

Aktuelle Marktinformationen für Kunden und Interessenten im Juli 2010

Preis-Forward-Kurve im Gas – Sinn oder Unsinn?

Im Strommarkt ist der Einsatz von Price-Forward-Curves (PFC's) zur Bewertung von Kundenlastgängen etabliert und bewährt. Im Gasmarkt führen Temperaturabhängigkeiten zu Gleichschrittsproblemen. Diese Gleichschrittsprobleme lassen sich mit PFCs nicht ohne weiteres bewerten. Im Gasmarkt sind daher die Methoden des Strommarktes allein nicht ausreichend und müssen mit zusätzlichen Methoden ergänzt werden.

Im Strom bilden die Marktpreise der EEX seit langer Zeit den Bewertungsmaßstab. Auf Basis der Spotmarktstruktur und von Preisen für in der Zukunft liegende Lieferzeiträume PFC's generiert, die der Bewertung des eigenen Portfolios bzw. der Bepreisung von Endkunden dienen. Im Gasmarkt werden – mit zunehmender Bedeutung des Handelsmarktes – ebenfalls solche Mechanismen angewendet.

Durch die Besonderheiten des Gasmarktes sind die Verfahrensweisen aus dem Strommarkt allerdings nur bedingt anwendbar. Der Unterschied zum Strom liegt auf der Hand: Im Gasmarkt ist die Last im Wesentlichen durch eine langfristig nicht planbare Komponente bestimmt – die Temperatur. Die folgende Grafik veranschaulicht die Temperaturabhängigkeit des Gasmarktes und die stunden- bzw. wochentagsabhängigen Lasten des Strommarktes.

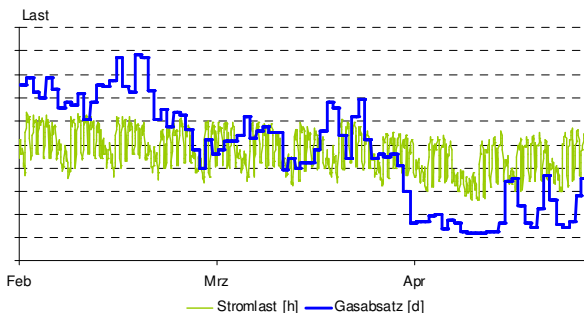


Abbildung 1: Normierter Lastverlauf Strom und Gas eines Musterstadtwerks

Während im Strommarkt recht planbare Einflussfaktoren, wie Tageszeiten, Wochentage und Sonnenauf- und untergang für Last und Preis verantwortlich sind, ist im Gasmarkt insbesondere die Temperatur führend. Hier besteht das Problem, dass gerade klimatische Einflussfaktoren nur kurzfristig hinreichend genau prognostiziert werden können. Das gilt damit auch für die Last und für PFC's im Gasmarkt.

Welche Auswirkungen hat das auf die Anwendung einer PFC? Eine solche Preiskurve soll die Struktur des Kunden bewerten und in die Endkundenpreisbildung mit einbeziehen. Im Strommarkt ist die Struktur des Kunden im Normalfall weitestgehend bekannt und unterliegt keinen massiven Verwerfungen. Eine PFC ist daher zur Bewertung gut geeignet.

Eine PFC ist in der Regel mit aktuellen Terminmarktpreisen kalibriert. Um eine Bewertung am Terminmarkt abzusichern, werden entsprechende Mengen am Terminmarkt angekauft (Hedging). Später muss am Spotmarkt nachgehandelt werden, um Abweichungen nach oben und unten auszugleichen. Die nachfolgenden Grafiken veranschaulichen einen Hedge mit zu erwartenden Zu- und Verkaufsmengen im Stromgeschäft.

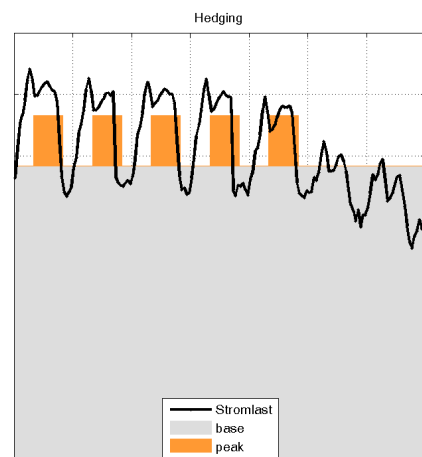


Abbildung 2: Zerlegung eines Lastganges im Strom

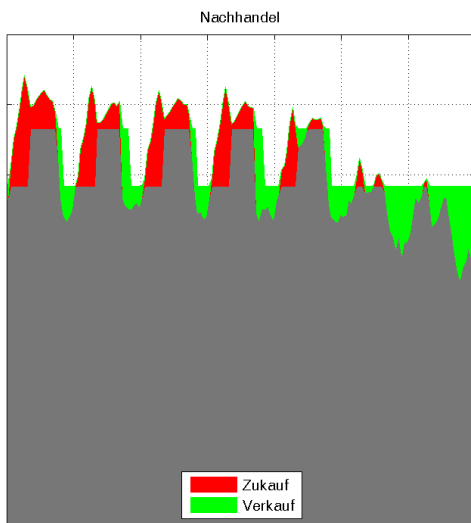


Abbildung 3: Erforderlicher Nachhandel im Strom

Bei einem mengenneutralen Hedge sind die zu erwartenden Zu- und Verkaufsmengen deckungsgleich. Mittels einer PFC lässt sich aber auch ein kostenneutraler Hedge generieren, für den die erwarteten Ankaufskosten und die erwarteten Erlöse aus zu verkaufenden Mengen deckungsgleich sind. Damit führt der zu erwartende Nachhandel – unabhängig von weiteren Preisentwicklungen – zu keinen Zusatzkosten mehr. Wenn der Hedge angekauft worden ist, sind die Beschaffungskosten für diesen Kunden bekannt und können in die Vertriebspreiskalkulation einfließen.¹

Im Gasmarkt stellt diese Herangehensweise ein Problem dar. Die Kosten der Beschaffung werden deutlich unterschätzt, da die Struktur des Kunden weniger planbar ist. In der nachfolgenden Abbildung ist zum einen das klassische Normaljahr mit moderaten Temperaturen dargestellt. Auf dieser Basis wurden monatliche Absicherungsgeschäfte getätigt.

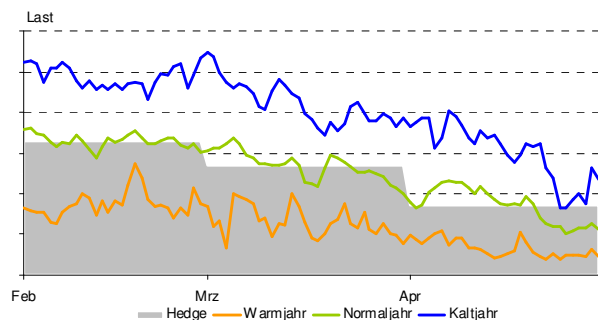


Abbildung 4: Gasabsatz eines Musterstadtwerks

Das Problem wird offensichtlich, wenn die beiden zusätzlichen Kurven für den Gasabsatz eines sehr kalten bzw. eines sehr warmen Jahres zum Vergleich herangezogen werden. Je nachdem welche Entwicklung die Temperatur nimmt, muss für diesen Kunden massiv nachgehandelt werden. Die Kosten von Zukäufen und die Erlöse aus Verkäufen heben sich nicht mehr auf und führen so zu risikoreichen offenen Positionen. Zusätzlich kann der Effekt beobachtet werden, dass nicht nur die Last des Kunden betroffen ist, sondern auch der Marktpreis des Gases mit fallenden Temperaturen steigt bzw. mit steigenden Temperaturen sinkt. Dieses zusätzliche Risiko gilt es bewerten zu können.

Algorithmen aus dem Strommarkt helfen hier keinesfalls. Eine PFC kann Gleichschrittrisiken aus der Temperaturabhängigkeit nicht erfassen und damit auch nicht richtig bewerten. Der Effekt, dass temperaturbedingte Zukäufe zu höheren und vermehrte Verkäufe zu niedrigeren Preisen stattfinden müssen, kann in einer einfachen Preiskurve nicht abgebildet werden.

Gibt es überhaupt eine Temperaturabhängigkeit der Gaspreise? Die Spotpreisentwicklung im Jahr 2008 zeigt auf den ersten Blick keine Temperaturabhängigkeit (Vgl. folgende Grafik 5). Auch in anderen Jahren zeigt sich nicht unbedingt eine klare durch Temperaturen verursachte Saisonalität. Das liegt daran, dass zu erwartende saisonale Preisdifferenzen durch zusätzliche Faktoren, wie z.B. Marktpreisentwicklungen, überlagert werden. Diese zusätzlichen Faktoren lassen sich aber teilweise identifizieren. Werden die Preisdaten um diese Faktoren bereinigt („normierte Spotpreise“), dann ergibt sich durchaus ein saisonales Spotpreisbild (Vgl. untere Grafik 6).

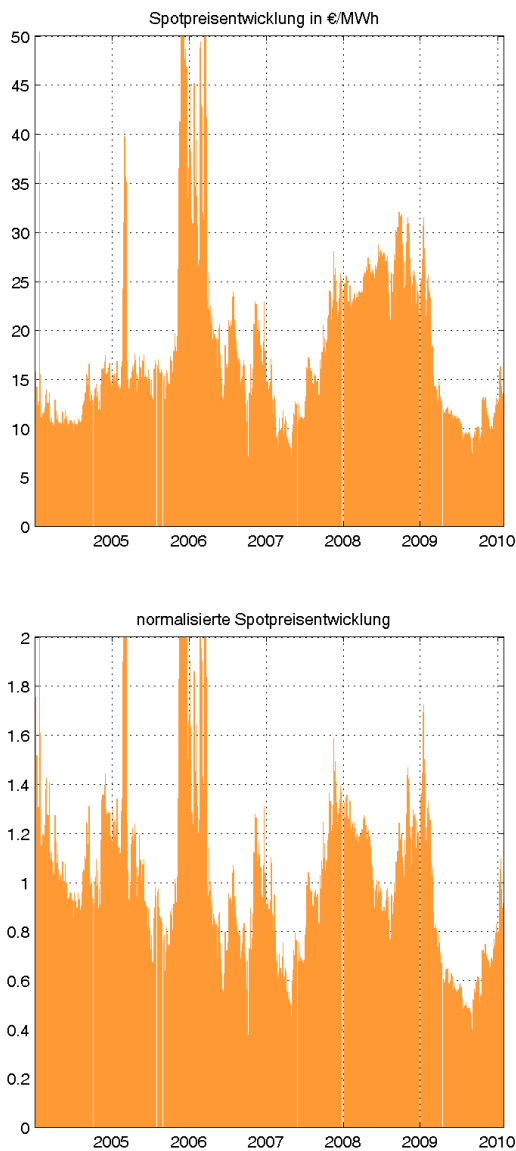


Abbildung 5 und 6: NBP Spotpreisentwicklung 2004 – 2010 und bereinigte, normalisierte Spotpreise

Diese Betrachtungen zeigen, dass sowohl von einem allgemeinen Marktpreisrisiko als auch von einem Temperaturrisiko im Gasmarkt ausgegangen werden muss. Beide Effekte haben sich in der Vergangenheit teilweise gegenseitig aufgehoben, wie z.B. im Jahr 2008, teilweise haben sich beide Effekte potenziert, wie z.B. im Jahr 2006.

An den normierten Spotpreisen lässt sich die Temperaturabhängigkeit analysieren. Betrachtet werden dafür Heizgradtagswerte (HGT):

$HGT = \max(0; 15-T)$, wobei T die Tagestemperatur ist

Kalte Tage weisen höhere Heizgradtagswerte auf als warme Tage. Mit zunehmenden Heizgradtagswerten weisen die normalisierten Spotpreise eine steigende Tendenz auf. Ähnlich verhält es sich mit dem Lastverhalten von Kunden. Stellvertretend für die Masse temperaturabhängiger Kunden werden hier verschiedene Standardlastprofile betrachtet. In den folgenden beiden Grafiken sind die Abhängigkeiten dargestellt.

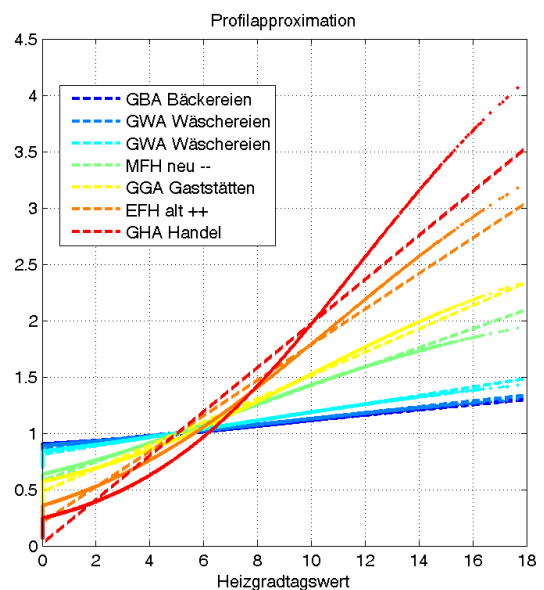
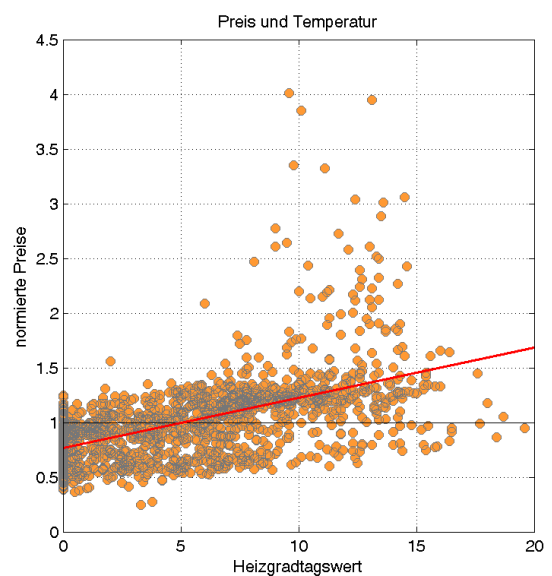


Abbildung 7 und 8: Temperaturabhängigkeit von normierten Spotpreisen und Lasten

Der Zusammenhang zwischen Spotpreisen und Heizgradtagswerten ist hier beispielhaft linear modelliert worden (Grafik 7). In der unteren Grafik 8 sind Temperaturabhängigkeiten von Standardlastprofilen gezeigt. Zur Vereinfachung wurden auch sie linear approximiert.

Die Verwendung linearer Modelle erlaubt eine explizite Berechnung der zu erwartenden Beschaffungskosten unter Berücksichtigung von Preisbeeinflussungen bei notwendigen Zu- und Verkäufen. Die ausgearbeitete Formel finden Interessierte am Ende des Artikels. Wie zu erwarten ergibt es sich, dass die voraussichtlichen (Durchschnitts-)Kosten größer sind als das Produkt aus Durchschnittspreis und Durchschnittsmenge. Die Zusatzkosten sind proportional zur Temperaturabhängigkeit des Kunden (präziser: proportional zur Steigung der Regressionsgeraden).

Für die betrachteten Lastprofile ergeben sich Zusatzkosten von 2,2 bis 18,9 Prozent, bei den Haushaltsprofilen umspannen die Zusatzkosten den Bereich von 8,1 bis 15,3 Prozent. (Natürlich sind diese Zusatzkosten je nach verwendetem Profil, tatsächlichem Kundenverhalten und Temperaturregion anders auszugestalten.) Die Zusatzkosten müssen in die zu erwartenden Beschaffungskosten (und damit in die Vertriebspreise) einkalkuliert werden. Wenn Absicherungen am Terminmarkt vorgenommen werden, dann sind entsprechende Mehrmengen abzuschließen.

Natürlich sind mit diesen Zusatzkosten bzw. Zusatzmengen nicht alle Risiken abgesichert. Offen bleibt beispielsweise das Risiko aus Marktentwicklungen, die aufgrund der großen Mengenunsicherheiten im Gasmarkt eine viel größere Rolle spielen als im Stromgeschäft. Ein wesentlicher Punkt kann jedoch festgehalten werden: Die Bewertung und Absicherung von Risiken im Gasmarkt kann nicht durch die direkte Übertragung von den im Strommarkt etablierten und bewährten Methoden mittels PFC bewerkstelligt werden.

Formeln

Folgende Abkürzungen sind zur Darstellung der zu erwartenden Beschaffungskosten hilfreich: P für den Spotpreis, L für die Last, HGT für den Heizgradtagswert, $E[x]$ für den Erwartungswert, $V[HGT]$ für die Varianz der Heizgradtagswerte.

Das lineare Preismodell hat die Form
 $P = c + d \cdot HGT$.

Das lineare Lastmodell hat die Form
 $L = a + b \cdot HGT$.

Die Parameter a,b,c,d werden durch lineare Regression geschätzt.

Dann gilt für die zu erwartenden Beschaffungskosten:
 $E[P \cdot L] = E[P] \cdot E[L] + b \cdot d \cdot V[HGT]$

Anmerkung 1: Ein kostenneutraler Hedge muss dabei nicht notwendig mengenneutral sein. Bei den meisten Berechnungsmethoden umfasst der kostenneutrale Hedge etwas größere Mengen, weil Preise für Zukaufsstunden teurer sind als Preise für Verkaufsstunden.

Ansprechpartner bei enervis

| | |
|------------------------------|---|
| Dr. Andreas Kauffmann | Andreas.Kauffmann@enervis.de Tel. 030 695 175 18 |
| Sebastian Klein | Sebastian.Klein@enervis.de Tel. 030 695 175 15 |

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH.