

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 97 (2006)
Heft: 24-25

Artikel: Unternehmenssteuerung im offenen Energiemarkt
Autor: Kaeser, Andreas
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857758>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 17.03.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Unternehmenssteuerung im offenen Energiemarkt

Ein Vergleich zwischen Deutschland und der Schweiz und Massnahmen

Um ein Unternehmen erfolgreich führen zu können, müssen einerseits der Zustand des Unternehmens (Kennzahlen) und andererseits die steuerbaren Einflussgrössen bekannt sein. Grundsätzlich gilt dies für alle Unternehmen und alle Branchen. Die Öffnung der Energiemärkte und die «neuen» regulatorischen Anforderungen setzen jedoch für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine Zahl von spezifischen Massnahmen voraus.

Während die Mindestanforderungen für die Öffnung der Energiemärkte in der EU durch die EU-Richtlinie 96/92, welche 1999 in Kraft trat, weitgehend vorgegeben sind, versucht die Schweiz seither, ein mit der EU kompatibles und gleichzeitig auf die schweizerischen Ge-

Andreas Kaeser

gebenheiten angepasstes Vorgehen zu etablieren. Dies ist bis heute nicht geglückt: Der erste Anlauf für ein Elektrizitätsmarktgesetz wurde durch das Stimmvolk im Jahre 2002 abgelehnt. Seitdem laufen neue Versuche, eine Marktöffnung mit flankierenden Massnahmen einzuführen. Die Stromdrehscheibe Schweiz soll zuerst gesichert und anschliessend der inländische Strommarkt schrittweise geöffnet werden.

Handlungsbedarf in der Schweiz

Mit einem flexiblen zweistufigen Vorgehen bei der Strommarktöffnung soll den Bedürfnissen ab frühestens 1. Januar 2008 Rechnung getragen werden (Bild 1). Bis zur neuen gesetzlichen Regelung ist die Marktöffnung durch das Kartellgesetz und im Einzelnen durch das Bundesgerichtsurteil vorgegeben und de facto geöffnet.

Die zu erwartenden Regeln sind heute aber noch nicht verbindlich, und der Zeitpunkt des Inkrafttretens neuer Gesetze ist

noch unbestimmt (Bild 2). Ausserdem sind einige Aspekte und Auslegungen noch streitig. Insgesamt fehlt den Unternehmen vonseiten des Gesetzgebers noch der Druck, sich schon heute intensiv auf die Veränderungen vorzubereiten. So widmet man sich naturgemäss prioritär den Aufgaben des Tagesgeschäfts.

Den meisten Unternehmen ist jedoch spätestens seit dem Gesetzesentwurf des Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG) im Jahre 2002 bewusst, das einiges an Arbeit auf sie zukommt und Änderungen bevorstehen. So haben die meisten Unternehmen Liberalisierungsprojekte gestartet und sind Teilaspekte angegangen. Aufgrund von fehlendem Zeitdruck sind diese aber nur zögerlich umgesetzt worden.

Die Themen, die auch auf Schweizer Unternehmen in Sachen Anpassung und

Marktöffnung zukommen, sind jedoch mannigfaltig: das Unbundling, die Netznutzung, der Vertrieb, das Infomanagement wie Energiedatenmanagement (EDM) und Controlling oder der Einkauf (Portfoliomanagement) – um nur einige zu nennen. Den derzeit laufenden Projekten ist häufig eines gemeinsam: Es fehlt die verlässliche Datenbasis, Daten haben nicht die gewünschte Gliederung oder sind sehr aufwendig zu beschaffen.

Das Resultat sind tabellengestützte Einzelanwendungen (Excel-Wälder) mit unterschiedlichen Technologien auf Basis unterschiedlicher Datenquellen. Es wird viel Zeit aufgewendet, um Medienbrüche durch redundante Dateneingabe zu beheben oder einzelne Abfragen oder Auswertungen zu bearbeiten.

Die heutige Situation vieler Schweizer Unternehmen

Der aktuelle Zustand in vielen Schweizer Unternehmen der Energiebranche lässt sich derzeit durch vier Eigenschaften charakterisieren.

- Nur wenige Unternehmen sind in der Lage, ihre Ergebnissituation nach Belieben und jederzeit – und nicht nur im Turnus der regelmässigen Berichterstattung – zu analysieren.
- Kaum ein Unternehmen kann auf seine Daten gezielt z.B. nach Region, Produkt, Kunde, Lieferant oder Projekt zugreifen.
- Die Aufgaben, die im Controlling bewältigt werden müssen – etwa in den



Bild 1 Marktöffnungsschritte für den Schweizer Elektrizitätsmarkt

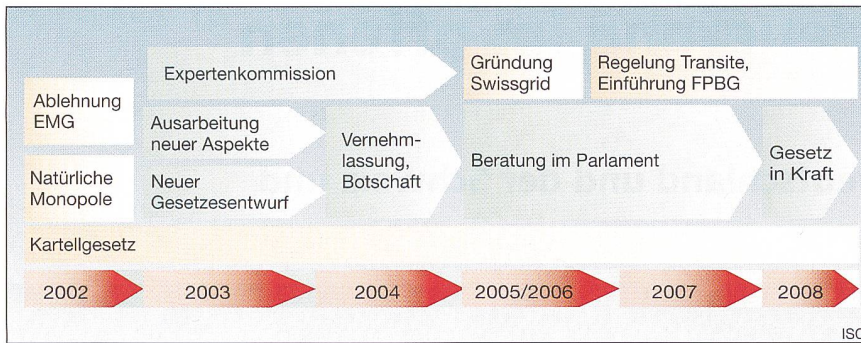


Bild 2 Zusammenstellung der wichtigsten politischen Meilensteine bei der Liberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts

EMG: Elektrizitätsmarktgesetz; FPBG: Fahrplanbilanzgruppe

Bereichen Unternehmensplanung und Budgetierung, Berichtswesen, Analysen sowie Risikomanagement –, nehmen stark zu.

- Chronischer Zeitmangel durch ein umfangreiches «Tagesgeschäft», der durch zahlreiche Sonderaufgaben wie projektbezogene Analysen und Berichte oder die Einführung neuer Software noch verstärkt wird.

Die Marktsituation in Deutschland

In vielen deutschen Stadtwerken war die Informationslage bis vor Kurzem noch ähnlich wie in der Schweiz. Der deutsche Energiemarkt ist dem schweizerischen in Sachen Liberalisierung allerdings einige Schritte voraus. Die Marktöffnung erfolgte bereits 1999, in einer ersten Phase allerdings mit einem sehr umständlichen verhandelten Netzzugang. In einer zweiten Phase – bis Juli 2005 – sollten die Verbändevereinbarungen (VV2+) die Netzentgelte steuern. Dieser Versuch hat allerdings nicht zu der gewünschten Senkung der Netzentgelte ge-

führt. Seit 2005 wird die Netzentgeltung durch einen Regulator, die Bundesnetzagentur (BNetzA¹) geregelt, und per Juli 2005 wurden mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) allgemeine Regelungen für die Umsetzung von EU-Richtlinien in Kraft gesetzt und mit der Netzzugangsverordnung (Strom NZV) und der Netzentgeltverordnung (Strom NEV) Netzzugang und Netzentgelt geregelt.

Die Marktveränderungen in Deutschland und die Vorgehensweise deutscher Energieversorger zeigt, dass die betriebswirtschaftliche richtige Beantwortung der sich aus Marktöffnung und zunehmendem Wettbewerb ergebenden Fragestellungen überlebensnotwendig ist. Controlling-Abteilungen sind daher zunehmend gefordert, die wesentlichen Informationen mithilfe entscheidungsunterstützender Softwaresysteme bedarfsgerecht aufzubereiten.

Voraussetzungen für das Unbundling

Ab 1. Januar 2008 soll die Einführung der Anreizregulierung unter Verwendung der «Revenue Cap»-Methodik² vor sich gehen in zwei Übergangsregulierungs-

perioden (3 Jahre und 3 bis 5 Jahre), gefolgt von jeweils zwei einjährigen Regulierungsperioden unter Anwendung der «Yardstick Competition»-Methodik³.

Kernpunkte der Anreizregulierung

Anreizregulierung ist eine wirksame Methode, um die vermuteten Effizienzreserven der Marktteilnehmer zu heben und diese in Form von Preissenkungen an den Markt weiterzugeben. So wurde in Deutschland bereits im Juni 2006 der Übertragungsnetzbetreiber Vattenfall zu einer Senkung der Netzentgelte um 18% verpflichtet. Weitere Senkungen der Netznutzungsentgelte liegen im Bereich von 20 bis 30% – und dies dürfte erst die Basis für die Kostensenkungen im Rahmen der Anreizregulierung sein. Die erste Regulierungsperiode wird drei Jahre dauern (voraussichtlich 2008 bis 2010).

Die Effizienz der einzelnen Unternehmen wird bei der Anreizregulierung durch ein Benchmarking transparent gemacht, um so die Besten der Branche identifizieren zu können. Der Vorschlag der BNetzA für die Anreizregulierung sieht vor, dass die bestehenden kostenrechnerischen Vorschriften der Entgeltverordnungen zur Bestimmung der Ausgangsniveaus dienen. Als Basis für die Effizienzprüfung wird dabei eine «regulatorische Kostenprüfung» durchgeführt, die Extremwerte erfasst und gegebenenfalls korrigiert.

Zukünftig wird zudem zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren (exogenen) Kostenbestandteilen (EK) unterschieden werden, deren Verzinsung von der BNetzA alle 2 Jahre neu bestimmt werden kann. Schliesslich ist auch die Einführung von Regulierungskontos vorgesehen, um Auswirkungen von Mengenschwankungen (Differenz zwischen

fachbeiträge

	Anforderungen an vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen			
	Rechtliche Entflechtung (§ 7 EnWG)	Operationelle Entflechtung (§ 8 EnWG)	Informationelle Entflechtung (§ 9 EnWG)	Buchhalterische Entflechtung (§ 10 EnWG)
	Trennung des Netzgeschäfts von Produktion und Versorgung ¹⁾	Organisatorische Trennung, Trennung von Leitungsfunktionen, Handlungsunabhängigkeit, Entscheidungsbefugnisse	Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen	Getrennte Kontenführung, Erstellen und Prüfen der Jahresabschlüsse ²⁾ , Offenlegung
Fernleitungs-/Übertragungsnetzbetreiber	x	x	x	x
Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden	Freistellung möglich bis zum 1. Juli 2007	x	x	x
Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden	Freistellung möglich	Freistellung möglich	x	x

¹⁾ eigentumsrechtliche Trennung nicht erforderlich ²⁾ gemäss den handelsrechtlichen Vorschriften

Tabelle Voraussetzungen für das Unbundling bei Unternehmen

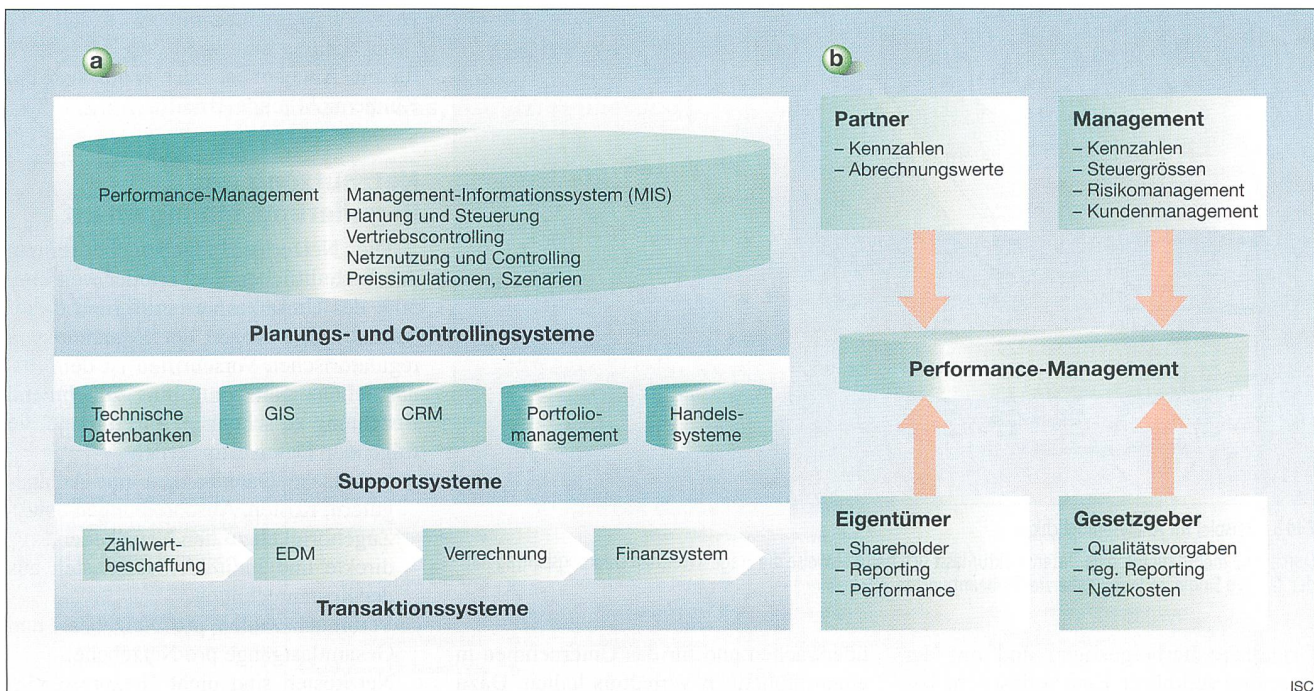


Bild 3 Performance-Management

Bild 3a: Die Systemlandschaft gliedert sich in Transaktionssysteme, Supportsysteme und Planungs- und Controllingsysteme;
Bild 3b: Mittels Performance-Management lassen sich die unterschiedlichsten Bedürfnisse abdecken

zulässigen und tatsächlichen Erlösen) auszugleichen. Der Umfang von vorgeschriebenen Erlösschmälerungen (Revenue Cap) wird sich auf Basis von nachvollziehbaren Effizienzberechnungen ergeben, wobei bei der Berechnung der Erlösanpassungsfaktoren sowohl der sektorale Produktivitätsfortschritt als auch unternehmensindividuelle Effizienzvorgaben berücksichtigt werden.

Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit wird ein Qualitätsmanagement eingeführt werden, dessen Anforderungen von der Grösse des Elektrizitätsversorgungsunternehmens abhängig sind: Bis

10000 Kunden genügt ein Kurzbericht, bis 100000 Kunden wird ein detaillierter Bericht verlangt und darüber ein zertifiziertes QM-System mit jährlichen Berichten an die BNetzA gefordert.

Handlungsfelder

Um ein Unternehmen erfolgreich durch die Marktveränderungen steuern zu können, sollte eine Integration aller strategischen und operativen Controlling-Themen in einer Business-Performance-Lösung angestrebt werden. Hierbei werden die Transaktionssysteme, welche zur Abwicklung des Tagesgeschäfts und als

Datenlieferant agieren, von den Planungssystemen für Controlling, Steuerung und Simulation (Bild 3a) und den Supportsystemen unterschieden.

Den besten Nutzen erbringen die Transaktionssysteme als Datenlieferanten, wenn sie zuerst an die neuen Gegebenheiten angepasst werden. In der Praxis sind die Systeme leider ständigen Veränderungen unterworfen, sodass nicht gewartet werden kann, bis die Transaktionssysteme ihre definitive Form erreicht haben: Man möchte frühzeitig – wenn vielleicht auch in noch etwas grober Form – wissen, was die Durchleitung kostet und welche Geschäfte gewinnbringend sind.

Eine Business-Performance-Lösung (Bild 3b) deckt viele offene Bedürfnisse ab. Sie bezieht dabei die aktuellen Daten automatisch aus den führenden Systemen (meist Transaktionssysteme). Einige zentrale Aspekte eines Energieversorgers sind dabei neben Unternehmensplanung, Steuerung, Controlling und Reporting (Aktionäre, regulatorische Pflichten) auch das Vertriebscontrolling, die Angebotsberechnung, die Netznutzung (Entgelte und Preise) und Simulationen und Szenarien.

Die Unternehmensplanung

Die Unternehmensplanung beginnt beim Erstellen des Mehrjahresplans und der jährlichen Budgetierung. Für die Planung werden die Vergangenheitsdaten als

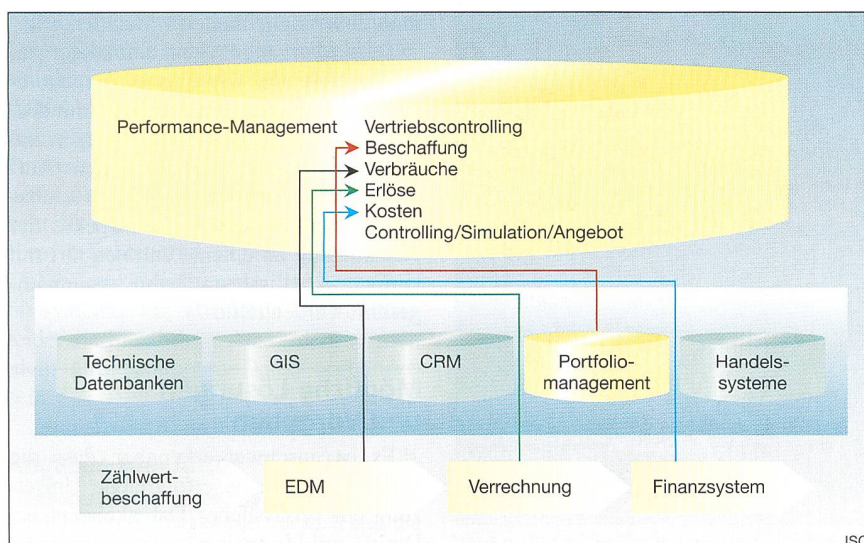


Bild 4 Datenquellen, auf die das Vertriebscontrolling zugreift

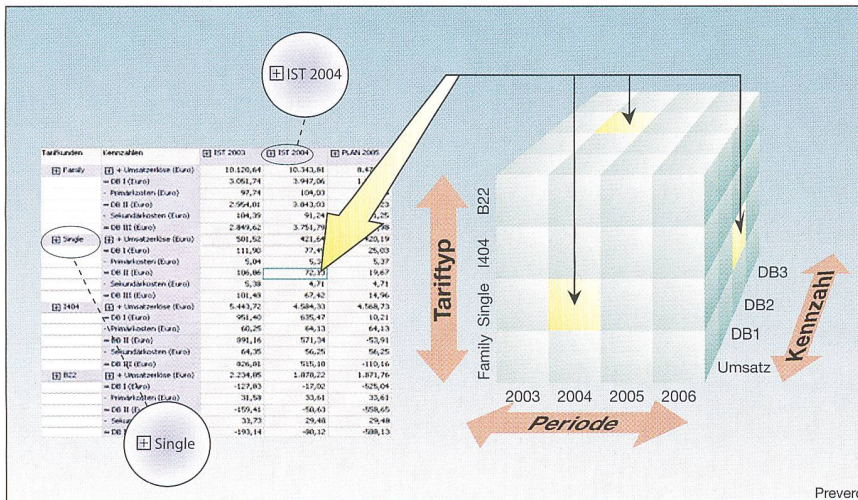


Bild 5 Beispiel für Analysemöglichkeit

Durch eine mehrdimensionale Datenstruktur lässt sich beispielsweise die Frage «Welchen Deckungsbeitrag hat der Tariftyp Single im Jahr 2004 erzielt?» beantworten

Grundlage herbeigezogen und mit der Prognose verknüpft. Eine verlässliche Ist-Situation ist dabei Voraussetzung. Sind die Daten einfach zugänglich – wenn möglich direkt aus den Transaktionssystemen –, so ist gewährleistet, dass die Planung mit aktuellen Werten und für alle Beteiligten auch von derselben Datenbasis aus geschehen kann. Für die Zukunftsaussichten wird mit verschiedenen Szenarien gearbeitet.

Ist die Planung und Budgetierung im Performance-Management-System abgeschlossen, stehen die Daten automatisch im nächsten Jahr als Controllingdaten für den Soll-Ist-Vergleich zur Verfügung. Eine monatliche oder auch kurzfristige Überwachung ist somit ohne grossen Aufwand zu machen. Werden diese Daten geeignet aggregiert und ausgewertet, so steht mit minimalem Aufwand ein aktuelles Management-Informationssystem zur Verfügung.

Das Vertriebscontrolling

Mit der Marköffnung werden die bis anhin eher trägen Einflussgrössen massiv dynamischer. Dem Energieversorger waren die Endverbraucher im eigenen Absatzgebiet sicher zugewiesen. Der Verbrauch der Kunden war damit die einzige Variable, welche sich auf die Auftragslage der Unternehmen auswirkte. Ähnlich stabil zeigte sich auch die Einkaufsseite, welche höchstens eine jährliche Anpassung beinhaltete.

Mit der Marköffnung können Endverbraucher abspringen, neue Kunden dazu gewonnen werden, und der Energieeinkauf muss im Volumen mit dem dynamischeren Absatzmarkt angeglich werden. Das heisst, das Controlling muss Einkauf, Betriebskosten und Verkauf

überwachen und für das Unternehmen in einem günstigen Verhältnis halten. Dazu werden wiederum Verbrauchs- und Kostendaten aus den Transaktionssystemen benötigt und mit den Plandaten kombiniert. Das Vertriebscontrolling ist in Bild 4 dargestellt.

Mit einer flexiblen Lösung lassen sich dann die Fragen nach dem Deckungsbeitrag eines bestimmten Tariftyps (Bild 5), nach den umsatzstärksten Kunden, der Entwicklung der Kunden oder der spartenübergreifenden Performance eines Kunden beantworten.

Die Auswertungen dienen als Retrospektive, um Massnahmen für die Zukunft ergreifen zu können. Mit dem flexibleren Angebotszyklus werden diese Kenntnisse aber direkt für die Angebotskalkulation verwendet. Basierend auf aktuellen Daten ist somit bereits in der

Angebotsphase bekannt, was der Deckungsbeitrag sein wird, wo die Grenze für ein Angebot ist oder wann sich ein Kunde nicht lohnt (Bild 6).

Netznutzung und Regulierungsmanagement

Die Netzerlöse machen bei einem durchschnittlichen Endverteiler weit über 50% des Umsatzes aus. Aufgrund dieser Tatsache und wegen der Zunahme von regulatorischen Vorschriften ist dem «finanziellen» Netzcontrolling zunehmend Beachtung zu schenken. Hierfür sind die folgenden Daten erforderlich:

- technische Datenbanken mit Anlagegütern, Kosten, Abschreibungen usw.,
- Zugehörigkeit zu den Netzebenen,
- direkte und indirekte Netzkosten aus der Kostenrechnung,
- Verbrauchszahlen pro Netzebene und Gesamtlastgänge pro Netzebene.

Netzkosten sind nicht Netzpreise. Im Gegensatz zu Deutschland, wo der Spielraum zur Gestaltung der Netzpreise eher eng ausgestaltet ist, sehen die schweizerischen Vorschläge bei der Netzpreisgestaltung mehr Variationsmöglichkeiten vor. Solange die Erlöse pro Netzebene den «gewälzten» Kosten entsprechen und die Netzpreise diskriminierungsfrei sind, ist die Preisgestaltung weitgehend frei. Mögliche Preisparameter für die Preisgestaltung sind neben den Grund-, Leistungs- und Arbeitspreisen auch die Nutzungsdauer, die Tarifzeiten und die Netzebene.

Anreizsysteme, wie sie zurzeit in Deutschland eingeführt werden, sind in der Schweiz noch nicht bekannt. Sowohl für das Aufzeigen der Auswirkung der Kostenpositionen und deren Hebelwirkungen auf die Netzpreise als auch für die Preisgestaltung sollten intensive Simulationsmöglichkeiten vorhanden sein.

Dieser Vorgang ist kein einmaliger statischer Vorgang, wie dies oft angenommen wird, sondern ein iterativer, mindestens jährlicher Ablauf. Insellösungen mit isolierten Daten führen zu hohem Aufwand und oft auch fehlerhaften Resultaten. Es sollten daher alle Aspekte der Netznutzung an einem zentralen Ort mit laufend aktualisierten Daten zusammengeführt werden (Bild 7).

Mögliche Lösungen und Vorgehen

Es ist unschwer erkennbar, dass die Grundlage für eine erfolgreiche Umsetzung ein verlässliches Datenkonzept ist. Darin soll festgelegt werden, welche Daten wo gehalten werden, wer für die

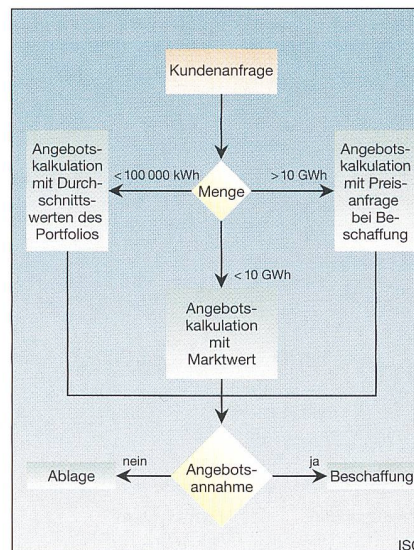



Bild 6 Schematische Darstellung des Prozesses für Angebotskalkulation

fachbeiträge

Kalkulation NNE Strom & Gas, Anreizregulierung



Berichtsperiode (Berechnungsbasis)

IST 2004

Variante

Standard

Details zur Variante

Variantenrechnung mit dem Ziel möglichst niedriger NNE. Strenge Auslegung der gesetzlichen Bestimmungen wo möglich. Wertaufholung wurde aktiviert, Berechnungsschema EK Verzinsung: Variante 3, doppelte Deckelung, Zinssatz Strom 6.5% (Gas 7.8%). Der Zinssatz für das die Maximalquote übersteigende Eigenkapital wurde mit 4.83% festgelegt, der marktübliche Zinssatz mit 2.5%. Die errechnete EK Quote wird mit 40% begrenzt. Die Gas Netzkosten wurden nicht errechnet, sondern durch Eingabe simuliert. Die Investitionswerte (RBW und AfA) wurden nicht errechnet, sondern durch Eingabe simuliert.

Ausdruck bzw. Bearbeitungsstatus

Strom

Gas

Parameter

Allgemeine Strom-Parameter Allgemeine Gas-Parameter

Strom-Parameter pro Spannungsebene Sigmoid Funktion Gas

Indexreihen für Investitionen Ersatzfunktion Benutzungsstunden Gas

Energiewirtschaft


Verbrauchsdaten Strom

dezentrale Einspeiser

Lastanteile & Auswertung

Gas

**Cockpit
Regulierungsmanagement**



Anlagevermögen

Anlagevermögen vor Verteilung

Verteilung

Anlagevermögen nach Verteilung

Kostenherleitung

EK Quote und BNEK HF

EK Quote und BNEK kalk

zu verzinsendes BNEK

Kalkulatorische EK Zinsen & AfA

Kalkulatorische Gewerbesteuer

Periodenübergr. Saldierung

Netzkosten handelsr. vs. kalk

Verteilung kalk. Positioner

Netzkosten nach Verteilung

Strom - Auswertungen/Ergebnisse - Gas

Kostenwälzung Strom Preissystem Gas

Preissystem Strom Preissystem pro Kunde

Auswertung/Simulation Auswertungen Gas

Auswertungen BNetzA

Aktivitäten-GuV & Bilanz

Aktivitäten-GuV direkt Aktivitäten GuV

Aktivitäten-GuV n. Verflg Aktivitäten Bilanz

Manuelle Ergänzungen Auswertungen

Umlage

Definition Umlageschlüssel

Zuordnung Umlageschlüssel

Umlageergebnis

Sparten-Erfolgsrechnung

Erfolgsrechnung direkt

Verteilung Erfolgsrechnung

Erfolgsrechnung nach Verteilung

Bild 7 Beispiel für den zentralen Zugriff auf alle relevanten Daten

Über das Cockpit «Kalkulation NNE Strom und Gas» lässt sich zentral auf alle geschäftsrelevanten Daten zugreifen. NNE: Netznutzungsentgelte.

Daten verantwortlich ist und wer sie pflegt. Um die Datenkonsistenz zu gewährleisten, sollte darauf geachtet werden, dass die Daten nur einmal vorhanden sind bzw. dass ein führendes System mit den Originaldaten festgelegt wird. Damit werden alle Aktivitäten auf derselben Datenbasis durchgeführt.

Häufig wird der Wunsch geäußert, die vielfältigen Anforderungen in einem der bereits operativen Systeme abzubilden. Diese Systeme haben aber einen klar definierten Auftrag und sind dafür zielgerichtet entwickelt worden. Durch Erweiterungen dieser Systeme lässt sich der eine oder andere Aspekt vielleicht abbilden. Es wird aber kaum möglich sein, die zentrale Performance-Management-Plattform effizient und flexibel abzubilden. Unter dem «Missbrauch» der Transaktionssysteme für artfremde Anwendung leidet die Flexibilität. Ausserdem werden nicht alle benötigten Daten vorhanden sein.⁴⁾

Angaben zum Autor

Andreas Kaeser schloss sein Studium an der ETH Zürich 1990 als dipl. Elektroingenieur ab. Er ergänzte später sein Wissen mit einem Nachdiplom in Betriebswissenschaften. Praktische Erfahrung sammelte er in

einer Schweizer Grossbank, wo er sich um die Vernetzung der weltweiten Filialen kümmerte. Als sich der Telekommunikationsmarkt liberalisierte, leitete er für ein Joint Venture der Swisscom die weltweite Betreuung der Grosskunden. 1999 trat er in die Geschäftsleitung der SN Energie als Marketing- und Verkaufsleiter ein. Im April 2002 übernahm er die Geschäftsführung der neu gegründeten ISC AG (IT Service Center), 4601 Olten. Dort führte er Energiedaten- und Performance-Management ein und schloss Partnerschaften mit Robotron und Prevero ab. andreas.kaeser@isc-ag.ch

¹⁾ www.bundesnetzagentur.de

²⁾ Durch die BnetzA festgelegte Erlösbergrenzen, mit deren Hilfe die Netzbetreiber in den ersten beiden Phasen der Anreizregulierung an ein einheitliches Effizienz-niveau herangeführt werden sollen. Als Massstab für die Erlösbergrenzen werden die effizientesten Unterneh-

men der Branche betrachtet, wobei die Inflationsentwicklung, die allgemeine Entwicklung der Produktivität sowie die individuelle Effizienz von Unternehmen berücksichtigt werden.

³⁾ Yardstick Competition: Vergleichswettbewerb. Über mehrere Jahre werden die Gesamterlöse der Netzbetreiber im Voraus festgelegt, um die Netzbetreiber auf ein möglichst einheitliches Effizienzniveau zu bringen. Danach wird zu einem System übergegangen, in dem die Vorgaben zur Erlösenkung vollständig durch Unternehmensvergleiche ermittelt werden. Kann ein Netzbetreiber die Kosten unter den Durchschnittskosten anderer Netzbetreiber halten, dann resultiert ein Gewinn, andernfalls ein finanzieller Verlust.

⁴⁾ Bereits erprobte Lösungen wie beispielsweise Infoplan von Prevero (www.prevero.de) bieten hier Unterstützung, indem sie auf den bereits vorhandenen Daten aufsetzen und ein Datawarehouse mit nahezu unbeschränkten Möglichkeiten bilden. Durch den Einsatz bei vielen Energieversorgern sind so Branchenmodelle entstanden, welche eine kurze Einführungszeit garantieren.

Résumé

La gestion d'entreprise après l'ouverture du marché de l'électricité

Comparaison entre l'Allemagne et la Suisse et mesures à prendre. Pour réussir à gérer une entreprise, il faut connaître d'une part l'état de l'entreprise (chiffres-clés) et d'autre part les grandeurs d'influence gérables. Cela vaut par principe pour toutes les entreprises et toutes les branches. L'ouverture des marchés de l'électricité et les «nouvelles» exigences législatives exigent cependant que les entreprises électriques disposent d'une série de mesures spécifiques.