ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Egerer, Jonas; von Hirschhausen, Christian; Weibezahn, Jens; Kemfert, Claudia

Article

Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:
German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Egerer, Jonas; von Hirschhausen, Christian; Weibezahn, Jens; Kemfert, Claudia (2015) : Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 82, Iss. 9, pp. 183-190

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/107624

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung

Von Jonas Egerer, Christian von Hirschhausen, Jens Weibezahn und Claudia Kemfert

Im Zug der Energiewende sind in den letzten Jahren die Anforderungen an das Stromnetz kontinuierlich gestiegen, insbesondere wird die Optimierung der Nutzung vorhandener Ressourcen durch das sogenannte Engpassmanagement – den Umgang mit Engpässen im Netz – bedeutsamer. Vor diesem Hintergrund wird verstärkt diskutiert, ob regional differenzierte Preisgestaltung die richtigen Anreize für Stromerzeuger geben kann.

Eine Option für regionale Differenzierung ist die Einführung mehrerer Zonen, in denen sich unterschiedliche Strompreise bilden können. Von einem solchen System werden vielfach Anreize zu Investitionen in Kraftwerkskapazitäten, ein effizienterer Kraftwerkseinsatz, ein sicherer Systembetrieb, die Integration erneuerbarer Energien und liquide Strommärkte erwartet. Im Ergebnis würde so eine effizientere und kostengünstigere Steuerung der Strombereitstellung und der Stromnachfrage ermöglicht.

Die deutsche Energiepolitik hat sich bisher eindeutig für die Beibehaltung einer einheitlichen Preiszone im Strommarkt ausgesprochen. Im Rahmen der vorliegenden Studie erstellte modellbasierte Szenarien sowie Plausibilitätserwägungen legen nahe, dass die Einführung von zwei Preiszonen in Deutschland aktuell keinen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung des Engpassmanagements leisten würde, im Gegenteil: Es wäre sogar zu befürchten, dass zwei Preiszonen (Norden und Süden) zu einer geringeren Marktliquidität und zu Marktunsicherheiten führen würden. Die Preiseffekte wären gegenwärtig nur gering. Die durchschnittliche Preisdifferenz zwischen den Zonen würde mit 1,70 Euro/MWh weniger als fünf Prozent des Großhandelsstrompreises betragen, und die Notwendigkeit von Anpassungen des Marktergebnisses aufgrund von Netzengpässen (Redispatch) würde sich nicht wesentlich verringern. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist daher von der Einführung von zwei Preiszonen in Deutschland abzuraten. Davon unberührt sollte die Einführung von stärker regionalisierten Preissignalen („nodal pricing") sowohl für Deutschland als auch im europäischen Kontext geprüft werden.

Im Rahmen der Überarbeitung der europäischen Netzwerkcodes kommt einer Regelung zunehmende Bedeutung bei, die bisher in den meisten europäischen Ländern nur im grenzüberschreitenden Stromhandel Anwendung fand: der Festlegung von getrennten Preiszonen auch innerhalb von Ländern.[1] Die vorläufige Version des neuen *Network Code for Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)*[2] lässt den Mitgliedsstaaten die Möglichkeit, auch innerhalb der Länder beziehungsweise Netzbetreibergebiete unterschiedliche Preiszonen zu definieren und im Strommarkt das Handelsvolumen zwischen den Zonen zu begrenzen. Die Bildung unterschiedlicher Preiszonen bedeutet, dass innerhalb eines Landes unterschiedliche Strompreise herrschen; tendenziell ist der Preis in einer Zone mit hoher Stromnachfrage und vergleichsweise geringen Kraftwerkskapazitäten höher. In Stunden mit nicht ausgenutztem Handelsvolumen stellt sich zwischen den Zonen weiterhin ein einheitlicher Preis ein.

Im Rahmen des Prozesses zum Ausbau der Übertragungsnetze ist die Debatte in Deutschland intensiver geworden; auch diskutieren neben der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)[3] die osteuropäischen Nachbarländer die Bildung mindestens zweier Zonen in Deutschland.[4] Insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber in Polen, Tschechien, der Slowakei sowie Ungarn forderten in einem Memorandum die Bundesregierung zur Bildung von Preiszonen auf, um das Volumen von ungeplanten Flüssen durch Nachbarländer zu reduzieren, da die-

1 In der Fachsprache wird von „Gebotszonen" gesprochen.

2 Vgl. European Commission (2014): Draft: Commission Regulation: Network Code for Capacity Allocation and Congestion Management. Title II, Chapter 2, Bidding zone configuration.

3 Vgl. European Commission (2014): Draft: Commission Regulation establishing a guideline on capacity allocation and congestion management.

4 Auf europäischer Ebene wird dies mit dem Wunsch nach einer Steigerung der Systemeffizienz begründet. Die osteuropäischen Nachbarländer sind aufgrund der sogenannten „Ringflüsse" vom Norden Deutschlands über Polen, die Tschechische Republik und Österreich zurück in den Süden Deutschlands um ihre Systemsicherheit besorgt.

Kasten 1

Charakteristika des Strommarktes und Engpassmanagement

Strom ist kein herkömmliches Gut: Er kann nur durch Leitungen transportiert werden, Angebot und Nachfrage müssen zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein und es bestehen bisher keine kostengünstigen Möglichkeiten, ihn zu speichern. Der Stromfluss folgt dabei physikalischen Gesetzen und ist stark abhängig von der regionalen Verteilung von Einspeisung und Entnahme. Die Netzbetreiber sorgen für einen sicheren Betrieb der Stromnetze und achten dabei stets darauf, dass auch bei Ausfall einer wichtigen Leitung oder eines großen Kraftwerkes kein Stromausfall droht („n-1-Kriterium").

Durch die Abhängigkeit des Stromflusses von der regionalen Verteilung der Erzeuger und Verbraucher entstehen in der Regel Engpässe, da der Strom nicht einfach einen „Umweg" nehmen kann. Der Umgang mit vorhandenen Engpässen im Betrieb der Netze wird als Engpassmanagement bezeichnet und kann durch unterschiedliche Maßnahmen erfolgen.

se angeblich einen sicheren Systembetrieb gefährden.[5] Dies wird jedoch im „Grünbuch" des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zum „Strommarktdesign für die Energiewende" nicht empfohlen; im Gegenteil, es fordert „die Erhaltung einer einheitlichen Preiszone".[6] Das „Grünbuch" beruft sich dabei auf mehrere Gutachten, die bei einer Kosten-Nutzen-Betrachtung die Bildung von Preiszonen in Deutschland verwarfen.[7] Im Folgenden wird geprüft, ob es Gründe für die Einführung von zwei Preiszonen in Deutschland im Kontext der Energiewende gibt.

Organisationsmodelle für das Engpassmanagement

Regionale Unterschiede in Stromerzeugung und -verbrauch, die zu Netzengpässen führen würden, müssen durch Engpassmanagement ausgeglichen werden. Dabei können unterschiedliche Ziele verfolgt werden. In statischer Betrachtung kann ein Dispatch (Kraftwerkseinsatz), bei dem Netzengpässe berücksichtigt werden, die Kosten reduzieren und Systemsicherheit steigern. In dynamischer Betrachtung werden unter Umständen Signale für die räumliche Verteilung von Kraftwerks(re)-investitionen und Stilllegungen erzeugt. Auch die Aufrechterhaltung integrierter Marktgebiete wie des seit Jahren existierenden deutsch-österreichischen Gebiets kann in eine solche Zielfunktion eingehen. Die Bedeutung, die dem Engpassmanagement in einem Stromsystem zukommt, hängt somit vom Zusammenspiel mit anderen Instrumenten ab. So kann regionalen Unterschieden sowohl durch Variationen der Stromerzeugung und der Last als auch durch Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau (NOVA-Prinzip) begegnet werden.

Die Frage nach dem optimalen Engpassmanagement kann nicht pauschal, sondern nur unter Betrachtung der spezifischen Rahmenbedingungen beantwortet werden. Dabei ist auch auf das Verhältnis zwischen Aufwand und Ertrag von Reformmaßnahmen zu achten. Die statischen Effizienzeffekte von Preisänderungen werden von der stark preisunelastischen Nachfrage eingeschränkt.

Grundsätzlich ist zwischen dem Design der Netztopologie und dem Betrieb eines Stromnetzes zu unterscheiden. Bei der Entscheidung bezüglich der Netztopologie wird festgelegt, ob ein Stromnetz prinzipiell Engpässe zulassen sollte oder nicht.[8] In der Regel ist Ersteres der Fall, wobei sich zwei Extremformen des Umgangs mit möglichen Engpässen im System unterscheiden lassen:[9]

- Im aktuellen System in Deutschland erfolgt zuerst ein Bietprozess aller Stromerzeuger im Großhandelsmarkt, wobei potenzielle Netzengpässe vernachlässigt werden. Im Anschluss daran werden eventuell auftretende Netzengpässe durch den Netzbetreiber korrigiert, der sogenannte Redispatch. Durch die Vernachlässigung der Netzbedingungen im Biet-

5 ČEPS et al. (2012): Position of ČEPS, MAVIR, PSE Operator and SEPS regarding the issue of Bidding Zones Definition.

6 BMWi (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), 32.

7 Frontier Economics und Consentec (2011): Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Siehe auch Consentec und Frontier Economics (2013): Bidding Zone Configuration.

8 Ein System ohne Engpässe wird auch als „Kupferplatte" bezeichnet, weil ausreichend Stromkabel gelegt werden, um Engpässe gänzlich zu vermeiden und der Strom somit frei fließen kann. Der Vorteil des Systems „Kupferplatte" ist ein geringes Preisrisiko für Erzeuger und Verbraucher sowie ein problemloser Netzbetrieb. Dem stehen als Nachteil relativ hohe Netzkosten gegenüber. Dieses System wurde bis in die 90er Jahre in praktisch allen europäischen Stromsystemen angewandt; auch in Nordamerika ist es nicht unbekannt. So hat der Übertragungsnetzbetreiber in Alberta bis heute die Pflicht, ein engpassfreies Netz bereitzustellen. The Brattle Group (2007): International Review of Transmission Planning Arrangements, 32.

9 Vgl. Zum Beispiel Hogan, W.W. (1992): Contract networks for electric power transmission. sowie Neuhoff, K., Barquin, J., Bialek, J.W., Boyd, R., Dent, C.J., Echavarren, F., Grau, T., von Hirschhausen, C., Hobbs, B.F., Kunz, F., Nabe, C., Papaefthymiou, G., Weber, C., Weigt, H., (2013): Renewable electric energy integration: Quantifying the value of design of markets for international transmission capacity. Energy Economics 40, 760–772.

prozess entsteht in diesem System ein relativ hoher Redispatchbedarf.[10]

- Das Prinzip „Nodalpreise“ setzt dagegen auf einen integrierten Ansatz, bei dem durch eine Zentralisierung des Dispatches die Entscheidungen bezüglich der Stromerzeugung und des Engpassmanagements abgestimmt getroffen werden. Ziel ist dabei die Minimierung der Betriebskosten des Systems.[11] Dieses Prinzip wurde in den Bundestaaten der USA mit liberalisierten Strommärkten sowie in anderen Ländern wie Australien, Neuseeland und Chile eingeführt, in Europa hat es jedoch abgesehen von Irland und Polen[12] bisher keine Berücksichtigung in der Praxis gefunden.

Das Prinzip „Preiszone“ stellt einen Kompromiss zwischen den beiden Extremformen des Engpassmanagements dar. Zwar kann durch die Festlegung unterschiedlicher Preiszonen ein Preissignal gegeben werden. Allerdings führen die Variationen der Stromflüsse auch zu veränderten Preiszonen. Solche Veränderungen ergeben sich durch Netzausbau, neue Investitionen in Kraftwerkskapazität, relative Preisänderungen für die Erzeugung mit Kohle und Gaskraftwerken sowie regional Wettermuster und Windproduktion.[13] Daher sind große Vorlaufzeiten bei der Anpassung von Preiszonen notwendig, um vertragliche Lieferverpflichtungen innerhalb einer Preiszone nicht infrage zu stellen. Durch die Aufteilung größerer Marktgebiete reduzieren Preiszonen die Marktliquidität. Preiszonen geben regionale Preissignale für den Weiterbetrieb von Kraftwerkskapazitäten, jedoch ist unklar, inwieweit damit auch Investitionsanreize für neue Kraftwerke vermittelt werden.

Preiszonen in Deutschland: …

Die Auswirkungen der Bildung einer nördlichen und einer südlichen Preiszone in Deutschland werden hier für das Jahr 2012 in stündlicher Auflösung in einem quantitativen Modell basierend auf den Stromsektor-

10 Vgl. für eine Quantifizierung Abrell, J., Kunz, F. (2014): Integrating Intermittent Renewable Wind Generation – A Stochastic Multi-Market Electricity Model for the European Electricity Market. Networks and Spatial Economics.

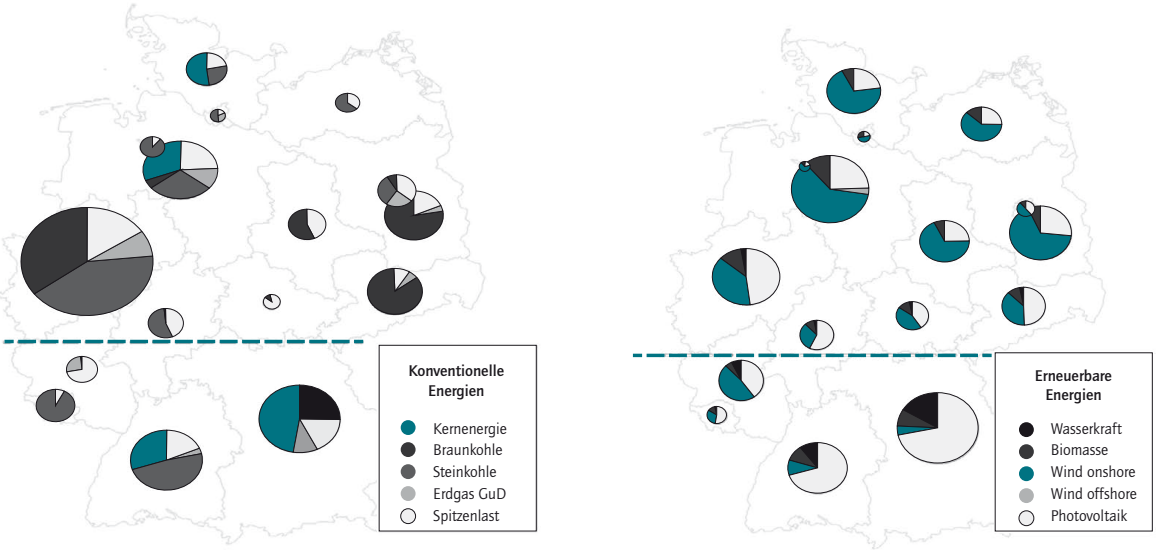
11 Der Begriff „Nodalpreise“ (deutsch: Knotenpreise) bezieht sich darauf, dass eine vollständige Preisdifferenzierung auf der Ebene einzelner Netzknoten (in der Regel Transformatoren) stattfindet.

12 Der polnische Netzbetreiber PSE wollte im Jahr 2011 ein Nodalpreissystem in Verbindung mit einem Kapazitätsmarkt einführen. Dieses befindet sich noch in der Planung.

13 Neuhoff, K. (2011): Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden. DIW Wochenbericht Nr. 20/2011.

Abbildung

Regionale Verteilung der Kapazitäten zur Stromerzeugung 2012



Quellen: Bundesnetzagentur (2013); ÜNB (2013); Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

In der nördlichen Preiszone findet sich eine Konzentration von fossilen Kraftwerken und Windenergieanlagen. Kernenergie und Photovoltaikanlagen charakterisieren die südliche Preiszone.

Tabelle

Kapazitäten zur Stromerzeugung 2012 und 2015

Tatsächliche Kapazitäten in Gigawatt in den für die Modellrechnungen gebildeten Preiszonen Nord und Süd

Technologie	2012		2015	
	Norden	Süden	Norden	Süden
Kernenergie	4,1	8	0	−1,3
Braunkohle	20,4	0	+0,6	0
Steinkohle	17,6	7,1	+1,2	+0,6
Erdgas (GuD)	5,2	3,2	+1,0	0
Erdgas (sonstige)	8,4	3,9	−1,2	−0,2
Mineralölprodukte	2,1	1,7	−0,2	−1,2
Pumpspeicher	3,9	4,9	0	0
Sonstige konventionelle Energien	3,4	0,6	−0,1	0
Summe konventionelle Energien	**65,1**	**29,4**	**+1,3**	**−2,1**
Wind Offshore	0,4	0	+2,6	0
Wind Onshore	28,5	3	+5,6	+0,6
Photovoltaik	16,8	15,6	+4,7	+4,3
Wasserkraft	0,6	3,1	0	+0,1
Biomasse	4,3	2,1	+0,4	+0,2
Summe erneuerbare Energien	**50,6**	**23,8**	**+13,3**	**+5,2**
Kapazität insgesamt	**115,7**	**53,2**	**+14,6**	**+3,1**
Spitzenlast	**54,6**	**31,4**	–	–

Quellen: Bundesnetzagentur (2013); ÜNB (2013); Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2015

Im Vergleich zum Jahr 2012 findet bis 2015 ein deutlicher Zubau erneuerbarer Energien vor allem im Norden statt, wohingegen eine leichte Verschiebung konventioneller Erzeugung von Süden nach Norden zu beobachten ist.

modell ELMOD betrachtet.[14] Die Teilung des deutschen Strommarktes in zwei Zonen erlaubt die Vergabe von begrenzten Nord-Süd-Leitungskapazitäten zwischen den Preiszonen (sogenannter Net Transfer Capacities – NTCs). Die hier gewählte Grenze zwischen der nördlichen und der südlichen Preiszone folgt der nördlichen Landesgrenze Bayerns und verläuft auf der Höhe Frankfurt/Main nach Westen bis an die deutsch-belgische Grenze. Dadurch werden die großen Erzeugungskapazitäten an Wind- und Kohlekraft im Nord- und Mitteldeutschland von der südlichen Region mit verhältnismäßig hoher Nachfrage und geringen Erzeugungskapazitäten getrennt. Die regionalen Unterschiede verstärken sich durch den anhaltenden Zubau von Wind- und Kohlekraftwerken in Nord- und Mitteldeutschland von 2012 bis 2015 (Abbildung und Tabelle).

14 Egerer, J., Weibezahn, J., Hermann, H. (2015): Two Price Zones for the German Electricity Market – Market Implications and Distributional Effects. Berlin, DIW Berlin Discussion Paper 1451; Leuthold, F., Weigt, H., von Hirschhausen, C., (2012): A large-scale spatial optimization model of the European electricity market. Networks and Spatial Economics 12, 75-107; Egerer, J., Gerbaulet, C., Ihlenburg, R., Kunz, F., Reinhard, B., von Hirschhausen, C., Weber, A., Weibezahn, J. (2014): Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling: Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets. Data Documentation No. 72, DIW Berlin.

Kasten 2

Diskussion zu Preiszonen und internationale Erfahrungen

In Deutschland sind die Befürworter von Preiszonen in der Minderheit: Wenige Stimmen fordern mehrere Preiszonen für Deutschland,[1] diskutieren sie als mögliche Folge der europäischen Entwicklung[2] oder sehen sie als notwendige Konsequenz bei einem weiteren Verschieben des aus ihrer Sicht notwendigen Netzausbaus.[3] Unterschiedliche Ausgestaltungen von Preiszonen wurden von Supponen,[4] Breuer et al.[5] sowie Burstedde[6] entwickelt. Nach einer Studie der Universität Duisburg-Essen hätte die Einführung von Preiszonen lediglich geringe Auswirkungen auf Preise.[7]

Die deutsche Strompolitik sowie die Regulierungsbehörde, die Bundesnetzagentur (BNetzA), lehnen bisher eine Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone ab.[8] Auch das „Grünbuch" des BMWi zum Strommarkt in Deutsch-

1 Bettzüge, M. O.: Irreführende Annahme – Marc Oliver Bettzüge schlägt vor, zwei Preiszonen für Strom in Deutschland zu schaffen (Gastkommentar). Handelsblatt vom 25.Februar 2014.

2 Breuer C., Moser A. (2014): Optimized bidding area delimitations and their impact on electricity markets and congestion management. IEEE.

3 Bauchmüller, M., Szymanski, M. (2014): Deutschlands neue Teilung. Süddeutsche Zeitung vom 6. Oktober 2014 und Monopolkommission (2011): Sondergutachten 59: Strom und Gas 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten. Sondergutachten der Monopolkommission, gemäß § 62 EnWG, Bonn, 12. September 2011.

4 Supponen, M., (2011): Influence of national and company interests on European electricity transmission investments. Ph.D. thesis. Aalto University. Espoo.

5 In einer modellgestützten Analyse zu Marktgebieten im europäischen Stromsektor, unter Berücksichtigung der Kriterien Marktmacht, Netzwerksicherheit und Systemkosten, könnte Deutschland für ein Szenario 2016/18 in bis zu drei Marktgebiete aufgeteilt werden. Vgl. Breuer, C., Moser, A. (2014): Optimized bidding area delimitations and their impact on electricity markets and congestion management.

6 Burstedde, B. (2012): From nodal to zonal pricing: A bottom-up approach to the second-best. 9th International Conference on the European Energy Market, Krakau, Polen.

7 Trepper, K., Bucksteeg, M., Weber, C. (2013): An Integrated Approach to Model Redispatch and to Assess Potential Benefits from Market Splitting in Germany. SSRN Scholarly Paper ID 2359328, Social Science Research Network, Rochester, NY, 535, papers.ssrn.com/abstract=2359328.

8 Frontier Economics and Consentec (2011): Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des Europäischen Strommarkts – Ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur.

land verlangt, die einheitliche Preiszone in Deutschland zu erhalten, und begründet dies sowohl mit traditionellen Argumenten (wie einer Verringerung der Liquidität und der Gefahr der Ausübung von Marktmacht), als auch mit Spezifika der Energiewende, unter anderem einer dann notwendigen unterschiedlichen Berechnung der EEG-Umlage im Norden und im Süden Deutschlands.[9]

Im europäischen Kontext wurde in den letzten Jahren auf die grenzüberschreitende Marktintegration der national geprägten Energiemärkte fokussiert, um die Entwicklung des europäischen Binnenmarktes (Internal Energy Market) voranzutreiben. Die Frage der Gebotszonengrenzen spielte dabei keine zentrale Rolle. Erst in jüngster Zeit hat dieser Aspekt, bedingt durch wachsende grenzüberschreitende Interaktionen, an Bedeutung gewonnen.[10] Vorgeschlagen wird eine Neugestaltung der Preiszonen, die bisher noch weitgehend die nationalen Grenzen widerspiegeln. Wesentliche Kriterien sollen dabei Netzsicherheit, Markeffizienz und die Stabilität der Zonen sein.[11]

Auf nationaler Ebene existieren in Norwegen (seit 2001), Schweden (seit 2011)[12] und Italien (seit 2011) Systeme mit Preiszonen: In Schweden betrug die durchschnittliche Preisdifferenz zwischen der Zone Nord und der Zone Süd in den vergangenen Jahren etwa zwei Euro/MWh.[13] Die grundlegenden Probleme der schwedischen Stromwirtschaft, das heißt die Nutzung der Windressourcen im Norden und die zukünftige Rolle der Atomkraft, wurden durch die Preiszonen nicht wesentlich gemildert. Auch Italien nutzt ein Modell mit mehreren Preiszonen, wobei aber für den Endverbraucher trotzdem ein einheitlicher Preis ermittelt wird. Dadurch wird der Effekt der Mengenanpassung wieder abgeschwächt.[14]

Besondere politische Brisanz hat die Diskussion durch Forderungen von Nachbarländern Deutschlands erhalten. So verlangen einige skandinavische Länder die Einführung von Preiszonen, wogegen sich die deutschen Netzbetreiber (hier: Tennet, 50Hertz) bisher gewehrt haben. Die vier Netzbetreiber Polens, der Tschechischen Republik, der Slowakei sowie Ungarns forderten die deutsche Bundesregierung im Jahr 2012 auf, den gemeinsamen Strommarkt mit Österreich aufzukündigen und mindestens zwei Preiszonen im deutschen System einzuführen; die NTCs der Grenzkuppelstellen zu Deutschland wurden reduziert.[15]

Ein Beispiel eines gescheiterten Engpassmanagementsystems auf Grund einer vereinfachten Abbildung des Netzwerkes ist das im März 1997 eingeführte System in PJM (Pennsylvania – New Jersey – Maryland), das aus unterschiedlichen regionalen Märkten zusammengestellt wurde. Angesichts verbleibender zoneninterner Engpässe kam es zu strategischem Bietverhalten von Stromerzeugern und -verbrauchern. Die sich dadurch ergebenden erratischen Preisvariationen zwangen den Regulierer, das System innerhalb weniger Monate abzuschaffen.[16] Stattdessen wurde im April 1998 ein Nodalpreissystem mit etwa 2 000 Knoten eingeführt, das bis heute praktiziert wird.[17]

---

9 BMWi (2014), a. a. O.

10 Ein Beitrag zu dieser Diskussion macht einen schematischen Vorschlag für eine alternative Definition von Gebieten: Anstatt sich an nationalen Grenzen zu orientieren, wird versucht eine Abgrenzung nach ähnlichen Charakteristika und Netztopologien festzulegen, Supponen, M. (2011): Influence of national and company interests on European electricity transmission investments. Ph. D. thesis. Aalto University. Espoo.

11 European Commission (2014): Draft Commission Regulation: Network Code for Capacity Allocation and Congestion Management. Title II, Chapter 2, Bidding zone configuration.

12 Nordpool spot (2015): Bidding areas. www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Bidding-areas/.

13 In den drei (von vier) nördlichen Zonen sind in 95 Prozent der Stunden keine Preisunterschiede zu beobachten, zwischen der Zone 3 und 4 (südlichste Zonen) beträgt die durchschnittliche Preisdifferenz 1,60 Euro/MWh, vgl. Thema Consulting Group (2013): Nordic Bidding Zones.

14 Vgl. Gestore Mercati Energetici (2015): market coupling, description of the model. www.mercatoelettrico.org/en/mercati/mercatoelettrico/MC_Modello.aspx.

15 Zum Beispiel Deutschland-Polen im Rahmen des Dreiländerecks von 2000 MW auf 200 MW, vgl. ENTSO-E (2010): NTC-Matrizen. www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix/Pages/default.aspx; und ab 2013 www.entsoe.net.

16 Hogan, W. (1999): Getting the Prices Right in PJM: Analysis and Summary: April 1998 through March 1999 (The First Anniversary of Full Locational Pricing). Harvard University, HEPG Working Paper, www.hks.harvard.edu/fs/whogan/pjm0399.pdf.

17 PJM Interconnection (2015): Energy Market. www.pjm.com/markets-and-operations/energy.aspx.

Für den Fall, dass die vorhandenen Austauschkapazitäten im Markt für den zonenübergreifenden kostengünstigsten Kraftwerkseinsatz nicht ausreichen, stellen sich unterschiedliche Strompreise im Norden und im Süden ein, die die Grenzkosten des teuersten erzeugenden Kraftwerks je Zone wiedergeben.

… Preisdifferenzen zwischen den Zonen wären gering …

Der Redispatch zwischen dem Norden und dem Süden kann bei einer Handelskapazität (NTC) von acht GW durch die Bildung von Preiszonen von 1 655 GWh auf 1 544 GWh pro Jahr (minus sieben Prozent) reduziert werden.[15] Das Volumen des modellierten Redispatches ist damit vergleichsweise klein.

Die geringe Reduktion des Redispatches zeigt, dass die untersuchten zwei Preiszonen die Engpässe im Netz nicht angemessen abbilden und kein geeignetes Instrument für Engpassmanagement in Deutschland wären. Ein effektives marktbasiertes Engpass management müsste Redispatch-Maßnahmen vollständig vermeiden.

Das zeigt sich auch in den über alle Stunden gemittelten Preisunterschieden zwischen den beiden Preiszonen in den Modellergebnissen[16] mit 0,40 Euro/MWh (2012) und mit 1,70 Euro/MWh (2015), die relativ gering sind.[17] Im Vergleich zum Einheitspreis ist der Anstieg im Süden dabei dreimal höher als die Reduktion im Norden. Gegenüber dem geringen gemittelten Preis unterschied gibt es indes vor allem in den Wintermonaten Stunden mit regionaler Knappheit im Süden mit etwas höheren Preisunterschieden.

Preisunterschiede zwischen den beiden Zonen bedeuten Verteilungseffekte zwischen Konsumenten und Produzenten. Die Gesamtsumme der Umverteilung erreicht 2015 für Verbraucher in der nördlichen Preiszone eine Ersparnis von 163 Millionen Euro pro Jahr, während Konsumenten in der südlichen Preiszone 275 Millionen Euro pro Jahr mehr zahlen.

Aufseiten der Produzenten sind verschiedene Technologien unterschiedlich stark von den Preisänderungen betroffen. Gaskraftwerke im Süden erzielen einen höheren Preisaufschlag als zum Beispiel Kernkraftwerke. Durch heterogene Kraftwerksauslastung und Gesamterzeugungsmengen gestaltet sich die Verteilung in der Modellrechnung wie folgt: Im Norden reduziert sich der Rohgewinn für erneuerbare Energie um 79 Millionen Euro pro Jahr, für Braunkohlekraftwerke um 66 Millionen Euro, für Steinkohlekraftwerke um 39 Millionen Euro und für Kernkraftwerke um 15 Millionen Euro. In der südlichen Preiszone profitieren Kernkraftwerke mit 74 Millionen Euro pro Jahr, erneuerbare Energien mit 57 Millionen Euro, Steinkohlekraftwerke mit 57 Millionen Euro und Erdgaskraftwerke mit 13 Millionen Euro.

… und Spezifika der Energiewende erschweren die Definition stabiler Preiszonen

Mit der zu erwartenden Fertigstellung der Südwestkuppelleitung über den Rennsteig (Altenfeld-Redwitz), wird in den nächsten Jahren eine zusätzliche Höchstspannungsleitung Stromüberschüsse aus den neuen Bundesländern nach Bayern leiten. Die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse zeigen, dass der Effekt der Bildung von zwei Preiszonen dadurch stark verringert wird. Berücksichtigt man die neue Leitung in den Modellrechnungen, so geht die durchschnittliche Preisdifferenz auf 0,40 Euro/MWh zurück.

Eine alternative Definition von Preiszonen wäre nach Fertigstellung der Leitung die Aufnahme des Ruhrgebiets in die südliche Preiszone. Mit dem weiteren Zubau von Windanlagen und dem finalen Ausstieg aus der Atomkraft im Jahr 2022 könnte sich der strukturelle Unterschied zwischen Nord und Süd wieder verschärfen. Dadurch würden die hier diskutierten Preiszonen wieder relevanter werden. Dem steht eine zunehmende Anzahl lokaler Engpässe gegenüber, die in den nächsten Jahren vor allem innerhalb der nördlichen Preiszone durch den weiterhin starken Ausbau der Windenergie zu zeitweise vorhandenen Netzengpässen und damit erhöhtem Redispatch führen können. Die fortschreitende Energiewende macht durch den Zubau von erneuerbaren Energien, Änderungen im konventionellen Kraftwerkspark und Netzausbau eine stabile Definition von Preiszonen zunehmend schwierig.

---

15 Im Jahr 2012 musste tatsächlich strombedingter Redispatch im Umfang von 1 962 GWh durchgeführt werden, vgl. Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2014): Monitoringbericht 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB.

16 Zur Modellierung wurden mehrere vereinfachende Annahmen getroffen. Zum einen wurde die Untersuchung beschränkt auf den deutschen Markt. Interdependenzen zwischen diesem und den Märkten der Nachbarländer wurden nicht berücksichtigt. Import- und Exportflüsse zwischen Deutschland und den Nachbarländern wurden zu diesem Zweck im Modell mit den tatsächlich im Jahr 2012 aufgetretenen Flüssen berücksichtigt. Auch wird die Flexibilität konventioneller Kraftwerke überschätzt, da etwa Rampenbeschränkungen oder die Wärmeführung nicht modelliert wurden. Hierdurch unterschätzt das Modell strukturell den Marktpreis.

17 1,70 Euro/MWh entspricht circa fünf Prozent des aktuellen Großhandelspreises von 35 Euro/MWh.

Prüfauftrag für die Bundesregierung: Quantitative und qualitative Effekte von Nodalpreisen untersuchen

Sowohl das „Grünbuch“ des BMWi als auch die öffentliche Diskussion zum Engpassmanagement haben bisher das alternative Organisationsmodell „Nodalpreise“ weitgehend vernachlässigt. Dabei handelt es sich um die Umstellung des Systems auf zentralisierten Dispatch mit starker regionaler Preisdifferenzierung, das heißt die Einführung von Nodalpreisen. Die Erfahrung in Nordamerika legt nahe, dass dieses System auch für Deutschland ergebnisoffen analysiert werden sollte.[18]

Neben vermuteten statischen Effizienzgewinnen müssen auch die Wechselkosten berücksichtigt werden. Die Wechselkosten bestehen in Deutschland insbesondere in der Umstellung des aktuellen Handelsregimes hin zu einem zentralisierteren Dispatch. Dieser Wechsel hätte auch Auswirkungen auf die Arbeitsteilung zwischen den Netzbetreibern und der Systemführung. Auch für die Abrechnung der EEG-Umlage beziehungsweise anderer Förderinstrumente müssten neue Formen gefunden werden. Auf dem Weg der weiteren politischen Ausgestaltung[19] sollten daher rechtliche, technische, wirtschaftliche und institutionelle Aspekte der Einführung von Nodalpreisen geprüft werden.

Fazit

Sowohl in Deutschland als auch in Europa wird derzeit die Einführung von Preiszonen im Strommarkt als Instrument des Engpassmanagements diskutiert. In der deutschen Diskussion überwiegt die Skepsis gegenüber der Einführung von Preiszonen. Das „Grünbuch“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie lehnt die Bildung von Preiszonen ab und fordert den Erhalt einer einheitlichen Preiszone.

Modellbasierte Szenarien sowie Plausibilitätserwägungen legen nahe, dass die Einführung von zwei Preiszonen in Deutschland keinen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung der Netznutzung leisten würde. Es steht sogar zu befürchten, dass Preiszonen zu hohen Transaktionskosten und einer geringeren Marktliquidität führen würden. In einem engmaschigen System wie Deutschland sind Preiszonen schwer zu definieren. Verteilungswirkungen wären eher gering. Die für das Jahr 2015 ermittelten Effekte der (hypothetischen) Bildung von zwei Preiszonen („Nord“ und „Süd“) hätten nur eine durchschnittliche Preisdifferenz zwischen den Zonen von etwa 1,70 Euro/MWh (weniger als fünf Prozent des Großhandelsstrompreises) zur Folge.

Unbeschadet der geringen Wirksamkeit von Preiszonen bleibt die Frage des Übergangs zu einem Nodalpreissystem offen. Nodalpreise (Knotenpreise) haben den Vorteil einer effizienteren Netznutzung. Bei der weiteren politischen Ausgestaltung sollten daher die technischen, juristischen, wirtschaftlichen und institutionellen Erfordernisse geprüft werden, damit die potenziellen Effekte besser eingeschätzt werden können.

---

18 Das DIW Berlin hat sich in früheren Forschungsprogrammen bereits mit dem Thema beschäftigt, vgl. Neuhoff, K. (2011), a. a. O. Auch der wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie schlägt regional differenzierte Übertragungsnetztarife vor: Wissenschaftlicher Beirat BMWi (2014): Engpassbasierte Nutzerfinanzierung und Infrastrukturinvestitionen in Netzsektoren. Berlin.

19 Vom „Grünbuch“ zum „Weißbuch“.

Jonas Egerer ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | jegerer@diw.de

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor für Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin | chirschhausen@diw.de

Jens Weibezahn ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der Technischen Universität Berlin | jew@wip.tu-berlin.de

Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ckemfert@diw.de

ENERGY TRANSITION AND ELECTRICITY MARKET DESIGN: TWO BIDDING ZONES ARE NOT A SOLUTION FOR GERMANY

Abstract: Requirements for the electricity network in Germany increased in recent years due to the energy transition. The utilization of existing infrastructure applying so called congestion management becomes more important. Regional pricing might help to set the right incentives for generation companies.

One option for regional price differentiation is splitting the market into multiple bidding zones with deviating electricity prices. Expectations for such a design include incentives for investments in power plants, more efficient power plant dispatch, increased system stability, integration of renewable energy sources, as well as liquid electricity markets. The result would be a more efficient and economic coordination of electricity supply and demand.

So far, the German energy policy has taken a clear stand against regional pricing and favors the status quo of a single bidding zone. The model based scenario analysis and qualitative reasoning indicate that at this moment in time two bidding zones do not improve congestion management. The implementation of two bidding zones might even lead to lower market liquidity and market uncertainties. With an average difference of 1.70 Euro/MWh (less than five percent of wholesale prices), price effects between the northern and southern bidding zone are marginal. Also, the necessity for re-dispatch (alternating market results due to network congestion) does not decline significantly. In the current situation it therefore does not seem advisable to introduce two bidding zones in Germany. However, the implementation of farther reaching regional pricing (i. e. nodal pricing) for Germany as well as Europe should be examined.

JEL: L51, L94, Q41, Q48

Keywords: Electricity, congestion management, bidding zones, Germany, Energiewende

DIW BERLIN

DIW Berlin — Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e. V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
82. Jahrgang

Herausgeber
Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Dr. Kati Krähnert
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion
Sabine Fiedler
Dr. Kurt Geppert

Redaktion
Renate Bogdanovic
Andreas Harasser
Sebastian Kollmann
Dr. Claudia Lambert
Marie Kristin Marten
Dr. Anika Rasner
Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat
Dr. Jan Marcus
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.

Pressestelle
Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
presse@diw.de

Vertrieb
DIW Berlin Leserservice
Postfach 74
77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. (01806) 14 00 50 25
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304

Gestaltung
Edenspiekermann

Satz
eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck
USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit Quellenangabe und unter Zusendung eines Belegexemplars an die Serviceabteilung Kommunikation des DIW Berlin (kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.