

Der Regulierungsrahmen hat entscheidenden Einfluss auf Risiken im Vertrieb von Strom und Gas. Wie man diese bewerten kann, erläutern Thorsten Heimann und Kanali Togawa*.

Der Entwurf für das Strommarktgesetz garantiert zum einen die freie Preisbildung am Strommarkt und lässt Preisspitzen an den Strommärkten ausdrücklich zu. Zum anderen stärkt das Gesetz die Bilanzkreistreue durch ein entsprechend angepasstes Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem. Auch im Bereich Gas wurden durch Gabi Gas 2.0 Änderungen im Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem vorgenommen, die die Bilanzkreistreue stärken sollen. Dies umfasst eine angepasste Abrechnungssystematik sowie die Festlegung der Ausgleichsenergiepreise, die nicht mehr allein an Spotpreise, sondern zusätzlich an die Regelenergiepreise und den Regelenergieeinsatz angelehnt sind.

Es ist davon auszugehen, dass die regulatorischen Änderungen zu höheren Ausschlägen bei Spot- und Ausgleichsenergiepreisen führen. Bei den Ausgleichsenergiepreisen für Gas lässt sich das bereits beobachten: Seit dem durch Gabi 2.0 zum Oktober 2015 neue Regeln für die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise eingeführt wurden, schwanken diese viel stärker als zuvor. Vor diesem Hintergrund bekommen Prognoseabweichungen beliefeter Kunden eine stärkere Bedeutung, da diese über die Strom- und Gasmärkte sowie über die Bilanzkreisabrechnungen ausgeglichen werden müssen. Mengen- und Preisschwankungen können somit größere Auswirkungen auf den Cashflow einer Kundenbeziehung haben. Dies führt



Prämien zur Vorsorge

aus Vertriebsicht zu einem Anstieg der Risiken.

In der Praxis werden zwei alternative Möglichkeiten zur Bewertung der Risiken angewendet. Die erste Möglichkeit ist, die historischen Kosten und Erlöse aus der Mengen- und Preisunsicherheit, insbesondere Ausgleichsenergie- und Mehr-/Mindermengen, des letzten Jahres in das Folgejahr zu wälzen und auf alle Vertriebskunden zu verteilen. Die zweite Möglichkeit ist, Risikoprämien zu bestimmen, die als Risikovorsorge im Sinne einer Versicherungsprämie kalkuliert werden.

Bewertung mit historischen Kosten greift zu kurz

Die Verwendung historischer Kosten und Erlöse ist zwar methodisch ein-

fach, hat allerdings auch einige Nachteile. So handelt es sich hierbei nicht um eine Prämie für die Übernahme der Risiken, sondern um eine Umlage der Kosten und Erlöse. Diese können stark zwischen einzelnen Jahren schwanken und sind anfällig für singuläre Effekte, so dass die Umlage hoher Kosten des letzten Jahres zu verringerter Wettbewerbsfähigkeit im Folgejahr führen kann. Die Umlage historischer Kosten hat auch den Nachteil, dass sie nicht auf den Prinzipien der Unternehmensfinanzierung basiert und die Rendite-Risiko-Beziehung vernachlässigt. Zudem ergibt sich in der Regel aus historischen Kosten keine Differenzierung zwischen Kunden oder zwischen Vertriebsprodukten.

Aufgrund dieser Nachteile werden alternativ auch Risikoprämien bestimmt, die ähnlich einer Versicherung auf Wahrscheinlichkeiten für einen Schadensfall und einem bestimmten Absicherungsniveau basieren. Hierzu werden zunächst die einzelnen Risikofaktoren der Cashflows aus der Kundenbeziehung modellhaft abgebildet. Diese sind insbesondere Prognoseabweichungen, Spotpreise, Ausgleichsenergiepreise und Temperaturen. Hierbei werden auch Preis-Mengen-Korrelationen berücksichtigt, zum Beispiel temperaturabhängige Gaspreise. Im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation werden

dann sehr viele Szenarien für die Risikofaktoren und den sich ergebenden Cashflow aus der Kundenbeziehung erzeugt. Das Ergebnis ist eine Wahrscheinlichkeitsverteilung des Cashflows. Unter Vorgabe eines bestimmten Absicherungsniveaus lässt sich dann über ein Rendite-Risiko-Verhältnis eine angemessene Risikoprämie ableiten. Dieses Vorgehen hat mindestens vier Vorteile.

Differenzierung zwischen Kunden und Produkten

Erstens basiert das Pricing nicht auf der Umlage der historisch eingetretenen Risikofälle, sondern auf den Wahrscheinlichkeiten für einen Schaden und ist somit deutlich robuster. Zweitens können Strukturbrüche wie beispielsweise regulatorische Änderungen im Bewertungsmodell besser für die Zukunft berücksichtigt werden als bei einer rein historischen Betrachtung.

Drittens werden die wesentlichen Wirkungszusammenhänge abgebildet und in der modellhaften Betrachtung ist die Entwicklung eines größeren Verständnisses für die Risikotreiber möglich. Dies ist bei der Gestaltung von Vertriebsprodukten von Bedeutung, da sich der Einfluss bestimmter Produkteigenschaften auf die Risikoprämien untersuchen lässt. Beispielsweise zeigt die nebenstehende Abbildung Risi-

koprämien für unterschiedliche Toleranzbandbreiten und Preisaufschläge für Mengen außerhalb des Toleranzbandes. Je enger das Toleranzband und je höher der Preisaufschlag ist, desto niedriger fällt die Risikoprämie aus. Dies liegt daran, dass das Band öfter verletzt wird und somit aus den Preisaufschlägen Einnahmen für den Versorger erzeugt werden.

Zudem kann der Einfluss der Prognosegüte auf die Risikoprämien untersucht werden. Hierbei können auch Erkenntnisse der von BET durchgeführten Benchmarkstudien zu Ausgleichsenergiekosten und Prognosequalität einfließen.

Viertens lassen sich die Risikoprämien sinnvoll differenzieren, indem relevante Spezifika einzelner Kundengruppen wie Prognostizierbarkeit und einzelner Vertriebsprodukte wie Toleranzbänder und Spotindexierungen Berücksichtigung finden.

Der letzte Aspekt zeigt sich unmittelbar bei der konkreten Simulation von Prämien für unterschiedliche Kundensegmente. Kundensegmente, die relativ schlecht zu prognostizieren sind und die somit einen relativ hohen kurzfristigen Ausgleichsbedarf hervorrufen, werden mit höheren Risikoprämien belegt. Kunden mit gut prognostizierbaren Werten können hingegen Angebote mit geringen Prämien erhalten. Die Berechnungen ergeben auch, dass unterschiedliche Vertriebsprodukte ebenfalls zu unterschiedlichen Risikoprämien führen. Beispielsweise zeigt die Berechnung von Prämien für ein Vollversorgungs-, ein Jahrestoleranzbandprodukt und ein Produkt mit stundenscharfer Abrechnung, dass bei der Vollversorgung für den Vertrieb das größte Risiko besteht und somit die höchste Prämie gefordert werden sollte. Hingegen verbleibt bei der stundenscharfen Abrechnung ein höherer Teil der Risiken beim Kunden und der Vertrieb kann Angebote mit geringeren Prämien unterbreiten.

In diesem Zusammenhang sind auch weitere Modellrechnungen mit Produktvariationen möglich, die bei der zukünftigen Produktgestaltung unterstützen können.

Versorger sollten die aktuellen regulatorischen Entwicklungen und die daraus resultierenden Risiken zum Anlass nehmen, ihr Pricing im Vertrieb dahingehend zu untersuchen, ob die verwendeten Aufschläge noch sinnvoll und ob differenziertere Aufschläge notwendig sind.

E&M

* Dr. Thorsten Heimann, Dr. Kanali Togawa, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen

ENERGIETAGE

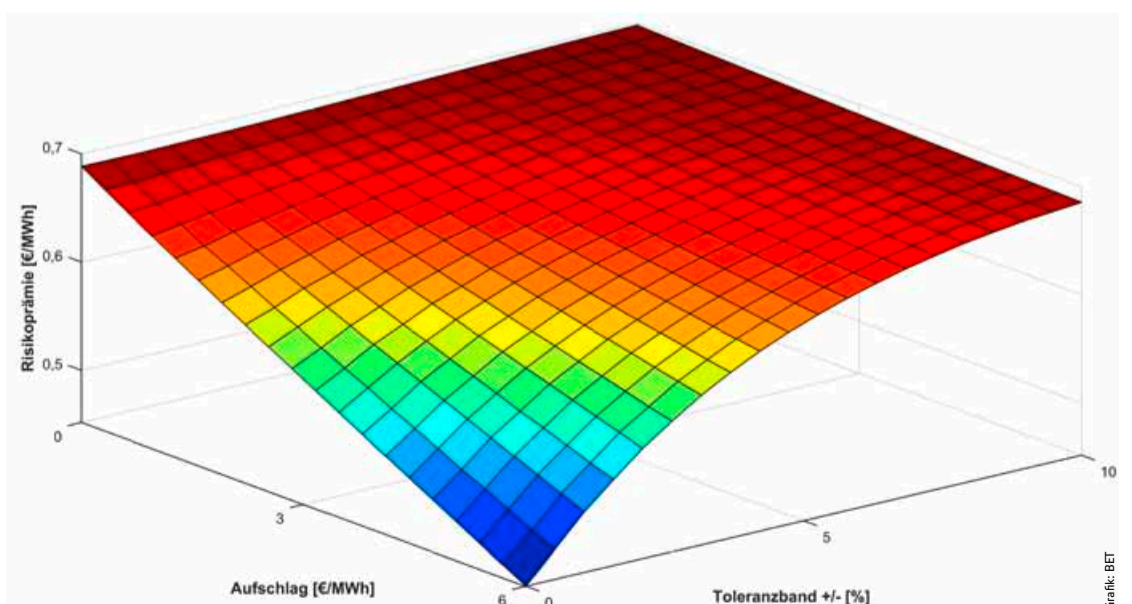
14. – 15. September 2016, Wien | www.iir.at/energiertage

3 Veranstaltungen unter einem Dach:

- ▶ Energieeffizienzgesetz
- ▶ 19. IIR-Jahresbranchentreff Gas
- ▶ Smart Meter – Jetzt wirds ernst

Für weitere Informationen kontaktieren Sie:
Magdalena Ludl, Customer Service, IIR GmbH
E-Mail: anmeldung@iir.at
Tel.: +43 (0)1 891 59 – 212

Risikoprämien in Abhängigkeit von Produkteigenschaften



(c) by Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Alle Rechte vorbehalten. Die Vervielfältigung, Übersetzung oder Weitergabe in gedruckter oder elektronischer Form ohne schriftliche Zustimmung des Herausgebers wird strafrechtlich verfolgt.