Risikomanagement in der Energieproduktion und im Energiehandel o. Univ.-Prof. Mag. Dr. Georg Pflug, Mag. Dr. Raimund Kovacevic

Forschungsschwerpunkte: Statistik und Risikoanalyse • Ressourcenmanagement

Wirtschaftswissenschaften

Aufgabe

Die weitgehende Liberalisierung des Energiemarktes hat zu neuen Herausforderungen geführt: Viele Anbieter stehen vielen Kunden gegenüber, die Produktion wurde vom Transport abgekoppelt und erneuerbare Energien erobern immer mehr Marktanteile.

Wind- und Sonnenergie stehen aber nicht rund um die Uhr zur Verfügung, sondern haben einen sehr variierenden Produktionsverlauf, der durch Energieproduktion aus anderen Quellen ausgeglichen werden muss. Da Elektrizität praktisch nur im Umweg über Staubecken speicherbar ist, und das auch nur im

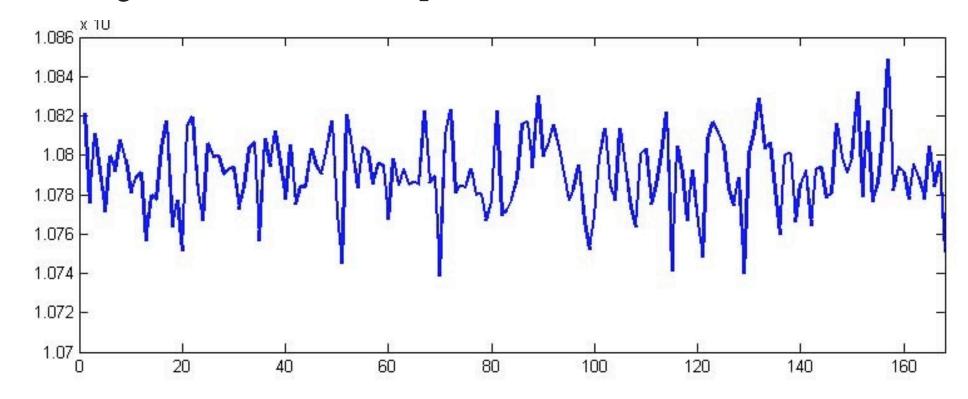


Abb. 1. Der Verlauf des Bedarfs eines Großkunden in einer Woche

begrenzten Maße, muss die Stromerzeugung immer genau dem Bedarf entsprechen, der über die Stunden des Tages und die Tage der Woche höchst unterschiedlich verteilt ist. Abb. 1 zeigt eine typische Bedarfskurve eines Großverbrauchers für die 168 Stunden einer Woche.

Die mögliche Einführung von smart-grid Technologien erlaubt es, den Bedarf etwas gleichmäßiger zu halten, indem - durch digitale Information gesteuert – Geräte (z.B. Waschmaschinen und Heizanlagen) erst dann eingeschaltet werden, wenn die Produktion billig und der übrige Verbrauch niedrig ist.



Abb. 2. Smart grid (Deutsches BM für Wirtschaft und Technologie)

Flexible Energiebezugsverträge werden immer wichtiger. Solche Verträge erlauben es auch Großverbrauchern (bei Kleinverbrauchern ist die schon immer so) zu einem weit vorher festgesetzten Preis Energie in Mengen zu beziehen, die erst am Tag vorher bestellt werden.

Somit sind Energieunternehmen mehrfachen Risiken ausgesetzt: (1) Das Preisrisiko für Primärenergieträger (Öl, Gas, Kohle) (2) das Risiko der unterbrechenden Produktion von Sonnen- und Windenergie (3) das Risiko des Ausfalls von Transportkapazität (4) das Risiko des schwankenden Bedarfs. Diese Risiken werden durch mathematisch-statistische Methoden bewertet und bestmögliche Strategien zur Bewältigung dieser Risiken mittels mathematischer Optimierung ermittelt.

Methode

Die Modellierung der Produktions- und Handelsentscheidungen erfolgt durch mehrstufige stochastische Optimierung. Zu diesem Zweck werden zunächst Daten über Energiepreise auf dem Spotmarkt (kurzfristiger Markt für den Handel von Elektrizität für den nächsten Tag), sowie dem Futuremarkt (längerfristiger Markt für den Handel von Energiebezug während eines ganzen Monats Quartals oder Jahres) untersucht (Abb. 3)

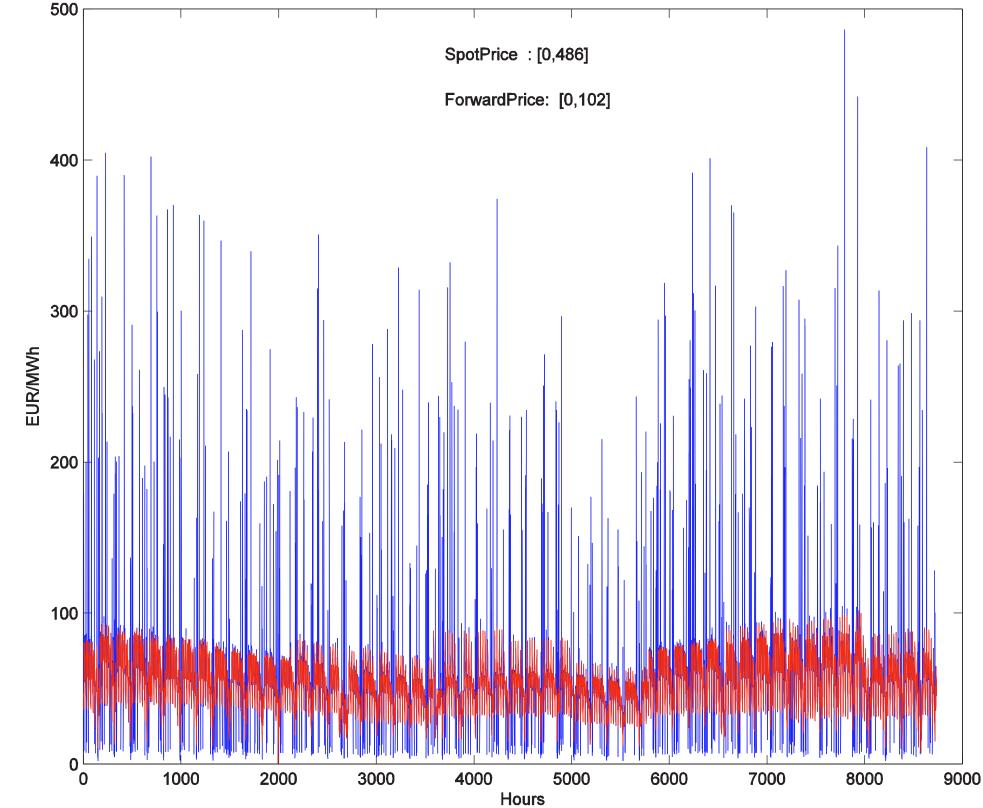


Abb. 3. Beobachtete Spotpreise (blau) und Futurepreise (rot)

Aus den Daten werden statistische Modelle geschätzt, die das Risiko in den Preiskurven abbilden (Abb. 4.).

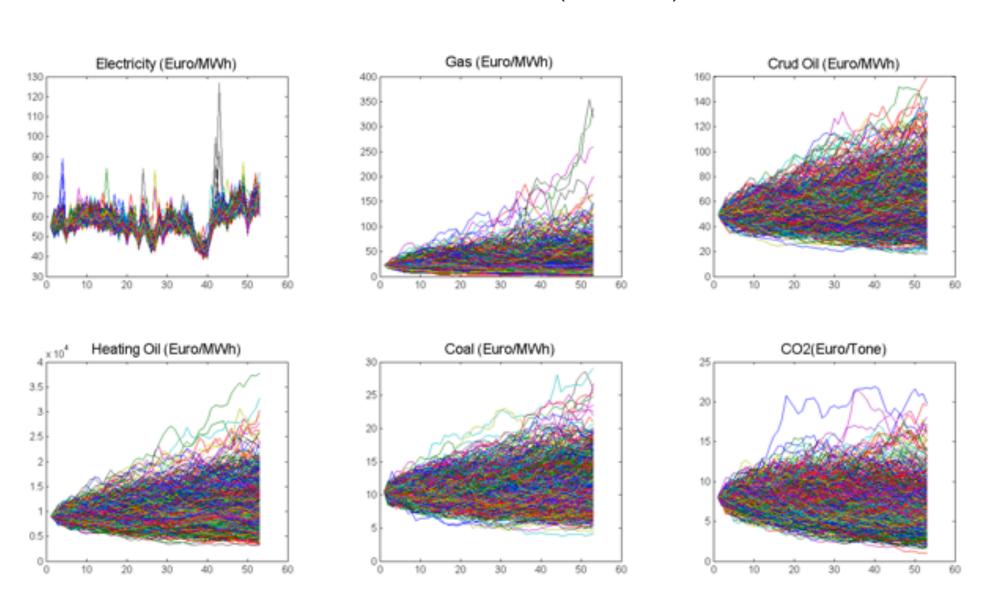


Abb. 4. Verschiedene Presiszenarien

Zur Berechnung optimaler Strategien werden vereinfachte Modelle, sogenannte Szenarienbäume geschätzt, siehe Abb. 5.

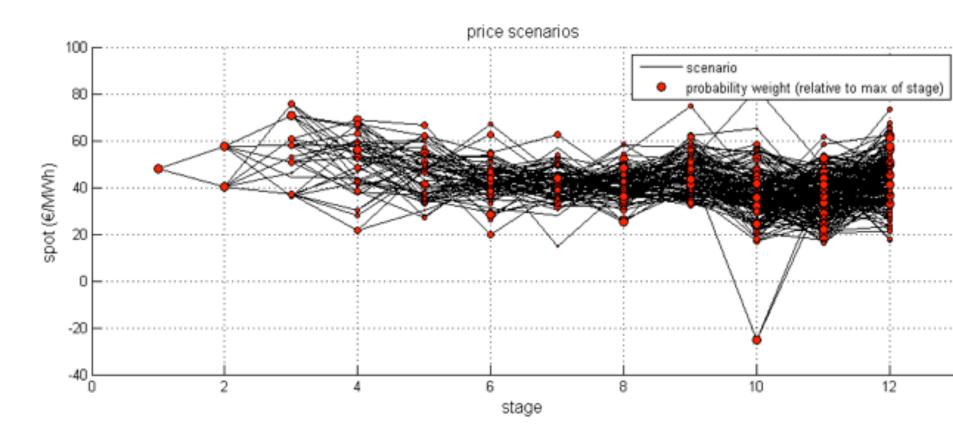


Abb. 5. Ein Szenarienbaum

Auf diesen Bäumen kann man ein mehrstufiges mathematische Optimierungproblem definieren, das durch numerische Algorithmen gelöst werden kann. Die Lösung eines gekoppelten Systems, wie es für flexible Verträge notwendig ist, ist sehr aufwendig, da es sich um ein hartes (NP-vollständiges) Problem der Optimierung handelt. Im vorliegenden Projekt wurden spezialisierte Lösungsalgorithmen auch für diese Klasse von Problemen entwickelt.

Ergebnis

Ergebnisse der Forschungsarbeit sind nicht nur die Berechnung und Analyse von optimalen Strategien zur Risikominimierung, sondern auch neue methodische Erkenntnisse im Bereich von Approximationsalgorithmen, von Algorithmen zur Robustifizierung von Entscheidungen und zur Lösung von gekoppelten (bilevel) Optimierungsproblemen.

Beispielsweise kann mit Hilfe der mehrstufigen stochastischen Optimierung auch für komplexe, mehrperiodische Vertragssituationen der Indifferenzpreis berechnet werden, das ist jener Preis, für den der Anbieter indifferent zwi schen Abschluss und Nichtabschluss des Vertrages ist. Dieser Preis dient als Richtschnur für Preisangebote. Abb. 6. zeigt eine typische Kurve für den Indifferenzpreis in Abhängigkeit des nachgefragten Volumens. Die wichtige Erkenntnis ist, dass wegen der Kapazitätsbeschränkungen der Produktion und der Nichtspeicherbarkeit von Energie der "richtige" Preis auch mit dem Volumen ansteigen kann, dass also keinesfalls "mehr" auch "billiger" bedeuten muss.

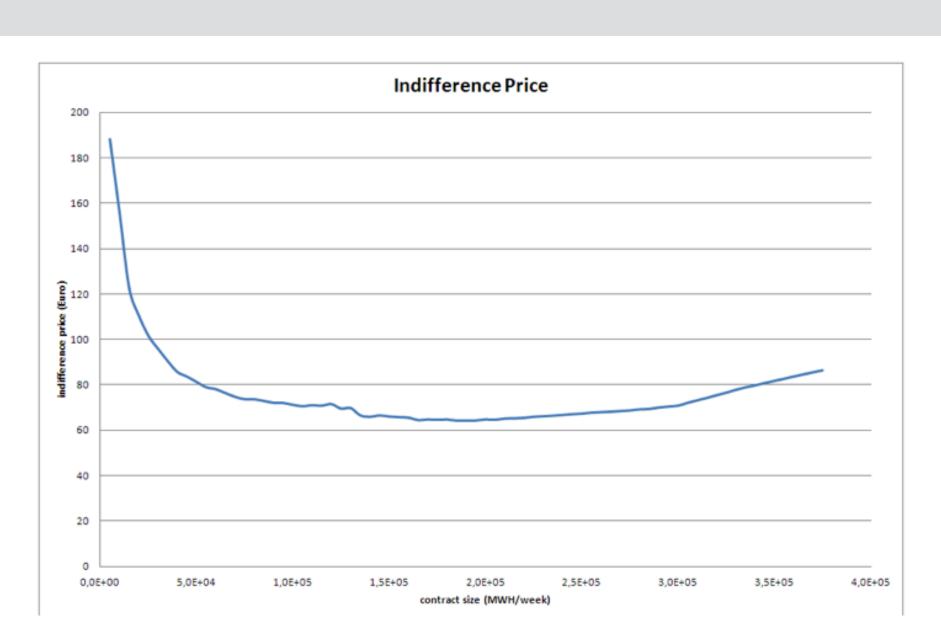


Abb. 6. Kurve für den Indifferenzpreis in Abhängigkeit des nachgefragten Volumen

Mitarbeitende an der Fakultät: Bita Analui (Dissertantin), Peter Gross (Dissertant)

Externe Partner der Wirtschaft: W. Grubauer (Siemens), V. Kholodnyi (Verbund), G. Petritsch (E&T trading)

Externe Partner der Wissenschaft: OR Gruppe der Universität St. Gallen (Prof. Frauendorfer, Dr. Parachiv, Dr. Schürle)

Durchführungszeitraum: 2011 - 2014

Best Paper Award: R. M. Kovacevic, F. Paraschiv (2013). Medium-Term planning for thermal electricity production, OR Spectrum.

Weitere Publikationen: R. M. Kovacevic, G. Pflug, M.T. Vespucci (2013). Handbook of risk management in energy production and trading, International series in operations research and management science, Springer Verlag



