

# The Impact of Different Unbundling Scenarios on Wholesale Prices in Energy Markets

Der europäische Energiemarkt hat sich seit der Elektrizitätsmarktinnenrichtlinie 96/92/EG, dem ersten Schritt zu einem integrierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt, entscheidend weiterentwickelt und verändert. Angefangen bei vertikal integrierten (teilweise staatlichen) Monopolunternehmen wurden Privatisierungen vorgenommen und Wettbewerb auf der Erzeugungs- und Vertriebsstufe eingeführt. Die Entflechtung (Unbundling) des Übertragungsnetzes vertikal integrierter Stromfirmen in Europa war dabei von Anfang an ein wichtiges Thema, um einen diskriminierungsfreien Netzzugang und dadurch Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Stufen zu ermöglichen. Seit der Elektrizitätsmarktinnenrichtlinie 2003/54/EG war Legal Unbundling, dessen Notwendigkeit für das Erreichen regulatorischer Ziele weitgehend anerkannt ist, das vorherrschende Unbundlingmodell in Europa.

Die jüngste Elektrizitätsmarktinnenrichtlinie 2009/72/EG fordert nun die Umstellung auf weiterführende Unbundlingmodelle. Im Einzelnen können die Mitgliedsstaaten zwischen Ownership Unbundling, einem Independent System Operator (ISO) und einem Independent Transmission Operator (ITO) wählen. Außerdem wird die Unbundlingdiskussion in Hinsicht auf Smart Grids neu entfacht werden. Deshalb nimmt Unbundling auch in der aktuellen regulierungsökonomischen und politischen Diskussion einen wichtigen Stellenwert ein.

Dieser Artikel versucht durch die Analyse verschiedener Unbundlingmodelle anhand eines Simulationsmodells einen Beitrag zur Unbundlingliteratur zu leisten. Da sich die meisten bisherigen Studien auf separate Analysen des Verteil- oder Übertragungsnetzes bezogen haben, liegt unser Fokus auf den Effekten von Unbundling auf der Produktionsebene. Konkret untersuchen wir die Wirkung einzelner Unbundlingmodelle auf den Großhandelspreis für Strom.

Basis des Simulationsmodells bildet das statische, numerische und kurzfristige Modell der konjekturalen Variation von Andersson and Bergman (1995). Konjekturale Variation bedeutet, dass mit Hilfe eines Parameters verschiedene Wettbewerbsformen in dem Modell untersucht werden können. Wir behandeln Cournot<sup>1</sup> und Bertrand<sup>2</sup> Wettbewerb.<sup>3</sup> Außerdem werden drei verschiedene Kraftwerkskategorien (Wasser-, Wärme- und Nuklearkraftwerke) in dem Modell unterschieden.

Folgende Unbundlingmodelle werden Teil der Untersuchungen sein:<sup>4</sup>

1. **Legal Unbundling** bezeichnet die rechtliche Trennung des Übertragungsnetzes von den anderen Produktionsstufen der Wertschöpfungskette. Der Netzbereich kann in eine 100% Tochter ausgelagert werden. Nach Höffler and Kranz (2011) maximiert der Netzbetreiber hier nur seinen eigenen Gewinn, während der Stromproduzent den gesamten Gewinn (aus Netzbetrieb und Stromproduktion) maximiert.
2. **Ownership Unbundling** bezeichnet eine eigentumsrechtliche Trennung des Übertragungsnetzes von den anderen Produktionsstufen der Wertschöpfungskette. Der Übertragungsnetzbereich ist zur Gänze an einen Dritten, d.h. unabhängigen Betreiber zu verkaufen. Nach Höffler and Kranz (2011) maximieren Netzbetreiber sowie Stromproduzent hier jeweils nur ihre eigenen Gewinne.

<sup>1</sup>Oligopolistischen Mengenwettbewerb.

<sup>2</sup>Oligopolistischen Preiswettbewerb.

<sup>3</sup>Da ein Bertrandwettbewerb voraussetzt, dass jedes Unternehmen theoretisch den gesamten Markt alleine versorgen kann, ist die Annahme eines Cournotwettbewerbs aufgrund der Kapazitätsbeschränkungen im Elektrizitätsmarkt realistischer.

<sup>4</sup>Die formale Implementierung der Unbundlingsszenarien orientiert sich an Höffler and Kranz (2011), die die einzelnen Unbundlingsszenarien anhand der verschiedenen Gewinnmaximierungsprobleme der Stromproduzenten und Netzbetreiber unterschieden.

3. **Third Way** fungiert als Benchmark für die anderen beiden Szenarien. Hier setzt ein einzelner unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber die Netznutzungsgebühren endogen, entsprechend der marginalen Kosten und eines Schattenpreises für knappe Netzkapazität, fest.

Die ersten Ableitungen (FOCs) der Firmen im Simulationsmodell bilden ein MCP (Mixed Complementarity Problem) für jedes Unbundlingszenario, das in GAMS (General Algebraic Modeling System) gelöst werden kann. Als Marktgleichgewicht ergeben sich in dem Simulationsmodell ein Großhandelspreis sowie ein aggregiertes Stromangebot, das der Stromnachfrage entspricht. Anhand der produzierten Mengen der einzelnen Stromproduzenten im Gleichgewicht kann im Nachhinein der Herfindahl–Hirschman Index als Maß für die Konzentration in den Szenarien berechnet werden. Das Simulationsmodell in GAMS ist für Deutschland und das Jahr 2008 kalibriert.

Unter Cournot Wettbewerb generiert Legal Unbundling die niedrigsten Großhandelspreise, da die integrierten Stromproduzenten<sup>5</sup> den gesamten Gewinn maximieren und aufgrund der Netznutzungsgebühren mehr produzieren als unter vollständiger eigentumsrechtlicher Trennung. Um die Preisnachteile auszugleichen müssten die Netznutzungsgebühren unter Ownership Unbundling aufgrund effizienterer Regulierung um 18,65% sinken.<sup>6</sup> Die niedrigeren Großhandelspreise unter Legal Unbundling widersprechen gewissermaßen den Erwartungen, da bspw. Pollitt (2008) oder Brunekreeft (2008) aufgrund ihrer Kosten–Nutzen Analyse positive Effekte von Ownership Unbundling prognostizierten. Allerdings gibt es auch einige Autoren die die Effekte von Ownership Unbundling als zweifelhaft beschreiben, z.B. Mulder and Shestalova (2006) oder Baarsma et al. (2007). Unter Bertrand Wettbewerb sind keine Unterschiede zwischen Legal und Ownership Unbundling zu erkennen<sup>7</sup> und die Third Way Alternative führt zu den niedrigsten Großhandelspreisen.

Außerdem ergeben unsere Simulationen, dass das Kostenverschleierungspotential der Netzbetreiber eine entscheidende Rolle spielt. Je kleiner die Verschleierungsmöglichkeiten, desto weniger Nachteile sind mit Ownership Unbundling verbunden. Bezüglich des Produktionsmix<sup>8</sup> konnten wir keine Abhängigkeit von den jeweiligen Unbundlingszenarien feststellen.

---

<sup>5</sup>Jene Netzbetreiber, die vormals vertikal integriert waren und jetzt legal unbundled sind.

<sup>6</sup>Da wir einen Kostenverschleierungsparameter von 0,2 unterstellt haben, bedeutet dies, dass der Regulator das Kostenverschleierungspotential nahezu gänzlich eliminieren müsste.

<sup>7</sup>Dies war zu erwarten, da alle Unternehmen die identische Gewinnmaximierungsbedingung von Preisen gleich Grenzkosten verfolgen.

<sup>8</sup>Summe aller genutzten Kraftwerkskapazitäten in der Gesellschaft.

## References

- Andersson, B. and Bergman, L. (1995). Market structure and the price of electricity: An ex ante analysis of the deregulated Swedish electricity market. *Energy Journal*, 16(2).
- Baarsma, B., de Nooij, M., Koster, W., and van der Weijden, C. (2007). Divide and rule. The economic and legal implications of the proposed ownership unbundling of distribution and supply companies in the Dutch electricity sector. *Energy Policy*, 35(3), 1785–1794.
- Brunekreeft, G. (2008). *Ownership Unbuilding in Electricity Markets — A Social Cost Benefit Analysis of the German TSO'S*. Cambridge Working Papers in Economics 0833, Faculty of Economics, University of Cambridge.
- Höfler, F. and Kranz, S. (2011). Imperfect legal unbundling of monopolistic bottlenecks. *Journal of Regulatory Economics*, (pp. 1–20). 10.1007/s11149-011-9144-5.
- Mulder, M. and Shestalova, V. (2006). Costs and benefits of vertical separation of the energy distribution industry: the Dutch case. *Competition and Regulation in Network Industries*, 1(2), 197–230.
- Pollitt, M. (2008). The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks. *Energy Policy*, 36(2), 704–713.