen Absatz und seine Beschaffung auf der Ebene von Regelzonen. Diese Planungen werden zwischen den Marktakteuren (Energielieferanten, Erzeugern, Händlern) mit der Koordinierungsstelle (ÜNB) aus-

getauscht. Jeder Marktteilnehmer muss dabei für eine ausgeglichene geplante Energiebilanz sorgen. Diese Planungen werden im Rahmen des Fahrplanmanagements zwischen den Akteuren abgestimmt und dem ÜNB kommuniziert. Dieser Prozess wird mit der Marktöffnung neu geregelt; Swissgrid soll die zentrale Bilanzkoordination für die gesamte Schweiz übernehmen. Bisher waren in der Schweiz sechs Bilanzzonen für diese Aufgaben zuständig; lediglich der Energiefluss zwischen den Bilanzzonen und dem Ausland wird bereits heute von Swissgrid abgewickelt.

Der Energielieferant muss daher neu eine Prognose für alle seine geplanten Ausspeisungen bereitstellen. Diese ist offensichtlich nicht mehr identisch mit der Energieabgabe in einem Verteilnetz. Ist der Energielieferant gleichzeitig Verteilnetzbetreiber, so kann er seinen Energiebedarf ermitteln, indem er die Netzlast prognostiziert und dann die Prognose um die Mengen der Fremdlieferanten in diesem Netz reduziert. Diese Vorgehensweise ist jedoch problematisch, weil sich der Energielieferant dabei auf Daten des Netzbetreibers stützt, die er in seiner Rolle als Energielieferant im liberalisierten Markt nicht kennen dürfte. Mit weiterer Entwicklung des Marktes werden die Energielieferanten daher zukünftig die Verbräuche der einzelnen Kunden planen müssen, um diese dann auf Regelzonenebene zu aggregieren. Dies nennt sich dann Bottom-up-Prognose (Bild 1).

Lastgang online ablesen

Der Energielieferant empfängt die tatsächlichen Lastgänge seiner Kunden vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber; er liest die Zähler seiner Kunden also nicht selber ab (Bild 2). Dennoch ist er dank Datenaustausch stets über den Vortagesverbrauch seiner Kunden informiert und kann z.B. in Kälteperioden kurzfristig seine Prognosen anpassen. Am Monatsende schickt der Verteilnetzbetreiber die abrechnungsrelevanten Daten an den Energielieferanten und stösst dort die Fakturierung an. Dabei bilden nicht mehr Zählerstände, sondern die gemessenen Lastkurven die Basis. Damit

sind zukünftig auch Produkte abrechenbar, die den Energieverbrauch stundenweise bewerten. Mit diesem sogenannten Real-Time-Pricing werden Anreize für den Endkunden geschaffen, Energie angebotsgerecht zu konsumieren. Auf der Energierechnung wird also zukünftig nicht mehr der Zählerstand ausgewiesen werden, sondern eine Tabelle mit den einzelnen Punkten der Lastkurve. Diese Daten können der Rechnung beigelegt oder im Internet zur Verfügung gestellt werden. Es ist offensichtlich, dass all dies mit den bisherigen Abrechnungssystemen nicht möglich ist.

Für die Abweichungen der tatsächlichen Verbräuche von den vorher gemeldeten Fahrplänen hat der Regelzonenbetreiber Ausgleichsenergie geliefert. Diese wird im Rahmen der Bilanzkoordination den Marktakteuren zugeordnet. Dieser Prozess wird Ausgleichsenergieabrechnung genannt. Verständlicherweise müssen für kurzfristige Lastabweichungen Kraftwerkskapazitäten vorgehalten werden, die schnell einsetzbar sind. Daher ist Regelenergie meist deutlich teurer als die vorherige Beschaffung der prognostizierten Energiemengen; die Möglichkeit für günstige Stromlieferungen hängt also neben der Bezugszeit auch von der Prognostizierbarkeit der Lastkurve ab. Nach Erhalt der Ausgleichsenergieabrechnung kann die Nachkalkulation und das Vertriebscontrolling durchgeführt werden.

All diese Aufgaben müssen von der Informationstechnik unterstützt werden. Die neuen Daten (z.B. Lastkurven und Informationen zu Messpunkten in fremden Netzen) müssen verwaltet und allen weiteren Prozessen zur Verfügung gestellt werden. Waren die Systeme in der Vergangenheit hauptsächlich auf die Ablesung und unmittelbare Abrechnung ausgelegt, sind nun weitere Abläufe abzubilden. Diese werden von einem Energiedatenmanagement-System (EDM) unterstützt (Bild 3). Dabei müssen die Datenströme von und zum Abrechnungssystem sorgfältig modelliert und umgesetzt werden. Die Kraftwerkseinsatzplanung muss ebenso in den Datenfluss integriert werden wie kaufmännische Systeme zur Angebotskalkulation. Da der Absatz nicht mehr identisch mit der Netzlast

ist, müssen Szenarien modelliert werden und diese in die längerfristigen Planungen einfließen. Die Gestaltungsmöglichkeiten bei der Systemausprägung für den Energielieferanten sind erheblich.

Der Verteilnetzbetreiber

Der Verteilnetzbetreiber (VNB) hat im zukünftigen Marktmodell lediglich dafür zu sorgen, dass die Energie sicher zum Kunden transportiert wird. Zusätzlich ist er für die Messeinrichtungen und die Bereitstellung der Messdaten (Lastkurven) zuständig. Für die Ermittlung der Lastkurven und die nachfolgende Verarbeitung im Rahmen der Vollständigkeitsprüfung, Plausibilisierung und Ersatzwertbildung sind massive Investitionen in die Messeinrichtungen und Verarbeitungssysteme erforderlich. Die bisherige Infrastruktur zur Zählerauslesung muss durch ein EDM (Energiedatenmanagement-System) erweitert werden, dass der Zunahme an Komplexität und Volumen gerecht wird (Bild 2). Zur Abgeltung der mit diesen Aufgaben verbundenen Kosten stellt er Netznutzungsrechnungen an die Netznutzer. In der Regel werden dies die Energielieferanten sein. Die Netznutzungstarife in diesem Zwangsmonopol müssen durch einen Regulator überwacht werden, um Missbrauch zu verhindern. Die Netznutzungsbedingungen sollten dabei für alle Netznutzer gleich sein. In der Praxis wird es eine mehrjährige Übergangslösung geben, in der verbundene Unternehmen (gleichzeitige Rolle als Energielieferant und Netzbetreiber) den Datenaustausch technisch intern anders als für externe Energielieferanten abwickeln dürfen. Die Netznutzungstarife müssen sich daher an den Kosten des Netzes orientieren; ein solidarischer Ausgleich bei sehr unterschiedlichen Netzkosten ist bisher politisch noch nicht entschieden worden. Die Tarife müssen am Markt bekannt sein; die Kosten für die Netznutzung müssen ausserdem auf den Rechnungen ausgewiesen werden.

Als neuer Aufgabenblock kommt auf den VNB das sogenannte Netznutzungsmanagement dazu. Er muss jederzeit wissen, welcher Messpunkt in seinem Netz von

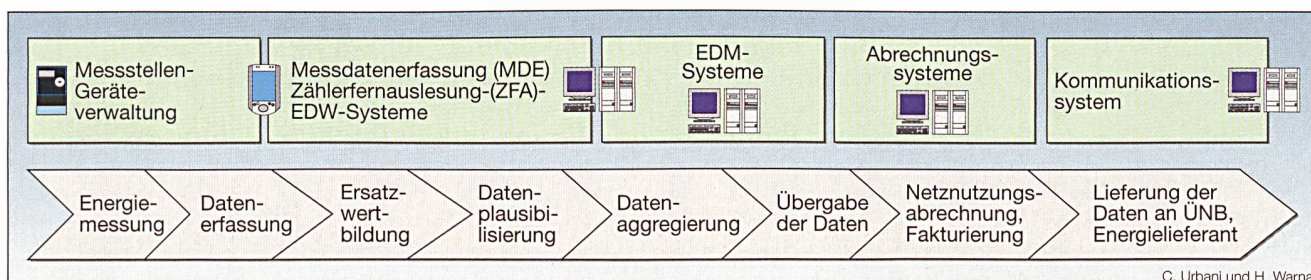
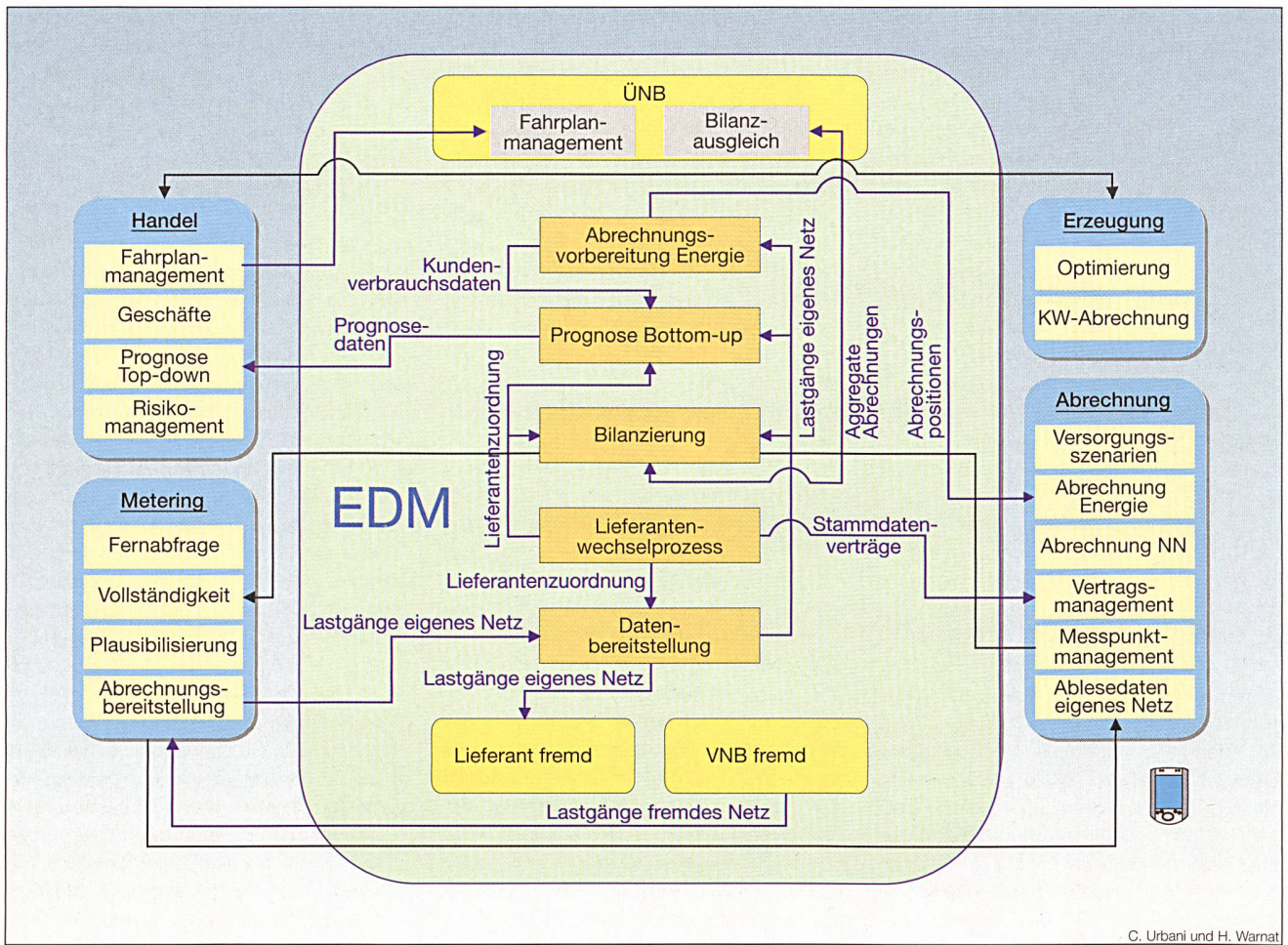


Bild 2 Messdatenbereitstellung beim Verteilnetzbetreiber



C. Urbani und H. Warnat

Bild 3 Neue Anforderungen 2008

fachbeiträge

welchem Energielieferanten beliefert wird. Dazu werden die Lieferantenwechselprozesse durchgeführt. Dabei werden in einem mehrstufigen Verfahren die notwendigen Daten zwischen dem Verteilnetzbetreiber, dem alten und dem neuen Energielieferanten übermittelt. Zweckmässig ist hier der Einbezug des Energiedatenmanagements zur Kommunikation, da dieses sowohl die Messdaten als auch die Netznutzungsverhältnisse kennt. Die zu jedem Zeitpunkt eindeutige Zuordnung eines Messpunktes zum Energielieferanten muss dann in allen weiteren Prozessabläufen korrekt berücksichtigt werden. Dazu gehört neben der oben bereits beschriebenen Messdatenbereitstellung auch die Netznutzungsabrechnung. In diesem Rahmen müssen die kommunizierten Messdaten mit dem Netznutzungstarif bewertet und abgerechnet werden.

Offen heisst nicht unbedingt dereguliert

Die Öffnung des Elektrizitätsmarktes wird gelegentlich auch als Deregulierung bezeichnet. Dies trifft nur bedingt zu. Damit

tatsächlich ein Markt entsteht, muss nämlich der Bereich des natürlichen Monopols – die Übertragungs- und Verteilnetze – streng reguliert werden. Mit dieser Regulierung geht eine Zunahme des Berichtswesens einher. Daten müssen für die Regulierungsbehörde aufbereitet und im Zweifelsfall revisionssicher nachgewiesen werden. Unternehmen, die keine konsistenten Daten liefern können, werden mittelfristig Probleme bekommen. Die Strommengenbilanzen der einzelnen Wertschöpfungsstufen müssen sorgfältig modelliert werden, sodass aussagekräftige und plausible Zahlen geliefert werden. Zu diesen Daten gehört auch die Mengen- und Kostenwälzung der erneuerbaren Energien, deren Anteil an der Stromproduktion zunehmen wird. Aber auch in der Produktion müssen Daten z.B. für CO₂-Bilanzen und Wirkungsgrade nachgewiesen werden. Es ist dabei offensichtlich von Vorteil, wenn die vorgelegten Daten einzelner Unternehmensbereiche deckungsgleich sind. Ebenso wird solides Zahlenmaterial benötigt, um beispielsweise die Zuflüsse zu den Stauseen nachzuvollziehen und so Veränderungen durch den Klimawandel zu er-

kennen und bewerten zu können. Davon können unter Umständen millionenschwere Investitionsentscheidungen abhängen. Es müssen insgesamt mehr Unsicherheitsfaktoren in die Modelle einbezogen werden – ein Risikomanagement ist unabdingbar für das sichere Führen der Unternehmen. Darin müssen Preisrisiken auf der Beschaffungsseite und Marktrisiken durch Kundenverluste auf der Absatzseite berücksichtigt werden; der Betrieb von Kraftwerken ist als Realoption zu berücksichtigen. Der entstehende Marktdruck und die offensichtlich notwendigen Prozesse und Systeme machen deutlich, dass dies alles nur für Unternehmen einer bestimmten Grösse wirtschaftlich sinnvoll ist. Der enge Zusammenhang vieler Daten und Abläufe macht auch eine Auslagerung kompliziert. Dennoch wird intensive Kooperation für viele kleinere Energielieferanten und Netzbetreiber der einzige Weg sein, um bei derart komplexen Prozessen weiter existieren zu können.

Innovationen für den Kunden

Durch die Strommarktöffnung wird bei den Grossverbrauchern der Wettbewerb

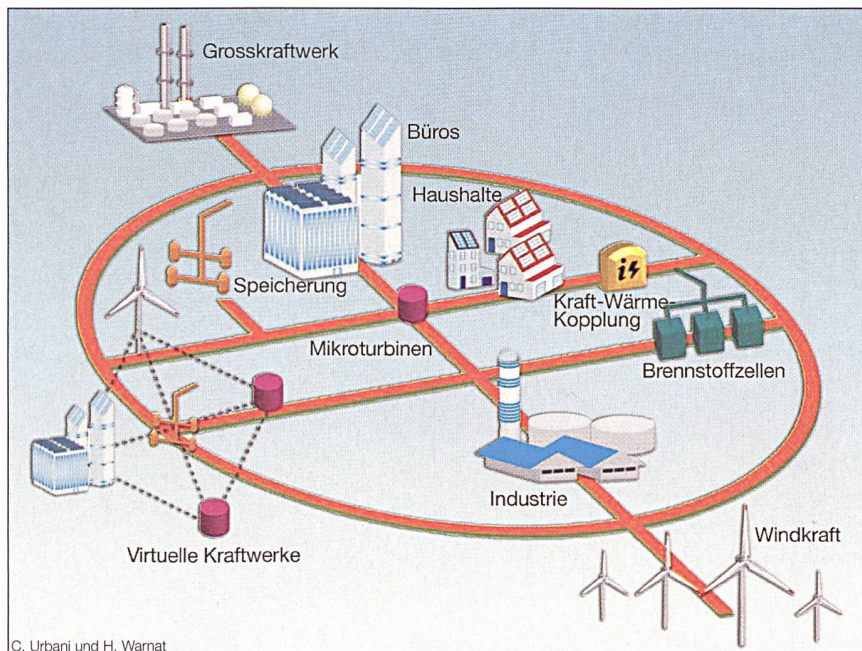


Bild 4 Smart Networks der Zukunft

über den Preis, aber auch über zusätzliche Dienstleistungen stattfinden. Nicht mehr die bloße Abnahmemenge entscheidet, sondern ebenso die Prognostizierbarkeit des Lastverlaufes und die Möglichkeiten, einen Teil des Bezuges in Zeiten mit günstigeren Preisen zu verlegen. Ebenso kann es sinnvoll sein, eine Teilmenge werbewirksam aus umweltfreundlicher Produktion zu beschaffen. Insofern kommt der Strom nicht mehr einfach aus der Steckdose, sondern Zusatzqualitäten werden entwickelt. Will man anspruchsvolle Grosskunden beliefern, muss man diese nachhaltig unterstützen. Dazu kann ein Vertragspreis in Euro oder ein besonderer monatlicher Energiebericht gehören. Wie man erkennen kann, sind dies alles wertvolle Dienstleistungen, die zusätzlich zur Energielieferung erbracht werden müssen. Nur Anbieter, die sich spezialisieren und entsprechendes Know-how aufbauen, werden sich hier dauerhaft behaupten können. Dabei können in der Schweiz insbesondere die grossen Anbieter, deren Auslandstöchter bereits auf freien Märkten agieren, von den dort gesammelten Erfahrungen profitieren.

Bei den mittleren Werken herrscht oft ein bewahrender Geist – obwohl gerade diese ein grosses Potenzial an Kunden hätten und durch die Integration der unterliegenden Endverteiler in die «erste Reihe» der Schweizer Versorger aufschliessen könnten. Diese Situation stellt hohe Anforderungen an das Management, einerseits das Unternehmen in eine neue Welt zu führen und dennoch den Gedanken der öffentlichen Versorgung zu erhalten. Die lokalen und kantonalen Verbundenheiten sowie der

politisch geprägte Führungsanspruch erschweren die Aufgabe zusätzlich.

Von alledem wird der Haushaltskunde zunächst nichts bemerken. Erst fünf Jahre nach der ersten Stufe der Liberalisierung kann er den Anbieter wechseln. Ob er es tut, wurde in vergleichbaren Märkten zunächst nur über den Preis entschieden. Dabei könnten gerade die Haushaltskunden einen erheblichen Beitrag zum Thema Energieeffizienz beitragen. Nicht etwa dadurch, dass absolut weniger Energie bezogen wird, sondern durch zeitliche Verschiebung der Abnahme. Die bisher verwendeten Hoch- und Niedertarifzeiten sind dabei nicht ausreichend. Mit Lastkurvenmessung auch bei Haushaltskunden – genannt Smart Metering – können innovative Produkte platziert werden. Ein millionenschweres Optimierungspotenzial wird dadurch freigelegt. Weiterhin kann die Energielieferung mit weiteren Diensten gekoppelt werden. So kann zusätzlich zur Energielieferung der

Betrieb einer Wärmepumpe einschliesslich der Wartung sowie die gleichzeitige Lieferung von Erdgas zu Vorzugpreisen an der unternehmenseigenen Tankstelle für Gasfahrzeuge zu einem für den Kunden attraktiven Gesamtprodukt gebündelt werden.

Eine besondere Rolle spielt hier die dezentrale Erzeugung elektrischer Energie in Verbindung mit Wärmeanwendungen. Mit der Möglichkeit der Fernsteuerung durch den Energielieferanten können diese Anlagen gemeinsam als virtuelles Kraftwerk betrieben werden (Bild 4). Dies ist erheblich wirtschaftlicher, als die Erzeugung lediglich durch die Wärmenachfrage zu regeln. Der Strom kann zu Hochpreiszeiten erzeugt werden, die Wärme wird gespeichert und später verwendet. Wenn mit solchen Anlagen fehlender Strom aus Windkraftanlagen ersetzt werden kann, wird der weitere Ausbau der Übertragungsnetze vermieden. Solche Szenarien werden als Smart Networks bezeichnet und stellen eine saubere, effiziente Vision der zukünftigen Energieversorgung dar.

Die jetzt anstehende Marktöffnung ist dabei ein erster, notwendiger Schritt auf einem langen Weg in eine nachhaltige, komfortable und leistungsfähige Versorgungszukunft. Der Wettbewerb sorgt dafür, dass der Kunde beim Versorger in den Mittelpunkt gerückt wird und gleichzeitig sinnvolle Investitionen getätigt werden.

Angaben zu den Autoren

Holger Warnat, Studium Wirtschaftsinformatik an der Ruhr-Uni Bochum, ist seit über 10 Jahren mit der Marktöffnung im Energiemarkt beschäftigt. Dabei arbeitet er schwerpunktmässig an den Schnittstellen zwischen Business und Informatik. Er verfügt über Erfahrungen aus allen energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsstufen in 10 europäischen Ländern. Er ist Senior Consultant bei *Global + Partner*, 6330 Cham, holger.warnat@globalpartner.ch

Claude Urbani, Ing. Wirt. EBE FH, ist Vorstandsmitglied der Fachgesellschaft ITG von Electrosuisse. Er leitet, nach mehrjähriger Beratungstätigkeit in Architektur-, Qualitäts- und Prozessmanagement, die Informatik und Organisation der AEW Energie AG. *AEW Energie AG*, 5001 Aarau, claude.urban@aew.ch

Résumé

L'informatique dans l'économie libéralisée de l'énergie

De l'échange de données à la communication de marché multilatérale. La libéralisation prochaine du marché de l'électricité entraînera d'importants investissements dans la technique de l'information. Un échange de données automatisé et unifié entre les intéressés sera la condition d'une concurrence efficace sur le marché de l'électricité. Les relevés de compteurs mensuels ou semestriels seront remplacés par une saisie précise de l'évolution de la charge. Cela ne fera pas qu'entraîner des coûts, mais créera un potentiel pour de nouveaux produits. Les fournisseurs d'énergie de moyenne grandeur pourront eux aussi profiter de ces possibilités et se classer parmi les grands – avec des portails en ligne pour les clients, afin que ceux-ci consomment l'énergie lorsqu'elle est meilleur marché. Ou grâce à des tarifs avantageux pour les clients qui prédisent leur consommation avec précision.

SYSTEM-LÖSUNGEN VON KAMSTRUP

Flexibel, wirtschaftlich und zukunftssicher

Hier nur einige Vorteile:

- Das System ist massgeschneidert und mit PLC, M-Bus, GSM, Funk usw. perfekt auf Ihre Anforderungen abgestimmt.
- Alle gewünschten Zählerdaten sind jederzeit und fehlerfrei auslesbar – wann immer sie benötigt werden.
- Wasser, Wärme, Gas und Elektrizität können mit einem einzigen System ausgelesen werden.
- Kamstrup A/S übernimmt die gesamte Projektleitung – Die Systemübernahme erfolgt nach gemeinsamer technischer Abnahme des Systems.

Lassen Sie sich unverbindlich beraten von uns.



Kamstrup