

Böckers, Veit; Coenen, Michael; Haucap, Justus

Working Paper

Stellungnahme zu: Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten - Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen

DICE Ordnungspolitische Perspektiven, No. 39

Provided in Cooperation with:

Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Heinrich Heine University Düsseldorf

Suggested Citation: Böckers, Veit; Coenen, Michael; Haucap, Justus (2013) : Stellungnahme zu: Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten - Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen, DICE Ordnungspolitische Perspektiven, No. 39, ISBN 978-3-86304-639-2, Heinrich Heine University Düsseldorf, Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Düsseldorf

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/69617>

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.

ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Nr 39

Stellungnahme zu:
Mit mehr Marktwirtschaft die
Energiewende aktiv gestalten -
Verantwortung für den
Energie- und Industriestandort
Nordrhein- Westfalen
übernehmen

Veit Böckers,
Michael Coenen,
Justus Haucap

Februar 2013

IMPRESSUM

DICE ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Veröffentlicht durch:

Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät,
Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Universitätsstraße 1,
40225 Düsseldorf, Deutschland

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 2013

ISSN 2190-992X (online) - ISBN 978-3-86304-639-2

Stellungnahme

Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten – Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen

Antrag der Fraktion der FDP – Drucksache 16/1267

Öffentliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk am 20. Februar 2013

Kernpunkte

- (1) Wir begrüßen, dass die FDP-Landtagsfraktion in einem höheren Maße wettbewerbliche anstelle administrativer Steuerungsinstrumente für diese Energiewende einfordert. Wir bemängeln jedoch, dass Forderungen vielfach unkonkret bleiben und nähere Festlegungen erforderlich bleiben. Wir meinen, dies geschieht ohne Not, denn konkrete Lösungsalternativen liegen schon heute auf dem Tisch.
- (2) Die FDP-Landtagsfraktion schließt sich mit dem vorliegenden Antrag dem Energiekonzept der Bundesregierung an. Die Schwäche dieser Konzeption ist, dass ihr trotz offenkundiger Zielkonflikte keine Priorisierung der Ziele zu entnehmen ist. Eine Priorisierung der Ziele ist jedoch wichtig, damit Entscheidungsträger planen und wichtige Fortschrittsprojekte zügig umsetzen können.
- (3) Insbesondere aus anreizökonomischer und ordnungspolitischer Sicht verlangt die Förderung erneuerbarer Energien eine umfassende und konsequente Neuausrichtung. Sie ist notwendig, um die Ausbauziele der Energiewende für erneuerbare Energien zu erreichen und Verschwendung zu begrenzen.
- (4) Das EEG ist nicht technologieneutral. Es führte zu einer massiven Überförderung einzelner Technologien, in Deutschland insbesondere der Photovoltaik, und hatte das zuletzt zu beobachtende Anwachsen der absoluten Fördersummen zur Folge. Letztlich bedingt es einen ineffizienten Technologie-Mix, der das gewünschte Maß an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu absurd hohen Kosten herstellt. In klimapolitischer Hinsicht ist die im EEG gewählte Form der Förderung erneuerbarer Energien zudem wegen der mangelnden Abstimmung mit dem EU-ETS wirkungslos. Eine Politik, die wirklich daran interessiert ist, den Klimawandel aufzuhalten, würde am EU-ETS ansetzen und die Bemühungen darauf konzentrieren, mehr Branchen als auch mehr Staaten in das EU-ETS einzubeziehen.
- (5) Empirische Beobachtungen legen nahe, dass die Einspeisung erneuerbarer Energien einen kurzfristig preisdämpfenden Effekt auf die Stromgroßhandelspreise hat. Hiervon profitieren lediglich diejenigen Verbrauchergruppen, die von der EEG-Umlage befreit wurden. Insbesondere für Haushaltskunden steigt der Verbrauchspreis jedoch beträchtlich. Das EEG führt zudem regelmäßig zu negativen Strompreisen an der Börse. Von diesen Entsorgungsentgelten für Strom, den niemand braucht, profitieren

wieder energieintensive Verbraucher besonders, die ihren Stromverbrauch flexibel anpassen können. Die Zeche zahlen die Haushaltskunden.

- (6) Wir favorisieren für die Neuordnung der Förderung erneuerbarer Energien ein Quotenmodell nach schwedischem Vorbild. Wir begrüßen in diesem Kontext die Bundesratsinitiative des Freistaates Sachsen, der einen Gesetzesentwurf in den Bundesrat eingebracht hat, der auf die Einführung des Quotenmodells abzielt. Damit das Quotenmodell funktioniert, muss der Gesetzgeber handelbare Grünstromzertifikate einführen. Für den Fall, dass Quotenpflichtige ihrer Quotenverpflichtung nicht nachkommen, muss ihnen außerdem eine hinreichend abschreckende Pönale drohen. Aufgrund des Wettbewerbs im Quotenmodell bekommen Energieerzeuger dann starke Anreize, stets diejenige Art der Grünstromerzeugung zuzukaufen oder selbst zur Produktion einzusetzen, die den Grünstrom am günstigsten produziert.
- (7) Grünstromzertifikate lassen sich anpassen, um gezielt bestimmte Technologien zu fördern. Durch den Einbezug einzelner Verbrauchergruppen neben den Energieerzeugern in das Quotensystem wird es möglich, diese gesondert zu behandeln und ggf. zu entlasten. Ausnahmen von für die Allgemeinheit geschaffenen Regeln, die Wettbewerb nutzen und marktbasierende Verfahren verwenden, sehen wir jedoch überwiegend kritisch, denn sie führen, da sie das Anpassungsverhalten aller Marktteilnehmer verzerren, letztlich zu Ineffizienzen.
- (8) Wir lehnen die Vorschläge zur Einrichtung eines Kapazitätsmarktes zum Umgang mit dem Missing-Money-Problem auf der Energieerzeugerseite zum gegenwärtigen Zeitpunkt ab. Den Vorschlägen liegt die Vorstellung zugrunde, im Schnitt seien die Strompreise auf dem Energy-Only-Market zu niedrig, als dass sich der für die Versorgungssicherheit gebotene Park an konventioneller Kraftwerkskapazität rentiere. Einerseits entspricht es dem Konzept eines Energy-Only-Marktes, dass, wie in nahezu jedem anderen Markt, Überkapazitäten mit niedrigen Preisen einhergehen. Andererseits ist nicht bekannt, wie effizient das derzeitige Kapazitätsniveau ist. Wäre dies der Fall, würde in der Tat Marktversagen vorliegen.
- (9) Die Systemumstellung auf Kapazitätsmärkte verursacht dauerhafte Kosten. Kapazitätsmärkte sind komplex, verlangen nach einer hohen staatlichen Eingriffstiefe, sind anfällig für Designfehler und sind mindestens genauso anfällig gegenüber Marktmacht auf dem Erzeugungsmarkt wie andere Systeme. Je nach Umsetzung des Systems, wird durch die Aufteilung des Energiemarktes in einen Kapazitätsmarkt und einen Produktionsmarkt die Möglichkeit eröffnet, Marktmacht in zweifacher Hinsicht zulasten der Verbraucher auszunutzen. Um das Problem einzudämmen, sind weitere Eingriffe in den Markt zwingend notwendig. Letztlich wird das Problem der Marktmacht vom Energiemarkt auf den Kapazitätsmarkt übertragen. Mehr noch, eine erfolgreiche Ausübung garantiert, je nach Kontraktdauer, erhöhte Gewinne auf Jahre hinaus. Es gibt derzeit keinen Kapazitätsmechanismus, der missbräuchliche Ausübung (besser als der Energy-Only-Markt) vermeiden kann.
- (10) Das bestehende System soll stattdessen zunächst moderat angepasst werden, d.h. Aufhebung jeglicher Preisgrenzen bei gleichzeitiger Einführung eines Monitorings der Spitzenlastpreisentwicklung und eine Einführung einer strategischen Reserve. Dies verschafft Luft für eine Diskussion des Marktdesigns auf europäischer Ebene. Zudem ist die Einführung dieses Kapazitätsmechanismus reversibel, d.h. eine Rückkehr zum

Energy-Only-Markt ist ebenso möglich, wie die Einführung eines Kapazitätsmarktes. Letztgenannter führt in eine absolute Abhängigkeit von Kapazitätzahlungen und ist erheblich schwerer wieder rückgängig zu machen.

- (11) Im Kontext des europäischen Binnenmarktes muss hinterfragt werden, ob Deutschland in der Lage sein muss, seinen Strombedarf zu jedem Zeitpunkt vollständig selbst zu decken. Überträgt man diese Inselbetrachtung auf das gesamte europäische System, entstehen dadurch europaweit massive Überkapazitäten. Des Weiteren ist fraglich, ob ein Flickenteppich verschiedener Marktsysteme innerhalb des Europäischen Binnenmarktes die Funktionstüchtigkeit desselben nicht erheblich negativ beeinflusst.

Stellungnahme

Die Energiewende ist eine bedeutende gesellschaftliche und ökonomische Herausforderung. Angestrebt wird die Abkehr von Kernenergie und fossilen Energieträgern. An ihre Stelle sollen erneuerbare Energien treten. Wir begrüßen, dass die FDP-Landtagsfraktion in einem höheren Maße wettbewerbliche anstelle administrativer Steuerungsinstrumente für diese Energiewende einfordert. Wir bemängeln jedoch, dass Forderungen vielfach unkonkret bleiben und nähere Festlegungen erforderlich bleiben. Wir meinen, dies geschieht ohne Not, denn konkrete Lösungsalternativen liegen schon heute auf dem Tisch: Vorschläge für eine umfassende Reform der Förderung erneuerbarer Energien sind ebenso bekannt wie alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten für das Strommarktdesign.

Fragenkomplex I: Energiewende

Die Bundesregierung betont in ihrem Energiekonzept, dass bei der Energiewende die drei Ziele Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit nebeneinander stehen. Versorgungssicherheit sei für das Funktionieren einer modernen Industriegesellschaft eine unverzichtbare Voraussetzung. Umweltverträglichkeit schone die natürlichen Lebensgrundlagen und schaffe die Voraussetzungen für die wirtschaftliche und soziale Entwicklung. Wirtschaftlichkeit schließlich, genauer eine wirtschaftlich effiziente Versorgung der Bürger und Unternehmen mit Energie, sei Voraussetzung dafür, dass Deutschland eines der leistungsfähigsten und wirtschaftlich erfolgreichsten Länder bleibe.

Die FDP-Landtagsfraktion schließt sich mit dem vorliegenden Antrag dieser Konzeption an. Die Schwäche dieser Konzeption ist, dass ihr trotz offenkundiger Zielkonflikte keine Priorisierung der Ziele zu entnehmen ist.¹ Diese gilt es erst im politischen Prozess zu gestalten. Wir sind der Auffassung, dass das Land Nordrhein-Westfalen, mit seinen 17,8 Mio. Einwohnern das bevölkerungsstärkste Bundesland, in einer besonderen Verantwortung steht. Dies liegt darin begründet, dass im deutschen Vergleich der Anteil an Stromerzeugung, vor allem auf fossilen Energieträgern basierend, und Stromverbrauch sehr hoch ist, während der Anteil an Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen sehr niedrig ist. Der voraussichtliche EEG-Stromanteil am Stromverbrauch 2012 beträgt in Nordrhein-Westfalen neun Prozent. Im Bundesdurchschnitt sind es 21 Prozent.² Eine Priorisierung der Ziele der Energiewende ist wichtig, damit Entscheidungsträger planen und wichtige Fortschrittsprojekte zügig umsetzen können.

Wir gehen in den weiteren Ausführungen davon aus, dass die ambitionierten Ausbauziele für erneuerbare Energien bei unveränderter Versorgungssicherheit erfüllt werden sollen. Hierbei soll der Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit bestmöglich berücksichtigt werden. Insbesondere gehen wir auch davon aus, dass Nordrhein-Westfalen seinen Beitrag zu den auf Bundesebene vorgegebenen quantitativen Zielen der Energiewende leisten will. Der Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch soll bis 2020 bei mindestens 35

¹ Für eine Diskussion über die Zielkonflikte im Zusammenhang mit dem EEG vgl. Haucap, J., Coenen, M. und A. Schweinsberg 2009: Von heiligen Kühen und fliegenden Elefanten, Wirtschaftsdienst 89 (11), S. 751-753.

² Vgl. BDEW 2013: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013), Berlin, S. 75.

Prozent, bis 2030 bei mindestens 50 Prozent und bis 2040 bei mindestens 65 Prozent liegen.³

Wir beschränken unsere Antworten auf die Oberthemen „Erneuerbare Energien“ und „Versorgungssicherheit“. Effizienzgesichtspunkte und Fragen zum Netzausbau werden – sofern relevant für unsere Stellungnahme – in diesen Zusammenhängen mitbehandelt.

Fragenkomplex II: Ausbau der erneuerbaren Energien

Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird primär durch das EEG gesteuert. Diesem lag ursprünglich die Philosophie zugrunde, Anlagenbetreibern ihre Gestehungskosten zu vergüten inklusive einer auskömmlichen Rendite. Da jedoch die Technologien, sprich Kostenstrukturen der unterschiedlichen Grünstromerzeugungen über die Zeit nicht konstant sind, führen die statischen Vergütungssätze zu einer Überförderung der erneuerbaren Erzeugung und dies in höchst unterschiedlichem Maße, je nachdem, welche Technologie gerade betrachtet wird und an welchem geographischen Ort mit welcher Witterung sie installiert ist. Wegen zu großer Komplexität haben alle Differenzierungsversuche der zurückliegenden Jahre bei den Vergütungssätzen das Problem zwar absolut ein wenig eingedämmt, zwischen den unterschiedlichen Erzeugungstechnologien besteht aber nach wie vor ein großes Ungleichgewicht bei den Margen aus der EEG-Förderung.

Aktuell existieren nahezu 4.000 unterschiedliche Einspeisevergütungen, um den unterschiedlichen Kosten gerecht zu werden. Bei der parlamentarischen Festlegung dieser Sätze liegt es in der Natur der Sache, dass Marktentwicklungen (wie z.B. der Verfall der Preise für Solarpanels) nicht korrekt antizipiert werden. Anders als auf Märkten führt damit ein Verfall der Inputpreise nicht zu einem Absenken der Strompreise, sondern einzig und allein zu einer Steigerung der Gewinnmargen. Besonders eklatant sind die wiederholten Fehlprognosen von Experten im Bereich der Solarwirtschaft. Ein Beispiel ist die im Oktober 2008 publizierte „Leitstudie 2008“ des Bundesumweltministeriums zur „Weiterentwicklung der Ausbastrategie Erneuerbare Energien vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas.“⁴ Diese ging von einem Wachstum der Stromerzeugung aus Photovoltaik auf 27,7 TWh/a bis zum Jahr 2050 (!) aus, also von 2008 betrachtet in den nächsten 40 Jahren (vgl. BMU, 2008, S. 10, Tabelle 2). Tatsächlich wurde dieser Wert bereits 2012 erreicht (vgl. BDEW, 2013, S. 16), also nach etwa vier Jahren (und nicht nach 40, wie prognostiziert). Ähnliche Fehlprognosen beim Ausbau der erneuerbaren Energien und ihrer Kosten sind an der Tagesordnung im Bereich der deutschen Energiepolitik. Es spricht nichts dafür, dass heutige Prognosen über die Entwicklung in den nächsten 40 Jahren besser sind als im Jahr 2008. Die Politik ist mit dieser Aufgabe komplett überfordert.

Eine sachgerechte Korrektur der Einspeisevergütungen wird jedoch verhindert, weil Marktmechanismen rigoros ausgeschaltet werden und Landtagswahlen für das Festlegen der Einspeisetarife wichtiger sind als ökonomische Entwicklungen. Das Resultat ist eine massive Überförderung der Stromerzeugung mit Hilfe von Photovoltaik.

³ Vgl. BMWi/BMU 2012: „Erster Monitoringbericht „Energie der Zukunft“, Berlin, S. 16.

⁴ Vgl. BMU 2008: Weiterentwicklung der Ausbastrategie Erneuerbare Energien Leitstudie 2008, Berlin.

Die politisch gewollte massive Überförderung der Photovoltaik hat dazu geführt, dass die EEG-Auszahlung pro kWh Strom aus erneuerbaren Energien von 8,5 Cent pro kWh im Jahr 2000 über 12,7 Cent pro kWh im Jahr 2008 auf 18,4 Cent pro kWh im Jahr 2011 gestiegen ist (vgl. BDEW, 2013, S. 37/38). Pro kWh Strom aus erneuerbaren Energien war also die Subvention⁵ im Jahr 2011 mehr als doppelt so hoch wie 10 Jahre zuvor. Der Grund liegt im massiven Ansteigen der Gewinnmargen, welche die Politik den Betreibern von Solaranlagen zugebilligt hat, sodass anstelle der relativ günstigen Windstromerzeugung vor allem der Ausbau der Photovoltaik gefördert wurde. Das Resultat ist ein sehr kostspieliger und ineffizienter Technologiemix im Bereich der erneuerbaren Energien.

Das nun am 14. Februar 2013 von Bundesumweltminister Altmaier und Bundeswirtschaftsminister Rösler gemeinsam vorgelegte Konzept zur Umgestaltung der Förderung der erneuerbaren Energien kann, wie die Minister selbst bemerken, nur einen Zwischenschritt zur Reform der Förderung erneuerbarer Energien darstellen. Im Wesentlichen handelt es sich um den Versuch, die Symptome der Fehlsteuerung zu kaschieren ohne die eigentlichen Ursachen zu beseitigen. Das Konzept sieht kurzfristige Maßnahmen zur Dämpfung der förderungsbedingten Strompreissteigerung vor. So sollen unter anderem das Wachstum der EEG-Umlage begrenzt, energieintensive Industrien stärker belastet und begründeter entlastet werden sowie die Vergütungen für Neu- und für Bestandsanlagen abgesenkt werden.

Insbesondere aus anreizökonomischer und ordnungspolitischer Sicht verlangt die dem EEG zugrunde liegende, und auch durch den angekündigten Reformentwurf nicht beseitigte Systematik der Förderung der erneuerbaren Energien eine umfassende und konsequente Neuausrichtung. Sie ist notwendig, um die Ausbauziele der Energiewende für erneuerbare Energien zu erreichen und Verschwendung zu begrenzen.

Anreizökonomische Kritik der EEG-Förderung⁶

Das EEG ist somit nicht technologieneutral. Es führte zu einer massiven Überförderung einzelner Technologien, in Deutschland insbesondere der Photovoltaik, und hatte das zuletzt zu beobachtende Anwachsen der absoluten Fördersummen zur Folge. In Deutschland entfällt aktuell über die Hälfte der EEG-Umlage auf die Photovoltaik, obwohl diese nur knapp 20 Prozent der Erzeugung aus erneuerbaren Energien ausmachte.⁷ Letztlich bedingt es einen ineffizienten Technologie-Mix, der das gewünschte Maß an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu absurd hohen Kosten herstellt. Kurzum, das EEG bewirkt, dass der Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland heute deutlich teurer ist als bei einer effizienten Förderung notwendig.

In klimapolitischer Hinsicht ist die im EEG gewählte Form der Förderung erneuerbarer Energien zudem im Zusammenspiel mit dem EU-ETS wirkungslos. Im EU-ETS ist es die

⁵ Wir verwenden hier einen ökonomischen Subventionsbegriff, welcher sich vom europarechtlichen Begriff der staatlichen Beihilfe unterscheidet.

⁶ Vgl. für ökonomische Kritiken an der EEG-Systematik Sinn, H.-W.: Das grüne Paradoxon: Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik, München 2012 und Weimann, J.: Die Klimapolitik-Katastrophe: Deutschland im Dunkel der Energiesparlampe, Marburg 2009.

⁷ Vgl. BDEW 2013: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013), Berlin, S. 11 und S. 55/56.

gewählte Kappungsgrenze des Klimagasausstoßes, die die Belastung der Umwelt durch Industrie und Energieerzeugung bestimmt. Durch das EEG ist ein zusätzliches Förderinstrument geschaffen, das zu einem Ausbau erneuerbarer Energien zulasten konventioneller Energieerzeugung führt. Jedoch wird der hierdurch faktisch eingesparte CO₂-Ausstoß im Rahmen des europäischen CO₂-Zertifikatehandels wieder aufgewogen, da die hierzulande frei werdenden Zertifikate auf dem Zertifikatemarkt preissenkend wirken und an anderen Orten oder in anderen Branchen zu einem CO₂-Ausstoß führen solange, bis die für Europa festgezurrte Obergrenze wieder erreicht ist. Diese Vorgehensweise ist teuer und für das Klima ohne Folge, weil faktisch keine Tonne CO₂ eingespart wird.⁸ Eine Politik, die wirklich daran interessiert ist, den Klimawandel aufzuhalten, würde daher am EU-ETS ansetzen und die Bemühungen darauf konzentrieren, mehr Branchen als auch mehr Staaten in das EU-ETS einzubeziehen.

Die teilweise zu hörende Meinung, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien bei der Festlegung der europaweiten Obergrenzen für den CO₂-Ausstoß bereits Berücksichtigung gefunden hätte, wirkt angesichts der oben zitierten Fehlprognosen des BMU bestenfalls amüsant.

Inzwischen lassen sich die Folgen der Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG auch empirisch gut beschreiben. Neben den unmittelbaren Folgen für Stromerzeugung aus Erneuerbaren sind hierbei die Wirkungen auf die Strompreise sowie die Effekte auf die Angebotsseite, Kraftwerkskapazitäten und Netzbelastungen von einigem Interesse.

Preiseffekte durch das EEG

In der Energieökonomik wird die Auswirkung der nach dem EEG vergüteten Einspeisung erneuerbarer Energien auf den Großhandelspreis für Strom auch als „Merit-Order-Effekt“ bezeichnet. Der Effekt lässt sich untergliedern in einen kurzfristigen Effekt, der die anfängliche Verdrängung der teuersten Kraftwerke aus dem Gebotsverfahren beschreibt, und in einen langfristigen Effekt, der die Kapazitäts- und Technologiewirkungen umfasst.

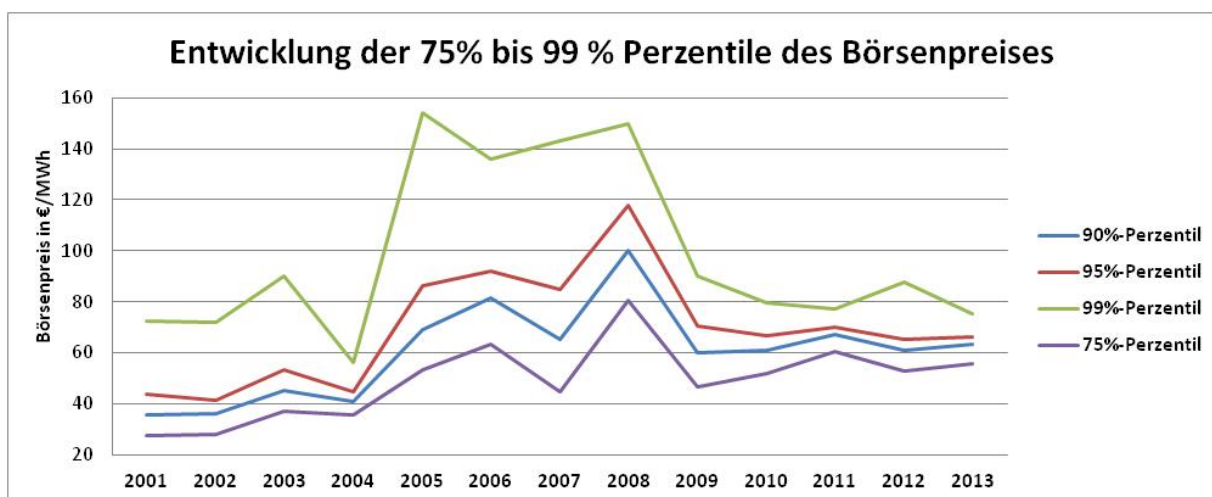
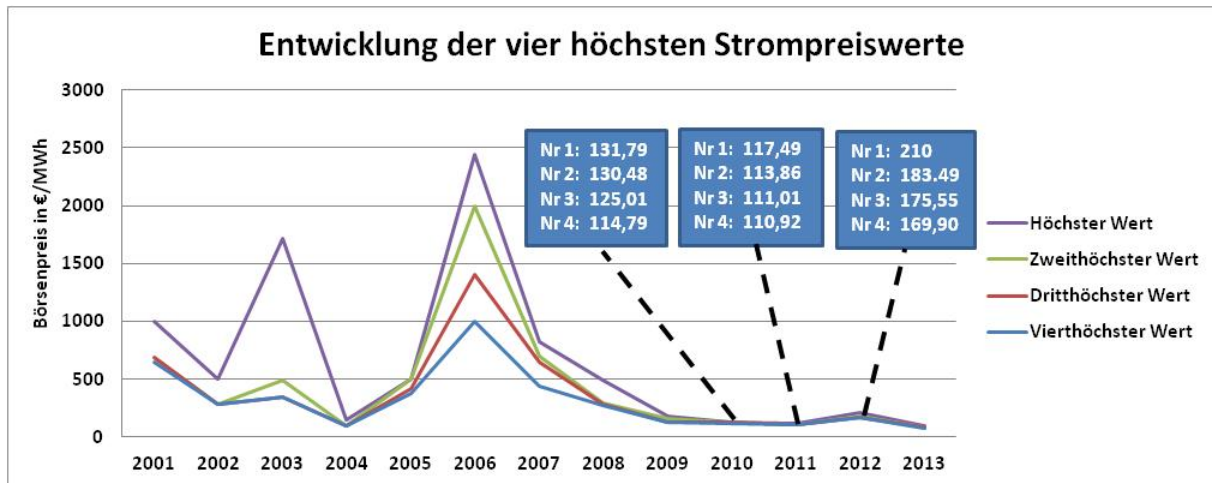
Dies ist vor allem zu lastintensiven Zeitpunkten, wie etwa an Werktagen in den Vormittags- bis frühen Abendstunden sowie allgemein im Winter der Fall. Es existiert eine Reihe von theoretischen Analysen und empirischen Studien, die den Merit-Order-Effekt untersucht haben.⁹ Sie bestätigen den kurzfristig preisdämpfenden Effekt. Für Deutschland haben

⁸ Hierbei müssen wir zugestehen, dass auch das EU-ETS seine Schwachstellen besitzt. Diese liegen nicht in seiner Systematik als solcher, sondern an seiner inkonsequenten Umsetzung. Die Industrie wurde zu großzügig mit Verschmutzungszertifikaten ausgestattet, sein Geltungsbereich wurde anfänglich auf zu wenige Sektoren beschränkt und bislang fehlt seine Fortschreibung über das Jahr 2020 hinaus. Der indirekt strompreissenkende Effekt eines Angebotsüberschusses bei EU-ETS-Zertifikate wird durch das EEG noch verstärkt, da dieses eine weitere Steigerung des Angebotsüberschusses gegenüber einer unverzerrten Referenzsituation bewirkt. Der Schadstoffausstoß wird durch diesen Effekt nicht sinken, da nun die Emissionsvermeidungskosten der Industrie höher liegen als die abgesenkten Kosten für Emissionszertifikate.

⁹ Siehe dazu beispielsweise Jensen, S. und K. Skytte: „Interactions between the power and green certificate markets“, *Energy Policy* Vol.30 (2012), S.425-435 für theoretische Analysen. Zu Simulationsstudien zählen bspw. Green R. und N.Vasilakos: „Market Behavior with large amounts of intermittent generation“, *Energy Policy* Vol.38 (2010):3211-3220, Weigt, H.: „German Wind Energy: The potential for fossile capacity replacement and cost saving, *Applied Energy* Vol.86 (2009): 1857-1863, und de Miera, G. S., P. del Rio Gonzalez und I. Vizcanio: „Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain“, *Energy Policy* Vol.36 (2008), S. 3345-3359.

Bantle und Haase den Merit-Order-Effekt von Windkraft auf 1,34 €/MWh pro GW Winderzeugung geschätzt.¹⁰

Erheblicher Rückgang der absoluten Spitzenlastpreise seit 2008



Quelle: EPEX. Eigene Berechnung.

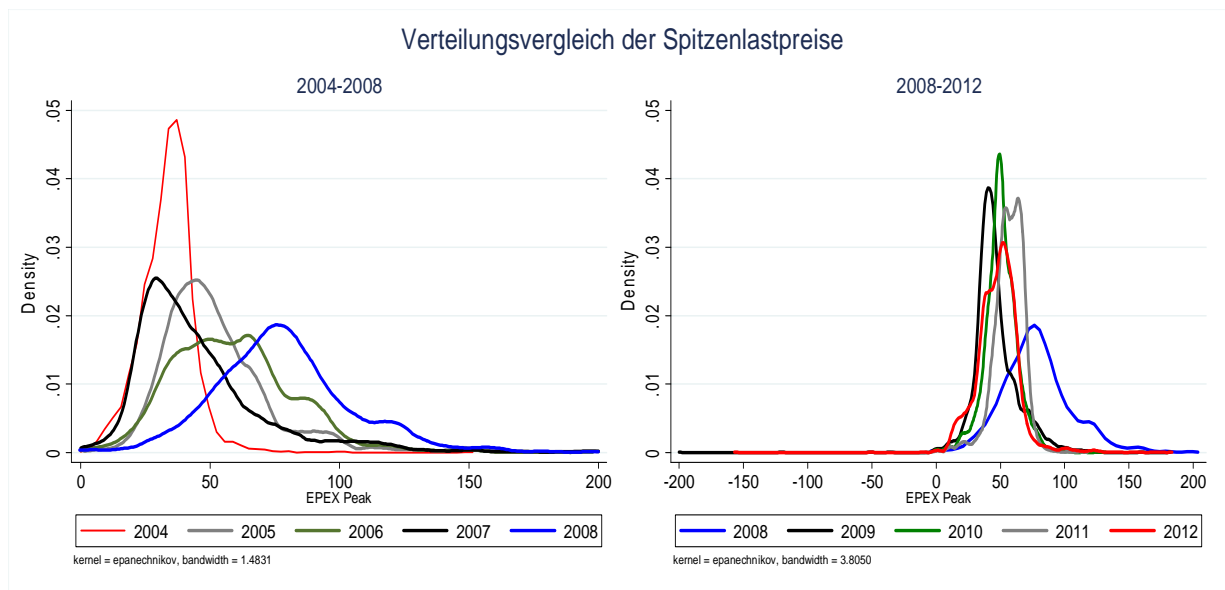
Der Preiseffekt kann mit einem graphischen Vergleich der zeitlichen Entwicklung der Preispercentile und vier höchsten Strompreise für die Jahre 2001-2013 verdeutlicht werden (siehe ebenso die Verteilung der der Spitzenlastpreise, definiert als tägl. Mittelwert der Stundenblöcke zwischen 08 -20 Uhr über die Jahre). Der Mittelwert bewegt sich bis Ende 2004 bei unter 30 €/MWh und schwankt seitdem mit Ausnahme von 2007 (38,11 €/MWh) und 2008 (65,92 €/MWh) zwischen 40 und 50 €/MWh. Diese nichtparametrische Auswertung allein mag noch kein Indikator für die langfristige Wirkung der erneuerbaren Energien, insbesondere Wind und Solar, sein. Jedoch zeigen sich eine deutliche Abnahme der Standardabweichung ab 2008 sowie eine zunehmende Verdichtung der Preise im 30-60

Eine Regressionsanalyse für den spanischen Markt findet sich bei Gelabert, L., X. labandeira und P. Linares: „ An ex-post analysis of the effect of renewables and cogeneration on Spanish electricity prices“, *Energy Economics* Vol.33, S. 59-65.

¹⁰ Vgl. Bantle, C., und H. Haase: Der Merit-Order-Effekt - Wie Wind und Sonne den Strompreis beeinflussen, *EW - das Magazin für die Energie Wirtschaft* 111.19 (2012), S.44.

€/MWh-Intervall (siehe Tabelle im Anhang). Das Ausbleiben der Preisspitzen kann vermutlich mit einer Zunahme der Überkapazitäten konventioneller Kraftwerke erklärt werden. Eine Zunahme an Überkapazitäten hat eine Abnahme der Volllaststunden der teuersten Kraftwerke zur Folge. Demnach sollten erwartungsgemäß die Spitzenlastkraftwerke aus dem Markt austreten und somit das Preisniveau zunächst dämpfen.

Verdichtung der Preise in Spitzenlastphasen 2004 bis 2012

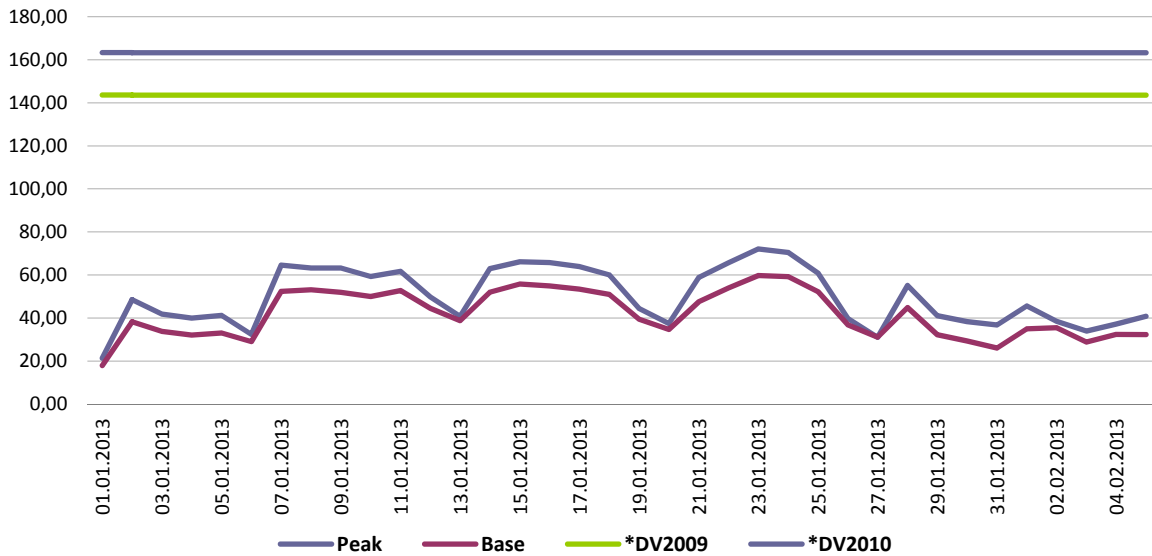


Quelle: EPEX. Zur Veranschaulichung wurden die nur sehr selten auftretenden Beobachtungen oberhalb bzw. unterhalb der 200/ -200 €/MWh-Grenze ausgelassen.

Je weiter allerdings der Preis aufgrund des Merit-Order-Effektes sinkt, desto höher steigen die Verbraucherkosten durch die EEG-Umlage. Welche Konsequenzen eine Vollversorgung durch erneuerbare Energien derzeit hätte, belegt die folgende überspitzende Rechnung: Unter dem geltenden EEG-Regime würde eine Vollversorgung auf Basis von Solar- und Windenergie, abseits negativer Preise, die heute durch technische Festlegungen aus dem Energiemix resultieren, den Börsenpreis für Strom auf 0 €/MWh absenken. Gleichzeitig würde die EEG-Umlage weiterhin dem durchschnittlichen Vergütungssatz entsprechen. Dieser Vergütungssatz ist eine fixe, technologie- und baujahrabhängige Zahlung für jede Einheit tatsächlich erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energiequellen. Im Jahr 2012 betrug die EEG-Auszahlung pro MWh Strom aus erneuerbaren Energien 165 €/MWh (berechnet nach BDEW, 2013, S. 38).

Da das deutsche Marktdesign ursprünglich dem Konzept des Energy-Only-Marktes entspricht, ist also der durchschnittliche EEG-Vergütungssatz auch gleichzeitig das relevante Maß für den Börsenpreis, wenn – konstanten Energieverbrauch und keinerlei Kapazitätsbeschränkungen bei den Erneuerbaren einmal unterstellt – der deutsche Strombedarf vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt würde.

Epex Spot Phelix Index Jan-Feb 2013



Quelle: EPEX, Bundesnetzagentur (2012). DV= Durchschnittliche Vergütung gemäß EEG.

Diese Betrachtung betont vor allem die durch die unterschiedlichen Befreiungen von der EEG-Umlage induzierten Verteilungseffekte zwischen unterschiedlichen Konsumentengruppen. Die von der EEG-Umlage befreiten energieintensiven Unternehmen erhalten den Strompreis im besten Fall kostenfrei und profitieren somit massiv, während die übrigen Konsumenten je nach Staffelung der Umlage eine Preiserhöhung hinnehmen müssen. Gemäß BDEW (2013: S. 42 ff.)¹¹ liegt der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden (Industriekunden) im Jahr 2013 bei etwa 285 €/MWh (151 €/MWh). Hiervon entfallen 140,13 €/MWh (78,40 €/MWh) auf Erzeugung, Transport und Vertrieb sowie 52,7 €/MWh auf die EEG-Umlage. Diese Kosten würden bei einer Vollversorgung durch erneuerbare Energien zusammengelegt und je nach Zusammensetzung der Erzeugungsarten massiv ansteigen. Die Spannweiten für die Vergütung sind hierbei relativ groß.¹² Einer der treibenden Faktoren hinter dem Anstieg ist der massive Zubau der Photovoltaik. Dies legen Berechnungen des BDEW (2013) für die um vermiedene Netzentgelte und Vermarktungserlöse bereinigten EEG-Auszahlungen nahe. An sonnenreichen Tagen und zu Spitzenlastzeiten mag der Börsenpreis für Strom zwar niedriger sein als noch Jahre zuvor, jedoch ist stets auch die hiermit einhergehend steigende EEG-Umlage zu berücksichtigen:

¹¹ BDEW: „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013)“, Bericht des BDEW (2013), Berlin.

¹² Zu beachten ist, dass zudem eine Anpassung hinsichtlich der KWK-Umlage erfolgt.

Bereinigte EEG-Auszahlungen nach Erzeugungsarten im Jahr 2013

Wasser	Wind Onshore	Wind Offshore	Biomasse	Photovoltaik	Alle EEG-Anlagen
30 €/MWh	49 €/MWh	138 €/MWh	126 €/MWh	246 €/MWh	121 €/MWh

Quelle: BDEW (2013). EEG-Auszahlungen wurden bereinigt um vermiedene Netzentgelte und Vermarktungserlöse

Negative Strompreise sind eine weitere Konsequenz aus dem Ungleichgewicht zwischen regulatorisch vergüteten erneuerbaren Energien und den am Markt agierenden konventionellen Kraftwerken. Vor allem in den Jahren 2009 und 2012 traten Preise weit unterhalb von -100 €/MWh auf. So fiel der Preis z.B. in den frühen Morgenstunden des 25. Dezembers 2012 auf -473 €/MWh. Die steigende Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien führt dazu, dass konventionelle Kraftwerke zwar in Stunden mit negativen Strompreisen nicht profitabel arbeiten, einige jedoch durchaus eine Abschaltung aus technischen oder ökonomischen Gründen vermeiden. Eine solche Situation kann etwa gegeben sein, wenn unprofitable Stunden zwischen zwei oder mehreren profitablen Stundenblöcken liegen. Von den negativen Strompreisen profitieren dann vornehmlich jene Nachfragegruppen, die ihre Last flexibel anpassen können. Dies betrifft vor allem energieintensive Industrien, die ohnehin schon einen Sonderstatus bei der EEG-Umlage innehaben.

Für die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien, die ihre Produktion relativ problemlos abschalten können, gibt es dafür jedoch keine Anreize, da durch den Einspeisevorrang und die gesetzlich fixierte Vergütung eine „Produce and Forget“-Mentalität entstanden ist. Ganz gleich, ob der Börsenpreis hoch, niedrig oder sogar negativ (und somit faktisch ein Entsorgungsentgelt) ist, erhalten die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien ihren fixierten Tarif. Die zusätzlichen Entsorgungsentgelte, für Strom, den niemand braucht, zahlen ebenfalls die Verbraucher.

Auch auf regionaler Ebene ergeben sich Verteilungseffekte durch das EEG. Der BDEW (2013: 63 ff.) hat nach Bundesländern differenziert die Vergütungen der eingespeisten Mengen und EEG-Auszahlungen miteinander verglichen. Für Nordrhein-Westfalen ergibt sich hierbei ein negativer Saldo, d.h. es werden mehr Zahlungen geleistet als Vergütungen an EEG-Anlagenbetreiber in NRW fließen. Der negative Saldo für NRW betrug 2012 etwa 1,849 Mrd. Euro, die positiven Nettozuflüsse nach Bayern etwa 1,23 Mrd. Euro. Für 2013 wird eine Belastung der Bundesbürger durch Kosten des EEG (ohne Kosten für Netzausbau und -umbau, Reserveenergiekosten und Kosten für Redispatchmaßnahmen) mit 20,4 Mrd. Euro gerechnet (BDEW, 2013, S. 44). Diese Kosten tragen die Verbraucher als Stromkunden teilweise direkt und teilweise indirekt durch höhere Produktpreise und öffentliche Ausgaben. Insgesamt sind dies rund 250 Euro pro Bundesbürger bzw. 1.000 Euro pro Jahr für eine vierköpfige Familie.

Kapazitäts- und Technologieeffekte durch das EEG

Der zunächst preisdämpfende Merit-Order-Effekt durch die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien kann jedoch in der Praxis abgeschwächt werden oder aber gänzlich

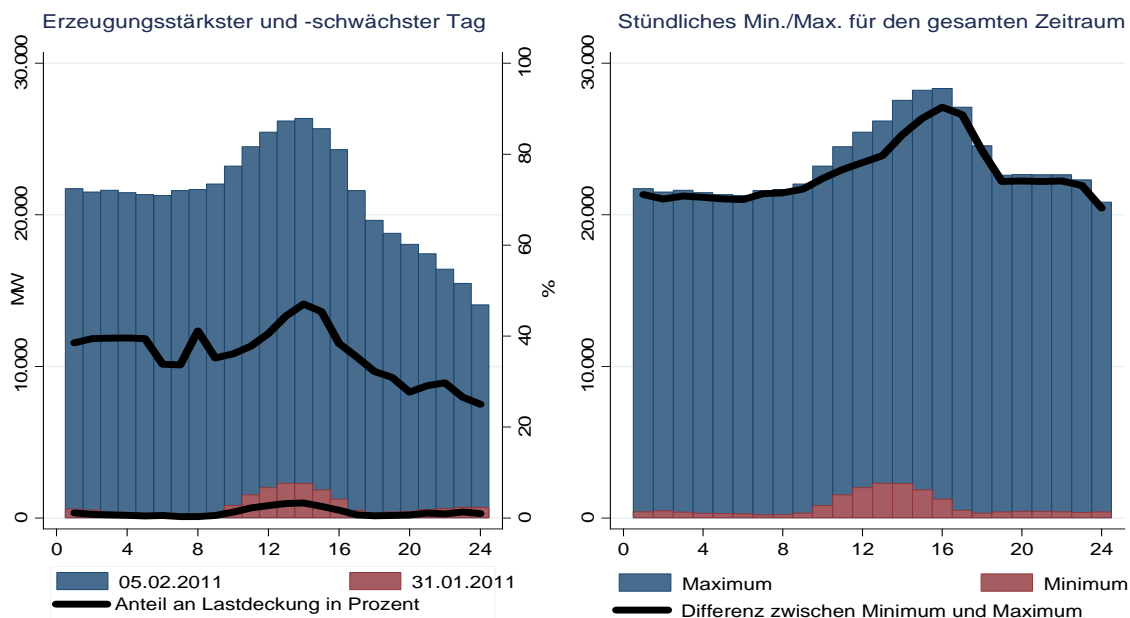
verschwinden. Grund- und Mittellastkraftwerke können wegen zu geringer Volllaststunden aus dem Markt verdrängt werden. Dies liegt darin begründet, dass für die sehr kapitalintensiven Grund- und Mittellastkraftwerke die Rentabilität nur bei einer hohen Volllaststundenzahl gegeben ist. Anzeichen für eine solche Entwicklung gibt es in Spanien, wo die tatsächlich produzierte Menge aus Kernkraft-, Steinkohle- und GuD-Kraftwerken über die Jahre rückläufig war (siehe Anhang). Daraus kann ein erhöhtes Preisniveau resultieren, wenn die aus dem Markt scheidende Kapazität zumindest teilweise durch Spitzenlastkraftwerke ersetzt wird. Je größer der auf Spitzenlastkraftwerke entfallende Erzeugungsanteil, desto höher steigt das Preisniveau.

Aus der Volatilität der erneuerbarer Energien resultiert eine Verschiebung der Anforderungen an die komplementären Erzeugungstechnologien hin zu mehr Flexibilität in der Erzeugung. Prinzipiell sollten flexible Kraftwerke auch diejenigen sein, die langfristig im Markt bestehen bleiben, was jedoch beispielsweise durch die viel zu niedrigen CO₂-Preise konterkarikiert wird. Eine Teilmenge dieser den Kriterien entsprechenden Technologien sind nun jene Spitzenlastkraftwerke, die aufgrund des kurzfristigen Merit-Order-Effektes aus dem Markt gedrängt werden.

Konventionelle Kraftwerke sind nicht nur notwendig, um die prognostizierte Residualnachfrage zu decken und Regelenergie vorzuhalten, sondern zunehmend auch als Schattenkapazität erforderlich. Schattenkapazität bezieht sich auf jene konventionellen Kapazitäten, welche nur in sehr wenigen Stunden im Jahr zur Erzeugung erforderlich werden, um fehlende Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu decken. Die Bedeutung der Schattenkapazität nimmt mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien stetig zu. Empirische Erhebungen (z.B. DICE 2011¹³) zeigen, dass die eingespeisten Mengen erheblich schwanken können.

¹³ DICE 2011: „Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext europäischer Marktconvergenz und erneuerbarer Energien“, Studie im Auftrag der RWE AG, Düsseldorf.

Diskrepanz der tatsächlichen Einspeisung von Wind und Photovoltaik im ersten Quartal 2011



Quelle: DICE (2011).

Einerseits liegen die Anteile von Wind- und Solarenergie an der Lastdeckung schon teilweise bei weit über 30%, aber es existiert auch eine Reihe von Stunden, in denen der Beitrag zu Lastdeckung bei unter 5% liegt. Diese Kapazität gilt es durch die Schattenkapazitäten abzusichern.

Handelseffekte durch das EEG

Größere konventioneller Schattenkapazitäten und ein größerer Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie durch die Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien ist teuer. Die Kosten hierfür fallen jedoch gegenwärtig jedoch nicht bei den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien an, sondern werden auf alle Netzkunden umgelegt. Im Stromhandel ergeben sich aus der höheren Fluktuation von EEG-Strom zwei weitere Konsequenzen. Zum einen nehmen der kurzfristige Day-Ahead und der Intraday-Handel an Bedeutung zu. Zum anderen verringert die Zunahme der notwendigen Schattenkapazität ebenso wie die bislang außermärklich vergüteten und priorisierten EEG-Mengen das Handelsvolumen auf dem Wettbewerbsmarkt. Da die konventionellen Kraftwerke auch in absehbarer Zeit die Hauptlast der Versorgungssicherheit tragen müssen, ist eine Refinanzierung eben jener durch den regulären Marktmechanismus unabdingbar. Im derzeitigen Marktsystem wird ein gewisser Teil dieser Kraftwerke stillgelegt, wenn das erwartete Preisniveau als nicht mehr ausreichend empfunden wird. Dies stellt das bisherige Marktdesign zumindest in Frage, was an der seit knapp zwei Jahren geführten Debatte um Kapazitätsmärkte (siehe für einen Überblick

Ecofys, 2012¹⁴) deutlich zu erkennen ist (vgl. hierzu auch unsere Ausführungen zum Fragenkomplex III).

Die Lösung: Elemente des Quotenmodells¹⁵

Das EEG in seiner heutigen Form führt zu gravierenden Ineffizienzen und Fehlsteuerungen. Es bedarf dringend einer grundlegenden Reform. Wir unterstützen die Auffassung der FDP-Landtagsfraktion Inselfösungen für Nordrhein-Westfalen zu vermeiden. Dies ergibt sich schon aus der Konzeption der Energiewende und der Tatsache, dass beim Klimaschutz Alleingänge wenig erfolgversprechend sind.

Wir favorisieren für die Neuordnung der Förderung erneuerbarer Energien ein Quotenmodell nach schwedischem Vorbild. Damit das Quotenmodell funktioniert, muss der Gesetzgeber handelbare Grünstromzertifikate einführen und Stromerzeuger, das sind zum einen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen aber zum anderen auch Stromverbraucher mit Eigenerzeugung, Eigenimport oder Eigenerwerb von Strom an der Strombörse, dazu verpflichten, im Jahresdurchschnitt eine Quote an Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen oder als zugekaufte Grünstromzertifikate vorzuweisen. Im Grundsatz erhalten Stromerzeuger also ein Grünstromzertifikat für jede Einheit (z. B. pro 100 kWh) erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien. Einschränkungen dieses Grundsatzes erlauben nun eine präzise Steuerung der Förderungswirkungen im Quotenmodell, ohne die Steuerungswirkungen des im Quotenmodell integrierten wettbewerblichen Handels mit Grünstromzertifikaten zu zerstören.

Die Lösung: Wirkungen des Quotenmodells

Eine Einschränkung des Grundsatzes sollte die Tatsache betreffen, dass Grünstromzertifikate nicht für jede beliebige Einheit erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien gewährt werden, sondern lediglich für Strom, der aus neueren Anlagen stammt. Auf diese Weise werden lediglich explizite Ausbaupfade gefördert, während die Förderung für ältere Anlagen, die sich bereits amortisiert haben, nach dem bisherigen EEG Vertrauensschutz genießen würde.

Die Handelbarkeit der Grünstromzertifikate bei gleichzeitiger Verpflichtung zur Erbringung einer Grünstromzertifikatquote in der Elektrizitätserzeugung sichert die Wirtschaftlichkeit bei der Umsetzung politisch vorgegebener Ausbauziele. Jeder Stromerzeuger ist stets an die Verpflichtungen der Grünstromzertifikatquote gebunden. Er kann sich nun überlegen, ob es günstiger für ihn ist, der Quote durch Zukauf auf dem Zertifikatemarkt nachzukommen, oder

¹⁴ Vgl. Ecofys: „Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen. Endbericht für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)“, (2012), Berlin.

¹⁵ Vgl. Haucap, Justus und Jürgen Kühling: Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung – das Quotenmodell, DICE Ordnungspolitische Perspektiven Nr. 33, 2012, erscheint in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63/3, 2013; vgl. außerdem Monopolkommission (2011), Sondergutachten 59: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten; Sachverständigenrat (2011), Jahresgutachten 2011/2012 des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, acatech (2012), Die Energiewende finanzierbar gestalten: Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft, RWI (2012), Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien.

ob er in der Lage ist, durch Zubau eigener neuer Kapazitäten für die Grünstromproduktion seine Verpflichtung zu erfüllen. Energieerzeuger bekommen in einer Quotenregelung auf der Basis handelbarer Grünstromzertifikate aufgrund des Wettbewerbs starke Anreize, stets diejenige Art der Grünstromerzeugung zuzukaufen oder selbst zur Produktion einzusetzen, die den Grünstrom am günstigsten produziert. Es kommt daher zu effizienten Make-or-Buy-Entscheidungen, und es profitiert stets derjenige Produzent am meisten, der für die verlangte Menge an Grünstrom die günstigste Erzeugungstechnologie wählt.

Grünstromzertifikate lassen sich anpassen, um gezielt bestimmte Technologie zu fördern. Zum einen ist denkbar, dass innerhalb der Quotenregelung nach unterschiedlichen Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien differenziert wird. Es wären dann mehrere technologiespezifische Quoten zu erfüllen. Zum anderen könnte vorgeschrieben werden, dass man für die Erzeugung einer Einheit Grünstrom aus der besonders zu fördernden Technologie anstelle eines Grünstromzertifikats nun 1,5 oder 2 Grünstromzertifikate erhält, um die Technologie relativ zu den anderen Technologien für den Erzeuger lukrativer zu machen.

Neben einer Quotenverpflichtung für direkte Stromerzeuger ist denkbar, auch stromintensive Unternehmen als Verbraucher gesetzlich zu verpflichten, eine spezifische Quote für Grünstromzertifikate im Verbrauch zu erfüllen. Dieser können sie nachkommen, indem sie entweder auf dem Markt Grünstrom mit Zertifikaten in entsprechender Höhe erwerben oder eigenen Grünstrom für die Produktion selbst erzeugen. Die spezifische Verpflichtung einzelner Verbrauchergruppen, ihr expliziter Einbezug in die Quotenregelung also, ermöglicht es, diese gesondert zu behandeln und ggf. zu entlasten. Damit die stromerzeugende Industrie ihren Verpflichtungen aus der Quotenregelung hiernach dennoch nachkommen kann, bedeutet eine Entlastung einzelner Verbrauchergruppen implizit, dass andere Verbrauchergruppen einen höheren Anteil an Grünstrom konsumieren, damit die ex ante festgelegten Ausbauziele insgesamt eingehalten werden.

Eine Entlastung einzelner Verbrauchergruppen sollte aus ökonomischer Sicht generell nur dann vorgenommen werden, wenn der Stromverbrauch dieser Unternehmen einen signifikanten Anteil an den Produktionskosten hat (stromintensive Unternehmen) und die Unternehmen sich zum anderen auch im internationalen Wettbewerb behaupten müssen, d.h. im Hinblick auf die unterschiedlichen Strommarktregulierungen in den einzelnen Ländern, durch die in Deutschland getroffene Regulierung benachteiligt sind. Allerdings sind wir hierbei auch der Ansicht, dass es zuvorderst die Aufgabe der deutschen Politik ist, für die für Deutschland als richtig erkannten Grundsätze auch im internationalen Kontext zu werben. Hierbei ist dann die sofortige Entlastung Einzelner von für die Allgemeinheit geschaffenen Regelungen nicht hilfreich, immer vorausgesetzt die kritischen Regelungen sind tatsächlich richtig. Insbesondere wenn die für die Allgemeinheit geschaffenen Regeln Wettbewerb nutzen und marktbasierende Verfahren verwenden, sind Ausnahmen von diesen Regeln kritisch zu sehen, denn sie führen, da sie das Anpassungsverhalten aller Marktteilnehmer verzerren, letztlich zu Ineffizienzen, die hiernach längerfristig erhalten bleiben und später gegebenenfalls korrigiert werden müssen. Wie schwer diese Ineffizienzen wiegen, kommt im Kontext der Energiemarktregulierung dann auf die Gewichtung der an dieser Stelle konfligierenden Ziele Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Wahrung sozialer Belange an. Gleiches gilt für jede andere Form von Sonderregelung etwa zur Förderung bestimmter

Erzeugungstechnologien gegenüber anderen, die regionale Differenzierung oder auch eine denkbare Unterscheidung nach Anlagengrößen.

Damit die Quotenpflicht tatsächlich zu den gewünschten Ergebnissen führt, muss den Quotenpflichtigen eine hinreichend abschreckende Pönale drohen für den Fall, dass sie ihrer Quotenverpflichtung nicht nachkommen, beispielsweise 100 €/MWh wie in Belgien oder 150 Prozent des durchschnittlichen Preises für Grünstromzertifikate wie in Schweden. Weiterhin ist eine Möglichkeit zum Banking von überschüssigen Grünstromzertifikaten sinnvoll, damit der Preis für Grünstromzertifikate zum Ende eines Jahres nicht kollabiert, wenn im Laufe des Jahres Grünstrom über die Zielvorgaben hinaus produziert wurde. Bei Unterschreitung der Quotenverpflichtung muss jedoch stets die Pönale zum Jahresende eingefordert werden, da sich Unternehmen sonst mittelfristig der Quotenerfüllung entziehen können, wenn sie den Markt verlassen, oder langfristig ihre „Schuldenberge an Grünstromzertifikaten“ nicht bedienen können (Insolvenz).

Der Übergang vom alten System der EEG-Förderung zum EE-Quotenmodell lässt sich gestalten. So können Netzanschlusspflicht und Einspeisevorrang zunächst erhalten bleiben und nur Neuanlagen dazu verpflichtet werden an dem neuen Fördersystem teilzuhaben. Gleichzeitig sollte für Altanlagen die Option geschaffen werden aus der weiterhin für Altanlagen zu erfüllenden EEG-Förderung für die Restlaufzeit ihrer Förderung in das neue EE-Quotenmodell zu wechseln. Um die Belange des Netzausbaus bei der vorherrschenden dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu berücksichtigen, sollten zudem die Netzentgelte regional angepasst werden, damit die Quotenpflichtigen durch regionale Differenzierung einen Anreiz haben, Grünstrom dort zu beziehen, wo die Netzentgelte möglichst gering ausfallen. Den Netzbetreibern wiederum bietet dies – über die Menge - einen Anreiz zum Ausbau ihrer Netzinfrastruktur.

Wir begrüßen in diesem Kontext die Bundesratsinitiative des Freistaates Sachsen, der einen Gesetzesentwurf in den Bundesrat eingebracht hat, der auf die Einführung des Quotenmodells abzielt (siehe BR-Drs. 41/13 vom 22.Januar 2013).

Perspektivisch ließe sich ein Zertifikatmodell zudem auch andere Länder ausdehnen. So haben z. B. Schweden und Norwegen ihre Märkte seit dem 1.Januar 2012 zusammengelegt. Hier wären insbesondere dann Effizienzvorteile von den günstigeren Klimabedingungen ins Südeuropa zu erwarten.

Fragenkomplex III: Investitionssicherheit herstellen und Versorgungssicherheit gewährleisten

Es ist bis jetzt nicht belastbar zu prognostizieren, wie viele Kraftwerke aus ökonomischen Gründen in der Energiewende aus dem Markt austreten werden und wie sich das Preisniveau daraufhin entwickeln wird. Dennoch steht das derzeitige Marktsystem zur Diskussion. Unabhängig vom tatsächlichen Marktdesign werden die Erzeugungskosten weiter ansteigen, wenn Schattenkapazitäten im Markt gehalten werden sollen und gleichzeitig keine Anpassung des Fördersystems der EE erfolgt.

Es existiert eine relativ große Bandbreite praktisch umgesetzter Handelssysteme, welche sich von Land zu Land in vielerlei Hinsicht unterscheiden (siehe hierzu beispielsweise DICE

(2011), EWI (2012)¹⁶ oder Frontier Economics (2011)¹⁷). Sie basieren grundsätzlich auf zwei verschiedenen Ansätzen, welche aus volkswirtschaftlicher Sicht eher Second-Best-Lösungen darstellen. Im optimalen Marktdesign reagieren Nachfrager unmittelbar bzw. hinreichend zeitnah auf Knappheitssituationen. Dies führt bis zu einem gewissen Grad zu einer Glättung des Anforderungsprofils für Kraftwerkskapazitäten. Anhand der Zahlungsbereitschaft der einzelnen Gruppen entwickelt sich der Kraftwerkspark. Da jedoch keine ausreichende Flexibilität der Nachfrage vorliegt, fällt auch der Effekt der Realbepreisung von Strom gering aus. Bisherige Marktmodelle versuchen diesen Umstand künstlich zu beheben. Dies kann entweder durch künstliche Induktion von Knappheitspreisen oder die Abschätzung des notwendigen Kapazitätsniveaus, welches dann durch Kapazitätzahlungen erreicht werden soll, geschehen.

Obwohl das deutsche Marktdesign im Konzept dem des Energy-Only-Marktes entspricht, sorgt eine Vielzahl an Subventionen und Sonderregelungen dafür, dass dieses in seinen Anreizen verzerrt und kaum beurteilbar ist. Kernproblem der Diskussion ist hierbei vor allem die Bewertung des niedrigen Preisniveaus bei gleichzeitig hohem Kapazitätsüberangebot. Einerseits entspricht es dem Konzept eines Energy-Only-Marktes, dass, wie in nahezu jedem anderen Markt, Überkapazitäten mit niedrigen Preisen einhergehen. Andererseits ist nicht bekannt, ob das derzeitige Kapazitätsniveau volkswirtschaftlich effizient ist, was bedeuten würde, dass der Preismechanismus bei Vorliegen eines effizienten Niveaus nicht ausreichend funktioniert. Empirisch ist bisher nicht ausreichend belegt, dass der Energy-Only-Markt versagt hat, wobei Simulationsstudien etwa durch das EWI (2012) eine Kapazitätsknappheit in den kommenden Jahren prognostizieren.

¹⁶ Vgl. EWI 2012: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Köln.

¹⁷ Vgl. Frontier Economics 2011: Practical considerations of capacity mechanisms - German situation and international experience, Studie im Auftrag der RWE AG, Köln.

Anordnung von Handelsmechanismen gemäß Ausmaß staatlichen Eingriffs



Quelle: DICE (2011).

Die derzeit in der Diskussion vorgetragenen Kapazitätsmechanismen (vgl. Matthes et al. (2012)¹⁸ oder Ecofys (2012) für einen Überblick) zeigen deutlich, dass mit diesen Vorschlägen einhergehende regulatorische Ausmaß. Regulierungsbehörden, Markt- oder Netzbetreiber werden essenzielle Marktparameter festlegen, was dazu führt, dass der Korridor für marktliche Entscheidungen stark eingeschränkt wird. Im Extremfall führt das dazu, dass ex ante festgelegt wird, wann, wer, wo und zu welchem Maximalpreis zur Stromversorgung beiträgt (vgl. Böckers et al. 2011¹⁹). Konkret können Emissions-, Effizienz-, Flexibilität-, Technologie-, sowie Mindestkapazitätsstandards eingeführt werden, welche festlegen, unter welchen Bedingungen eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt zulässig ist. Der Kapazitätsmarkt selbst kann noch untergliedert werden, z.B. regional oder hinsichtlich Bestandskraftwerken und Neubauten. Daraus resultiert, je nach Wahl des Systems, die Gefahr von Designfehlern und somit Systemineffizienzen. Die Existenz von derartigen Submärkten ist aus wettbewerbsökonomischer Sicht problematisch. Dies zeigt etwa der Kapazitätsmarkt im Stil des PJM-Gebietes in den USA, wo auf regionalen Teilmärkten teilweise weniger als fünf Anbietern agieren (DICE 2011). Die Erwartung, dass Teilmärkte innerhalb Deutschlands die gleichen wettbewerblichen Ergebnisse erzeugen, wie etwa ein gesamtdeutscher Markt, teilen wir nicht.

Aufschlussreich sind in diesem Kontext die Ausführungen aus dem PJM-Monitoring-Bericht zum Kapazitätsmarkt für 2012, in dem es wörtlich heißt: "The result is that any supplier that owns more capacity than the difference between total supply and the defined demand is pivotal and has market power. In other words, the market design for capacity leads, almost unavoidably, to structural market power. Given the basic features of market structure in the PJM Capacity Market, including significant market structure issues, inelastic demand, tight

¹⁸ Matthes, F. Chr., B. Schlemmermeier, C. Diermann, H. Hermann und C. von Hammerstein 2012: „Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem“, Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin.

¹⁹ Böckers, V., L. Giessing, J. Haucap und J. Rösch 2012: „Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung“, *Ordnungspolitische Perspektiven* 24, Düsseldorf.

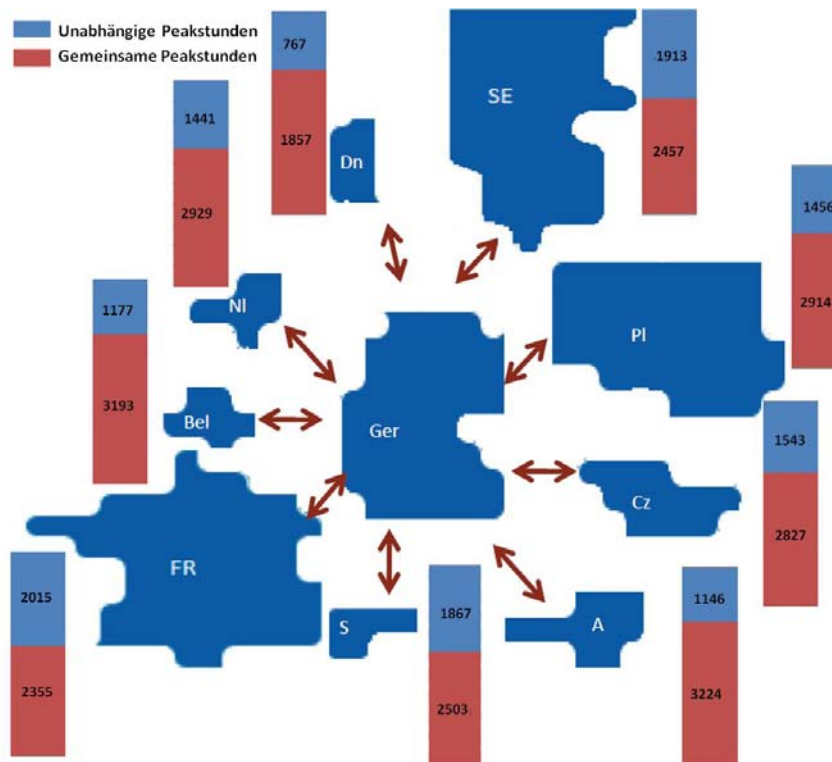
supply-demand conditions, the relatively small number of nonaffiliated LSEs and supplier knowledge of aggregate market demand, the MMU concludes that the potential for the exercise of market power continues to be high. Market power is and will remain endemic to the existing structure of the PJM Capacity Market. This is not surprising in that the PJM Capacity Market is the result of a regulatory/administrative decision to require a specified level of reliability and the related decision to require all load serving entities to purchase a share of the capacity required to provide that reliability. It is important to keep these basic facts in mind when designing and evaluating capacity markets. The PJM Capacity Market is unlikely ever to approach a competitive market structure in the absence of a substantial and unlikely structural change that results in much more diversity of ownership.”²⁰

Eine weitere entscheidende Komponente ist die Klärung der Begrenzung des Kapazitätsmarktes auf Deutschland oder Europa. Nationale Kapazitätsmärkte stellen im europäischen Verbund Inselösungen dar und es ist fraglich, ob das zukünftige Marktdesign zu keiner funktionalen Beeinträchtigung des europäischen Binnenmarktes führt. Einer der Gründe liegt im Trittbrettfahrerverhalten hinsichtlich der Versorgungssicherheit, d.h. einzelne Staaten können von der Versorgungssicherheit anderer Staaten profitieren, ohne jedoch für die Bereitstellung dieser Kapazitäten zu zahlen. Damit verbunden ist auch das Problem einer möglichen Systemarbitrage durch einzelne Erzeuger (DICE 2011).

Es gilt zu hinterfragen, ob, im Kontext eines europäischen Binnenmarktes, Deutschland in der Lage sein muss, seinen Strombedarf zu jedem Zeitpunkt vollständig selbst zu decken. Überträgt man dies auf das gesamte europäische System entstehen dadurch in der Gesamtbetrachtung massivste Überkapazitäten, die bei Beibehaltung des Binnenmarktes erhebliche negative Auswirkungen auf die Strompreise haben. Dies führt dazu, dass die europäischen Kraftwerke komplett am Tropf der Kapazitätzahlungen hängen und ein ineffizient hohes Kapazitätsniveau erzeugt wird. Dem Argument nicht ausreichender Übertragungsnetzkapazitäten an den Grenzkuppelstellen ist beizufügen, dass diese mit mangelhaftem europaweitem Wettbewerb im Großhandel einhergehen. Denn existierten genug Übertragungskapazitäten, um einen bedeutsamen Teil der nationalen Lastschwankung der jeweiligen Länder zu decken, so kann, abseits der Existenz von kollusiven Absprachen, auch von einem (teil-)europäischen Binnenmarkt für Strom gesprochen werden. Generell eröffnen die nationalen Lastprofile durchaus großes Potenzial zur gegenseitigen Lastabsicherung, wie die folgende Abbildung zeigt.

²⁰ Monitoring Analytics: “Quarterly State of the Market: Report for PJM: January through September”, Dritter Quartalsbericht (2012), S. 94.

Potenzial freier Kapazitäten im Kontext gemeinsamer und unabhängiger Lastzeitpunkte am Beispiel 2006-2010



Quelle : DICE (2011). Als Höchstlast sind die 10% höchsten Laststunden Deutschlands und seiner Nachbarländer definiert. Der Zeitraum umfasst die stündlichen Daten von 2006-2010, bei Dänemark von 2007-2009. Unabhängig bezeichnet Stunden in denen nur in Deutschland Hochlaststunden auftreten.

Es gilt sich vor Augen zu führen, dass der Kapazitätsmarkt nur eine Primärfunktion hat: Verhinderung eines Stromausfalls um jeden Preis. Dies ist zunächst dann aus ökonomischer Sicht nicht zu beanstanden, wenn Versorgungssicherheit das absolute Ziel ist. Erst durch die Einführung zahlreicher weiterer Systemschrauben nähert sich dieses System der First-Best-Lösung an. Diese Marktsysteme garantieren Versorgungssicherheit, jedoch setzt ihre Vorteilhaftigkeit gegenüber dem derzeitigen Energy-Only-Markt absolute Effizienz und korrekte Adjustierung der entscheidenden Systemstellschrauben voraus. Die Praxis zeigt jedoch, dass kein einziger Kapazitätsmechanismus existiert, der nicht teils gravierende Anpassungen benötigte. Ineffizienzen im Energy-Only-Markt werden eher mit einer Unterversorgung im kritischsten Moment verbunden. Ob dies insgesamt volkswirtschaftlich teurer ist als eine Überversorgung, kann zwar theoretisch gelöst, jedoch praktisch kaum nachgewiesen werden.

Diese Systemanpassungen verursachen dauerhafte Kosten. Wir raten aufgrund der hohen Komplexität, des sehr hohen Grades an staatlichen Eingriffen, der Anfälligkeit für Designfehler und der fraglichen Notwendigkeit von einer kurzfristigen Einführung zum heutigen Zeitpunkt ab. Vielmehr wird empfohlen, das bestehende System zunächst moderat anzupassen, d.h. Aufhebung jeglicher Preisgrenzen bei gleichzeitiger Einführung eines Monitorings der Spitzenlastpreisentwicklung, und eine Einführung einer strategischen Reserve. Diese Reserve darf nur genutzt werden, um Notfälle zu vermeiden und soll den

Marktmechanismus an sich nicht beeinflussen.²¹ Die Reserve setzt an einem Auslösemechanismus an, welcher entweder mengen- oder preisgetrieben ist. Im ersten Fall löst die Reserve aus, wenn eine bestimmte Kapazitätsgrenze erreicht ist und im zweiten Fall muss ein gewisser Preis erreicht werden, damit die Reserve zum Einsatz kommt. Wir sprechen uns hierbei für die Variante mit dem Preismechanismus aus. Der Preis sollte im Optimum dem sogenannten Value of lost Load entsprechen, also dem Gleichgewicht aus Fixkosten eines neuen Spitzenlastkraftwerks und der Zahlungsbereitschaft für das erste nicht bediente Mengeninkrement. Dieser Wert ist jedoch hypothetischer Natur und in der Realität nur näherungsweise zu schätzen. Jedoch muss der Preis ausreichend hoch liegen, um ein starkes Marktsignal zu senden und nicht etwa auf Höhe der Grenzkosten des letzten produzierenden Kraftwerks. Dies würde die Marktsignale verzerren und keinerlei Neubauten anreizen. Aus strategischen Gründen könnten Erzeuger sich aus dem Energiemarkt zurückziehen und in die strategische Reserve wechseln, um so künstlich das Preisniveau auf dem Energiemarkt anzuheben. Diese Kapazitätsverknappung ist jedoch schon seit der Marktliberalisierung möglich und konnte bis auf eine Feststellung der EU-Kommission für E.ON nicht zweifelsfrei nachgewiesen werden. Es ist daher nicht zu erwarten, dass dies ein spezifisches Marktmachtproblem dieses Modells ist. Mehr noch, im Kapazitätsmarkt kann, je nach Ausgestaltung des Ausübungspreises auf dem Energiemarkt, in zweifacher Hinsicht Marktmacht ausgeübt werden. Es gibt derzeit kein Marktsystem, das diese missbräuchliche Ausübung vermeiden kann. Dies ist ein strukturelles Problem, was der Kapazitätsmarkt eher verschärft als abmildert.

Die strategische Reserve ist zudem reversibel und kann, je nach Entscheidung, in einen Kapazitätsmarkt oder Energy-Only-System münden. Davor gilt es, ein einheitliches europäisches Marktdesign zu finden. Außerdem kann so dringenderen Problemen wie dem Umbau der Förderung erneuerbarer Energien, der Wiederbelebung des Emissionszertifikatshandels, dem Netzausbau oder notwendigen Maßnahmen, wie die Förderung nachfrageseitiger Reaktion, Vorrang gewährt werden.

Abschließend lässt sich sagen, dass die derzeitige Diskussion um das geeignete Handelssystem sich auf die Frage reduzieren lässt, wie das sich im volkswirtschaftlichen Optimum ergebende Versorgungsniveau durch staatliche Eingriffe möglichst nah simuliert werden kann. Je nach Priorität der Faktoren Umwelt, Versorgungssicherheit und Wettbewerb wird dies die Marktdesignlösungen unterschiedlich schwer belasten. Sollte ein nationaler Kapazitätsmarkt dennoch als präferierte Alternative gewählt werden, so muss zumindest klar sein, dass aufgrund seiner Vielzahl institutionell festgelegter Parameter kaum mehr die Rede von einem wettbewerblichem Markt sein kann.

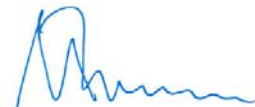
Düsseldorf, 19. 02. 2013



Prof. Dr. Justus Haucap



Veit Böckers



Dr. Michael Coenen

²¹ Vgl. auch Monopolkommission: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten 59, Baden-Baden 2012, insb. Tz. 499-514.

Informationen zu den Autoren

Prof. Dr. Justus Haucap ist Direktor des Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE) der Universität Düsseldorf (seit 2009) und Mitglied der Monopolkommission (seit 2006). Von 2008 bis 2012 war Haucap Vorsitzender der Monopolkommission. Vor seinem Ruf an die Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf (seit 2009) hatte er Lehrstühle an der Universität Bochum (2003-2007) und der Universität Erlangen-Nürnberg (2007-2009) inne. Haucap ist Forschungsprofessor am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) Berlin, Vorsitzender des wissenschaftlichen Beirats des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI) in Essen sowie Mitglied des Kronberger Kreises.

Veit Böckers ist Wissenschaftlicher Mitarbeiter des Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE) der Universität Düsseldorf (seit 2009). Herr Böckers hat Wirtschaftswissenschaften in Bochum (bis 2009) und Stockholm (2007) studiert und sein Diplom abgeschlossen. Seine Forschungsschwerpunkte liegen in der empirischen Industrieökonomik, insbesondere Wettbewerbspolitik sowie Energie- und Telekommunikationswirtschaft.

Dr. Michael Coenen ist Geschäftsführer des Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE) der Universität Düsseldorf (seit 2009). Nach dem Studium der Volkswirtschaftslehre in Bonn und Edinburgh war er Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Universität Köln (2000-2006) und Senior Economist für die Monopolkommission unter ihren Vorsitzenden Prof. Dr. Dr. Jürgen Basedow und Prof. Dr. Justus Haucap (2006-2009).

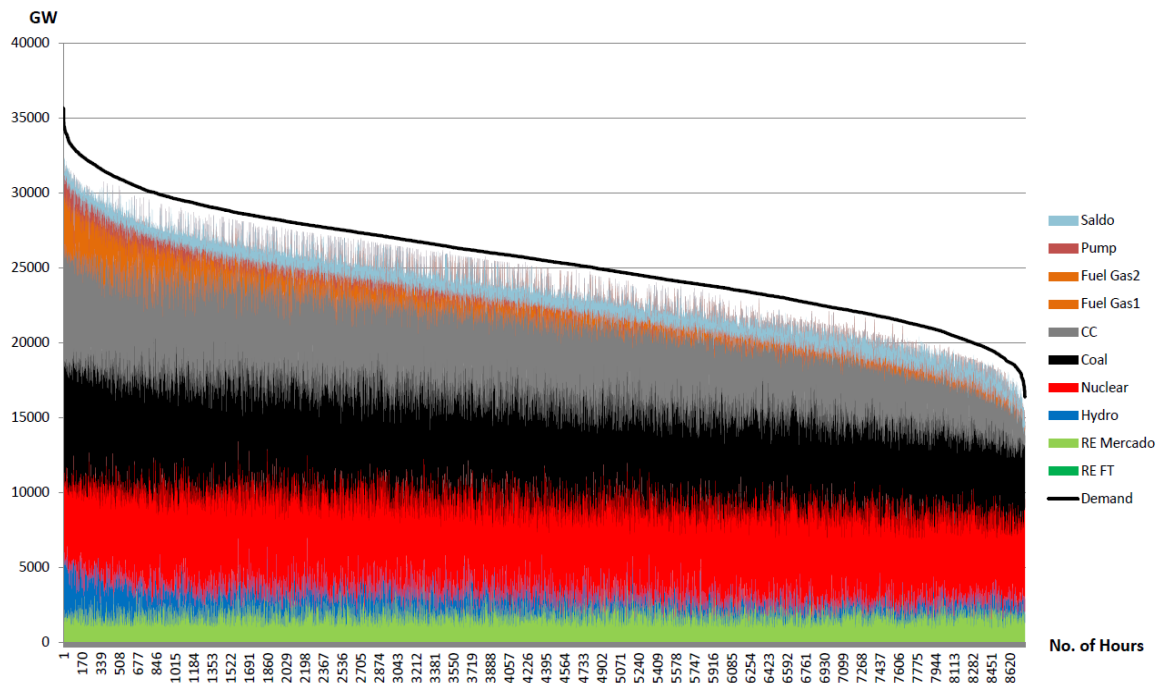
Appendix

	25%- Perzentil	50%- Perzentil	Mean	75%- Perzentil	90%- Perzentil	Std. Abw.
2001	16.67	20.94	24.06	27.42	35.78	24.71
2002	14.82	19.78	22.64	28.07	35.89	15.91
2003	18.00	26.97	29.49	36.93	45.09	26.50
2004	21.86	28.17	28.53	35.83	40.98	10.80
2005	31.405	40.08	45.98	53.225	69.06	27.21
2006	32.58	44.96	50.84	63.35	81.305	49.42
2007	23.09	30.11	38.11	44.91	65.03	30.32
2008	47.53	63.48	65.91	80.48	100.03	28.51
2009	29.84	38.07	38.86	46.42	59.97	19.40
2010	37.01	45.09	44.49	52.06	60.98	13.97
2011	43.9	51.85	51.13	60.63	66.99	13.59
2012	34.07	42.09	42.61	52.88	60.73	18.68
2013	34.57	39.21	42.83	55.925	63.2	15.35

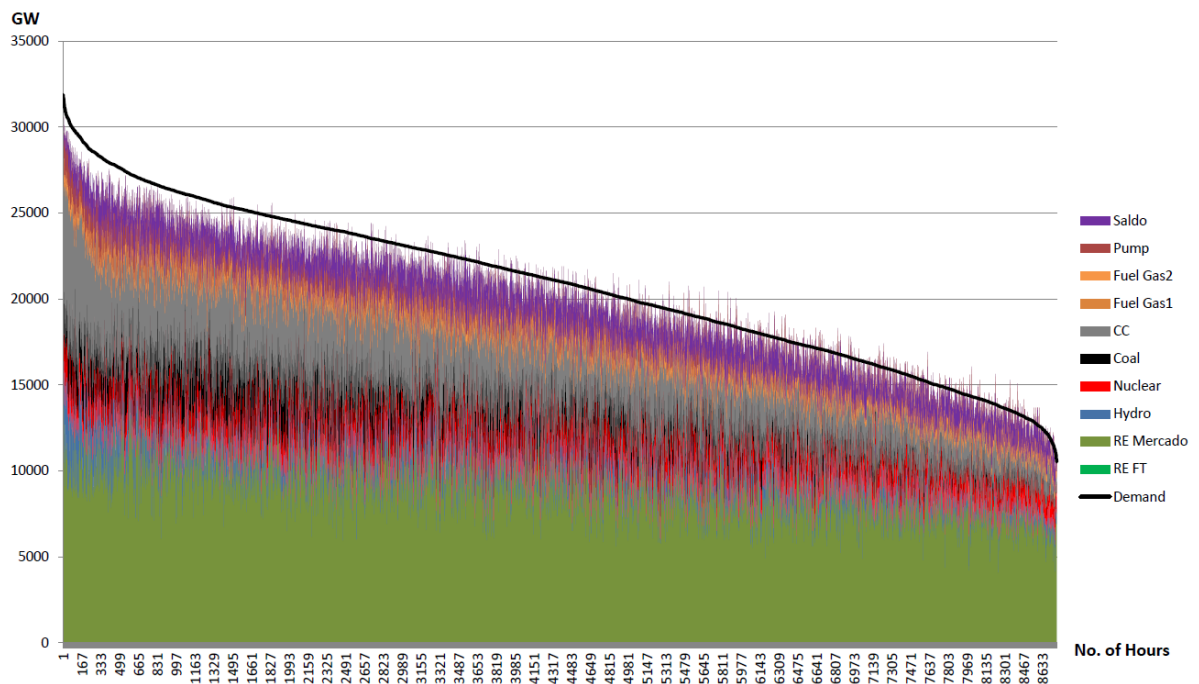
Quelle: EPEX. Eigene Berechnung.

Merit-Order-Effekt im spanischen Großhandelsmarkt für Strom

2005



2011



Quelle: OMEL, OMIE (2012). Eigene Berechnung.

BISHER ERSCHIENEN

- 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.
Erscheint in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63/3 (2013).
- 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.
- 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.
Erscheint in: T. Theurl (Hrsg.), Akzeptanzprobleme der Marktwirtschaft: Ursachen und wirtschaftspolitische Konsequenzen, Duncker & Humblot: Berlin 2013.
- 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 & Humboldt: 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