

ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Nr 55

**Ausbau der Stromnetze im
Rahmen der Energiewende:
Effizienter Netzausbau und
effiziente Struktur der
Netznutzungsentgelte**

Justus Haucap,
Beatrice Pagel

Januar 2014

IMPRESSUM

DICE ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Veröffentlicht durch:

düsseldorf university press (dup) im Auftrag der
Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät,
Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Universitätsstraße 1,
40225 Düsseldorf, Deutschland
www.dice.hhu.de

Herausgeber:

Prof. Dr. Justus Haucap
Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE)
Tel: +49(0) 211-81-15125, E-Mail: haucap@dice.hhu.de

DICE ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Alle Rechte vorbehalten. Düsseldorf 2014

ISSN 2190-992X (online) - ISBN 978-3-86304-655-2

Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und effiziente Struktur der Netznutzungsentgelte

Justus Haucap und Beatrice Pagel

Januar 2014

Abstract:

Der Umbau der deutschen Stromerzeugungslandschaft im Rahmen der Energiewende stellt auch große Herausforderungen an den Netzausbau in Deutschland. Abhängig vom Szenario des Zubaus an erneuerbaren Energien werden die Kosten des Netzausbaus für die kommenden Jahre auf 946 Millionen bis 1,6 Milliarden Euro jährlich geschätzt. Ökonomisch wird dieser Ausbaubedarf insbesondere dadurch bedingt, dass Stromerzeuger bei ihrer Standortwahl die Kosten für den Stromtransport nicht berücksichtigen. Des Weiteren ist die Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien durch die EEG-Einspeisetarife schwer steuerbar, was eine verlässliche Prognose des Netzausbaubedarfs erschwert. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollten sowohl der Netzausbau als auch die weitere Ansiedlung von Erzeugungskapazitäten über Preissignale gesteuert werden. Dieser Beitrag erörtert daher mögliche Optionen zur marktkonformen Ausgestaltung des Netzausbaus. Zudem wird aufgezeigt, wie eine Umstellung der Förderung erneuerbarer Energien weg von staatlich zementierten Festpreisen hin zu einer Mengensteuerung mit flexiblen Preisen den Netzausbaubedarf und dessen Kosten beeinflusst.

1. Einleitung

Die Energiewende ist aktuell eines der ambitioniertesten Projekte der deutschen Politik. Die Stromversorgung in Deutschland soll in atemberaubendem Tempo komplett umgebaut werden. Nach §1 Abs. 2 des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Kurztitel: Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) sollen bis zum Jahr 2020 mindestens 35% des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien erzeugt werden, der Anteil an „grünem Strom“ soll also gegenüber 2013 um weitere 11-12 Prozentpunkte steigen. Bis 2050 sollen sogar 80% aus erneuerbaren Energiequellen kommen. Der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD hat nun weitere Zwischenziele für einen Ausbaukorridor der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien definiert: 40-45% im Jahr 2025 und 55-60% im Jahr 2035 (vgl. CDU/CSU/SPD, 2013, S. 51).

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien steigt der Netzausbaubedarf insbesondere im Bereich der Verteilnetze im Falle der Solarenergie und bei verbrauchsnahe Windrädern sowie im Bereich der Übertragungsnetze bei Offshore-Windkraft und Onshore-Windstrom aus Nord- und Nordostdeutschland. Der Netzausbaubedarf auf Ebene der Übertragungsnetze entsteht vor allem dadurch, dass sich die bestehenden „konventionellen Kraftwerke“, welche Strom mit fossilen und nuklearen Brennstoffen erzeugen, primär nahe der Lastzentren im Westen und Süden Deutschlands befinden, während der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (insbesondere der Wind-Energie) vor allem im Norden und Osten erfolgt. Es kommt somit zu einer regionalen Verlagerung der Erzeugungskapazitäten vom Süden und Westen in den Norden und Nordosten Deutschlands. Durch die geplanten Offshore-Windkraftanlagen wird dieser Trend noch verstärkt.

Die Schätzungen darüber, welcher Netzausbaubedarf konkret vorhanden ist, variieren durchaus. Die sogenannte dena-Netzstudie II (vgl. dena, 2010) hat auf Ebene der Übertragungsnetze alternativ (i) einen Netzausbaubedarf von 3.600 km Trassenlänge mit Kosten in Höhe von 0,946 Mrd. Euro pro Jahr identifiziert oder aber (ii) einen reduzierten Netzausbaubedarf von „nur“ 1.700 km neuer Trassen, der jedoch mit Gesamtkosten von 1,617 Mrd. Euro pro Jahr behaftet ist, weil in diesem Fall gleichzeitig 5.700 km bestehende Trassen auf Hochtemperaturleiter umgerüstet werden müssen, um den Netzausbaubedarf gering zu halten. Die zweite Lösung wäre somit erheblich teurer. Das Bundesbedarfsplangesetz vom Juli 2013 hat nun einen Bedarf von rund 2.800 km an kompletten Neubautrassen und rund 2.900 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in bestehenden Trassen festgestellt. Durch das Gesetz sind alle 36 Vorhaben des durch die Bundesnetzagentur bestätigten ersten Netzentwicklungsplans (NEP) übernommen worden.

Zum Ausbaubedarf auf Ebene der Übertragungsnetze kommt ein erheblicher Investitionsbedarf auf Verteilnetzebene hinzu sowie ein erheblicher Modernisierungs- und Innovationsbedarf bei den Verteilnetzen zur Bewältigung der neuen Aufgaben (wie bidirektionaler Lastfluss zur Einspeisung von Solarstrom).

Zwei Faktoren verteuern aktuell den Netzausbau: Zum einen erfolgt die Planung von Kraftwerksstandorten, sowohl bei erneuerbaren als auch bei konventionellen Kraftwerken, weitgehend unabhängig von den resultierenden Netzausbaukosten, da Stromerzeugung und Netzbetrieb heute entflochten sind und die Kraftwerksbetreiber zwar die Kosten des Netzanschlusses, nicht aber die Kosten des notwendigen Netzausbaus zu tragen haben. Dadurch kommt es zu einer isolierten Optimierung der Kraftwerksplanung, ohne dass die induzierten Kosten des Netzausbaus hinreichend berücksichtigt werden. Weil also die Erzeuger nicht an den Kosten des Netzausbaus beteiligt werden, findet keine Optimierung der Standortwahl in Bezug auf die entstehenden Netzausbaukosten statt, sodass eine gesamtwirtschaftlich ineffiziente Standortwahl erfolgt und ein übermäßiger Netzausbaubedarf entsteht.

Zum anderen hat sich gezeigt, dass die Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien über die Anpassung der EEG-Einspeisetarife nur sehr schwer zu steuern ist (vgl. z. B. RWI, 2012), sodass auch der Netzausbau schwer planbar ist und damit auch unnötig verteuert wird. Die Prognosen für den Zubau an Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien sind in der Vergangenheit regelmäßig unterschätzt worden und damit auch der notwendige Netzausbaubedarf. Eine passgenaue Mengensteuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, wie sie z.B. im Rahmen eines Quotenmodells erfolgen kann, würde dieses Problem lindern und den Netzausbau planbarer gestalten und somit auch die Kosten des Netzausbaus senken.

Eine volkswirtschaftlich effiziente Lösung würde sowohl den Netzausbau als auch die Ansiedlung von Erzeugungskapazitäten – ob auf Grundlage fossiler oder erneuerbarer Energieträger – über Preissignale steuern. Sofern es zu Netzengpässen kommt, sollte Strom in Gebieten mit relativ hoher Nachfrage und relativ geringem Angebot mehr kosten als in Gebieten mit relativ geringer Nachfrage und relativ hohem Angebot. Der Preis würde somit Knappheiten reflektieren und sowohl (industrielle) Verbraucher als auch Erzeuger zu effizienten Standortentscheidungen bewegen. Bei einer effizienten Regulierung der

Netzentgelte sollte dies auch Netzbetreiber zu einem effizienten Abbau der Netzengpässe bewegen.

Die Einrichtung eines solchen effizienten Preismechanismus wie z. B. durch das sogenannte Nodal Pricing, durch das ein Strommarkt in verschiedene Preiszonen aufgeteilt wird, ist jedoch keineswegs trivial und erfordert grundlegende Änderungen im Strommarktdesign. Um ohne eine Änderung des Strommarktdesigns Anreize bei der Kraftwerksansiedlung besser zu steuern als bisher, wäre eine indirekte Beteiligung der Investoren in Stromerzeugungskapazitäten an den induzierten Kosten des Netzausbaus denkbar, z. B. über regional stärker ausdifferenzierte Netznutzungsentgelte, an denen die Stromerzeuger über eine sogenannte G-Komponente beteiligt werden.

Mögliche Optionen zur marktkonformen Ausgestaltung des Netzausbaus sollen in diesem Beitrag erörtert werden. Zudem soll skizziert werden, wie eine Umstellung der Förderung erneuerbarer Energien weg von staatlich zementierten Festpreisen hin zu einer Mengensteuerung mit flexiblen Preisen den Netzausbaubedarf und dessen Kosten beeinflusst.

2. Bestandsaufnahme zum erwarteten Netzausbaubedarf

Welcher Netzausbau im Rahmen des Umbaus der Stromversorgung notwendig sein wird, hängt von vielen Unbekannten ab. Klar ist jedoch, dass der Ausbaubedarf erheblich sein wird. In der dena-Netzstudie II (dena, 2010) sind verschiedene Szenarien berechnet worden, um den voraussichtlichen Netzausbaubedarf zu ermitteln.

In dieser Studie kommt die Deutsche Energieagentur (dena) zu dem Ergebnis, dass im sogenannten „Basisszenario ohne Speichereinsatz“ bis zum Jahr 2020 ein Netzausbaubedarf auf Ebene der Übertragungsnetze von 3.600 km Trassenlänge entsteht, mit Kosten in Höhe von 0,946 Mrd. Euro pro Jahr. In der alternativen Untersuchungsvariante „Freileitungsmonitoring“ sinkt der Netzausbaubedarf zwar um 100 km auf 3.500 km neue Höchstspannungstrassen, jedoch steigen die Kosten auf 0,985 Mrd. Euro pro Jahr, da eine zusätzliche Notwendigkeit entsteht, bestehende Freileitungstrassen über eine Trassenlänge von 3.100 km baulich anzupassen. Eine dritte Untersuchungsvariante „Hochtemperaturleiterseile“ ergibt zwar einen Netzausbaubedarf von lediglich 1.700 km neuer Trassen. Jedoch müssten dazu gleichzeitig 5.700 km bestehende Trassen auf Hochtemperaturleiter umgerüstet werden, sodass die Kosten für diesen Lösungsansatz mit 1,617 Mrd. Euro pro Jahr deutlich höher wären als in den ersten beiden Szenarien. Tabelle 1 fasst die drei Kernszenarien der dena-Netzstudie II zusammen.

Tabelle 1: Kernszenarien der dena-Netzstudie II

Szenario	Netzausbaubedarf	Netzumbaubedarf	Kosten pro Jahr
Basis	3.600 km	0	946 Mio. €
Freileitungsmonitoring	3.500 km	3.100 km	985 Mio. €
Hochtemperaturleiterseile	1.700 km	5.700 km	1.617 Mio. €

Quelle: dena-Netzstudie II (dena, 2010, S. 13).

Anzumerken ist, dass nach Schätzungen der dena-Netzstudie II für die Anbindung der Offshore-Windparks bis 2020 Seekabel mit einer Länge von insgesamt 1.550 km benötigt werden. Diese verursachen jährliche Kosten in Höhe von 340 Mio. Euro (vgl. dena, 2010, S. 5). Somit entfallen erhebliche zusätzliche Netzausbaukosten auf die Anbindung von Offshore-Windparks.

In einer relativ aktuellen dena-Studie vom August 2012 (vgl. dena, 2012a) wurde zudem der Netzausbaubedarf im Höchstspannungsnetz für eine besonders kritische Netzsituation (Starkwind und Starklast) ermittelt. Der Analyse zufolge ist bis 2050 ein weiterer Netzausbau im Übertragungsnetz von mindestens 12.900 km notwendig (dena, 2012a, S. 6).

Das Bundesbedarfsplangesetz vom Juli 2013 hat einen aktuellen Bedarf von rund 2.800 km an kompletten Neubautrassen und rund 2.900 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in bestehenden Trassen festgestellt. Durch das Gesetz sind alle 36 Vorhaben des durch die Bundesnetzagentur bestätigten ersten Netzentwicklungsplans (NEP) übernommen worden.

Zum Ausbaubedarf auf Ebene der Übertragungsnetze (Höchst- und Hochspannungsnetze) kommt ein erheblicher Investitionsbedarf auf Verteilnetzebene (Mittel- und Niederspannungsnetze) hinzu. Wie sich dieser genau ausgestaltet, hängt stark vom Zubau an Onshore Windkraft und Photovoltaik ab. Im Referenzszenario der Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (Energiekonzept 2020, vgl. ewi/gws/prognos, 2010) wird für das Jahr 2020 eine installierte Photovoltaikleistung sowie eine installierte Onshore-Windleistung von jeweils 33,3 GW in Deutschland prognostiziert. Im Leitszenario 2010 des Bundesumweltministeriums (BMU-Leitszenario 2020) wird hingegen von einer installierten Leistung von 51,7 GW für die Photovoltaik und 35,7 GW für Onshore-Windkraft ausgegangen (DLR/fraunhofer IWES/IfnE, 2010). Letzteres scheint angesichts des massiven Zubaus in den Jahren 2011 und 2012 realistischer.

Über 98% aller Photovoltaik-Anlagen sind an die Niederspannungsebene angeschlossen, und 1,4% der Photovoltaik-Anlagen hängen an der Mittelspannungsebene. Ebenso sind kleinere Onshore-Windparks und Biomasseanlagen primär an das Verteilnetz angeschlossen. Da also Solarstrom sowie Strom aus Biomasseanlagen und kleineren Onshore-Windparks fast ausschließlich dezentral auf der Verteilnetzebene, also den Mittel- und Niederspannungsnetzen, eingespeist wird, ergibt sich auch auf diesen Netzebenen ein erheblicher Netzausbau- und Netzausbaubedarf.

Berechnungen von BET/E-Bridge/IAEW (2011) im Auftrag des BDEW zufolge ist von einem Ausbau des Mittelspannungsnetzes von etwa 11% (Energiekonzept 2020) bzw. 28% (BMU Leitszenario 2020) auszugehen, und von einem Ausbau von 13% bzw. 22% des Niederspannungsnetzes. In Netzkilometern sind dies 55.000 bzw. 140.000 km im Mittelspannungsnetz sowie 140.000 km bzw. 240.000 km auf der Niederspannungsebene.

Die Kosten für diesen Ausbau werden auf 10-13 Mrd. Euro (Energiekonzept 2020) bzw. 21-27 Mrd. Euro (BMU Leitszenario 2020) geschätzt, wobei letztere Zahl realitätsnäher sein dürfte. Hinzu kommt noch ein erheblicher Modernisierungs- und Innovationsbedarf bei den Verteilnetzen zur Bewältigung der neuen Aufgaben. Dies betrifft unter anderem den bidirektionalen Lastfluss, die Integration von intelligenter Systemtechnik (Smart Grids) zur

Erschließung von Potenzialen im Bereich des *Demand-Side Managements* (DSM) und zur Steuerung von Kleinsterzeugern, sowie die Einbindung von Speichern.

Auch in der dena-Verteilnetzstudie (dena, 2012b) wurde der Ausbaubedarf im Verteilnetz basierend auf zwei unterschiedlichen Szenarien eingehend untersucht. Insgesamt wird der Ausbaubedarf bis 2030 auf 135.000 bis 193.000 km Stromkreislänge auf allen Verteilnetzebenen geschätzt. Wird der Netzausbauplan 2012 zugrundegelegt, so ist bis 2030 eine Erweiterung des Mittelspannungsnetzes um bis zu 72.100 km nötig, und eine Erweiterung des Niederspannungsnetzes um bis zu 51.600 km. Dies entspricht einem Neubedarf von etwa 15 % bzw. 5 % je Netzebene. Wird als Basis für die Berechnungen das Bundesländerszenario herangezogen, so ergibt sich sogar ein Ausbaubedarf von 117.200 km auf Mittel- und 57.300 km auf Niederspannungsebene. Auf der Mittelspannungsebene entspricht dies einem Neubedarf laut Bundesländerszenario von ca. 24 %. Hinzu kommt ein bedeutender Aus- und Umbauebedarf auf der Hochspannungsebene. Insgesamt werden die Kosten für Aus- und Umbaumaßnahmen auf allen Verteilnetzebenen von den Autoren der dena-Verteilnetzstudie auf 27,5 bis 42,5 Mrd. Euro geschätzt.

Alles in allem wird also auf allen Ebenen des Stromnetzes der Netzausbaubedarf und auch der Umbau- und Modernisierungsbedarf erheblich sein.

3. Netzausbau als ökonomisches Problem

Stromnetze sind natürliche Monopole. Der Betrieb eines Stromnetzes in einer Region durch einen einzigen Betreiber ist volkswirtschaftlich günstiger als ein Wettbewerb zwischen verschiedenen Stromnetzen, da dies zu einer Duplikation von Fixkosten und dem Verlust von Größenvorteilen führen würde. Da also Wettbewerb im Segment der Stromnetze weder möglich noch volkswirtschaftlich sinnvoll ist, ist eine behördliche Aufsicht über das Marktverhalten der Stromnetzbetreiber notwendig. Dies erfolgt in Deutschland durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden. Investitionsanreize werden in diesem Kontext vor allem durch die sogenannten Investitionsbudgets gesteuert.¹

Stromnetzbetreiber und Stromerzeuger sind heute mindestens organisatorisch entflochten, wenn nicht gar eigentumsrechtlich.² Auf Ebene der Übertragungsnetze sind heute drei der vier Betreiber – nämlich Tennet, 50Hertz und Amprion – eigentumsrechtlich weitestgehend entflochten.³ Lediglich EnBW ist noch Eigentümer von TransnetBW, dem Übertragungsnetzbetreiber in Baden-Württemberg. Damit verfolgen Netzbetreiber und Stromerzeuger heute separat ihre Profitinteressen.

Zugleich regelt § 13 EEG, dass bei Anschluss von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Netzanschlusskosten an den Verknüpfungspunkt zu Lasten des Anlagenbetreibers gehen, wobei bei Zuweisung eines anderen Verknüpfungspunktes der Netzbetreiber die Mehrkosten trägt. Jedoch hat nach § 14 EEG der Netzbetreiber die Kosten für die Optimierung, Verstärkung und weiteren Ausbau zu tragen. In ähnlicher Weise regelt § 8 Abs. 1 der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV), dass die Kosten für die

¹ Für Details siehe Coenen und Haucap (2013).

² Für Details siehe Monopolkommission (2009, 2011).

³ RWE hält aktuell noch einen Anteil von 25,1 % an Amprion.

Verbindung zwischen der Erzeugungsanlage und dem Netzanschlusspunkt vom Anschlussnehmer zu tragen sind, zugleich aber nach § 8 Abs. 3 KraftNAV Kosten zur Verstärkung des Netzes vom Netzbetreiber zu tragen sind. Zudem verpflichtet das EnWG die Netzbetreiber dazu, Offshore-Windparks kostenfrei an das Festland anzubinden.

Die Planung von Kraftwerksstandorten, sowohl bei erneuerbaren als auch bei konventionellen Kraftwerken, erfolgt daher weitgehend unabhängig von den resultierenden Netzausbaukosten, da Stromerzeugung und Netzbetrieb entflochten sind und die Kraftwerksbetreiber – abgesehen von den Netzanschlusskosten – nicht die Kosten des Netzausbaus zu tragen haben. Dadurch kommt es zu einer isolierten Optimierung der Kraftwerksplanung, ohne dass die induzierten Kosten des Netzausbaus hinreichend berücksichtigt werden. Weil also die Erzeuger nicht an den Kosten des Netzausbaus beteiligt werden, findet keine Optimierung der Standortwahl in Bezug auf die entstehenden Netzausbaukosten statt (vgl. schon Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen, 2007), sodass eine gesamtwirtschaftlich ineffiziente Standortwahl erfolgt und ein übermäßiger Netzausbaubedarf entsteht.

Zur Illustration der Problematik hilft folgende Überlegung: Ein integrierter Betreiber von Stromnetzen und Kraftwerken wird bei einem Kraftwerksneubau stets versuchen, die Summe aus Netz- und Kraftwerkskosten insgesamt zu minimieren. Bei einem Kohlekraftwerk wäre z. B. die Frage zu stellen, ob es günstiger ist, (a) einen verbrauchsnahe Standort im Süden Deutschlands zu wählen und daher höhere Transportkosten für die Kohle als Brennstoff zu tragen oder (b) einen küstennahen Standort, der Transportkosten für die Kohle einspart, aber einen stärkeren Netzausbau erfordert. Ganz ähnlich kann die Überlegung bei Windenergie erfolgen: Ist ein windschwacher, aber verbrauchsnahe Standort im Süden ggf. für einen Windpark attraktiv, wenn dadurch Netzausbaukosten vermieden werden können oder lohnt sich eher der Bau im windstarken Norden mit dem einhergehenden Netzausbau? Diese integrierte Überlegung findet aufgrund des Zusammenspiels von Entflechtung und mangelnder Beteiligung der Kraftwerksbetreiber an den Netzausbaukosten heute nicht mehr statt. Stattdessen werden Erzeugungskapazitäten isoliert auf ihre Produktionskosten (inklusive der Transportkosten für Brennstoffe) und Standortbedingungen (z. B. Windaufkommen) hin optimiert, ohne die induzierten Netzausbaukosten zu berücksichtigen. So verwundert es wenig, dass auch konventionelle Kraftwerksneubauten primär in Küstennähe geplant werden, um so die Transportkosten für die Brennstoffe zu reduzieren.

In Folge der fehlenden Optimierung der Standortwahl in Bezug auf die entstehenden Netzausbaukosten kommt es zu einer gesamtwirtschaftlich ineffizienten Standortwahl und einem übermäßigen Netzausbaubedarf. Es stellt sich somit die Frage, wie diese Fehlanreize behoben werden können.

4. Alternativen zum Netzausbau

4.1 Der Status Quo

Ein vollständiger Verzicht auf weiteren Netzausbau wird bei einem Umbau der Stromversorgung auf erneuerbare Energien nicht möglich bzw. sehr kostspielig sein. Wohl aber lässt sich der Netzausbaubedarf reduzieren und seine Kosten senken.

Die zunehmende Verlagerung der Stromerzeugung in den Norden und Osten Deutschlands führt perspektivisch ohne einen Ausbau der Übertragungsnetze zu zunehmenden Situationen, in denen es Netzengpässe gibt. Ein Netzengpass entsteht, wenn es eine höhere Nachfrage nach Stromdurchleitung gibt als Netzkapazitäten vorhanden sind. Bereits heute ist dies immer wieder der Fall, die Tendenz ist zunehmend, sofern die Netzkapazitäten nicht erhöht werden.

Der physikalische Grund für einen Netzengpass liegt in der begrenzten Durchleitungskapazität der Netze. Ökonomisch ist der Grund für einen Netzengpass die mangelnde Möglichkeit von Preisreaktionen in Knappheitssituationen. Um dies zu erklären, sei kurz die Preisbildung für Strom in Deutschland dargelegt.⁴

Strom wird an der Strombörse an einem (fiktiven) einzigen Handelspunkt gehandelt. So erhalten Stromerzeuger im Norden Deutschlands denselben Preis wie Stromanbieter im Süden und im Westen Deutschlands. Die Netzgebiete der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland sind zu einem einheitlichen Marktgebiet zusammengefasst. Der Stromgroßhandel erfolgt also zunächst ohne Rücksicht auf etwaige Netzengpässe, das Problem des Stromtransportes wird als gelöst betrachtet. Für diesen Transport sind bei der Stromentnahme aus dem Netz Netzentgelte fällig, welche jedoch nicht nach Knappheitssituation variieren, sondern konstant sind (vgl. Monopolkommission, 2009, sowie BET, 2012, S. 25).

Kommt es nun zu einem Netzengpass, so unternimmt der Netzbetreiber sogenannte „marktbezogene Maßnahmen“ nach § 13 Abs. 1 EnWG. Diese beinhalten das sogenannte kostenbasierte Redispatch. Zur Vermeidung von Engpässen werden dann gezielt Kraftwerke „vor“ dem Engpass heruntergefahren und Kraftwerke „hinter“ dem Engpass hochgefahren. Die Kosten für diese Art der Regelung werden den Kraftwerksbetreibern von den Übertragungsnetzbetreibern ersetzt und als Regelkosten auf die Netznutzer umgelegt. Durch das Redispatching lässt sich für ganz Deutschland ein einheitlicher Großhandelspreis für Strom einhalten, auch wenn in einer temporären Engpasssituation die Grenzkosten der Stromerzeugung nicht überall identisch sind. Es kommt also in gewissem Umfang zu einer ineffizienten Stromerzeugung, weil ein günstigeres Kraftwerk heruntergefahren wird und ein teureres Kraftwerk hochgefahren werden muss (vgl. Monopolkommission, 2009; BET, 2012, S. 25). Dadurch reduziert sich jedoch der Transportbedarf, und die Liquidität des Strommarktes bleibt erhalten (vgl. BET, 2012, S. 25). Für den Wettbewerb im Stromgroßhandel ist dies tendenziell günstig, da im Gegensatz zu einer engpassbedingten Markttrennung die Zahl der Anbieter nicht reduziert wird (vgl. Monopolkommission, 2009).

⁴ Für Details siehe Giessing und Haucap (2011).

Beim kostenbasierten Redispatching wird jedoch systematisch ignoriert, dass von dem einheitlichen Strompreis ein falsches Preissignal ausgeht (vgl. Monopolkommission, 2009, S. 182). In der einen Region ist der Strom dann eigentlich zu günstig, und es wird zu viel Strom verbraucht, während er in der anderen Region zu teuer ist und – gemessen an der optimalen Allokation – mehr Strom verbraucht werden konnte. Langfristig können die durch das kostenbasierte Redispatching verzerrten Preissignale daher zu ineffizienten Standortentscheidungen führen. Denn aus ökonomischer Sicht werden durch die Kostenerstattung die Preisunterschiede zwischen den Regionen verschleiert. Diese aber sollten einen Anreiz dafür bieten, dort in Erzeugungskapazitäten zu investieren, wo im Rahmen des Redispatching-Verfahrens typischerweise hoch geregelt wird (vgl. Monopolkommission, 2009, S. 182).

4.2 Mögliche Abhilfen bei Netzengpässen

Die Bundesnetzagentur hat bereits 2008 ein Gutachten veröffentlicht, das verschiedene Methoden zur Vermeidung und Bewirtschaftung von Engpässen untersucht und Vorschläge zur Ausgestaltung eines innerdeutschen Engpassmanagements unterbreitet (vgl. frontier economics/consentec, 2008). Zur weiteren Ausgestaltung ist 2008 mit einer Engpass-evaluierung begonnen worden, bei der Einsatz und Kosten des kostenbasierten Redispatching-Verfahrens beobachtet werden. Im Oktober 2011 hat die Bundesnetzagentur einen weiteren ausführlichen Bericht zu dieser Thematik publiziert (vgl. frontier economics/consentec, 2011), da es sowohl aufgrund der Marktintegration der erneuerbaren Energien als auch durch die sich ändernde räumlichen Verteilung von Stromerzeugung und Stromnachfrage einen steigenden Bedarf gebe, die Stromerzeugung lokal zu drosseln oder den „Kraftwerkseinsatz weg vom Kostenminimum zu redispatchen.“

Als Möglichkeiten zur Behebung der Netzengpässe werden in der Studie als langfristige Abhilfe zum einen Netzinvestitionen und Netzverstärkung, zum anderen das Standortmanagement neuer Kraftwerke und Lasten genannt (vgl. frontier economics/consentec, 2011, S. 9 & S. 42). Als kurzfristige Maßnahmen werden die marktbasierende Steuerung von Einspeisung und Lasten, z. B. durch ein sogenanntes Market Splitting oder Nodal Pricing, sowie das echtzeitnahe Redispatching von Kraftwerken erörtert.

Aus ökonomischer Sicht sei zunächst jedoch angemerkt, dass nicht jeder bestehende Engpass immer vollständig beseitigt werden sollte, denn der Netzausbau zur Beseitigung von Engpässen verursacht Kosten (vgl. Monopolkommission, 2009, S. 160). Der effiziente Ausbau sollte daher nur bis zu dem Punkt vorgenommen werden, an dem der erwartete Effizienzgewinn aus der Kapazitätserweiterung gerade ihren Kosten entspricht. Der vollständige Abbau aller Engpässe wäre somit ineffizient, vielmehr ist ein effizientes Management dieser Engpasskapazitäten erforderlich (vgl. Monopolkommission, 2009, S. 160).

In der Praxis spricht jedoch einiges für die Forderung nach einer weitgehenden Beseitigung von Engpässen innerhalb und an den Grenzen der Übertragungsnetze. Denn zum einen ist der Engpassausbau in der Regel nicht inkrementell möglich, sondern nur in größeren Schritten. Zum anderen ist es privaten Investoren nicht möglich, sich die Wohlfahrtsgewinne aus der Investition in die Kapazitätserweiterung vollständig anzueignen, mithin sind die

Investitionsanreize wohlfahrtsökonomisch zu gering (vgl. Monopolkommission, 2009, S. 160).

4.2.1 Marktbasiertes Redispatching

Auch die Monopolkommission hat die erwähnten Abhilfemaßnahmen in ihrem 54. Sondergutachten 2009 intensiv erörtert und dabei wie folgt argumentiert (vgl. Monopolkommission, 2009, S. 164 ff.):⁵ Bei einem marktbasiereten Redispatching werden die erwarteten positiven und negativen Energiemengen vergleichbar mit der Regelenergie ausgeschrieben und die Preisbildung für die Redispatching-Leistung einem Marktprozess unterworfen. Der Übertragungsnetzbetreiber erteilt dann den günstigsten Anbietern den Zuschlag. Im Rahmen des marktbasiereten Redispatchings können die Anbieter von Redispatching-Energie somit Gewinne machen, wenn sie dem Übertragungsnetzbetreiber die ausgeschriebenen Mengen anbieten. Energieerzeuger besitzen daher Anreize, zusätzliche Erzeugungskapazitäten auf der Seite des Engpasses zu errichten, auf der vergleichsweise teure Kraftwerke im Zuge des Redispatchings hoch geregelt werden müssen. Auf diese Weise wird der Engpasssituation durch eine Veränderung der Erzeugungskapazitäten im Raum entgegengewirkt.

Zur Erhöhung der Marktliquidität ließe sich der Redispatching-Markt in den Regelenergiemarkt integrieren. Einer solchen Integration sind jedoch Grenzen dadurch gesetzt, dass Regelenergie und Energie für das Redispatching keine homogenen Güter sind. Der Abruf von Regelenergie erfolgt typischerweise kurzfristiger und erfordert daher höhere Hürden bei der Präqualifikation von Anbietern. Redispatching-Energie hingegen kann nicht gepoolt werden und muss gegebenenfalls knotengenau eingespeist werden.

Das marktbasierete Redispatching bietet zudem Anreize zu wettbewerbsverzerrendem Verhalten, sofern auf der Erzeugerseite Marktmacht vorhanden ist, da marktmächtige Energieerzeuger ihre vergleichsweise günstigen Erzeugungskapazitäten für das relativ einträgliche Redispatching verwenden könnten und sie dem Großhandelsmarkt gleichzeitig preissteigernd entziehen.

4.2.2 Market Splitting

Beim Market Splitting wird der deutsche Strommarkt in unterschiedliche Zonen aufgeteilt und die Übertragungsnetzkapazitäten an den entsprechenden innerdeutschen Kuppelstellen verauktioniert. Auktionen zur innerdeutschen Engpassbewirtschaftung würden jedoch das Prinzip des in Deutschland einheitlichen Stromgroßhandelspreises faktisch aufheben, den Markt also auch preislich teilen. Explizite Auktionen sind hierbei mit dem Nachteil verbunden, dass die fragliche Engpasskapazität in der Regel nicht vollständig ausgelastet wird, wie die Erfahrung aus der Bewirtschaftung der Grenzkuppelstellen in der Vergangenheit gezeigt hat. Das implizite Auktionsverfahren beim Market Splitting führt ebenfalls zu zwei durch den Engpass getrennten Marktregionen, würde jedoch für eine vollständige Auslastung der Engpasskapazität sorgen. Die unterschiedlichen Strompreise in

⁵ Vgl. auch Inderst & Wambach (2007) für eine ausführliche Erörterung.

den Marktregionen würden den Energieversorgungsunternehmen Anreize zum optimalen Ausbau der Erzeugungskapazitäten im Raum liefern (vgl. dazu Löschel et al., 2013a, 2013b).

Erlöse aus der impliziten Auktion lassen sich zweckgebunden zur Beseitigung der betreffenden Engpassituation einsetzen. Insbesondere würden hierbei hohe Netzinvestitionen an denjenigen Stellen getätigt, an denen der Engpass am gravierendsten ist. Der Mechanismus zeichnet sich durch seine Robustheit aus, die Gefahr von Überinvestitionen ist begrenzt. Durch Market Splitting vergrößert sich allerdings auch die Gefahr einer vermachteten, konzentrierten Stromerzeugung in den einzelnen Versorgungsregionen. Zumindest vorübergehend ist daher mit einem durch das Market Splitting eingeschränkten Wettbewerb auf dem Strommarkt zu rechnen. Es besteht die Gefahr, dass die voneinander getrennten Versorgungsregionen bis zur Anpassung der Erzeugungskapazitäten zumindest auf kurze bis mittlere Frist durch marktmächtige Anbieter beherrscht werden und einem wirksamen Wettbewerb entzogen sind. Daher ist Market Splitting als Verfahren zur Engpassbehandlung erst bei strukturellen innerdeutschen Engpässen zu nutzen, nicht aber bei temporären Engpässen, bei denen das kostenbasierte Redispatching wie bisher angewendet werden kann.

Eine extreme Form des Market Splitting stellt das sogenannte Nodal Pricing dar (vgl. Waver, 2007). Beim Nodal Pricing ist jeder Netzknotenpunkt eine eigene Gebotszone. Der Kraftwerkseinsatz wird knotenscharf bestimmt und auch abgerechnet. Es handelt sich somit um die Extremform des Market Splitting.

Das wichtigste Argument für das Nodal Pricing ist, dass der Markt so die richtigen Signale zur Ansiedlung von Erzeugungskapazitäten sendet (vgl. Waver, 2007). Noch problematischer als beim Market Splitting ist jedoch die gegebenenfalls räumlich stark zunehmende Marktkonzentration und die gegebenenfalls stark abnehmende Marktliquidität. Zudem ist von nicht unerheblichen Transitionskosten beim Übergang zu einem neuen Marktdesign auszugehen.

Ein Problem des Market Splitting und des Nodal Pricing besteht auch darin, dass die Förderung erneuerbarer Energien aktuell völlig losgelöst ist von den Stromgroßhandelspreisen. Eine Steuerung von Standortentscheidungen für Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien kann daher aktuell nicht durch Preissignale erfolgen. Für diesen Zweck wäre eine Änderung der Förderung erneuerbarer Energien und eine Koppelung der Förderung an die Stromgroßhandelspreise erforderlich (frontier economics/consentec, 2011, S. 68).

4.2.3 Ausdifferenzierung der Netzentgelte

Eine weitere Möglichkeit, die Ansiedlung von Kraftwerken und Lasten zu beeinflussen, besteht in der Ausdifferenzierung der Netznutzungsentgelte. So könnten die Netzentgelte auch innerhalb von einzelnen Übertragungsnetzen regional ausdifferenziert werden. Zudem wäre auch eine zeitliche Differenzierung zwischen Spitzenlastzeiten und Schwachlastzeiten denkbar.

Damit eine regionale Ausdifferenzierung der Netzentgelte eine Steuerungswirkung entfalten kann, müssen die Stromerzeuger am Netzentgelt beteiligt werden. Wie in anderen Staaten auch, könnte das Netzentgelt in eine L-Komponente (für *Load*) und eine G-Komponente (für *Generation*) zerlegt werden, wobei die Verbraucher die L-Komponente tragen und die Erzeuger die G-Komponente. Eine solche G-Komponente, die in Deutschland gleich null ist, gibt es bereits in anderen europäischen Ländern wie z. B. Österreich, Schweden und Großbritannien). Diese G-Komponente ließe sich nun regional differenzieren, sodass in verbrauchsnahe Gebieten mit hoher Nachfrage (im Süden und Westen Deutschlands) die G-Komponente niedrig ausfallen sollte und in Gebieten mit hohem Angebot und geringer Nachfrage ein höherer Betrag fällig wird. So könnten Anreize für neue Kraftwerkskapazitäten in verbrauchsnahe Regionen geschaffen werden und der Netzausbaubedarf reduziert werden. Eine deutschlandweite Wälzung der Netzausbaukosten, wie sie von einigen Bundesländern aktuell befürwortet wird, wäre hingegen kontraproduktiv, da sie geringere Anreize für eine lastnahe Erzeugung setzen würde.

Ziel der G-Komponente ist es somit, durch ihre variable, geografisch differenzierte Ausgestaltung Anreize für Stromerzeuger zu setzen, in eine verbrauchsnahe Erzeugung zu investieren und somit Ungleichgewichte bei der Verteilung von Stromerzeugung und -nachfrage zu verringern, wie z. B. das Nord-Süd-Gefälle in Deutschland. Sie ist somit als Alternative zu Netzinvestitionen und zum Netzausbau zu begreifen. Verbrauchsnahe Erzeugungsstandorte, die keinen Netzzu- oder -ausbau bedingen, können somit durch eine geringere G-Komponente einen Wettbewerbsvorteil erhalten, und Investitionen anziehen. Aus ökonomischer Sicht stellt die G-Komponente daher einen Mechanismus zur Einpreisung externer Effekte der Standortwahl von Stromerzeugung dar (vgl. Monopolkommission, 2013).

Obwohl die Ausgestaltung von Netznutzungsentgelten zwischen Ländern in Europa variiert, wurde eine G-Komponente in mehreren europäischen Staaten bereits eingeführt. Tabelle 2 zeigt eine Übersicht über die Höhe der bereits eingeführten G-Komponenten im europäischen Ausland.

Tabelle 2: Erzeugeranteil an Netzentgelten im europäischen Ausland

Land	Anteil am gesamten Netzentgelt (in %)	Regionale Anpassung
Belgien	9	Nein
Dänemark	4	Nein
Finnland	15	Nein
Frankreich	2	Nein
Irland	25	Ja
Norwegen	34	Ja
Portugal	7	Nein
Rumänien	18	Ja
Österreich	20	Nein
Schweden	25	Ja
Spanien	13	k. A.

Quelle: ENTSO-E (2013).

Aus Tabelle 2 wird ersichtlich, dass die Höhe der G-Komponente zwischen den europäischen Nachbarstaaten stark variiert und auch in anderen Aspekten keine eindeutige Vergleichbarkeit besteht. So wird die G-Komponente in Irland, Norwegen, Rumänien und Schweden regional differenziert, während sie in den übrigen Ländern national einheitlich ist.

In Großbritannien bestehen Netzengpässe v.a. zwischen dem Norden und Süden. So besteht z. B. ein struktureller Netzengpass an der Grenze zwischen Schottland und England. Die Netzengpässe werden zum einen kurzfristig über einen Kraftwerksredispach behoben und zum anderen langfristig über eine Differenzierung der Netzentgelte zu beseitigen versucht. Die Netzentgelte im britischen Stromübertragungsnetz bestehen dabei grundsätzlich aus drei Komponenten:

- *Connection Charges* für Netzanschluss und -ausbau, Instandhaltung und Betrieb,
- Entgelten für den *Transport Network Use of System (TNUoS)*, also ein Entgelt für Nutzung der Netzinfrastruktur, und
- ein Entgelt für *Balancing Services Use of System (BSUoS)* zum Ausgleich von Lastschwankungen im System.

Von diesen Entgeltkomponenten unterliegen die *Transport Network Use of System Charges* einer geografischen Differenzierung. Die übrigen Entgelte werden entweder anschlussindividuell erhoben (*Connection Charge*) oder sind nicht weiter geografisch differenziert (*Balancing Services Use of System Charges*). Die *Transport Network Use of System Charges* unterliegen sowohl einer einspeise- als auch ausspeiseseitigen Differenzierung. Sie werden als Leistungspreise ohne Arbeitspreiskomponente erhoben und sind mindestens für ein Jahr fixiert. Die geografische Differenzierung erfolgt einspeiseseitig nach 27 Zonen und ausspeiseseitig nach 14 Zonen.⁶ Die Tarife können sogar negativ sein, d.h. dass die Einspeisung oder Entnahme subventioniert wird. Negative Einspeisetarife gibt es momentan in vier sehr laststarken Regionen im Süden Englands.

4.2.4 Abwägung zwischen Market Splitting und G-Komponente

Um die geografische Verteilung der Stromerzeugungskapazitäten volkswirtschaftlich optimal zu gestalten, müssen geografisch differenziert Anreize zu lastnahen Erzeugung gesetzt werden. Dies kann im Idealfall durch Marktpreise geschehen. Aufgrund des natürlichen Monopols der Stromnetze kann der Marktmechanismus hier jedoch allein nicht perfekt wirken, da das Netz als natürliches Monopol einer Preisregulierung unterliegt. Nichtsdestotrotz können preisliche Signale gesetzt werden, indem geografisch differenzierte Einspeisegebühren durch die G-Komponente erhoben werden.

Mit der Festlegung der Komponente und ihrer konkreten Ausgestaltung sollte eine möglichst unabhängige Instanz betraut werden. Hier bietet sich die Bundesnetzagentur an, die auch heute für die Regulierung der Entgelte der Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich ist. Im Vergleich zum Ansatz des Market Splitting, bei dem sich Großhandelspreise für Strom endogen am Markt je nach Engpass ergeben, bietet eine regulatorisch festgelegte,

⁶ Siehe dazu die Informationen abrufbar im WWW unter der URL <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Transmission-network-use-of-system-charges/>.

geografisch differenzierte G-Komponente zum einen den Vorteil, dass Investoren in neue Kraftwerke mit größerer Sicherheit planen können, welche Kosten sie durch ihre Standortentscheidung auslösen oder vermeiden können. Beim Market Splitting oder Nodal Pricing hingegen sind die zusätzlichen Kosten oder auch die Kosteneinsparungen ex ante unklar, sodass die Investoren in neue Stromerzeugungskapazitäten ein höheres Risiko zu tragen haben. Zudem kann bei Market Splitting und Nodal Pricing schnell die Liquidität einzelner Teilmärkte leiden. Diese Märkte sind dann anfälliger für eine Marktmachtausübung und Preismanipulation und verkomplizieren zudem den börslichen Stromhandel an der EEX. Bei einer Marktmachtausübung und Preismanipulationen senden die Preise jedoch auch keine unverzerrten Allokationssignale mehr, sodass neuerliche allokativen Ineffizienzen drohen. Die Komplexität des Marktdesigns kann zudem die Transaktionskosten bei den Marktteilnehmern schnell steigern.

Demgegenüber hat eine regulatorisch im Rahmen der Entgeltgenehmigung festgelegte G-Komponente den Nachteil, dass sie fehlerbehaftet zu hoch oder zu niedrig sein kann, da es sich nicht um einen wettbewerblichen Marktpreis handelt. Zudem entsteht ein gewisser Mehraufwand auf Seiten der Behörde und gegebenenfalls der Netzbetreiber. Letzteres gilt jedoch auch im Fall des Market Splitting.

Ein Vorteil einer regulatorisch festgelegten G-Komponente ist zudem, dass diese im Rahmen der periodischen Festlegung im Bau befindliche Kraftwerke ebenso bereits berücksichtigen kann wie Stilllegungspläne und Netzausbauvorhaben.

Aus ökonomischer Sicht erscheint somit die Einführung einer geografisch differenzierten G-Komponente ratsam, um das Netzstabilisierungsentgelt zu komplementieren. Die Höhe der G-Komponente sollte idealerweise für eine mehrjährige Regulierungsperiode festgelegt werden, um möglichst vorhersehbare Bedingungen für Investitionen in Erzeugungskapazitäten zu schaffen. Die Bundesnetzagentur sollte nicht nur über die Höhe, sondern auch über das Ausmaß der geografischen Differenzierung entscheiden.

Eine Reform der Netznutzungsentgelte ist auch aus anderen Gründen sinnvoll. Das Erreichen der sogenannten Netzparität für Solarstrom führt perspektivisch dazu, dass ohne eine Veränderung der Netznutzungsentgelte immer weniger Stromverbraucher die Kosten des Netzes zu finanzieren haben. Diese Überlegungen sind unten ausgeführt.

Exkurs: Konsequenzen der Netzparität von Solarstrom für die effiziente Ausgestaltung von Netzentgelten

Der Eigenverbrauch von Solarstrom ist an vielen Standorten heute wettbewerbsfähig zu dem aus dem Netz bezogenen Strom, d.h. dass sich die sogenannte Netzparität eingestellt hat, bei der selbsterzeugter Solarstrom genauso kostengünstig ist wie fremderzeugter Strom, der über das Netz bezogen wird. Ursache hierfür sind zum einen die fallenden Gestehungskosten der Solarstromerzeugung, zum anderen aber auch die steigenden Kosten des „Netzstroms“. Während im Preis für „Netzstrom“ Netznutzungsentgelte, Strom- und Mehrwertsteuer, Konzessionsabgaben, EEG- und KWK-Umlage enthalten sind, fallen diese Kosten beim Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom nicht an.

Somit entfallen etwa drei Viertel der Preisbestandteile beim Eigenverbrauch von Solarstrom. In dem Ausmaß, in dem Netznutzungsentgelte (aufgrund des erforderlichen Netzausbaus), EEG-Umlage und

Steuern steigen, erhöht sich auch diese spezielle Konkurrenzfähigkeit des Solarstroms im Eigenverbrauch. Jedoch ergibt sich dadurch keine Marktfähigkeit, d.h. Solarstrom ist nach wie vor nicht im Fremdbezug konkurrenzfähig.

Daher ist nun über eine Änderung der Systematik bei der Netzentgeltgestaltung nachzudenken (vgl. auch Monopolkommission, 2013). Während Netznutzungsentgelte heute vollständig variabel als Entgelt pro kWh bzw. MWh anfallen, ist nun ein Wechsel zu mehrteiligen Tarifen, bestehend aus einer fixen Grundgebühr pro Anschluss und einer variablen Komponente pro kWh bzw. MWh, notwendig. Anderenfalls droht eine Spirale, bei der sich zunehmend Stromverbraucher durch selbsterzeugten und -verbrauchten Solarstrom aus der Mitfinanzierung der Netze und der EEG-Umlage (ganz legal) entziehen. Da sowohl die Summe der EEG-Ausschüttung als auch die Netzkosten weitgehend fix sind und nicht von der Menge des fremdbezogenen Stroms abhängen, müssen bei zunehmender Selbstversorgung diese Kosten tendenziell auf immer weniger Verbraucher umgelegt werden, sodass EEG-Umlage und Netzkosten pro kWh weiter ansteigen. Dies wiederum erhöht noch einmal den Anreiz, in die Eigenerzeugung mittels Solarenergie zu investieren – eine Spirale entsteht, bei der die Eigenerzeugung mittels Solarenergie immer weiter zunimmt und in diesem Maße auch EEG-Umlage und Netznutzungskosten pro kWh immer weiter ansteigen. Durchbrochen werden kann diese Spirale, wenn die EEG-Umlage und Netznutzungskosten von vollständig variablen Entgelten pro kWh auf mehrteilige Tarife umgestellt werden, die aus einem Fixum und einer dann geringeren variablen Komponente bestehen.

4.2.5 Veränderung der Förderung erneuerbarer Energien

Eine weitere Möglichkeit, die Problematik von Netzengpässen zu lindern, besteht in einer Veränderung der Förderung erneuerbarer Energien. Das Problem der Netzengpässe und die Notwendigkeit des Netzausbaus werden sich dadurch zwar nicht vollständig beheben lassen, wohl aber merklich lindern.

In der Systematik des bestehenden EEG wäre es dankbar, eine weitere Differenzierung der Einspeisetarife nach Standorten vorzunehmen, sodass z. B. an verbrauchsnahe Standorten in Süd- und Westdeutschland eine höhere Vergütung gezahlt würde als an verbrauchsfernen Standorten in Nord- und Ostdeutschland. Dies hätte den Vorteil, dass es attraktiver würde, verbrauchsnahe zu erzeugen und sich so der Netzausbaubedarf reduzieren ließe. Anders ausgedrückt, würden die Erzeuger in Nord- und Ostdeutschland durch niedrigere Einspeisetarife indirekt an den durch sie verursachten Netzausbaukosten beteiligt.

Der Nachteil einer stärkeren Ausdifferenzierung der Einspeisetarife nach geographischen Standorten (Verbrauchsnähe) und gegebenenfalls Grad der Fluktuation besteht jedoch in der höheren Komplexität des Tarifsystems – ein Mangel, an dem gerade das heutige EEG mit über 4.000 unterschiedlichen Einspeisetarifen enorm leidet. Andererseits lässt sich aber so indirekt eher eine zumindest in etwa verursachergerechtere Kostenzuordnung insbesondere der Netzausbaukosten und des steigenden Profilserviceaufwands herbeiführen.

Kritisch anzumerken ist jedoch, dass – selbst bei einer etwaigen Festlegung der Tarife durch die Bundesnetzagentur – die Einspeisetarife nach wie vor die Ausbaugeschwindigkeit determinieren und eine Planung der Ausbaumenge nach wie vor schwierig ist, da ex ante Schätzungen über die zukünftige Entwicklung der verschiedenen Inputkosten (wie die Kosten des Anlagenbaus, Finanzierungskosten, etc.) erfolgen müssen. Die Schwierigkeiten, diese

Entwicklung korrekt vorherzusehen, hat die Erfahrung der Vergangenheit eindrucksvoll gezeigt, indem es regelmäßig zu einer Überkompensation gekommen ist.

Diese Problematik besteht nicht bei einem Quotenmodell, so wie es Monopolkommission (2011, 2013), Sachverständigenrat (2011, 2013) und en detail das RWI (2012) sowie Haucap, Klein und Kühling (2013) vorgeschlagen haben. Ein Vorteil von Quotensystemen besteht genau darin, dass lediglich eine Zubaurate an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien staatlich festgelegt werden muss, sodass der politisch gewünschte Zubau neuer Kapazitäten passgenau erfolgen kann und dadurch auch der dafür erforderliche Netzausbau gut planbar und vorhersehbar ist. Der heute noch nicht einmal kurzfristig verlässlich zu prognostizierende Netzausbaubedarf lässt sich bei einem Wechsel weg von einer Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien über Mindestpreise hin zu einer Mengensteuerung des Ausbaus viel besser prognostizieren. Damit sinken auch die Kosten des Netzausbaus.

Zudem ist es prinzipiell möglich, Quotenmodelle so zu erweitern, dass die Erzeugung an besonderen Standorten (z. B. besonders verbrauchsnahe) statt eines Grünstromzertifikats mit einer höheren Zuteilungsrate an Grünstromzertifikaten pro MWh versehen werden (z. B. 1,5 oder 2), um die Errichtung von verbrauchsnahe Erzeugungskapazitäten besonders anzureizen. Problematisch an einer solchen Ausdifferenzierung von Zuteilungsraten ist jedoch wiederum die Entfernung vom Marktmechanismus, sodass (oftmals kurzfristige) politische Erwägungen und der Einfluss von Interessenverbänden schnell wieder die Oberhand über Effizienz- und Umweltüberlegungen bekommen können, wie die Historie des EEG belegt. Eine Differenzierung nach Standorten kann jedoch ökonomisch sinnvoll sein, sofern sich die Ausdifferenzierung an vermiedenen Netzausbaukosten orientiert.

Der größte Vorteil eines Quotenmodells besteht allerdings darin, dass die erneuerbaren Energieträger auch untereinander in Wettbewerb gestellt werden. Dies würde implizieren, dass ein Großteil der Offshore-Windanlagen zumindest heute nicht konkurrenzfähig wäre im Verhältnis zu anderen Formen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (vgl. RWI, 2012; Haucap, Klein und Kühling, 2013). Damit würde auch der in der dena-Netzstudie II (dena, 2010) ermittelte, nicht unerhebliche Netzausbaubedarf zum Anschluss der Offshore-Windparks an das Festland zumindest vorerst entfallen.

Des Weiteren werden die Quotenpflichtigen daran interessiert sein, grünen Strom so zu beziehen, dass die zu entrichtenden Netzentgelte möglichst gering ausfallen. Somit sollte bei Stromversorgung ein Interesse entstehen, grünen Strom verbrauchsnahe zu beziehen, wenn dadurch die Netzentgelte auf Ebene der Übertragungsnetze vermieden werden können. Gestärkt würde dieser Anreiz durch die oben beschriebene Einführung einer regional ausdifferenzierten G-Komponente bei den Netzentgelten.

5 Fazit

Gegenstand des vorliegenden Beitrags war es, mögliche Optionen zur marktkonformen Ausgestaltung des Netzausbaus zu erörtern. Zudem wurde skizziert, wie eine Umstellung der Förderung erneuerbarer Energien weg von staatlich zementierten Festpreisen hin zu einer

Mengensteuerung mit flexiblen Preisen den Netzausbaubedarf und dessen Kosten beeinflussen kann.

Der Übergang zu einem Quotenmodell bei der Förderung erneuerbarer Energien kann das Problem des Netzausbaus nicht vollständig lösen. Ein Quotensystem für erneuerbare Energien kann die Kosten des Netzausbaus jedoch im Vergleich zur heutigen EEG-Förderung bereits senken. Dies hat eine ganze Reihe von Gründen:

- Erstens wird in einem Quotensystem Offshore-Windenergie und auch Solarenergie weniger stark zugebaut. Damit würden die massiven Kosten der Anbindung der Offshore-Windparks und die Kosten des Ausbaus der Verteilnetze (für Solarenergie) erheblich reduziert.
- Zweitens besteht ein Vorteil von Quotensystemen darin, dass die Zubaurate an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien passgenau festgelegt werden kann, sodass auch der politisch gewünschte Zubau neuer Kapazitäten passgenau erfolgen kann und ebenso der dafür erforderliche Netzausbau viel besser planbar und vorhersehbar ist als dies heute der Fall ist. Das Ausmaß des mengenmäßigen Zubaus ist heute kaum vorhersehbar, sodass permanent ein hektisches Hinterhersteuern bei den Einspeisetarifen erfolgt. Ein vernünftiger Netzausbauplan ist angesichts der kaum kalkulierbaren Mengenentwicklung nicht möglich. Dies ist bei Quotenmodellen fundamental anders, da der Zubau mengenmäßig gesteuert wird.
- Drittens werden auch die Quotenpflichtigen selbst daran interessiert sein, grünen Strom so zu beziehen, dass die zu entrichtenden Netzentgelte möglichst gering ausfallen. Somit sollte bei Energieversorgern wie z. B. Stadtwerken ein Interesse daran bestehen, grünen Strom verbrauchsnahe zu beziehen, wenn dadurch die Netzentgelte auf Ebene der Übertragungsnetze vermieden werden können. Dies gilt umso mehr, sollten die Netzentgelte um eine regional differenzierte G-Komponente erweitert werden. Im EEG-System dagegen hat ein Energieversorgungsunternehmen keinen Kostenvorteil dadurch, wenn der grüne Strom besonders verbrauchsnahe erzeugt wird.
- Viertens wäre es prinzipiell auch möglich, das Quotenmodell so zu erweitern, dass die grüne Energieerzeugung an bestimmten Standorten (z. B. bei besonders verbrauchsnaher Erzeugung) statt eines Grünstromzertifikats mit einer höheren Zuteilungsrate an Grünstromzertifikaten pro MWh versehen werden (z. B. 1,5 oder 2). Eine Differenzierung nach Standorten kann dann ökonomisch sinnvoll sein, wenn sich die Ausdifferenzierung an vermiedenen Netzausbaukosten orientiert.

Effiziente Investitionsentscheidungen in den Netzausbau und im Bezug auf Kraftwerksansiedlungen ergeben sich insgesamt jedoch nur, wenn die induzierten Netzausbaukosten auch den jeweiligen Stromerzeugern angelastet würden. Nur dann gäbe es wirklich effiziente Standortentscheidungen.

Eine solche Möglichkeit, die Ansiedlung von Kraftwerken und Lasten zu beeinflussen, besteht in der Ausdifferenzierung der Netznutzungsentgelte. Damit eine regionale Ausdifferenzierung der Netzentgelte eine Steuerungswirkung entfalten kann, müssen die Stromerzeuger am Netzentgelt durch eine sogenannte G-Komponente beteiligt werden. Diese G-Komponente ließe sich regional so differenzieren, dass in verbrauchsnahen Gebieten mit hoher Nachfrage (im Süden und Westen Deutschlands) die G-Komponente niedrig ausfallen

sollte und in Gebieten mit hohem Angebot und geringer Nachfrage ein höherer Betrag fällig wird. So könnten Anreize für neue Kraftwerkskapazitäten in verbrauchsnahe Regionen geschaffen werden und der Netzausbaubedarf reduziert werden.

Andere Möglichkeiten, die verbrauchsnahe Ansiedlung von Kraftwerkskapazitäten anzureizen, bestehen im sogenannten marktbasieren Redispatching, im Market Splitting sowie in seiner Extremform im Nodal Pricing. Alle Mechanismen sind jedoch mit dem Nachteil behaftet, dass leicht Marktmacht durch erhöhte Marktkonzentration entstehen kann und die Liquidität des Strommarktes reduziert wird. Zudem entstehen gegebenenfalls nicht unerhebliche Transaktionskosten beim Übergang zu einem veränderten Marktdesign. Eine Veränderung in der Systematik der Netzentgelte erscheint hier vorzugswürdig.

6 Literatur

BET (2012), *Netzausbaubedarf zur Sicherung des Wirtschaftsstandortes Bayern*, Studie im Auftrag der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft, Bayerische Chemieverbände, Bayerische Papierverbände und Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft, 2. Auflage, Aachen.

BET/E-Bridge/IAEW (2011), *Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisung bis 2020*, Gutachten im Auftrag des BDEW, Aachen/Bonn.

CDU/CSU/SPD (2013), *Deutschlands Zukunft gestalten*, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, Bonn.

Coenen, M. & J. Haucap (2013), „Ökonomische Grundlagen der Anreizregulierung“, in: B. Holznagel & R. Schütz (Hrsg.), *ARegV – Kommentar zur Anreizregulierungsverordnung*, Verlag C.H. Beck: München, S. 48-67.

dena (2010), *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025*, Berlin.

dena (2012a), *Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt*, Berlin.

dena (2012b), *dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, Berlin.

DLR/fraunhofer IWES/IfnE (2010), *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2010)*, Studie für das Bundesumweltministerium, Stuttgart/Kassel/Teltow.

ENTSO-E (2013), *ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2013*, Juni 2013, Brüssel.

ewi/gws/prognos (2010), *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*, Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln/Osnabrück.

- frontier economics/consentec (2008), *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)*, Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, London.
- frontier economics/consentec (2011), *Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszone für die Integration des deutschen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung*, Bericht für die Bundesnetzagentur, London.
- Giessing, L. & J. Haucap (2011), „Wie bilden sich die Preise auf dem deutschen Strommarkt?“, in: S. Hentrich (Hrsg.), *Eine Wende zum Besseren? Herausforderungen der Energiepolitik für die Elektrizitätsversorgung*, liberal Verlag: Berlin, S. 31-74.
- Haucap, J., C. Klein & J. Kühling (2013), *Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien*, Nomos Verlag: Baden-Baden.
- Inderst, R. & A. Wambach (2007), Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 31(4), S. 333-342.
- Löschel, A., F. Flues, F. Pothén & P. Massier (2013a), Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss, *Wirtschaftsdienst* 93, S. 778-784.
- Löschel, A., F. Flues, F. Pothén & P. Massier (2013b), Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung, *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (10), S. 22-25.
- Monopolkommission (2009), *Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb*, 54. Sondergutachten, Bonn.
- Monopolkommission (2011), *Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten*, 59. Sondergutachten, Bonn.
- Monopolkommission (2013), *Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende*, 65. Sondergutachten, Bonn
- RWI (2012), *Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien*, Studie im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft (INSM), Essen.
- Sachverständigenrat (2011), *Verantwortung für Europa wahrnehmen*, Jahresgutachten 2011/2012 des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden.
- Sachverständigenrat (2013), *Gegen eine rückwärtsgewandte Wirtschaftspolitik*, Jahresgutachten 2013/2014 des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden.
- Waver, T. (2007), Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 31 (2), S. 109-116.
- Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (2007), *Regeln zum Anschluss neuer Kraftwerke und zur Netznutzung: Stellungnahme*, Bonn.

BISHER ERSCHIENEN

- 55 Haucap, Justus und Pagel, Beatrice, Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und effiziente Struktur der Netznutzungsentgelte, Januar 2014.
- 54 Coenen, Michael und Haucap, Justus, Krankenkassen und Leistungserbringer als Wettbewerbsakteure, Januar 2014.
- 53 Coenen, Michael und Haucap, Justus, Kommunal- statt Missbrauchsaufsicht: Zur Aufsicht über Trinkwasserentgelte nach der 8. GWB-Novelle, Dezember 2013. Erscheint in: *Wirtschaft und Wettbewerb*.
- 52 Böckers, Veit, Haucap, Justus und Jovanovic, Dragan, Diskriminierende Gebotsbeschränkungen im deutschen Großhandelsmarkt für Strom: Eine wettbewerbsökonomische Analyse, November 2013.
- 51 Haucap, Justus, Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung?, November 2013. Erscheinen in: *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, 62 (2013), S. 257-269.
- 50 Haucap, Justus und Kühling, Jürgen, Systemwettbewerb durch das Herkunftslandprinzip: Ein Beitrag zur Stärkung der Wachstums- und Wettbewerbsfähigkeit in der EU? – Eine ökonomische und rechtliche Analyse, September 2013.
- 49 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich, Klein, Gordon J., Rickert, Dennis und Wey, Christian, Die Bestimmung von Nachfragemacht im Lebensmitteleinzelhandel: Theoretische Grundlagen und empirischer Nachweis, September 2013.
- 48 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich, Klein, Gordon J., Rickert, Dennis und Wey, Christian, Wettbewerbsprobleme im Lebensmitteleinzelhandel, September 2013.
- 47 Falck, Oliver, Haucap, Justus, Kühling, Jürgen und Mang, Constantin, Alles Regulierung oder was? – Die Bedeutung der Nachfrageseite für eine wachstumsorientierte Telekommunikationspolitik, August 2013. Erschienen in: *ifo Schnelldienst*, 66/15 (2013), S. 42-46.
- 46 Haucap, Justus und Mödl, Michael, Entwickeln sich wirtschaftswissenschaftliche Forschung und Politikberatung auseinander? – Warum engagieren sich nicht mehr ökonomische Spitzenforscher in der Politikberatung? Juli 2013. Erschienen in: *Wirtschaftsdienst*, 93 (2013), S. 507-511.
- 45 Neyer, Ulrike und Vieten, Thomas, Die neue europäische Bankenaufsicht – eine kritische Würdigung, Juli 2013.
- 44 Haucap, Justus und Kehrer, Christiane, Suchmaschinen zwischen Wettbewerb und Monopol: Der Fall *Google*, Juni 2013. Erschienen in: R. Dewenter, J. Haucap & C. Kehder (Hrsg.), *Wettbewerb und Regulierung in Medien, Politik und Märkten: Festschrift für Jörn Kruse zum 65. Geburtstag*, Nomos-Verlag: Baden-Baden 2013, S. 115-154.
- 43 Dewenter, Ralf und Heimeshoff, Ulrich, Neustrukturierung der öffentlich-rechtlichen Fernsehlandschaft: Theoretische Hintergründe und Reformoptionen, Juni 2013. Erschienen in: R. Dewenter, J. Haucap & C. Kehder (Hrsg.), *Wettbewerb und Regulierung in Medien, Politik und Märkten: Festschrift für Jörn Kruse zum 65. Geburtstag*, Nomos-Verlag: Baden-Baden 2013, S. 225-260.

- 42 Coppik, Jürgen, Wirkungen einer Einführung des Konzeptes der vermeidbaren Kosten auf die Endverbraucher, Juni 2013.
- 41 Haucap, Justus und Heimeshoff, Ulrich, Vor- und Nachteile alternativer Allokationsmechanismen für das 900- und 1800-MHz-Frequenzspektrum, März 2013. Erschienen in: List-Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 39 (2013), S. 71-90.
- 40 Haucap, Justus und Mödl, Michael, Zum Verhältnis von Spitzenforschung und Politikberatung. Eine empirische Analyse vor dem Hintergrund des Ökonomenstreits, März 2013. Erschienen in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 14 (2013), S. 346-378.
- 39 Böckers, Veit, Coenen, Michael und Haucap, Justus, Stellungnahme zu: Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten - Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen, Februar 2013.
- 38 Herr, Annika (Hrsg.), Beiträge zum Wettbewerb im Krankenhaus- und Arzneimittelmarkt - Band 2: Arzneimittel, Januar 2013.
- 37 Herr, Annika (Hrsg.), Beiträge zum Wettbewerb im Krankenhaus- und Arzneimittelmarkt - Band 1: Krankenhäuser, Januar 2013.
- 36 Dewenter, Ralf und Haucap, Justus, Ökonomische Auswirkungen der Einführung eines Leistungsschutzrechts für Presseinhalte im Internet (Leistungsschutzrecht für Presseverleger), Januar 2013.
- 35 Coenen, Michael und Haucap, Justus, Ökonomische Grundlagen der Anreizregulierung, November 2012. Erschienen in: Holznapel, Bernd und Schütz, Rainer (Hrsg.), AregV, Anreizregulierungsverordnung, Kommentar, Beck: München 2013, S. 48-67.
- 34 Coenen, Michael und Haucap, Justus, Stellungnahme zum Entwurf des Gesetzes zur Förderung des Mittelstandes in Nordrhein-Westfalen (Mittelstandsförderungsgesetz), November 2012.
- 33 Haucap, Justus und Kühling, Jürgen, Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung - das Quotenmodell, November 2012. Erschienen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63/3 (2013), S. 41-49.
- 32 Haucap, Justus, Wie lange hält Googles Monopol?, November 2012. Erschienen in: MedienWirtschaft: Zeitschrift für Medienmanagement und Kommunikationsökonomie, 9 (2012), S. 40-43.
- 31 Herr, Annika, Rationalisierung und Wettbewerb im Arzneimittelmarkt, Oktober 2012. Erschienen in: List-Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 39 (2013), S. 163-181.
- 30 Smeets, Heinz-Dieter, Zum Stand der Staatsschuldenkrise in Europa, Oktober 2012. Erschienen in: Jahrbuch für Wirtschaftswissenschaften, 63 (2012), S.125-169.
- 29 Barth, Anne-Kathrin und Heimeshoff, Ulrich, Der angemessene Kostenmaßstab für Terminierungsentgelte - „Pure LRIC“ vs. „KeL“, September 2012.
- 28 Haucap, Justus, Eine ökonomische Analyse der Überwälzbarkeit der Kernbrennstoffsteuer, September 2012. Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 61 (2012), S. 267-283.
- 27 Haucap, Justus, Lange, Mirjam R. J. und Wey, Christian, Nemo Omnibus Placet: Exzessive Regulierung und staatliche Willkür, Juli 2012. Erschienen in: T. Theurl (Hrsg.), Akzeptanzprobleme der Marktwirtschaft: Ursachen und wirtschaftspolitische Konsequenzen, Duncker & Humblot: Berlin 2013, S. 145-167.

- 26 Bataille, Marc, Die Anwendung theoretischer Wettbewerbskonzepte auf den Busliniennahverkehr, Mai 2012.
Erschienen in: List-Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 38 (2012), S. 56-99.
- 25 Haucap, Justus, Tarifeinheit nicht durch Gesetz verankern, Mai 2012.
Erschienen in: Wirtschaftsdienst, 92 (2012), S. 299-303.
- 24 Böckers, Veit, Giessing, Leonie, Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Rösch, Jürgen, Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, Januar 2012.
Erschienen in: Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 81 (2012), S. 73-90.
- 23 Haucap, Justus und Heimeshoff, Ulrich, Sind Moscheen in Deutschland NIMBY-Güter?, Januar 2012.
Erschienen in: R. Schomaker, C. Müller, A. Knorr (Hrsg.), Migration und Integration als wirtschaftliche und gesellschaftliche Ordnungsprobleme, Lucius & Lucius: Stuttgart 2012, S. 163-184.
- 22 Haucap, Justus und Klein, Gordon J., Einschränkungen der Preisgestaltung im Einzelhandel aus wettbewerbsökonomischer Perspektive, Januar 2012.
Erschienen in: D. Ahlert (Hrsg.), Vertikale Preis- und Markenpflege im Kreuzfeuer des Kartellrechts, Gabler Verlag: Wiesbaden 2012, S. 169-186.
- 21 Wey, Christian, Nachfragemacht im Handel, Dezember 2011.
Erschienen in: FIW (Hrsg.), Schwerpunkte des Kartellrechts 2009/2010: Referate des 37. und 38. FIW-Seminars, Carl Heymanns Verlag: Köln 2011, S. 149-160.
- 20 Smeets, Heinz-Dieter, Staatschuldenkrise in Europa - Ist die Finanzierung der Schuldnerländer alternativlos?, November 2011.
Erschienen in: Dialog Handwerk, Nordrhein-Westfälischer Handwerkstag, 2 (2011).
- 19 Haucap, Justus, Steuern, Wettbewerb und Wettbewerbsneutralität, Oktober 2011.
Erschienen in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 13 (2012), S. 103-115.
- 18 Bräuninger, Michael, Haucap, Justus und Muck, Johannes, Was lesen und schätzen Ökonomen im Jahr 2011?, August 2011.
Erschienen in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 12 (2011), S. 339-371.
- 17 Coenen, Michael, Haucap, Justus, Herr, Annika und Kuchinke, Björn A., Wettbewerbspotenziale im deutschen Apothekenmarkt, Juli 2011.
Erschienen in: ORDO – Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft, 62 (2011), S. 205-229.
- 16 Haucap, Justus und Wenzel, Tobias, Wettbewerb im Internet: Was ist online anders als offline?, Juli 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 200-211.
- 15 Gersdorf, Hubertus, Netzneutralität: Regulierungsbedarf?, Juli 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 187-199.
- 14 Kruse, Jörn, Ökonomische Grundlagen des Wettbewerbs im Internet, Juli 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 175-186.
- 13 Coenen, Michael, Haucap, Justus und Herr, Annika, Regionalität: Wettbewerbliche Überlegungen zum Krankenhausmarkt, Juni 2011.
Erschienen in: J. Klauber et al. (Hrsg.), Krankenhausreport 2012, Schattauer: Stuttgart 2012, S. 149-163.
- 12 Stühmeier, Torben, Das Leistungsschutzrecht für Presseverleger: Eine ordnungspolitische Analyse, Juni 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 61 (2012), S. 82-102.

- 11 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Mehr Plan- als Marktwirtschaft in der energiepolitischen Strategie 2020 der Europäischen Kommission, April 2011.
Erschienen in: D. Joost, H. Oetker, M. Paschke (Hrsg.), Festschrift für Franz Jürgen Säcker zum 70. Geburtstag, Verlag C. H. Beck: München 2011, S. 721-736.
- 10 Göddeke, Anna, Haucap, Justus, Herr, Annika und Wey, Christian, Stabilität und Wandel von Arbeitsmarktinstitutionen aus wettbewerbsökonomischer Sicht, März 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Arbeitsmarktforschung, 44 (2011), S. 143-154.
- 09 Haucap, Justus, Steuerharmonisierung oder Steuerwettbewerb in Europa?, Dezember 2010.
Erschienen in: Zeitschrift für das gesamte Kreditwesen, 64 (2011), S. 25-28.
- 08 Haucap, Justus, Eingeschränkte Rationalität in der Wettbewerbsökonomie, Dezember 2010.
Erschienen in: H. Michael Piper (Hrsg.), Neues aus Wissenschaft und Lehre. Jahrbuch der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf 2010, Düsseldorf University Press: Düsseldorf 2011, S. 495-507.
- 07 Bataille, Marc und Coenen, Michael, Zugangsentgelte zur Infrastruktur der Deutsche Bahn AG: Fluch oder Segen durch vertikale Separierung?, Dezember 2010.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 370-388.
- 06 Normann, Hans-Theo, Experimentelle Ökonomik für die Wettbewerbspolitik, Dezember 2010.
Erschienen in: H. Michael Piper (Hrsg.), Neues aus Wissenschaft und Lehre. Jahrbuch der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf 2010, Düsseldorf University Press: Düsseldorf 2011, S. 509-522.
- 05 Baake, Pio, Kuchinke, Björn A. und Wey, Christian, Wettbewerb und Wettbewerbsvorschriften im Gesundheitswesen, November 2010.
Erschienen in: Björn A. Kuchinke, Thorsten Sundmacher, Jürgen Zerth (Hrsg.), Wettbewerb und Gesundheitskapital, DIBOGS-Beiträge zur Gesundheitsökonomie und Sozialpolitik, Universitätsverlag Ilmenau: Ilmenau 2010, S. 10-22.
- 04 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Stühmeier, Torben, Wettbewerb im deutschen Mobilfunkmarkt, September 2010.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 240-267.
- 03 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Industriepolitische Konsequenzen der Wirtschaftskrise, September 2010.
Erschienen in: Theresia Theurl (Hrsg.), Wirtschaftspolitische Konsequenzen der Finanz- und Wirtschaftskrise, Schriften des Vereins für Socialpolitik, Band 329, Duncker & Humbolt: Berlin 2010, S. 57-84.
- 02 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Uhde, Andre, Zur Neuregulierung des Bankensektors nach der Finanzkrise: Bewertung der Reformvorhaben der EU aus ordnungspolitischer Sicht, September 2010.
Erschienen in: Albrecht Michler, Heinz-Dieter Smeets (Hrsg.), Die aktuelle Finanzkrise: Bestandsaufnahme und Lehren für die Zukunft, Lucius & Lucius: Stuttgart 2011, S. 185 -207.
- 01 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Regulierung und Deregulierung in Telekommunikationsmärkten: Theorie und Praxis, September 2010.
Erschienen in: Stefan Bechtold, Joachim Jickeli, Mathias Rohe (Hrsg.), Recht, Ordnung und Wettbewerb: Festschrift zum 70. Geburtstag von Wernhard Möschel, Nomos Verlag: Baden-Baden 2011, S. 1005-1026.

Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf

**Düsseldorfer Institut für
Wettbewerbsökonomie (DICE)**

Universitätsstraße 1_ 40225 Düsseldorf
www.dice.hhu.de