

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 98 (2007)
Heft: 18

Artikel: IT-Lösungen für das Controlling im regulierten Markt
Autor: Schwer, Karlheinz / Kaeser, Andreas
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857476>

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: 01.04.2025

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

IT-Lösungen für das Controlling im regulierten Markt

Bereit für die Anforderungen des Regulators

Das Jahr 2008 bringt für die Energiebranche einschneidende Änderungen mit sich. Die Anforderungen an das Controlling und deshalb auch an die damit verbundene IT im Netz- und Energiebereich steigen schlagartig. Zum Glück gibt es dafür bereits einfache, erprobte Lösungen zur Realisation.

Auf einmal müssen neben Anforderungen wie einer betrieblichen Kosten-Leistungs-Rechnung und Vertriebscontrolling im Grosskundenbereich auch die Anforderungen des Regulators erfüllt werden. Der Erfolg des Regulators wird daran gemessen, wie viel Netzkosten er bei den Energieversorgern kappt, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Die Erfahrungen

Karlheinz Schwer, Andreas Kaeser

aus Österreich und Deutschland zeigen, dass der Regulator keine Rücksicht darauf nimmt, wenn ein Unternehmen sich nur unzulänglich auf die kommenden Herausforderungen vorbereitet hat. Dies kann ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) schnell einmal einige Millionen Franken kosten.

Deshalb lohnt es sich für Betriebsleiter und IT-Verantwortliche von EVU, sich über Folgendes Gedanken zu machen:

- Kann mir meine IT Energie und Leistungswerte detailliert zur Verfügung stellen?
- Bietet mir mein EDM-System auch Simulationmöglichkeiten?
- Liegen meine Netzanlagenwerte und die damit verbundenen regulierungskonformen kalkulatorischen Abschreibungen optimiert vor?
- Die Möglichkeit, Netzanlagen neu zu bewerten, besteht nur noch bis zum Ende dieses Jahres. Wurde sie bereits genutzt?
- Steht die regulierungskonforme Anlagenbewertung im Einklang mit der steuerlichen und der handelsrechtlichen Vorschrift?
- Sind diese drei Bewertungsmethodiken sinnvoll und mit effizienten Schnittstellen in die bestehende Systemlandschaft integriert und darauf aufbauend die Kostenwälzung und das Netpricing?

■ Kann ich meine Netzkosten periodenübergreifend planen und durch Variantenrechnung das Ergebnis optimieren?

■ Bin ich in der Lage, basierend auf allen Kunden, ausgehend von den Netzkosten, die Netzpreise zu berechnen?

■ Erlauben meine Systeme die Simulation über mehrere Perioden und Varianten hinweg?

■ Können Logiken schnell eigenständig angepasst werden? Die Anforderungen des Regulators können sich schliesslich ändern.

■ Können meine Systeme auch Aufgaben des Wissensmanagements übernehmen, denn was mache ich, wenn Know-how-Träger plötzlich das Unternehmen verlassen?

■ Was würde es mich kosten, wenn ich über Wochen keine verlässlichen Angebote für Grosskunden erstellen kann oder zur geforderten Deadline die Netzpreise nicht berechnen kann?

Aus den bisher bekannten Vorschriften ergeben sich im Bereich Controlling mehrere zentrale informationstechnische Umsetzungsblocke, die bis zum 1. Oktober 2008 abgeschlossen sein müssen.

IT-Bedarf für Grosskunden

Mit dem Inkrafttreten des StromVG wird der Elektrizitätsmarkt für Grosskunden mit einem Jahresverbrauch von über 100 MWh pro Jahr geöffnet. Dies bedeutet, dass die Herausforderungen vor allem für den Vertrieb und somit das Vertriebscontrolling immens ansteigen. Die Erfahrungen aus dem Markt in Deutschland zeigen, dass es erfolgsentscheidend ist, für den einzelnen Grosskunden schnell passgenaue Angebote abgeben zu können. Diverse Informationen über Kunden müssen anderen Unternehmensbereichen nahtlos übermittelt werden können und für verschiedene Be-

teiligte gleichzeitig zugänglich sein. Es wird nötig sein, über die eigene Erlös- und Kostensituation genau Bescheid zu wissen. Die gesamte interne Kostenstruktur muss vor dem externen Marktdruck bestehen. Diese Herausforderungen lassen sich nur effizient mit einem System bewältigen, welches vollständig sowohl in die Vorkontrollsysteme als auch in den Workflow aller beteiligten Arbeitnehmer integriert ist.

IT-Bedarf für Kunden mit einem Jahresverbrauch < 100 MWh

Für feste Endverbraucher müssen die berechneten Elektrizitäts- und Netznutzungstarife für einen längeren Zeitraum festgesetzt werden. Die Netzerlöse machen bei einem durchschnittlichen Endverbraucher weit über 50% des Umsatzes aus. Berücksichtigt man zudem, dass gemäss einer Untersuchung der Unternehmensberatung KPMG 90% aller Spreadsheet-Lösungen (z.B. Excelmodelle) Fehler haben, dann stellt sich die Frage: Was nützen Millioneninvestitionen in Vorkontrollsysteme, wenn man durch die Spreadsheet-Lösungen nicht in der Lage ist, einen nachhaltigen maximalen Gewinn zu erwirtschaften? Die direkte Erfahrung bei Energieversorgern in Deutschland zeigt, dass während der Einführung integrierter Lösungen millionenschwere Fehler bei den bereits vorhandenen Berechnungen mit Tabellenkalkulationsprogrammen ausgemacht werden. Deshalb ist auch hier zu überlegen, wie sich die Anlagenbewertung, die Ermittlung der kalkulatorischen Kosten, die Kostenwälzung und das Netpricing effizient in die bestehende Systemlandschaft integrieren lassen.

Ein integriertes Analyse- und Controllinginstrument

Die heutige IT-Landschaft ist geprägt durch die Transaktionssysteme. Dies sind die Energieverrechnung, das Finanzsystem und zunehmend auch die Zählerfernauslesung (ZFA) und das Energiedatenmanagementsystem (EDM). Die zusätzlichen Bedürfnisse sind in diesen Systemen nur unzulänglich abzubilden, da sie nicht für die flexible Kombination von unterschiedlichen Daten entwickelt wurden. Wenn diese Funktionen trotzdem in den Transaktionssystemen partiell abgebildet werden, so

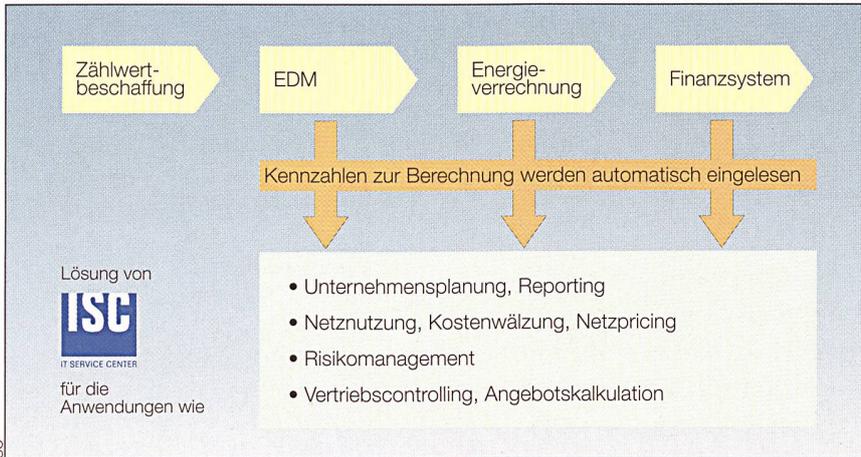


Bild 1 Integrierte Lösung Infoplan von Prevero: Sie ist in Deutschland und Österreich schon bei gegen 100 Energieversorgern im Einsatz und wird von ISC laufend an die neusten Schweizer Anforderungen angepasst.

wird dies über kurz oder lang zu Problemen und Inkonsistenz führen. Besser ist es, ein integriertes Analyse- und Controllinginstrument einzuführen. Durch Workflow-Funktionen eines solchen Instruments können mit der Regulierung verbundene Arbeitsprozesse reibungslos im Unternehmen integriert werden. Auf relevante Daten kann jederzeit benutzerrechtlich abgegrenzt zugegriffen werden. Suchfunktionalitäten über das ganze System hinweg ermöglichen das schnelle Wiederfinden einzelner Werte und Strukturelemente (Bild 1).

IT-Bedarf für die Bewertung der Netzanlagen

Bis zum Ende des Jahres gibt es die Möglichkeit, Netzanlagen einmalig neu zu bewerten. Die Betonungen liegen hier auf «Möglichkeit», «einmalig» und auf «Ende des Jahres». Das heisst, dass bis zum Ende des Jahres mehrere Varianten des Regulierungskonformen Anlagevermögens vorliegen sollten, um dann die unternehmenspolitische Entscheidung treffen zu können, woher letztlich welches Anlagevermögen für das Zeitalter der Regulierung hergenommen wird. In die unternehmenspolitische Entscheidung sollte auch die Überlegung einfließen, inwieweit eine Abstimmung zwischen regulatorischem, handelsrechtlichem und steuerlichem Netzanlagevermögen notwendig ist.

Blickt man auf den deutschen Markt, stellt man fest, dass Unternehmen, die das Anlagevermögen und insgesamt die Netzkosten maximal ansetzen, bis jetzt am besten gefahren sind, weil der Regulator in der ersten Phase nach der «Rasenmähermethode» bei allen Energieversorgern 15 bis 20% der Netzkosten gekappt hat. Bei nicht nachvollziehbaren Netzentgeltanträ-

gen wurde stärker, bei nachvollziehbaren weniger gekürzt. Wird hier nicht bis Ende Jahr das volle Potenzial ausgeschöpft, dann besteht die Gefahr, unwiederbringlich viel Geld zu verlieren. Das wiederum könnte, in einer späteren Regulierungsphase, vor allem kleinere Unternehmen dazu zwingen, mit anderen Unternehmen zu fusionieren.

Im Hinblick auf IT-Konsequenzen muss folgende Unterscheidung gemacht werden: Wie gestaltet man die einmalige Neubewertung des Netzanlagevermögens und wie implementiert man eine stabile Systematik für die fortlaufenden Abschreibungsprozesse?

Eine datenbanktechnische Systematisierung bei der Neubewertung mit automatisiertem Datenexport aus den Systemen GIS/NIS, der Investitionsrechnung und dem Abrechnungssystem mit Datenaufbereitung

(hierarchische Objektdatenvererbung, Anlagengruppierung, Suchfunktionen etc.) wäre im Analysesystem gut zu verwirklichen. Doch muss genau für das jeweilige Unternehmen untersucht werden, wieweit die Automatisierung Sinn macht, denn schliesslich ist die Neubewertung der Netzanlagen nur eine einmalige Sache. Ausschlaggebend für die Art der Lösung dieser Herausforderung ist die Anzahl der Netzanlagen im Unternehmen.

Bei der Implementierung der fortlaufenden Abschreibungsprozesse muss geprüft werden, ob die regulatorische Anlagenbuchhaltung zu vertretbaren Kosten in die bestehende Anlagenbuchhaltung integriert werden kann. Alternativ ist im Analyse- und Reportingsystem die geforderte Logik des Regulierers abzubilden. Im Analysesystem gibt es bessere Möglichkeiten für Simulation, Variantenrechnung und Periodenvergleiche. Ausserdem kann dort die Berechnungslogik schnell eigenständig angepasst werden, was dann hilfreich ist, wenn der Regulator mit Neuerungen überrascht, was in Deutschland mittlerweile normal ist. Manuelle Eingaben und Anpassungen müssen möglich sein. Bei Bedarf kann im Analysetool eine Projektsteuerung und Investitionsrechnung zusätzlich implementiert werden. Schnittstellen zu allen gängigen Vorkonzepten müssen vorhanden sein. Wenn notwendig, sollte eine automatisierte Datenerfüllung des Tools und Datenaufbereitung möglich sein.

Kalkulatorische Werte und Kostenwälzung

Anschliessend werden, auf der Anlagenbewertung aufbauend, im Analyse- und Reportingsystem die kalkulatorischen Ka-

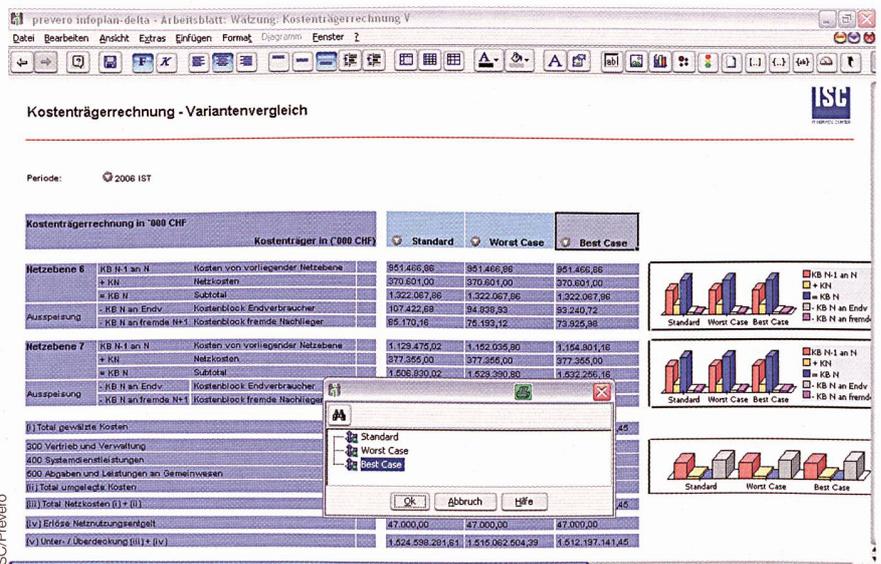


Bild 2 Variantenvergleich der Kostenwälzung.

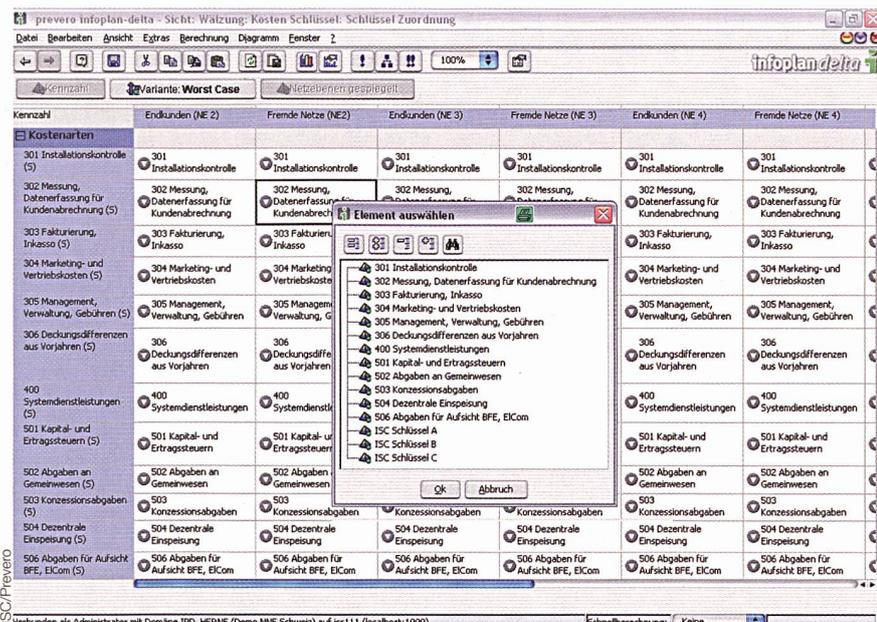


Bild 3 Variable Schlüsselauswahl zur Umlage der Gemeinkosten.

pitalkosten der Netzinfrastruktur berechnet. Die relevanten Werte der Kostenarten werden kostenstellenscharf aus der Buchhaltung übernommen und stehen durch den strukturellen Aufbau des Tools automatisch in benötigter aggregierter Form zur Verfügung. Diese Kosten werden so für die Wälzung und die direkte Zuordnung der Kosten übernommen. Ist die Buchhaltung noch nicht entsprechend dem Unbundling eingerichtet, so können im Analyse- und Reportingsystem schnell notwendige Umlagen aufgebaut werden. Zur Umlage der Gemeinkosten sollten beliebig viele Schlüssel einpflegbar sein. Manuelle Wertanpassungen müssen möglich sein. Des Weiteren sollte zur Planung Periodenvergleiche und zur Simulation das Rechnen mit mehreren Varianten möglich sein (Bild 2).

Zur optimalen Integration der regulierungskonformen Anlagebewertung, der Berechnung der kalkulatorischen Werte und der Kostenwälzung macht eine Gesamtanalyse der vorhandenen betriebswirtschaftlichen und informationstechnischen Prozesse und Strukturen im Unternehmen Sinn. Daraus muss ein Konzept zur Bewältigung der bevorstehenden Aufgaben abgeleitet werden, welches kurz- und langfristig Bestand hat. Dadurch können ansonsten unwiederbringlich verlorene Netzeinnahmen gesichert werden. Die IT-Situation in den meisten Unternehmen ist, dass für die Regulierung notwendige vorgelagerte Systeme zwar eingeführt wurden oder noch werden. Es fehlt jedoch oft an einer sauberen Abstimmung der Systeme untereinander, an der Datenqualität innerhalb der Systeme, an Notfallplänen und Er-

satzpersonal bei unerwartetem Ausfall eines Systems, an der Nichtberücksichtigung der Anforderungen des Datenmanagements zwischen Netzbetreibern, Energieverkäufern, Kunden und Regulator und vielem mehr, was die neuen Spielregeln für die IT fordern.

Netzpricing

Aus der Kostenwälzung gehen die Kosten je Netzebene und Kostenart hervor. Um diese Kosten aufzuteilen, müssen

zunächst Kundengruppen gebildet werden. Diese Gruppenbildung lässt sich nur mit der Datenbank effizient vollziehen. Hierfür müssen zunächst aus verschiedenen Vorkonzepten die unterschiedlichen Informationen je Kunde zusammengezogen werden. Das Analysesystem muss über entsprechende Schnittstellen verfügen. In der Regel muss eine Bereinigung der Kundendatensätze vorgenommen werden. Um Fehler und Überraschungen zu vermeiden, sollte man ein kurz- und langfristiges Konzept zur Datenerfassung erarbeiten.

Nun werden die Kosten auf Kundengruppen geschlüsselt. Der gewählte Schlüssel muss abhängig sein von der Gewichtung der Verursachergerechtigkeit und anderer Zielsetzungen des Preismodells, und er muss im System ermittelt werden können. Pro Netzebene und Kostenartengruppe sollte die Möglichkeit bestehen, unterschiedliche Schlüsselungskriterien anzuwenden zu können. Die Verwendung gleicher Schlüsselungskriterien für verschiedene Kostenarten sollte ausserdem möglich sein. Beispiele für Schlüssel, bezogen auf Kundengruppen, sind: durchschnittliche Benutzungsdauer, Spitzenlastanteil, Arbeitsanteil (allenfalls differenziert in HT und NT), Anzahl der Zähler (Bild 3).

Um Netzpreise zu erhalten, findet nun eine Schlüsselung auf Preiselemente statt. Schlüssel werden pro Kundengruppe gemäss den jeweils vorgesehenen Preiselementen definiert. Schlüssel sollten nach folgenden Überlegungen festgelegt werden können:

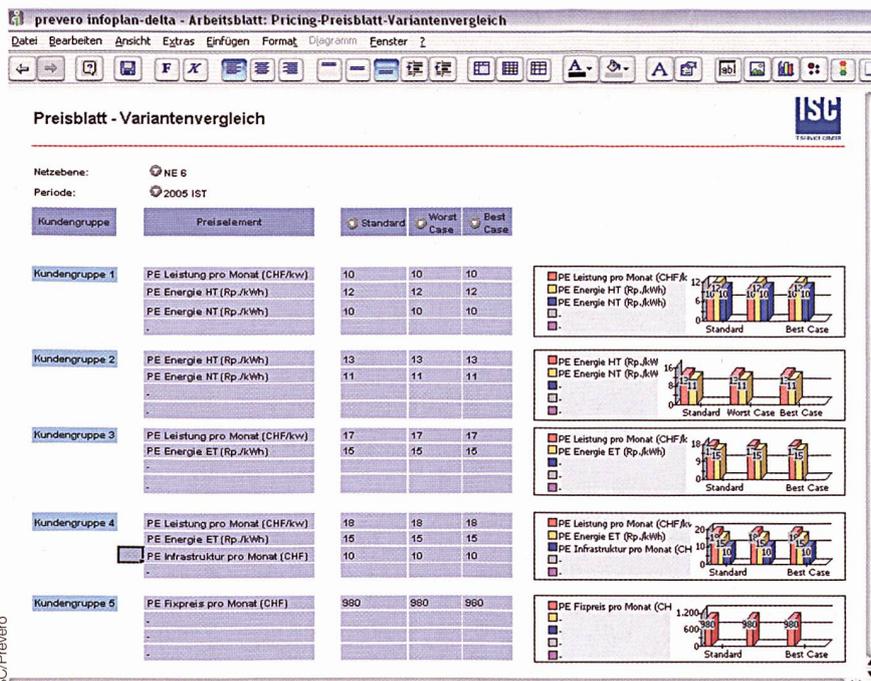


Bild 4 Variantenvergleich der Kostenwälzung.

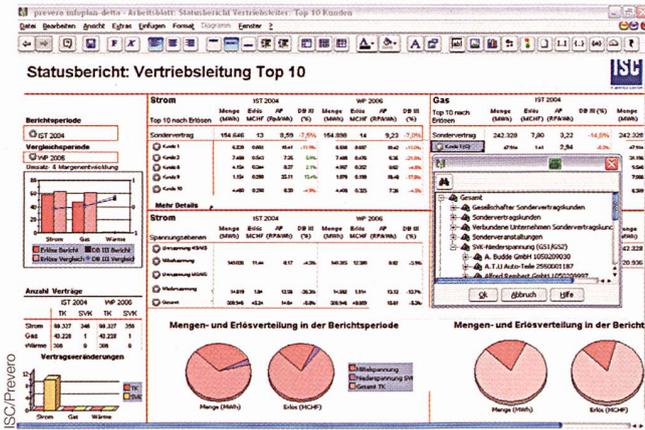


Bild 5 Spartenübergreifender Top-10-Kunden-Bericht aus dem Vertriebscontrolling.

zugewonnen werden, und der Energieeinkauf muss im Volumen dem dynamischeren Absatzmarkt angeglichen werden.

Das heisst, das Controlling muss Einkauf, Betriebskosten und Verkauf überwachen und für das Unternehmen in einem günstigen Verhältnis behalten. Wiederum werden dabei Verbrauchs- und Kostendaten aus den Transaktionssystemen benötigt und mit den Plandaten kombiniert. Somit sieht das Vertriebscontrolling folgendermassen aus: 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. Somit ist bereits in der Angebotsphase – basierend auf aktuellen Daten – bekannt, was der Deckungsbeitrag sein wird, wo die Limiten für ein Angebot liegen oder wann man den Kunden besser ziehen lässt.

Das Vertriebscontrolling gibt also Auskunft darüber, wie viel mit wem unter welchen Umständen verdient wird. Es gibt Aufschluss über die Kundenstruktur, Höhe der Netzpreise, Energieeinkaufssituation, den individuellen Betreuungsaufwand sowie den Abrechnungs- und Verwaltungsaufwand (Bild 5).

Schlusswort

Mit den Lösungen der Firma ISC, basierend auf Infoplan von Prevero, kann der Kunde ein anwenderfreundliches und sehr flexibles System in seinem Umfeld einsetzen. Die Simulationsmöglichkeiten sind vielseitig und periodenübergreifend, um Vergleiche oder Szenarien zu berechnen. Die Lösung kann selber weiterentwickelt oder mit den zahlreichen Modulen (Management Information, Reporting, Risikomanagement, Balanced Score Card, Vertriebscontrolling, Unternehmensplanung) ergänzt werden.

Angaben zu den Autoren

Karlheinz Schwer schloss 2005 sein Studium an der Albert-Ludwigs-Universität, Freiburg, als dipl. Volkswirt, mit Schwerpunkt Regulierungsmanagement, ab. Er führte zusammen mit Prevero in unzähligen deutschen Stadtwerken die Controllinglösung Infoplan mit Schwergewicht Netznutzung ein. Die Tools für Netznutzung hat er auf die Schweizer Bedürfnisse angepasst. *ISC AG, Stadtturmstrasse 19, 5400 Baden, karlheinz.schwer@isc-ag.ch, www.isc-ag.ch*

Andreas Kaeser schloss 1990 sein Studium an der ETH Zürich als dipl. Elektroingenieur ab. Er ergänzte später sein Wissen mit einem Nachdiplom in Betriebswissenschaften. Im April 2002 übernahm er die Geschäftsführung der neu gegründeten ISC AG. 2005 schloss er eine Partnerschaft mit Prevero ab, um die erfolgreiche deutsche Lösung in der Schweiz einzuführen. Ausserdem hat er Erfahrung in der Beratung aller gängigen IT-Systeme für Energieversorger.

- **Verursachergerechtigkeit:** Fixkosten (z.B. Zähler/Vertrieb) bzw. kapazitätsabhängige Kosten (z.B. Kapitalkosten Netzinfrastruktur) über den Grund- bzw. Leistungspreis verrechnen.
- **Effiziente Elektrizitätsverwendung:** stärkere Gewichtung des Energieverbrauchs auch bei kapazitätsabhängigen Kosten.
- **SDL-Übertragungsnetz:** 100% auf Arbeitspreis gemäss MMEE.
- **Kosten der Vorliegernetze:** z.B. gemäss Preissystem des Vorliegers.

Durch die im System hinterlegten Abrechnungsdaten der Kunden werden vom System Vorschläge für die Höhe der einzelnen Preiselemente pro Kundengruppe (Preisblätter) generiert, z.B. CHF/Monat pro Zähler, CHF/kWh, Rp./kWh. Diese Preisblätter können nachträglich manuell angepasst werden (z.B. Auf- und Abrundungen) (Bild 4).

Als Nächstes findet ein Abgleich des Umsatzes gemäss Preisblatt mit den Kosten pro Netzebene, also eine Plausibilisierung, statt. Abweichungen zwischen neuem und altem Netznutzungsumsatz sollten auf folgenden Ebenen verglichen werden können: pro Netz(ebene), Kundengruppe, kundengruppenübergreifend (z.B. leistungsgemessene/nicht leistungsgemessene Kunden, Sondervertragskunden), einzelne Kunden (z.B. Kunden mit Wechsel-

möglichkeit zum 1. Oktober 2008). Der Umsatz sollte ausserdem zwischen Kunden, die an der Schwelle zur nächsten Kundengruppe liegen («Grenzkunden»), und mit anderen Netzbetreibern verglichen werden können.

Das Durchrechnen und Vergleichen verschiedenster Szenarien sollte möglich sein. Hierfür müssen für jedes Szenario die Schlüssel und Inputdaten frei wähl- und änderbar sein.

Durch diese Systematik können die Netzkosten verursachergerecht auf die Kunden aufgeteilt werden, ohne dass der Endverbraucher auf Netzebene 7 einen starken Kostenanstieg verzeichnen muss. Dank der feinen Skalierbarkeit kann dem einzelnen Grosskunden trotzdem ein attraktives Angebot gemacht werden.

Vertriebscontrolling

Mit der Marktöffnung werden die bis anhin eher trägen Einflussgrössen massiv dynamischer. Da der Energieversorger die Endverbraucher im eigenen Absatzgebiet bisher auf sicher als Kunden hatte, war die einzige Variable der Verbrauch der Kunden. Der Verbrauch wiederum stand in direktem Zusammenhang mit der Auftragslage der Unternehmen. Ähnlich stabil zeigte sich auch die Einkaufsseite, welche höchstens eine jährliche Anpassung beinhaltet.

Mit der Marktöffnung können Endverbraucher abspringen, neue Kunden da-

Résumé

Des solutions informatiques pour le controlling au sein du marché régulé

2008 aura des conséquences décisives pour la branche énergétique. Les entreprises devront répondre d'un coup aux exigences du régulateur ainsi qu'à celles telles que le décompte des coûts/prestations d'exploitation et le controlling de la vente pour les gros clients. Les exigences posées en matière de controlling et donc d'informatique dans le domaine du réseau et de l'énergie croissent subitement. Par chance, il existe déjà des solutions simples et éprouvées pour assurer le controlling.