

Working Paper

2017/2

Ökonomische Besonderheiten des Energiemarktes

Prof. Dr. Felix Müsgens (BTU Cottbus-Senftenberg), felix.muesgens@b-tu.de

INHALT

Kurzfassung.....	3
1 Einleitung.....	3
2 Elektrische Energie als Produkt.....	4
3 Der Strompreis als Koordinationssignal.....	5
4 Markt und Regulierung in der Energiewirtschaft.....	10
5 Zusammenfassung.....	14
Literatur.....	15

KURZFASSUNG

Dieser Artikel erläutert die Grundlagen der Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom und erklärt damit stündliche Preisverläufe am Großhandelsmarkt in Deutschland. Dabei wird aufgezeigt, dass eine Koordination des Energiesystems durch Preissignale einige für die Volkswirtschaft vorteilhafte Eigenschaften aufweist. Auch wird dargestellt, dass peak-load pricing eine Vollkostendeckung der Kraftwerke auch bei einer Preisbildung auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten gewährleisten kann. Ein Energiemarkt benötigt jedoch in der Praxis einen regulatorischen Rahmen. Deshalb werden ökonomische Gründe für Marktversagen aufgezeigt und die Instrumente diskutiert, mit denen diese korrigiert werden können. Die Diskussion erfolgt dabei jeweils an Hand energiewirtschaftlicher Beispiele. Schließlich werden diese ökonomisch begründeten Instrumente mit den realen Markteingriffen im Strommarkt verglichen.

Schlagwörter: *Energiepolitik, Energiewirtschaft, Regulierung, Marktdesign*

1 EINLEITUNG

Energie ist eines der globalen Megathemen des 21. Jahrhunderts. Die Energiewende in Deutschland wird dabei teilweise als Blaupause für einen weltweiten Wandel der Energiesysteme und teilweise als ineffizientes und teures Experiment betrachtet. Weitere grundsätzliche Fragen, die im Energiesystem diskutiert werden, betreffen die Aufgaben und Grenzen von wettbewerblicher Preisbildung auf freien Märkten einerseits und den richtigen Umfang der Regulierung andererseits. Auch hier reicht die diskutierte Bandbreite von einer vollständigen Öffnung des Energiesystems für den Wettbewerb bis hin zu einer vollumfänglichen Regulierung.

Eine Positionierung in diesem komplexen Themenbereich erfordert ein gutes Verständnis der Besonderheiten des Energiesystems: Was unterscheidet das Produkt Energie von anderen Gütern und welche Konsequenzen für Wettbewerb und Regulierung ergeben sich dadurch? Ziel dieses Artikels ist es deshalb, die ökonomischen Besonderheiten und die Komplexität des Energiemarktes darzustellen. Dabei konzentrieren sich die Ausführungen auf das Produkt elektrische Energie.

Der Artikel stellt zunächst elektrische Energie als Produkt vor und benennt die wesentlichen Unterschiede, die die „Ware Strom“ von anderen Gütern unterscheidet. Danach wird die Preisbildung auf Großhandelsmärkten für elektrische Energie erläutert und dargestellt, wie eine Vollkostendeckung der Kraftwerke auch dann funktionieren kann, wenn alle Kraftwerke nur ihre kurzfristigen Erzeugungskosten in den Markt bieten. Danach werden ökonomische Gründe für regulatorische Eingriffe in den Strommarkt beschrieben und mit den tatsächlich stattfindenden Eingriffen abgeglichen.

2 ELEKTRISCHE ENERGIE ALS PRODUKT

Für eine Analyse der ökonomischen Besonderheiten elektrischer Energie ist zunächst relevant, was elektrische Energie von anderen Produkten (von Automobilen über Dienstleistungen bis zu Zahnbürsten) unterscheidet. Hierunter fallen unter anderem die im Folgenden diskutierten Eigenschaften eingeschränkte Speicherbarkeit, stabile Netzfrequenz, Leitungsgebundenheit sowie besonders ausgeprägte umwelt- und klimapolitische Herausforderungen.

Die eingeschränkte Speicherbarkeit ist eine der wesentlichsten ökonomischen Besonderheiten von elektrischer Energie. Diese kann wirtschaftlich nur indirekt gespeichert werden. So wird zur Speicherung in einem Pumpspeicherkraftwerk die potentielle Energie des gespeicherten Wassers genutzt und in Batterien bzw. Akkumulatoren chemische Energie.

Gleichzeitig erfordert ein stabiler Betrieb der Stromversorgung die Sicherstellung einer konstant stabilen Netzfrequenz von 50 Hertz, was in der Praxis bedeutet, dass die Erzeugung von elektrischer Energie jederzeit dem Verbrauch entspricht. Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch wird dadurch erschwert, dass die Nachfrage zeitlich fluktuiert (tagsüber ist der Verbrauch beispielsweise höher als nachts). Ähnliches gilt durch die Einspeisung von Wind- und Solarstrom zunehmend auch für die Angebotsseite, was die Systemsteuerung weiter erschwert.

Weiterhin erfolgt der Transport von elektrischer Energie leitungsgebunden, d. h. es wird eine Kabelverbindung zwischen Erzeuger und Verbraucher benötigt. Neben dem Erfordernis einer entsprechenden Leitungsinfrastruktur bedeutet dies ökonomisch beispielsweise auch, dass die Marktgröße in Abhängigkeit von der Leitungsauslastung variieren kann. Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie weisen weiterhin häufig hohe Investitionskosten aus (die Kosten für ein Kraftwerk können eine Milliarde Euro überschreiten). Dafür sind Kraftwerke langlebige Investitionsgüter, die häufig 40 Jahre und länger betrieben werden.

Bei der Erzeugung von elektrischer Energie bestehen umwelt- und klimapolitische Herausforderungen. Zum einen entstehen bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern Schadstoffe wie beispielsweise SO_2 , NO_x und Feinstaub, zum anderen werden auch klimaschädliche Gase (insbesondere CO_2) freigesetzt. Da die Besitzer bzw. Betreiber von Kraftwerken von den damit verbundenen nachteiligen Folgen nicht so stark betroffen sind wie die Bevölkerung insgesamt (unter anderem, da in der Regel die erste Gruppe eine Teilmenge der zweiten Gruppe ist), haben diese aus sich selbst heraus einen gesellschaftlich suboptimalen Anreiz zur Reduktion solcher Emissionen. Solche „negativen externen Effekte“ erfordern deshalb nach ökonomischer Theorie regulatorische Eingriffe.

Während derartige Eingriffe im Grundsatz auch über die Ökonomie hinaus unstrittig sind, wird die konkrete Umsetzung, z. B. im Hinblick auf Art und Umfang der verwendeten umweltpolitischen Instrumente, kontrovers diskutiert. Gleiches gilt für die grundsätzliche Frage, welche weiteren sektorspezifischen regulatorischen Eingriffe über die Umweltpolitik hinaus erforderlich sind.

Schließlich ist die Energieversorgung auch von Themen betroffen, die grundsätzlichere gesellschaftliche Strömungen reflektieren. Hierunter fällt beispielsweise die Frage nach der Akzeptanz von Landschaftseingriffen und (größeren) Projekten. Für fehlende Akzeptanz solcher Projekte haben sich sogar die spezifischen Abkürzungen NIMBY und BANANA etabliert¹, wobei insbesondere letztere oft mit einem resignierten Einschlag verwendet wird.

3 DER STROMPREIS ALS KOORDINATIONSSIGNAL

Trotz der gerade beschriebenen Besonderheiten wird elektrische Energie als Produkt auf zunehmend liquiden Großhandelsmärkten gehandelt. Es gibt sowohl einen börslichen Handel, beispielsweise an der *EPEX* in Paris und der *EEX* in Leipzig, als auch einen außerbörslichen Handel auf einer Vielzahl von Marktplätzen und Brokerplattformen. Ähnlich wie bei anderen Produkten werden dabei unterschiedliche Kontrakte gehandelt (Forwards, Futures, Optionen, ...). Dabei führen die oben beschriebenen Besonderheiten, insbesondere die eingeschränkte Speicherbarkeit, dazu, dass die Spezifikation des Lieferzeitraums von hoher Wichtigkeit ist: Strom mit Lieferung morgen ist ein anderes Produkt als Strom mit Lieferung im nächsten Jahr. Strombezug an Feiertagen und Wochenenden ist auf dem Großhandelsmarkt günstiger als Strombezug am Werktag. Auch ist elektrische Energie in windreichen Stunden mittlerweile günstiger als in windarmen Stunden.²

Verantwortlich hierfür sind die zum jeweiligen Zeitpunkt vorherrschenden – und von Stunde zu Stunde wechselnden – Bedingungen auf der Angebots- und Nachfrageseite. Wie auf anderen Märkten bildet sich der Strompreis im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage, genau genommen durch den Schnittpunkt der Angebots- mit der Nachfragekurve. Diesen Zusammenhang zeigt Abbildung 1. Verändert sich eine der beiden Kurven (beispielsweise durch eine tageszeitlich bedingte höhere Stromnachfrage), so verändert sich auch der Strompreis.

¹ Ersteres steht für „not in my back yard“, letzteres für „build absolutely nothing anywhere near anybody“.

² Diese Preisschwankungen auf dem Großhandelsmarkt werden derzeit nicht an kleine Verbraucher, insbesondere Haushaltskunden, weitergereicht. Diese bezahlen häufig einen über die Stunden des Jahres konstanten Strompreis, der sich am Durchschnitt orientiert. Verträge größerer Verbraucher dagegen sehen häufig von Stunde zu Stunde unterschiedliche Bezugskosten vor.

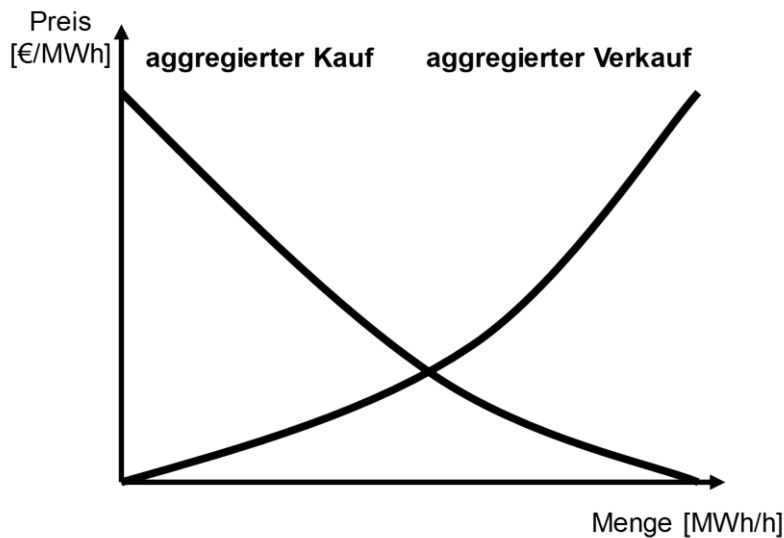


Abbildung 1: Preisbildung an der Strombörse

Das resultierende Marktergebnis hat unter bestimmten Voraussetzungen³ einige positive Eigenschaften. So sollten aus volkswirtschaftlichen Überlegungen zur Erzeugung die günstigsten Optionen herangezogen werden. Dies wird im Marktgleichgewicht erreicht, obwohl die Teilnahme am Markt freiwillig ist. So erzeugen alle Anbieter Strom, die produzieren möchten. Dies sind jedoch genau die Anbieter, deren Grenzkosten unterhalb des Marktpreises liegen, da diese durch die Produktion Deckungsbeiträge verdienen. Alle Anbieter mit höheren Kosten produzieren nicht. Sie werden zur Lastdeckung aber auch nicht benötigt. Gleichzeitig erhalten alle Verbraucher, deren Zahlungsbereitschaft in der jeweiligen Stunde über dem Strompreis liegt, den von ihnen gewünschten Strom – und bezahlen den Marktpreis. Alle Verbraucher, die nicht bereit sind, den Strompreis zu bezahlen, erwerben in dieser Stunde keinen Strom. Für diese Verbraucher übersteigen die Kosten der Produktion jedoch auch den Nutzen des Verbrauchs. Der marktliche Wettbewerbsmechanismus führt also zu einem effizienten Ergebnis. Weitere positive Eigenschaften beschreibt Varian (2011).

Das Angebot der Kraftwerksbetreiber folgt dabei in einem wettbewerblichen Markt den variablen, d. h. kurzfristigen, Kosten der Stromerzeugung. Diese umfassen insbesondere die Brennstoffpreise und die Kosten für CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandelssystem. Für ein Steinkohlenkraftwerk lagen die variablen Erzeugungskosten im ersten Halbjahr 2016, je nach Zeitpunkt und Wirkungsgrad des Kraftwerks, bei ca. 20 bis 25 €/MWh.

Wie bereits beschrieben führen Veränderungen von Angebot und Nachfrage dazu, dass die Strompreise von Stunde zu Stunde variieren. Die beiden folgenden Abbildungen verdeutlichen diesen Zusammenhang mit empirischen Beispielen. Dargestellt werden die Ergebnisse der *EPEX*-day-ahead-Auktion, bei der am Tag vor der Lieferung um 12 Uhr alle vorliegenden Kauf- und Verkaufsgebote für jede der 24 Stunden des Folgetages

³ vgl. zu den Annahmen Varian (2011)

zusammengebracht werden. Der resultierende Preis für jede Stunde wird mit einem komplizierten Algorithmus bestimmt, grafisch entspricht er jedoch dem Schnittpunkt der Angebotskurve (alle vorliegenden Verkaufsgebote sortiert nach dem Preis in aufsteigender Reihenfolge) mit der Nachfragekurve (alle vorliegenden Kaufgebote sortiert nach dem Preis in absteigender Reihenfolge).

Abbildung 2 zeigt den Strompreis an den 24 Stunden des 13.1.2016. Auffällig ist insbesondere, dass die Nachtstunden, die eine niedrige Nachfrage aufweisen, niedrigere Strompreise haben als die Stunden am Tag. Die höchsten Preise haben die Abendstunden, in denen im Winter auch die Nachfrage am höchsten ist. Die teuerste Stunde (17 bis 18 Uhr) hat mit 43 € je MWh fast den dreifachen Preis der günstigsten Stunde (3 bis 4 Uhr), die nur 15 € je MWh kostet.



Abbildung 2: Strompreise am Großhandelsmarkt in Deutschland, 13.1.2016 (Quelle: EPEX Spot)

Die Strompreise an einem sonnigen Tag im April zeigt Abbildung 3. Auch hier liegen die Preise in den Nachtstunden unter dem Tagesmittel. Weitere Erläuterungen benötigt in der Abbildung jedoch der Rückgang der Preise am Vormittag ab 9 Uhr. Dieser Rückgang ist insofern überraschend, als die Nachfrage in diesem Zeitraum steigt. Die Ursache ist die hohe installierte PV-Leistung, deren Einspeisung mit aufgehender Sonne zunimmt. Diese zunehmende zusätzliche Einspeisung mit niedrigen variablen Kosten ist höher als der Lastzuwachs, so dass die Strompreise in der Morgenstunde von 8 bis 9 Uhr den höchsten Wert annehmen und der Preis in den Mittagsstunden bis auf das niedrige Niveau der Nachtstunden zurückgeht, bevor er an den frühen Abendstunden wieder steigt.

EPEXSPOTAUCTION



Abbildung 3: Strompreise am Großhandelsmarkt in Deutschland, 6.4.2016 (Quelle: EPEX Spot)

Die Strompreise an beiden hier vorgestellten Tagen lagen insgesamt in der Größenordnung der variablen Kosten eines Steinkohlenkraftwerks (also der Kosten für Brennstoff und CO₂, jedoch nicht für Investitionen), die, wie oben beschrieben, aktuell bei 20 bis 25 €/MWh liegen. Die beiden Tage sind auch repräsentativ für die derzeitigen Preise auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Diese lagen in Deutschland im ersten Halbjahr 2016 bei durchschnittlich 25 €/MWh.

Gleichzeitig haben Kraftwerke hohe Fixkosten – dies gilt für thermische Anlagen, insbesondere z. B. Kernkraft oder Braunkohle, genauso wie für Wind- und Solarkraftwerke. Die Investoren müssen zum Zeitpunkt der Investition davon ausgehen, dass auch diese Kosten durch den Betrieb der Anlage gedeckt werden - andernfalls würde nicht investiert. Auf einem liberalisierten Strommarkt geschieht dies dadurch, dass in jeder Stunde die variablen Kosten der meisten produzierenden Kraftwerke unter dem Marktpreis liegen, sie also einen Beitrag zur Deckung der Fixkosten verdienen. In den beschriebenen beispielhaft ausgewählten Tagen folgen die Preise der Nachfrage – je höher die Nachfrage, desto teurere Erzeugungskapazitäten werden zur Produktion verwendet und desto höher ist der Preis. Für ein beispielhaftes Steinkohlenkraftwerk mit 20 €/MWh variablen Kosten bedeutet dies z. B. am 6.4.2016 in der Stunde von 8 bis 9 Uhr bei einem Preis von 34,24 €/MWh einen Deckungsbeitrag von 14,24 €/MWh. Für ein Windrad in der Direktvermarktung mit angenommen variablen Kosten nahe null betrüge der Deckungsbeitrag sogar rund 34 €/MWh.

Weitere Deckungsbeiträge können Kraftwerke auf anderen Märkten (beispielsweise durch die Bereitstellung von Regelleistung) verdienen. Sofern auch dies nicht ausreicht, greift ein

weiterer Mechanismus, der in der ökonomischen Theorie als „Peak-Load Pricing“ bezeichnet wird. Hiermit sind Preise gemeint, die über den variablen Kosten des teuersten abgerufenen Kraftwerks liegen. Praktisch bedeutet dies, dass alle verfügbaren Kraftwerke produzieren, zu den variablen Kosten des teuersten Kraftwerks jedoch ein Nachfrageüberhang besteht. Auch in diesem Fall bildet sich der Preis im Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage, da jedoch kein weiteres Angebot vorhanden ist, ist die Angebotskurve in diesem Punkt senkrecht. Ökonomisch wird dies als preisunelastisch bezeichnet, da eine Preisänderung nicht zu einer Veränderung des Angebots führt. Neben dem Angebot ist jedoch auch die Nachfrage für die Höhe des Preises verantwortlich. Angebot und Nachfrage ins Gleichgewicht bringt in einer solchen Situation die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager. Dieser Zusammenhang wird in Müsgens und Peek (2011) ausführlich beschrieben.

An der Strombörse in Deutschland sind Preise bis zu 3.000 €/MWh zulässig. Dass dieser ökonomische Mechanismus in Zeiten hoher Nachfrage auch greift, verdeutlicht eine weitere Preiskurve mit realen Auktionsdaten, hier vom 19.12.2007. Auffällig sind gegenüber den bereits gezeigten Grafiken die Skalierungen: während die Tageshöchstpreise im Jahr 2016 beispielsweise bei 43,00 €/MWh bzw. 34,24 €/MWh lagen, betragen sie am 19.12.2007 650,01 €/MWh. Die Preisspitze am 19.12.2007 lag also 15 bis 20 Mal höher als an den beiden vorgestellten Tagen im Jahr 2016. Obwohl im Jahre 2007 auf Grund von höheren Brennstoff- und CO₂-Kosten auch die variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke höher lagen als 2016, beruht dieser Preisunterschied nicht allein auf Kosten. Am 19.12.2007 haben die Kraftwerke also signifikante Deckungsbeiträge verdient.

EPEXSPOTAUCTION

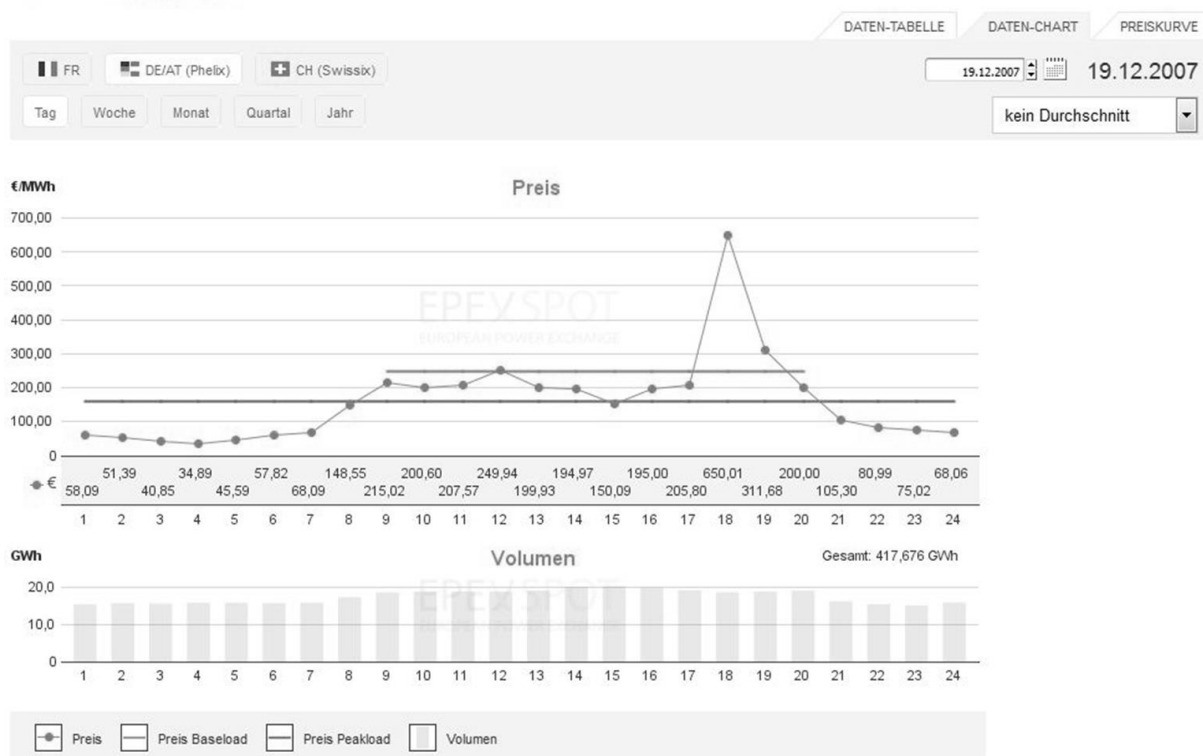


Abbildung 4: Strompreise am Großhandelsmarkt in Deutschland, 19.12.2007 (Quelle: EPEX Spot)

Derartige Preisspitzen können ein wichtiges Signal senden. Sie signalisieren den Anbietern, dass kurzfristig möglichst viel Erzeugungskapazität zur Verfügung gestellt werden sollte. Werden langfristig weitere Preisspitzen erwartet, so sendet dies auch ein Investitionssignal. Ein Anbieter wird, wie oben beschrieben, genau dann in neue Kapazität investieren, wenn er zumindest von einer Vollkostendeckung (einschließlich einer adäquaten Kapitalverzinsung) ausgeht. Das heißt, die zukünftig erwarteten Deckungsbeiträge inklusive der Preisspitzen müssen die Investitionskosten finanzieren. Gleichzeitig wird den Nachfragern signalisiert, dass die Stromerzeugung in der jeweiligen Stunde mit hohen Kosten verbunden ist (sofern alle Erzeugungsanlagen bereits laufen, würde die Bereitstellung einer weiteren MWh den Neubau eines Kraftwerks erfordern). In einer solchen Situation sollten die Nachfrager natürlich prüfen, ob sie nicht ihren Strombezug reduzieren können, indem sie ihn beispielsweise auf andere Stunden verschieben. Der hohe Preis gibt hierfür einen Anreiz.

Interessant ist darüber hinaus, dass das Signal jeweils in die „richtige“, d. h. volkswirtschaftlich effiziente Richtung weist: sind zu wenig Kraftwerke vorhanden, ist das Angebot knapp. Es resultieren relativ viele und relativ hohe Preisspitzen. Diese dürften über den Vollkosten neuer Kraftwerke liegen. Damit besteht ein verstärkter Investitionsanreiz. Die resultierenden Neubauten vergrößern das Angebot und verringern so die Preisspitzen, bis die optimale Menge zugebaut wurde. Gibt es dagegen zu viel Erzeugungskapazität (wie derzeit in Kontinentaleuropa zu beobachten ist), so gibt es wenige und niedrige Preisspitzen. Ein Neubau ist unattraktiv, wäre in einer solchen Situation aber auch volkswirtschaftlich unsinnig. Sofern bei Bestandsanlagen größere Instandhaltungs- oder Reparaturmaßnahmen anstehen, werden diese wegen der niedrigen Deckungsbeiträge ggf. nicht durchgeführt – die Kraftwerke verlassen den Markt. Dies verringert jedoch das Angebot, wodurch die Preise wieder steigen. Auch dieser Prozess findet statt, bis die Preise auf das effiziente Maß gestiegen sind. Dieser grundsätzliche Mechanismus greift auch dann, wenn zwischen Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme ein Zeitverzug besteht: So wird ein Investor schon heute nur dann in ein Kraftwerk investieren, das im Jahr 2020 fertig wird, wenn er erwartet, dass die Deckungsbeiträge im Betriebszeitraum (also ab 2020) die Investitionskosten decken.

Ein perfektes Ergebnis, d. h. das volkswirtschaftliche Optimum im Kapazitätsbestand und -abruf, liefert dieses Anpassungssystem über den Preis nur dann, wenn starke Annahmen erfüllt sind. Dies gilt aber für jede alternative Koordination, beispielsweise durch Regulierung, auch. Die korrekte und gleichzeitig zentrale Frage lautet deshalb, ob das real zu beobachtende Marktergebnis besser oder schlechter ausfiele als ein real zu beobachtendes regulatorisches Ergebnis.

4 MARKT UND REGULIERUNG IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT

Die fundamentale Frage ist also, ob ein Energiesystem in der Praxis durch Märkte, d. h. primär basierend auf den oben beschriebenen Preismechanismen, oder durch Regulierung, d. h. durch eine staatliche Behörde, die Investitionen und Erzeugung festlegt, koordiniert

werden soll. Grundsätzlich ist in Deutschland durch die Implementierung der sozialen Marktwirtschaft eine Vorentscheidung für eine Koordination über Märkte getroffen worden. Gleichzeitig war jedoch die Energiewirtschaft über Jahrzehnte praktisch vollständig reguliert.

Dies änderte sich erst Mitte der 1990er Jahre mit den wegweisenden Richtlinien der europäischen Union zur Liberalisierung der Energiemärkte (Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und Richtlinie 98/30/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt). Diese Richtlinien wurden in deutsches Recht übernommen mit der Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1998.

Diese Liberalisierung der Energiemärkte, verbunden mit einer grundsätzlichen Entscheidung für eine Koordination über Preissignale, bedeutet jedoch nicht, dass keine Regulierung erforderlich wäre. Deshalb werden im Folgenden fünf von Ökonomen erforschte Gründe vorgestellt, die in einem primär marktlichen System zu einem allokativen Marktversagen führen und deshalb staatliche Eingriffe begründen. Im Folgenden werden diese fünf Gründe mit Beispielen aus der Energiewirtschaft vorgestellt.

Staatliche Eingriffe sind erstens dann erforderlich, wenn natürliche Monopole bestehen. Ein natürliches Monopol bezeichnet eine Situation, in der ein Unternehmen das gewünschte Produkt günstiger erzeugen kann als mehrere. Ein energiewirtschaftliches Beispiel eines natürlichen Monopols sind die Netze: Es ist günstiger, einen Haushalt beispielsweise nur mit einem Stromanschluss zu versorgen als mit mehreren. In einem solchen Fall gibt es aber nur einen Anbieter, der den Strom zum Verbraucher transportieren kann. Wettbewerb in der oben beschriebenen Form kann jedoch mit nur einem Anbieter nicht funktionieren, da der Anbieter als Monopolist Preise über den Grenzkosten verlangen wird. Dies führt zu Wohlfahrtsverlusten. Eine sinnvolle Antwort hierauf ist Regulierung. Beispielsweise kann der Preis durch den Regulierer vorgegeben (bzw. nach oben beschränkt) werden.

Im natürlichen Monopol der Netze liegt auch die Ursache für die komplexe und lange Diskussion zum Unbundling in der Energiewirtschaft. Während in der Folge der Energiemarktliberalisierung nach 1996 Erzeugung, Großhandel und Vertrieb von Energie marktlich koordiniert werden sollten, blieben die Netze als natürliche Monopole weiter reguliert. Ein Unternehmen, das den regulierten Bereich kontrolliert, hat jedoch auch Möglichkeiten, unregulierte Bereiche zu beeinflussen. Beispielsweise kann ein Netzbetreiber den Netzzugang so steuern, dass nur Lieferanten aus der eigenen Unternehmensgruppe für die Belieferung der Kunden in Frage kommen.

Eine zweite Herausforderung entsteht, wenn asymmetrische (d. h. Informationen vorliegen). Ein energiewirtschaftliches Beispiel sind negative CO₂-Vermeidungskosten: Maßnahmen, die sowohl volkswirtschaftlich als auch für den einzelnen Verbraucher ökonomisch sinnvoll sind, unterbleiben, da die erforderlichen Informationen nicht vorliegen. Andere Ausprägungen sind die Gefahr eines Marktzusammenbruchs als Folge von Informationsasymmetrien zwischen Käufer und Verkäufer. Akerlof (1970) illustriert dies mit einem Gebrauchtwagenmarkt, auf dem die Käufer die Qualität des Gebrauchtwagens nicht einschätzen können, der Verkäufer

jedoch weiß, ob es sich um ein qualitativ hochwertiges Auto handelt oder nicht. Akerlof zeigt, dass der Markt in diesem Fall vollständig zusammenbricht. Letztlich führen Informationsasymmetrien auch dazu, dass die Annahme, dass Manager ausschließlich das Wohl ihres Unternehmens im Auge haben, genauso naiv ist, wie die Annahme, dass staatliche Angestellte und Politiker ausschließlich das Gemeinwohl im Blick haben. Auch für diese Arten des Marktversagens gibt es zahlreiche ökonomische Lösungsansätze.

Wettbewerbsstörungen durch Marktmacht sind eine weitere Begründung für allokatives Marktversagen und die daraus resultierende Notwendigkeit regulatorischer Eingriffe. In Abgrenzung zum natürlichen Monopol ist dieser Fall relevant, wenn mehrere Anbieter auf dem Markt tätig sind, mindestens einer von Ihnen jedoch einen hohen Marktanteil hat. Die grundsätzliche Herausforderung hier ist, dass größere Anbieter einen Anreiz haben, ihr Angebot zu verknappen, um den Preis zu erhöhen. Einerseits verlieren sie mit den zurückgehaltenen Kapazitäten mögliche Deckungsbeiträge. Andererseits verdienen die im Markt verbleibenden Kapazitäten nun mehr, da der Preis durch die Zurückhaltung steigt. Überwiegt der Mehrerlös aus dem Preisanstieg den entgangenen Deckungsbeitrag aus der Mengenreduktion, so ist dies für die Akteure attraktiv. Derartige Angebotsverknappungen führen ebenfalls zu volkswirtschaftlich suboptimalen Marktergebnissen. Ökonomische Antworten auf diese Herausforderung liegen in der Wettbewerbspolitik (beispielsweise Fusionskontrolle, Verbot von Preisabsprachen, ...).

Die beiden verbleibenden Gründe fallen überwiegend in den Bereich der Umweltökonomik. Der erste Grund sind sogenannte externe Effekte, die durch die Produzenten- und/oder Konsumentenentscheidungen erzeugt werden, jedoch nicht in die Produktions- oder Konsumententscheidung einbezogen werden, da sie an anderer Stelle oder erst später relevant werden und die Konsumenten oder Produzenten somit nicht oder nur teilweise betreffen. In der Energiewirtschaft sind dies häufig negative externe Effekte, die aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe resultieren. Der letzte Grund für ein Marktversagen greift, wenn bei Gütern keine Rivalität in der Nutzung besteht und/oder ein Ausschluss von der Nutzung nicht stattfindet. Letzteres führt beispielsweise zu einer Übernutzung der Ressource. Die Instrumente, die hier zum Einsatz kommen, bestehen im Bereich der Umweltpolitik aus Ge- und Verboten, Steuern und Subventionen. Aber auch das in Europa eingeführte Emissionshandelssystem mit Klimagasen soll die negativen externen Effekte der Treibhausgasemissionen korrigieren.

Zusammenfassend sind also sowohl die Gründe für Markteingriffe als auch die Instrumente, mit denen solche Eingriffe vorgenommen werden können, in der Ökonomie verhältnismäßig gut erforscht. Auch in der Energiewirtschaft sind regulatorische Eingriffe erforderlich. Betrachtet man jedoch die praktische Implementierung der Energiepolitik in Deutschland, beobachtet man eine hohe Zahl unterschiedlicher regulatorischer Maßnahmen.

Beispielhaft angeführt werden hier regulatorische Eingriffe, die sich allein auf die Erzeugung von elektrischer Energie beziehen:

- das Kernenergiemoratorium, mit dem die Bundesregierung im Jahr 2011 die Stilllegung aller deutschen Kernkraftwerke beschloss,
- die Einführung des europäischen Emissionsrechtehandels im Jahr 2005,
- die Vereinbarung zur Braunkohlenreserve, die eine schrittweise Überführung von Braunkohlenkraftwerken mit einer Leistung von 2,7 GW (13 % der Gesamtleistung) in eine Reserve vorsieht und damit effektiv dem Markt entzieht,
- die Netz- und Kapazitätsreserveverordnung, die unter anderem den Zubau von bis zu 2.000 MW Kraftwerksleistung in Süddeutschland vorsieht, ohne dabei auf Preissignale zu achten, und
- die spezifische Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).
- Ferner signalisieren die derzeit niedrigen Strompreise auf dem Großhandelsmarkt wie bereits beschrieben Überkapazitäten in der Stromerzeugung. Die ökonomische Antwort auf Überkapazitäten wären Kraftwerksstilllegungen. Rund 1/3 der in Deutschland zur Stilllegung angezeigten Kraftwerke dürfen jedoch derzeit nicht stillgelegt werden, da sie als „systemrelevant“ erachtet werden.
- Der Zubau erneuerbarer Energien ist derzeit weitgehend von den Preissignalen auf dem Großhandelsmarkt entkoppelt, da die gewünschte Gesamtmenge politisch fixiert ist (Vorgaben für den Anteil am Stromverbrauch im Jahr 2025: 40 - 45 %). Beispielsweise signalisieren hohe Großhandelspreise auch bei EE-Strom (für den „Graustromanteil der EE-Erzeugung“) einen höheren Wert als bei niedrigen Preisen.
- Ebenfalls in den Bereich der erneuerbaren Energien fällt eine zunehmende Detailsteuerung. Es wird regulatorisch festgelegt, wieviel MW von welcher Technologie in welchem Jahr wo zu bauen sind. So sind mit dem Wechsel zu Ausschreibungen im EEG2016 auch technologiespezifische jährliche Zubaumengen für erneuerbare Energien verknüpft (2.800 MW p. a. für Windenergieanlagen an Land im Zeitraum 2017 bis 2019, 600 MW p. a. für solare Freiflächenanlagen, 150 MW p. a. für Biomasse im Zeitraum 2017 bis 2019, etc.). Weiterhin gibt es zusätzliche Anreize für den Bau von EE-Anlagen an besonders ungünstigen Standorten. Hierunter fallen beispielsweise das Referenzertragsmodell für Windenergie an Land und zusätzliche Zahlungen für besonders kleine EE-Anlagen (Wind, PV). Ein zunächst vorgesehener „Wassertiefenbonus“ für Windenergieanlagen auf See, der Anlagen in tieferem Wasser, und damit höheren Baukosten, besonders bezuschusst hätte, fand jedoch letztlich keinen Eingang ins Gesetz (vgl. Bade und Müsgens, 2016).

Allein auf der Erzeugungsseite gibt es weitere Eingriffe. Hinzu kommt eine Vielzahl von Maßnahmen, die die Verbrauchsseite oder die Wärmeseite betreffen. Jede einzelne dieser Maßnahmen mag begründbar sein. Ihr Zusammenspiel wird jedoch kontrovers diskutiert. Beispielsweise begründet der Ökonom Tinbergen, warum ein (und zwar genau ein) Instrument zur Verfolgung eines Ziels optimal ist.

5 ZUSAMMENFASSUNG

Die Einordnung fundamentaler energiepolitischer Fragen erfordert ein gutes Verständnis der zugrundeliegenden ökonomischen Prozesse und insbesondere ein Verständnis der ökonomischen Besonderheiten des Energiemarktes. Dieser Artikel erläutert zunächst die theoretischen Grundlagen der Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Auf Basis dieser Grundlagen werden dann empirische Beispiele stündlicher Preisverläufe am Großhandelsmarkt für Strom in Deutschland erklärt und interpretiert. Dabei wird aufgezeigt, dass eine Koordination des Energiesystems durch Preissignale einige für die Volkswirtschaft vorteilhafte Eigenschaften aufweist. Des Weiteren wird dargestellt, dass peak-load pricing eine Vollkostendeckung der Kraftwerke auch bei einer Preisbildung auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten gewährleisten kann.

Der Energiemarkt wird jedoch in der Praxis nicht ohne einen regulatorischen Rahmen funktionieren. Deshalb wurden fünf ökonomische Gründe für unterschiedliche Arten von Marktversagen aufgezeigt und die Instrumente diskutiert, mit denen dieses korrigiert werden kann. Die Diskussion erfolgt dabei jeweils an Hand energiewirtschaftlicher Beispiele. Schließlich werden diese ökonomisch begründeten Instrumente mit den derzeitigen regulatorischen Eingriffen im Strommarkt verglichen. Im Hinblick auf weitere Forschung stellt sich die Frage, in wie weit der durch eine Vielzahl von Eingriffen reglementierte Energiemarkt seine gewünschte Koordinationsfunktion noch erfüllen kann.

LITERATUR

Akerlof, G. A. (1970): The Market for Lemons: Quality Uncertainty and the Market Mechanism, in: Quarterly Journal of Economics, 84(3), S. 488-500.

Bade, A. und Müsgens, F. (2016): Auswirkungen eines ‘Wassertiefenbonus’ bei Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Nr. 10/16, S. 25-27.

Müsgens, F. und Peek, M. (2011): Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? - Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der ökonomischen Theorie, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, 2011 (6), S. 576-583.

Tinbergen, J. (1978): Economic policy. Principles and design. North-Holland Publ., Amsterdam

Varian, H. R. (2011): Grundzüge der Mikroökonomie, 8. Ausgabe, Oldenbourg Verlag München.