

Mathias Mier

# Wie gestaltet man Strommärkte im Zeitalter fluktuierender erneuerbarer Energien?

Auf Strommärkten ist das Timing von Entscheidungen fundamental. Kapazitätsentscheidungen, d.h., der Bau von konventionellen Dampf- oder Gaskraftwerken oder Windturbinen und Photovoltaik-Anlagen, muss über Jahre geplant werden. Genehmigungsverfahren und Bauzeiten machen es daher erforderlich, dass Kapazitätsentscheidungen lange vor Nachfrage und Produktionsentscheidungen stattfinden (Stufe 1, vgl. Abb. 1).

## DAS TIMING-PROBLEM

Die Nachfrage nach Strom unterliegt ebenfalls langfristigen Planungen von Unternehmen und Haushalten, entscheidet sich aber jeweils konkret erst einige Stunden, bevor Strom tatsächlich verbraucht wird, beispielsweise durch das Anstellen einer Waschmaschine oder Starten eines industriellen Prozesses. Zudem kommt hinzu, dass Endverbraucher in der Regel nicht flexibel auf Preisänderungen reagieren. Einerseits, weil sie technologisch dazu nicht in der Lage sind (mangels Smart Meter) und andererseits, weil Preisschwankungen überhaupt nicht in ihrem Preiskalkül enthalten sind. Haushaltskunden zahlen in der Regel nämlich einen fixen Preis, der zeitlich keinen Schwankungen unterworfen ist. All das führt dazu, dass sich die Nachfrage nicht in Echtzeit (Real-Time) verändert, sondern einige Zeit vorher als fixiert angenommen werden muss (Stufe 2). Die endgültige Nachfrage bleibt bis zur finalen Realisierung unsicher.<sup>1</sup>

Nachdem nun die Nachfrageentscheidung gefällt wurde, können Produktionsentscheidungen getroffen werden. Diese unterliegen allerdings technologischen und wetterbedingten Erfordernissen. Dampfkraftwerke, die entweder Braunkohle oder Kohle verbrennen oder mit Atomkraft betrieben werden, müssen einige Stunden, bevor die finale Produktion stattfindet, geplant (»dispatched«) werden. Ein Kraftwerk an- bzw. hoch- oder herunterzufahren, ist nicht immer ohne zusätzliche Kosten und Schäden am Equipment möglich. Daher entscheiden Dampfkraftwerke ihre Produktion vor anderen Technologien (Stufe 3).

Dies ist insbesondere wichtig, weil die Verfügbarkeit von Wind und Sonne bis zur endgültigen Pro-

<sup>1</sup> Diese Unsicherheiten werden in der klassischen »Peak-Load-Pricing-Literatur« behandelt (Brown und Johnson 1969), bei Mier (2021) allerdings ausgeklammert.

## IN KÜRZE

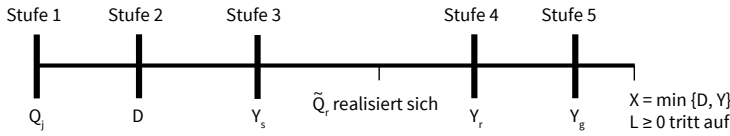
Steigende Anteile von fluktuierenden erneuerbaren Energien (EE) in Kombination mit technologischen Restriktionen konventioneller Kraftwerke verändern die Art und Weise, wie Elektrizität bepreist werden muss und somit das zugrunde liegende Strommarktdesign. Der Beitrag untersucht die Kostendeckung unterschiedlicher Technologien und Konsumentenverhalten, wenn Preise entweder vorher festgelegt sind (Ex-ante-Preise) oder sich erst in Echtzeit realisieren (Real-Time-Preise). Die Ergebnisse zeigen, dass die Kostendeckung von inflexiblen Dampfkraftwerken unbeeinflusst von höheren Anteilen von EE ist. Ex-ante-Preise allein reichen nicht aus, um das Kostendeckungsproblem von Gaskraftwerken zu lösen, substituierende oder ergänzende Real-Time-Preise hingegen schon. Die erneuerbaren Energien unterliegen allerdings auch unter Real-Time-Preisen einem Output-Risiko und benötigen Subventionen, um dieses Marktversagen zu korrigieren. Daraus lassen sich konkrete Empfehlungen für eine Umgestaltung des Strommarktes ableiten. Beispielsweise müssen Firmen dafür bestraft werden, wenn sie ihren Lieferverpflichtungen nicht nachkommen, und Konsumenten hingegen kompensiert werden, wenn sie unter diesem Mangel leiden.

duktion Unsicherheiten unterworfen ist. Der finale Dispatch von EE kann daher erst nach der Realisierung dieser Unsicherheiten entschieden werden (Stufe 4).

Sollte nun die Erzeugung von EE und aus Dampfkraftwerken nicht ausreichen, die vorher fixierte Nachfrage zu decken, müssen Gaskraftwerke hinzugeschaltet werden. Diese Gaskraftwerke können unmittelbar auf die fluktuierende Einspeisung von EE reagieren und unterliegen (fast) keinen Restriktionen bzgl. Hoch- und Herunterfahrzeit. Auch die Kosten aus solch einem Ramping sind vernachlässigbar (Stufe 5).

Sollten die hinzugeschalteten Gaskraftwerke nicht ausreichen, eine etwaige Angebotslücke zu decken, muss der finale Stromkonsum reduziert werden. Die Differenz aus Nachfrage und aggregierter Erzeugung ist dann der »Lost Load«. Hier stellt sich die Frage, welcher Endverbraucher final unter Rationierung lei-

Abb. 1  
Timing auf Strommärkten<sup>a</sup>



<sup>a</sup>  $Q_j$  ist die Kapazität von Technologie  $j$ ;  $D$  ist die Nachfrage nach Strom;  $Y_s$  ist die Produktion von Technologie  $j = s$  (Dampfkraftwerke),  $r$  (erneuerbare Energien).  $g$  (Gaskraftwerke),  $Q_r$  ist die verfügbare Kapazität von erneuerbaren Energien,  $X$  ist der finale Stromkonsum,  $Y$  ist aggregierte Produktion über alle Technologien und  $L$  ist Lost Load.  
Quelle: Darstellung des Autors.

© ifo Institut

det bzw. leiden sollte. Ökonomisch optimal wäre es, genau jene Endverbraucher zu rationieren (d.h. nicht zu beliefern), die die geringste Zahlungsbereitschaft aufweisen, bzw. solche Geräte abzustellen, für die die Endverbraucher eine geringe Zahlungsbereitschaft besitzen.<sup>2</sup> Brown und Johnson (1969) haben dieses ökonomisch effiziente »Perfect Load Shedding« als erstes modelltheoretisch beschrieben. Allerdings ist dieses »Perfect Load Shedding« oft nicht möglich, weil diesem technologische Restriktionen von Stromübertragung und -verteilung entgegenstehen. Visscher (1973) und Carlton (1977) erarbeiteten daraufhin das Konzept des »Random Rationing«, d.h. die zufällige Rationierung von Stromverbrauchern ohne Beachtung von differenzierten Zahlungsbereitschaften.

Mier (2021) entscheidet sich für den Ansatz des »Perfect Load Shedding«, führt aber gleichzeitig Rationierungskosten ein, die ein Netzbetreiber hat, sollte er diesem »Perfect Load Shedding« folgen (Crew und Kleindorfer 1976). Neben diesen Rationierungskosten

<sup>2</sup> Konsumenten sind eventuell bereit, ihren Fernseher auszustellen, aber keineswegs ihren Kühlschrank

fallen bei »Lost Load« noch zusätzliche Kosten aus der Nichtbelieferung an, sogenannte Disruptionskosten (die Nahrung im Kühlschrank verdirbt und muss neu gekauft werden), die über den reinen Nutzenverlust (nichts zu essen da) hinausgehen. Diese Besonderheit des Gutes Strom ist hier wichtig und führt oft zu sprunghaften Preisanstiegen auf Märkten auf Höhe der Disruptionskosten.

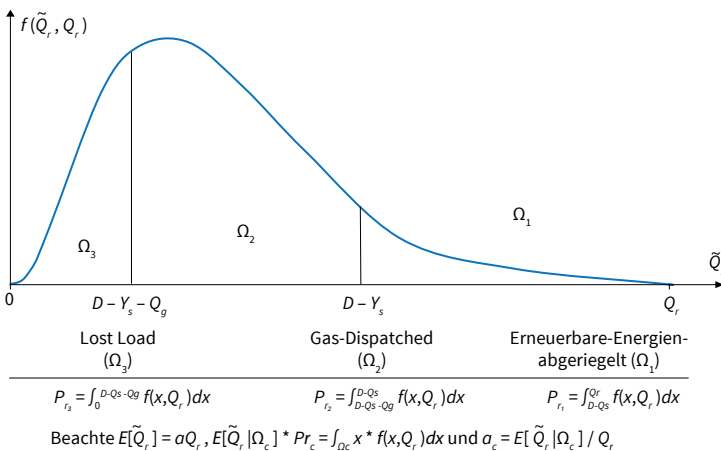
**MÖGLICHE MARKTERGEBNISSE**

Es müssen drei unterschiedliche Zustände unterschieden werden, die durch die Realisierung der unsicheren Verfügbarkeit von EE bestimmt werden. Ein »Lost-Load«-Zustand ( $\Omega_3$ ) realisiert sich, wenn die Verfügbarkeit von EE sehr gering ist. Ein Gas-Dispatched-Zustand ( $\Omega_2$ ) ergibt sich, wenn die Verfügbarkeit von EE ausreichend ist, aber Gaskraftwerke noch nicht vollständig benötigt werden. Ein EE-abgeriegelt-Zustand ( $\Omega_1$ ) ergibt sich, wenn die Verfügbarkeit von EE so hoch ist, dass sie nicht komplett genutzt werden können. Häufig ist die Verfügbarkeit von EE gering und nur sehr selten am Maximum der installierten Kapazität. Abbildung 2 illustriert diese Zustände für solch eine exemplarische Verteilung.<sup>3</sup>

**EX-ANTE-PREISE**

Sollte der Preis vor der Realisierung letzter Unsicherheit fixiert sein (wie es in »Day-Ahead«- und »Intraday-Märkten« der Fall ist), dann haben Dampfkraftwerke keinerlei Probleme bei ihrer Kostendeckung.<sup>4</sup> Der Preis ist gleich der Summe aus marginalen Kapazitäts- und Produktionskosten und somit sind Kosten gedeckt. Gaskraftwerke wiederum können ihre Kosten nicht decken, weil die Existenz von Dampfkraftwerken den Preis niedrig hält und somit Kostendeckung verhindert. Schlussendlich ist die Fähigkeit von Gaskraftwerken, auf kurzfristige (zufällige) Schwankungen von EE zu reagieren, nicht adäquat bepreist.

Abb. 2  
Exemplarische Dichtefunktion für die unsichere Realisierung der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien<sup>a</sup>



<sup>a</sup>  $Q_r$  ( $\tilde{Q}_r$ ) ist die (verfügbare) Kapazität von EE mit  $a \in (0,1)$  als erwartete Verfügbarkeit;  $D$  ist die Nachfrage nach Strom;  $Y_s$  ist die Produktion aus Dampfkraftwerken;  $Q_g$  ist die Kapazität von Gaskraftwerken;  $f(\tilde{Q}_r, Q_r)$  ist eine exemplarische Dichtefunktion der Verfügbarkeit von EE;  $\Omega_c$  bildet den jeweiligen Zustand  $c = 1,2,3$  in Abhängig von  $\tilde{Q}_r$ ,  $ab$ ,  $Pr_c$  sind die dazugehörigen bedingten Wahrscheinlichkeiten  $E[\tilde{Q}_r | \Omega_c]$  die bedingte erwartete verfügbare Kapazität und  $a_c \in (0,1)$  die dazugehörigen bedingten erwarteten Verfügbarkeiten.  
Quelle: Darstellung des Autors.

© ifo Institut

**REAL-TIME-PREISE**

Real-Time-Preise verändern sich je nach EE-abgeriegelt-Zustand, Gas-Dispatched-Zustand oder Lost-Load-Zustand. Jetzt ist die Möglichkeit von Gaskraftwerken, auf die Fluktuation von EE zu reagieren, adäquat bepreist. Für Dampfkraftwerke ändert sich nichts, weil der erwartete Real-Time-Preis gleich dem Ex-ante Preis ist. Man würde annehmen, dass auch EE jetzt genau ihre Kosten decken. Dem ist aber tatsächlich nur so, wenn die Erzeugung einzelner EE-Anlagen per-

<sup>3</sup>  $f(\tilde{Q}_r, Q_r)$  ist die Dichtefunktion. Die Wahrscheinlichkeiten der jeweiligen Zustände ( $Pr_1, Pr_2, Pr_3$ ) ergeben sich aus dieser Dichtefunktion. Auch die erwartete Verfügbarkeit von EE ( $E[\tilde{Q}_r]$ ) und die durchschnittliche bedingte Verfügbarkeit  $a_c = E[\tilde{Q}_r | \Omega_c] / Q_r$ , mit  $c = 1,2,3$  ergeben sich daraus.

<sup>4</sup> Day-Ahead-Märkte sind die Standardmärkte zum Stromhandel. Anbieter und Nachfrager agieren am Tag vor der vereinbarten Lieferung und fixieren Lieferungen. Intraday-Märkte agieren untertags bis einige Stunden vor der finalen Lieferung und ermöglichen Anpassungen bei Angebots- und Nachfrageabweichungen.

Aus den Überlegungen zum Timing ergibt sich die Wohlfahrt als Differenz des Konsumentennutzens und der Kapazitäts- und Produktionskosten. Der Konsumentennutzen ergibt sich wiederum aus dem direkten Nutzen des Konsums  $U(X)$  und den Kosten von »Lost Load«  $((c_L + \delta)L$  ( $c_L$  sind die (marginalen) Disruptionskosten und  $\delta$  die (marginalen) Rationierungskosten). Die Wohlfahrt ergibt sich dann als  $W = U(X) - (cL + \delta)L - \sum_j (b_j Q_j + c_j Y_j)$  ( $b_j$  sind die (marginalen) Kapazitätskosten und  $c_j$  die (marginalen) Produktionskosten von Dampfkraftwerken ( $s$ ), EE ( $r$ ) und Gaskraftwerken ( $g$ )). Mier (2021) bestimmt die effiziente Bepreisung von Elektrizität, indem zunächst die effiziente Lösung als Benchmark berechnet wird. Dazu wird die Wohlfahrt per Rückwärtsinduktion maximiert.

### EFFIZIENTE PRODUKTIONSENTSCHEIDUNG (STUFEN 3 BIS 5)

Gaskraftwerke werden in  $\Omega_1$ -Zuständen nicht benutzt, in  $\Omega_2$ -Zuständen nur teilweise und in  $\Omega_3$ -Zuständen komplett, da angenommen wird, dass die Kosten von Gaskraftwerken unter der Summe von Disruptions- und Rationierungskosten liegen, aber über denen von Dampfkraftwerken ( $b_s + c_s < b_g + c_g < c_L + \delta$ ). EE werden in  $\Omega_3$ -Zuständen voll (weil  $c_r < c_g$ ) und lediglich in  $\Omega_1$ -Zuständen nur teilweise benutzt. Das bedeutet nicht, dass die EE-Produktion in  $\Omega_1$ -Zuständen geringer ist. Das Gegenteil ist der Fall, die Verfügbarkeit von EE ist so hoch, dass sie nicht voll benutzt werden können. Dampfkraftwerke wiederum werden immer voll benutzt, und zwar nicht wegen der Kostenstruktur (es gilt  $c_r < c_s < c_g$ ), sondern wegen der technologischen Voraussetzungen von Dampfkraftwerken. Hinsichtlich der Produktionskosten wäre es besser, Dampfkraftwerke herunterzuregulieren, wenn EE viel Strom liefern können, allerdings ist dies entweder nicht möglich oder zu teuer, so dass final Dampfkraft immer unter vollem Dampf läuft.

### EFFIZIENTE NACHFRAGEENTSCHEIDUNG (STUFE 2)

Die Nachfrageentscheidung bezieht die Wahrscheinlichkeit der Realisierung der drei Zustände mit ein. Maximiert man die Wohlfahrt nach der Nachfrage, ergibt sich das Level des marginalen Nutzens, bis zu dem nachgefragt werden sollte. Die Nachfrageentscheidung kann dezentralisiert werden, indem ein sozialer Planer den Preis gleich dem marginalen Nutzen setzt, d.h.  $p = U'(D^*) = c_r Pr_1 + c_g Pr_2 + (c_{voll} + \delta) Pr_3$ . Der (optimale) Preis ist also ein gewichtiger Durchschnitt der marginalen Kosten eines jeden der drei Zustände. Hierbei

ist  $c_{voll} = c_L + U'(D^*)$  der Value of Lost Load (VOLL), d.h. die Konsumentenkosten im Falle einer Disruption (Disruptionskosten plus marginaler Nutzenverlust).

### EFFIZIENTE KAPAZITÄTSENTSCHEIDUNG (STUFE 1)

Die finalen Kapazitätsentscheidungen bestimmen sich implizit aus den optimalen Wahrscheinlichkeiten der drei Zustände. Dampfkraft ist nur optimal im Technologiemix, wenn der Preis gleich der Summe von Kapazitäts- und Produktionskosten von Dampfkraftwerken ist bzw. nur wenn der Preis eine bestimmte Höhe hat, ist es optimal, Dampfkraft zu bauen. Das schließt automatisch aus, dass der Preis über den marginalen Kosten von Dampfkraftwerken liegt ( $p > b_s + c_s$ ), weil es dann immer besser wäre nur Dampfkraft zu installieren und so den Preis auf genau jene marginalen Kosten zu drücken ( $p = b_s + c_s$ ).

### DEZENTRALE LÖSUNG

Bei der Dezentralisierung der effizienten Lösung gibt es zwei Probleme: effiziente Produktionsentscheidungen und effiziente Kapazitätsentscheidungen. Ex-ante-Preise beispielsweise würden nicht zu effizienten Produktionsentscheidungen führen, weil ein Preis überhalb der marginalen Produktionskosten von Gaskraftwerken ( $p > c_g$ ) immer dazu führt, dass Gaskraftwerke mit voller Kraft produzieren wollen, wohingegen Preise unter den marginalen Produktionskosten von Gaskraftwerken ( $p < c_g$ ) zu keiner Produktion aus Gaskraftwerken anreizt. Schlussendlich muss der soziale Planer den effizienten »Dispatch« (d.h. Produktionsentscheidungen) erzwingen. Das allerdings ist auf Strommärkten nicht so ungewöhnlich. Zustandsabhängige Real-Time-Preise hingegen würden effiziente Produktionsentscheidungen erzwingen.

In Mier (2021) wird das Verhalten von Wettbewerbsfirmen bestimmt, indem die Profite maximiert werden.<sup>1</sup> Korrigierende Politiken dienen der Erzwingung von effizienten Produktionsentscheidungen und gleichzeitiger Garantie von fehlenden ökonomischen Profiten, sonst wäre die effizienten Kapazitätsentscheidungen von Firmen keine Gleichgewichtslösung.

### BESCHRÄNKUNGEN

In Mier (2021) werden Strommärkte theoretisch modelliert und vom gesamten Technologiereichtum der Stromerzeugung und zu drei Kerntechnologien abstrahiert

<sup>1</sup> Die Übergänge sind zwischen Dampf- und Gaskraftwerken sind fließend und nicht so strikt wie modelliert.

hiert: Dampfkraftwerke, Gaskraftwerke und fluktuierende EE. Damit kann ein großer Teil abgebildet werden. Zudem fehlen ausgleichende Technologien wie Speicher oder marktübergreifender Handel oder auch in Echtzeit-Preis-reaktive Endverbraucher. Trotzdem lassen sich seine Ergebnisse auf reale Strommärkte

anwenden. Speicher und Handel mögen dem quantitativ eine andere Richtung geben, die generellen Ergebnisse verändern sich allerdings qualitativ nicht. Eine höhere Technologieauflösung verlangt nach numerischer Optimierung, da das Problem theoretisch nicht mehr handhabbar wäre.

fekt korreliert ist. Dies bedeutet, dass jede einzelne Windturbine und jede Photovoltaik-Anlage im gesamten Marktgebiet die gleichen Wetterbedingungen haben müsste. Scheint (bläst) auf der einen Seite des Marktes die Sonne (der Wind), woanders aber nicht, dann führt das zu Verlusten bei Firmen mit EE.

Darüber hinaus bleiben alle zentralen Ergebnisse unverändert, sollte die planbare (durchschnittliche) Verfügbarkeit von EE bzw. die Nachfrage periodisch schwanken (Mier 2021). Dann würden zwar Dampfkraftwerke nicht mehr immer mit vollem Dampf betrieben, allerdings bleiben alle Bepreisungs- und Kostendeckungsimplikationen unverändert.

#### KORRIGIERENDE POLITIKEN

Ex-ante-Preise bepreisen die Fähigkeit von Gaskraftwerken, spontan hoch- und herunterzufahren, wenn die Einspeisung aus EE niedrig bzw. hoch ist. Dem kann durch vielerlei Maßnahmen entgegengewirkt werden. In Mier (2021) wird gezeigt, dass Kapazitätzahlungen (wie aktuell häufig gefordert) nicht ausreichen, sondern immer noch durch korrigierende Marktprämien ergänzt werden müssen. Die eleganteste Lösung ist demnach, auf Kapazitätzahlungen zu verzichten und die Abweichungen von Ex-ante- zu Real-Time-Preisen durch zustandsabhängige Marktprämien zu korrigieren. Dann ist man aber wieder bei Real-Time-Preisen. Real-Time-Preise scheinen ein deutlich einfacheres Mittel zu sein als komplizierte Steuer-Subventions-Systeme.

Wenn die EE-Erzeugung einzelner Anlagen nicht perfekt korreliert ist, muss eine zusätzliche Kombination aus Kapazitätzahlung und (negativer) Marktprämie dieses Marktversagen korrigieren. Eine andere Lösung wären möglichst bezüglich der Wetterbedingungen homogene Marktgebiete. Solche könnten auch flexibel entsprechend einer Zonenbepreisung dynamisch je nach aktueller Wetterlage neugestaltet werden.

#### KONSUMENTENVERHALTEN

In der Regel werden Konsumenten nicht für »Lost Load« entschädigt (in Höhe ihrer jeweiligen Disruptionskosten). Aber genau das müsste geschehen, damit Konsumenten auch eine effiziente Nachfrageentscheidung tätigen, jedenfalls unter der Prämisse von Ex-ante-Preisen. Bei Real-Time-Preisen hingegen

wären die Disruptionskosten eingepreist, und in der Tat müssten rationierte Konsumenten in Höhe der Rationierungskosten besteuert werden. Letzteres scheint politisch nicht durchsetzbar zu sein, wohingegen die Kompensation intuitiv erscheint. Daher lohnt es sich, existierende Marktdesigns zu betrachten, die diesem Problem in unterschiedlicher Art und Weise begegnen.

#### MODIFIKATION EXISTIERENDER MARKTDESIGNS

Es gibt keine Strommärkte, die aus einzelnen Ex-ante- oder Real-Time-Märkten bestehen. In der Tat gibt es zwei vorherrschende Marktphilosophien (Wilson 2002; Cramton 2017; Wolak et al. 2020). Erste ist eine Kombination aus einem »Day-Ahead-Markt« (DAM) und einem »Real-Time-Markt« (RTM). Handel und Arbitrage zwischen den Märkten sind möglich. Solch eine Kombination findet man vorwiegend in Nordamerika (verschiedene US-Märkte, aber auch in Kanada). Europäische Märkte kombinieren hingegen DAM mit »Intraday-Markt« (IDM) und zusätzlichen Ausgleichsmärkten (auch Regelenergiemärkte genannt). Der Unterschied zwischen dem europäischen Ausgleichsenergiemarkt und dem nordamerikanischen RTM ist die Bepreisung von Elektrizität (Kapazitätzahlungen in Ausgleichsenergiemärkten vs. Energy-Only, d.h. nur Strom und keine Kapazität, in RTM) und das resultierende Handelsvolumen, das generell geringer in Ausgleichsenergiemärkten ist und so zu einem schlechteren Preissignal führt (Crampton 2017).

Beide Philosophien benutzen verschiedene Formen von Unterversorgungsstrafen (»Undersupply Penalty«), sollte die Real-Time-Produktion einer bestimmten Firma unter der Ex-ante-Verpflichtung liegen (Sunar und Birge 2019). In Mier (2021) werden solche Strafen in Höhe der Disruptionskosten der Endverbraucher implementiert, sobald Firmen ihren Ex-ante-Lieferverpflichtungen nicht mehr nachkommen können und »Lost Load« in Echtzeit auftritt.

Zusätzlich erlauben manche Märkte (z.B. im Vereinigten Königreich oder Schweden) bereits eine Art Endverbraucherkompensation, sollte der Netzbetreiber daran scheitern, die Stromversorgung innerhalb einer bestimmten Zeitspanne wiederherzustellen, wobei extreme Wetterereignisse nicht kompensationsfähig sind. Es existieren allerdings keine Märkte, die in Fällen von schlechten Ex-ante-Lieferverpflichtungen oder unzureichender Bereitstellung von ausfallsicherer

Erzeugungskapazität (durch Firmen) bereits Endverbraucherkompensationen anwenden. Eine optimale Nachfrage nach Elektrizität – falls Endverbraucher nicht in Echtzeit auf Preise reagieren – verlangt eine Kompensation in Höhe der Disruptionskosten – wenn Verbraucher Ex-ante-Preise bezahlen – und Besteuerung in Höhe der Rationierungskosten – wenn Verbraucher Real-Time-Preise bezahlen.

Der zusätzliche organisatorische Aufwand solcher Kompensationssteuersysteme ist gering. »Under-supply« von Firmen wird bereits umfangreich gemessen und bestraft. Die in Mier (2021) vorgeschlagenen »Undersupply Penalties« sind ausreichend, um Kosten des Netzbetreibers (Rationierungskosten) und der Endverbraucherkompensation (Disruptionskosten) zu tragen, wenn Verbraucher Ex-ante-Preise bezahlen. Der Netzbetreiber muss lediglich Zahlungen von den Firmen ex post von den Erzeugern zu den rationierten Endverbrauchern weiterleiten (und seinen Anteil einbehalten).

### **NORDAMERIKANISCHES MARKTDESIGN**

Nordamerikanische Märkte folgen dem integrierten Ansatz von zentral optimierten DAM für Kraftwerkeinsatzplanung (unter Einbezug von technologischen Voraussetzungen von verschiedenen Kraftwerkstypen) und einem RTM für finalen »Dispatch« (Erzeugungsentcheidung gegeben der Realisierung von Unsicherheiten) (Crampton 2017).

#### **Konsumenten bezahlen Day-Ahead-Preise**

Das Marktwischenspiel ist wie folgt: Erzeugende Firmen und Endverbraucher agieren zusammen auf einem DAM. Aus der Interaktion resultiert Day-Ahead-Nachfrage und -Preis. Firmen wiederum können auf einem RTM mit anderen Firmen handeln, d.h., Firmen mit zu geringer Erzeugung können von anderen Firmen mit höherer (oder billigerer) Erzeugung kaufen, um ihren Lieferverpflichtungen nachzukommen. Day-Ahead-Nachfrage und -Preise sind genau dann effizient, wenn (1) erzeugende Firmen eine »Under-supply Penalty« in Höhe der Disruptionskosten bezahlen, (2) erzeugende Firmen die Rationierungskosten tragen und (3) rationierte Konsumenten in Höhe der Disruptionskosten kompensiert werden.

#### **Konsumenten zahlen Real-Time-Preise**

Das Zwischenspiel ändert sich minimal: Erzeugende Firmen und Konsumenten agieren weiterhin auf einem DAM zur Bestimmung der Nachfrage. Preise bilden sich allerdings erst auf dem finalen RTM, wo auch erzeugende Firmen untereinander (wie vorher) miteinander handeln können. Der Real-Time-Preis ist immer effizient, aber die Day-Ahead-Nachfrage nur wenn (1) erzeugende Firmen nicht für »Undersupply« und Rationierungskosten aufkommen und (2) rationierte

Endverbraucher in Höhe der Rationierungskosten besteuert werden.

#### **Preisobergrenzen und Kapazitätzahlungen**

Aus verschiedenen ökonomischen Überlegungen haben viele Märkte Preisobergrenzen. Solch eine Obergrenze wirkt der Ausnutzung von Marktmacht in Knappheitssituation entgegen. Erzeugende Firmen mit Marktmacht könnten ihre Erzeugung - und auch ihr Erzeugungsangebot – unter ihre tatsächlich verfügbare Kapazität reduzieren, um häufiger Lost-Load-Events zu kreieren und dort höhere Profite zu erwirtschaften. Sollten nun allerdings die Preise eine Obergrenze nicht überschreiten (und keine Marktmacht existieren), dann können die Firmen ihre Kosten nicht decken bzw. würden nicht ausreichend Kapazität zur Verfügung stellen. Dem wirken viele nordamerikanische Märkte mit zusätzlichen Kapazitätsmechanismen entgegen.<sup>5</sup> Schlussendlich führt solch eine Situation zu einem Marktsplitting. Firmen agieren entweder mit Endverbrauchern auf dem DAM und erhalten keine Kapazitätzahlungen, weil Preise dort niemals die Obergrenze erreichen, oder Firmen agieren nur auf dem RTM zum Ausgleich von Unsicherheiten. Letztlich erhalten erstere keinerlei Kapazitätzahlungen. Letztere hingegen erhalten Kapazitätzahlungen, die direkt die entgangenen Profite aus den Preisobergrenzen widerspiegeln.

### **EUROPÄISCHES MARKTDESIGN**

Europäische Märkte bestehen aus einer Kombination von DAM und IDM; finale Abweichungen werden durch einen Ausgleichsenergiemarkt ausgeglichen (Crampton 2017). Energy-Only-Ausgleichsenergiemärkte bezahlen Firmen nur für gelieferte Mengen von Ausgleichsenergie, aber nicht für die Vorhaltung von Kapazität. Solch ein Markt ist äquivalent zu einem RTM (im nordamerikanischen Sinne), auch wenn zwischengeschaltete ITMs das Handelsvolumen der Ausgleichsenergiemärkte im Verhältnis zu einem starken RTM reduzieren und somit eventuell auch die Bepreisung verschlechtern.

Ausgleichsenergiemärkte mit Kapazitätzahlungen sind weiterverbreitet. Kreiert man eine Situation, in der erzeugende Firmen und Verbraucher vor der finalen Belieferung (ex ante) agieren und das Marktergebnis auf einem Ausgleichsenergiemarkt korrigiert wird, dann sind Ex-ante-Nachfrage und -Preis effizient, wenn erzeugende Firmen (1) Zahlungen für Kapazitätsbereitstellung in Höhe ihrer Kapazitätskosten, (2) Ex-ante-Marktprämien in Höhe der Differenz von Erzeugungskosten und Ex-ante-Preis (kann auch negativ sein) und (3) Ausgleichsenergiemarktprämien in Höhe ihrer Erzeugungskosten bekommen (Mier 2021).

<sup>5</sup> In Mier (2021) wird gezeigt, wie solche Kapazitätsmechanismen ausgestaltet werden müssen, wenn Firmen kompetitiv sind, aber gleichzeitig Preisobergrenzen auf dem jeweiligen RTM existieren.

Dampfkraftwerksfirmen bekommen nichts von alledem, weil der Ex-ante Preis ausreichend ist. Solch eine Situation läuft darauf hinaus, dass alle Profite aus dem Stromverkauf entzogen und auf der anderen Seite die gesamten Kapazitätskosten durch den Ausgleichsenergiemarkt subventioniert werden. Nimmt man Dampfkraftwerke heraus, ist dies immer noch ein unerwünschtes Marktdesign und unterscheidet sich wenig von einer zentralen Steuerung von Investitions- und Produktionsentscheidungen.

### DIE ROLLE VON ZWISCHENHÄNDLERN

Damit ein sozialer Planer möglichst wenig regulierend eingreifen muss, brauchen Firmen Real-Time-Preissignale, entweder durch RTM oder Ausgleichsenergiemärkte. Darüber hinaus tendieren die meisten Endverbraucher zu Ex-ante-Preisen, weil sie das wahrgenommene Risiko von Real-Time-Preisen scheuen. Dazu kommt, dass sich eine Interaktion von Firmen und einzelnen Endverbrauchern auf Märkten recht kompliziert gestaltet. Deswegen gibt es Zwischenhändler, die einen Stromliefervertrag mit Endverbrauchern haben (und die damit verbundenen Lieferverpflichtungen) und wiederum mit Firmen auf den jeweiligen Märkten agieren. Solch ein Zwischenhändler ermöglicht es Firmen, in einfacher Weise kostendeckend zu arbeiten, effiziente Kapazitäten bereitzustellen und gleichzeitig effiziente Nachfrageentscheidungen zu kreieren, zumindest sollten Zwischenhändler risikoneutral sein. Ein solcher Zwischenhändler verhindert somit auch die Besteuerung von Verbrauchern, wenn diese Real-Time-Preise bezahlen. Der Zwischenhändler kann auch nur ergänzend tätig sein, so dass im Endeffekt jeder Verbraucher selbst entscheiden kann, ob er direkt mit Firmen auf Märkten agieren will (industrielle Verbraucher) oder einen Zwischenhändler einschaltet (Haushaltsverbraucher). Auch können erstere entweder auf einem Ex-ante- (wenn risikoscheu) oder Real-Time-Markt agieren (wenn risikoneutral).

### REIHUNG VON EX-ANTE MÄRKTEN

In der Realität gibt es nicht nur einen Ex-ante-Markt, auch nicht in den nordamerikanischen Märkten. Dort gibt es immer noch einen komplementären »Forward-Markt«, der als Art Kapazitätsmechanismus langfristige Kapazitätsentscheidungen absichert. Solche »Forward-Märkte« gibt es auch in Europa, hier allerdings auch zusätzlich noch verschiedene Formen von »Intraday-Märkten«. Bildet man nun solch eine Reihung von Ex-ante-Märkten ab, welche Jahre (Forward), einen Tag (Day-Ahead) bzw. Stunden (Intraday) vor der finalen Belieferung abgeschlossen sind, bekommt man einen Eindruck, wie sich risikoscheue Endverbraucher mit hohen Disruptionskosten verhalten würden. Solche Verbraucher, die eine hohe Abneigung gegenüber Rationierung haben (und gleichzeitig hohe Disruptionskosten), würden sich über »Forward-Märkte«

versorgen und Jahre im Voraus Lieferverpflichtungen abschließen. Das führt im Ernstfall, d.h. im Lost-Load-Event, zu einer prioritären Belieferung. Endverbraucher mit leicht geringeren Kosten würden »Day-Ahead« abschließen und solche mit geringeren sogar erst »Intraday«. Die zentralen Ergebnisse der Modelle ohne solch zeitliche Reihenschaltung bleiben aber unverändert: Firmen zahlen für »Undersupply« in Höhe der jeweiligen Disruptionskosten und auch für Rationierungskosten, sollten sie Lieferverpflichtungen zu Ex-ante Preisen mit Endverbrauchern abgeschlossen haben. Endverbraucher wiederum müssen dann in Höhe der jeweiligen Disruptionskosten kompensiert werden. Sollten Endverbraucher Real-Time-Preise zahlen, dann fallen Zwänge für Firmen, aber die Endverbraucher müssen in Höhe der Rationierungskosten besteuert werden.

### FÜNF EMPFEHLUNGEN FÜR KÜNFTIGES STROMMARKTDESIGN

1. Die technologischen Limitationen von Dampfkraftwerken hoch- bzw. herunterzufahren (so genanntes Ramping) sind nicht die Quelle von Marktversagen auf Strommärkten. Das Marktversagen wird rein durch eine falsche Bepreisung (ex ante) der Flexibilität von Gaskraftwerken ausgelöst. Dem Problem kann durch einen zusätzlichen Real-Time-Markt entgegengewirkt werden.
2. Die Verfügbarkeit von Windturbinen und Photovoltaik-Anlagen ist wetterabhängig. Wetterbedingungen sind räumlich korreliert, aber niemals perfekt. Aber genau das wäre notwendig, um bei der effizienten Lösung anzukommen. Darüber hinaus wächst das daraus entstehende Output-Risiko mit dem Anteil von EE. Das Output-Risiko-Problem mag wenig Einfluss auf räumlich kleine oder Märkte mit geringeren EE-Kapazitäten haben, aber räumlich größere Märkte und solche mit vielen EE müssen diesem Korrelationsmarktversagen entgegenwirken. Eine Möglichkeit wäre es, das Marktgebiet entsprechend sich wechselnder Wetterbedingungen dynamisch immer neu zu clustern und dann jeweils Zonenpreise anzuwenden. Das würde allerdings auch den organisatorischen Aufwand des Marktes deutlich erhöhen.
3. Rationierte Endverbraucher müssen in Höhe der Disruptionskosten entschädigt werden, wenn ihre Preise (und damit auch ihre Nachfrage) vor der finalen Belieferung fixiert sind. Endverbraucher bieten Flexibilität für das System durch potenzielle Rationierung. Für diese Flexibilität müssen sie angemessen kompensiert werden. Sobald Endverbraucher Real-Time-Preise zahlen, dreht sich die Kompensation in eine Steuer, weil sonst der marginale Verbraucher nicht indifferent wäre zwischen Konsum und Rationierung. Um einer Reduzierung der Nachfrage vorzubeugen, muss

der Verbraucher die Rationierungskosten tragen, was den marginalen Konsumenten dann wieder indifferent stellt.

4. Nordamerikanische und europäische Märkte müssen in dreierlei Hinsicht modifiziert werden. (4a) »Undersupply Penalties« müssen auf die Höhe der Disruptionskosten gesetzt werden, die den dominanten Teil des VOLL bilden (d.h. irgendwo zwischen 5 000 und 10 000 EUR/MWh, Durchschnittspreise agieren zwischen 40 und 60 EUR/MWh). (4b) Die Endverbraucherkompensation in Lost-Load-Zuständen fehlt komplett und muss eingeführt werden. Das ist insbesondere wichtig, weil die Mehrheit der Endverbraucher vertraglich fixierte Preise (und nicht Real-Time-Preise) bezahlen. (4c) Preiszonen müssen flexibel entsprechend vorherrschender oder sich ändernder Wetterbedingungen gebildet werden, um den Output-Risiko von Windturbinen und Photovoltaik-Anlagen entgegenzuwirken.
5. Kapazitätzahlungen oder -märkte sind durch Preisobergrenzen (in nordamerikanischen Märkten) oder Ausgleichsenergiemärkte mit Kapazitätzahlungen (in europäischen Märkten) gerechtfertigt. Preisobergrenzen reduzieren den Real-Time-Preis in Lost-Load-Zuständen unter die Summe von VOLL und Rationierungskosten. Solche Obergrenzen führen zu einer Segregation von Märkten. Dampfkraftwerke und EE würden auf »Day-Ahead-Märkten« Lieferverpflichtungen

mit Endverbrauchern eingehen, im Falle von Engpässen »Undersupply Penalties« zahlen und Rationierungskosten tragen. Gaskraftwerke hingegen würden den Real-Time-Markt unter sich ausmachen und Kapazitätzahlungen in Höhe der entgangenen Erträge (durch die Preisobergrenze) erhalten. Optimal designte Ausgleichsenergiemärkte mit Kapazitätzahlungen würden die gesamten Kapazitätskosten subventionieren und Profite aus dem Handel von Strom entziehen.

#### LITERATUR

- Brown, G. und M. B. Johnson (1969), »Public utility pricing and output under risk«, *American Economic Review* 59(1), 119–128.
- Carlton, D. W. (1977), »Peak load pricing with stochastic demand«, *American Economic Review* 67(5), 1006–1010.
- Cramton, P. (2017), »Electricity market design«, *Oxford Review of Economic Policy* 33(4).
- Crew, M. A. und P. R. Kleindorfer (1976), »Peak load pricing with a diverse technology«, *The Bell Journal of Economics* 7(1), 207–231.
- Mier, M (2021), Efficient pricing of electricity revisited, *Energy Economics* 104, 105637.
- Sunar, N und J. R. Birge (2019), »Strategic commitment to a production schedule with uncertain supply and demand: Renewable energy in day-ahead electricity markets«, *Management Science* 65(2), 714–734.
- Visscher, M. L. (1973), »Welfare-maximizing price and output with stochastic demand: Comment«, *American Economic Review* 63(1), 224–229.
- Wilson, R. (2002), »Architecture of power markets«, *Econometrica* 70(4), 1299–1340.
- Wolak, F. A., J. Glanchant, P. Joskow und M. Pollitt (2020), »Wholesale electricity market design«, *Handbook on the Economics of Electricity Markets* 18.