

Grenzkostenpreise und Nachhaltigkeit des Kraftwerkbetriebs

Christoph Müller

Das Leitbild der Grenzkostenpreise hat für die Bewertung des Wettbewerbs im Strommarkt in der aktuellen Diskussion eine hohe Bedeutung. Das Problem der Fixkostendeckung für das Spitzenlastkraftwerk wird dabei durchaus gesehen – dass es auch für die Grundlastkraftwerke besteht, wird aber regelmäßig nicht wahrgenommen. Dies ist wahrscheinlich gerade wegen der auftretenden (hohen) inframarginalen Gewinne der Fall. Wie in diesem Artikel gezeigt wird, besteht das Problem der Fixkostendeckung in der Stromwirtschaft aber nicht nur für Spitzenlastkraftwerke: Alle Kraftwerke, auch die Grundlastkraftwerke mit ihren zum Teil sehr hohen inframarginalen Gewinnen, haben ein Fixkostendeckungsproblem.

Nach der volkswirtschaftlichen Theorie ist ein wettbewerblicher Markt durch Grenzkostenpreisbildung charakterisiert. Dabei ist es ein bekanntes Problem, das bei fixkostenlastigen Branchen eine Grenzkostenpreisbildung unter Umständen nicht ausreicht: Der Grenzkostenpreis deckt zwar die variablen Kosten und vielleicht ein bisschen mehr, dieses „bisschen mehr“ reicht aber nicht aus, um die hohen Investitionen zu decken. In der Diskussion um die Preisbildung im Strommarkt ist eine Orientierung an den Grenzkosten für viele Analysen das Leitbild. Unzweifelhaft ist die Stromwirtschaft eine fixkostenlastige Industrie. Allerdings erzielen alle Kraftwerke bis auf das marginale, preissetzende Kraftwerk bei Grenzkostenpreisbildung einen Fixkostendeckungsbeitrag (sog. „inframarginale Gewinne“). Grundlastkraftwerke, also die Kraftwerke mit den höchsten Fixkosten, stellen so gut wie nie das marginale Kraftwerk dar und erzielen damit „immer“ zum Teil erhebliche inframarginale Gewinne.

In der folgenden Betrachtung wird von einem kostenoptimalen Kraftwerkspark ausgegangen (d. h. die gegebene Erzeugungsaufgabe wird zu minimalen Kosten erfüllt). Es kann gezeigt werden, dass unter diesen Umständen eine Preissetzung, die auf Grenzkosten basiert, für kein Kraftwerk kostendeckend ist. Insbesondere wird belegt, dass auch das Grundlastkraftwerk Verluste einfährt, obwohl der Preis viele Stunden (deutlich) über den Grenzkosten des Grundlastkraftwerks liegt. Eine Preisbildung, die sich allein an den Grenzkosten ausrichtet, führt zu einer Unterdeckung der Erzeugungskosten und ist somit nicht nachhaltig.

Das Problem der mangelnden Kostendeckung bei Grenzkostenpreisbildung in fixkostenlastigen Branchen ist nicht neu. Die volkswirtschaftliche Theorie kennt verschiedene Antworten auf dieses Problem (beispielsweise Preisdiskriminierung durch eine zweigeteilte Preissetzung mit Fix- und Arbeitspreis oder durch sog. Ramsey-Preise) [1]. Ziel ist dabei immer die vollständige

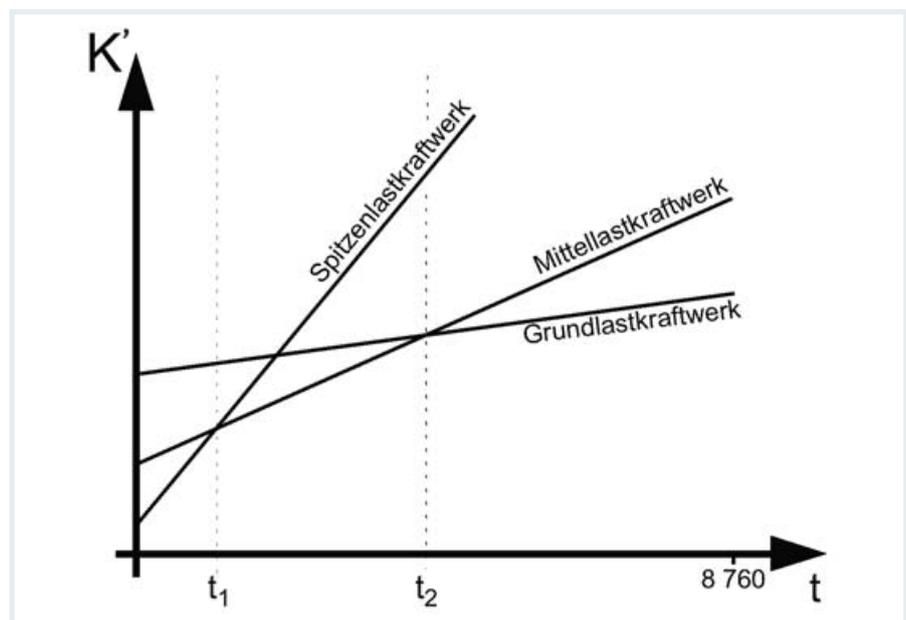


Abb. 1 Grenzkosten der Kapazitätserweiterung verschiedener Kraftwerkstypen

Deckung der Gesamtkosten bei gleichzeitig größtmöglicher Orientierung an den Grenzkosten (auch in dieser Situation bleibt eine möglichst weitgehende Ausrichtung der Preise an den Grenzkosten gesamtwirtschaftlich optimal). Das Fazit dieser Betrachtung der Erlössituation im Kraftwerksbereich ist damit nicht, dass von einer grundsätzlichen Grenzkostenorientierung abgewichen werden sollte, sondern dass das Leitbild der Grenzkostenpreisbildung als „Lackmestest“ für die Beurteilung des Wettbewerbs im Strommarkt viel zu kurz greift. Dieses Leitbild unterstellt eine nicht nachhaltige Ausrichtung und damit letztlich ein Scheitern der Stromwirtschaft.

Bestimmung des kostenoptimalen Kraftwerksparks

Die Größe und Struktur eines Kraftwerksparks werden durch zwei wesentliche Faktoren bestimmt. Zum Ersten durch das Anforderungs-

profil der Nachfrage, zum Zweiten durch die gewünschte Versorgungssicherheit. Für die weitere Betrachtung wird allein auf die Nachfrage als Bestimmungsgröße abgestellt.

Strom entsteht aus der Umwandlung von Primärenergieträgern wie Kohle, Gas, Uran, Wasserkraft in elektrische Energie. Diese Umwandlung erfolgt in Kraftwerken, die unterschiedliche Kostenstrukturen haben. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass drei Kraftwerkstypen zur Verfügung stehen: Spitzenlast-, Mittellast- und Grundlastkraftwerk (S, M, G) [2]. Der Kraftwerkspark soll schließlich die gesamte Nachfrage abdecken. Die Gesamtkapazität (als Summe der Kapazitäten von Spitzen-, Mittel- und Grundlastkraftwerk) muss somit der Spitzennachfrage (der Lastspitze) entsprechen. Da die Lastspitze nur für eine Stunde auftritt, hängt das Verhältnis der drei Kraftwerkstypen auch von der Nachfrage in Nicht-Spitzenlastzeiten ab. Die aus der Nachfrage abgeleitete Pro-

duktionsanforderung an den Kraftwerkspark kann schematisch durch die geordnete Jahreslastgangkurve $L(t)$ dargestellt werden.

Der Einsatz der verschiedenen Kraftwerkstypen ergibt sich aus deren individuellen Kostensituationen. Die Kosten der Erzeugung elektrischer Energie setzen sich zusammen aus den Kraftwerksfixkosten K^{fix} [€/kW] und den variablen Kosten [€/kWh], die hauptsächlich den Brennstoffkosten K^{Br} des eingesetzten Primärenergieträgers entsprechen [3]. Aus der Gegenüberstellung von Fix- und Brennstoffkosten lassen sich die Benutzungsstunden bestimmen, ab denen bzw. bis zu denen ein bestimmter Kraftwerkstyp die geringsten Kosten aufweist (Abb. 1).

Die t_1 und t_2 geben damit die zeitlichen Grenzen für den optimalen Kraftwerkseinsatz an. So ist z. B. der Einsatz des Grundlastkraftwerks nur optimal, wenn es länger als t_2 Stunden gebraucht wird. Mit der Bestimmung der zeitlichen Grenzen für den optimalen Kraftwerkseinsatz geht die Festlegung der optimalen Kapazität jedes Kraftwerkes einher. Dazu werden die bestimmten Einsatzgrenzen t_1 und t_2 in die geordnete Jahreslastgangkurve $L(t)$ übertragen (Abb. 2).

Aus den Schnittpunkten der Jahreslastganglinie mit den Senkrechten über den Einsatzgrenzen t_1 und t_2 ergeben sich die optimalen Dimensionierungen der Kraftwerkskapazitäten. Aus der Gegenüberstellung der wirtschaftlichen Einsatzgrenzen und der Jahreslastgangkurve lässt sich der (theoretisch) optimale Kraftwerkspark bestimmen. Dieser ist das Portfolio von Spitzenlast-, Mittellast und Grundlastkraftwerken, das die Jahreslastgangkurve zu den geringst möglichen Kosten deckt.

Die Kosten des kostenoptimalen Kraftwerksparks

Die Gesamtkosten K_T ergeben sich aus den fixen Kapazitätskosten des Kraftwerksparks und den variablen Kosten des Brennstoffverbrauchs. Die Gesamtproduktion elektrischer Energie entspricht dem Integral unter der Lastkurve.

Die Gleichung für die Gesamtkosten lässt sich dabei auf eine relativ einfach zu fassende Formel bringen (s. dazu auch Abb. 3 und die mathematische Herleitung im Anhang).

$$(1) K_T = \text{Kap} \cdot K_S^{\text{fix}} + K_S^{\text{Br}} \cdot \text{Fläche A} + K_M^{\text{Br}} \cdot \text{Fläche B} + K_G^{\text{Br}} \cdot \text{Fläche C} \quad [\text{€}]$$

mit $\text{Kap} = \text{Kap}_S + \text{Kap}_M + \text{Kap}_G$

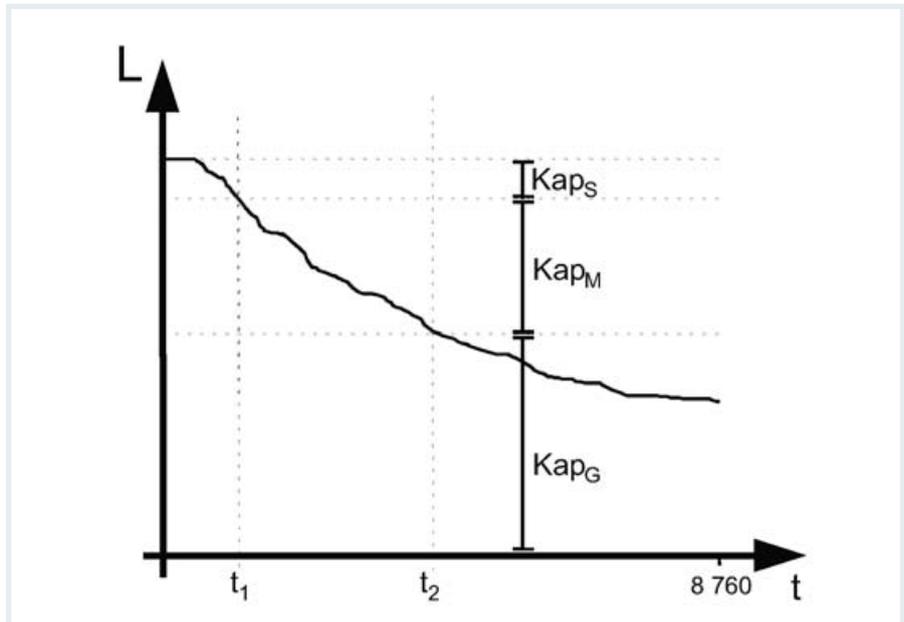


Abb. 2 Jahreslastganglinie mit Kraftwerksdimensionierung

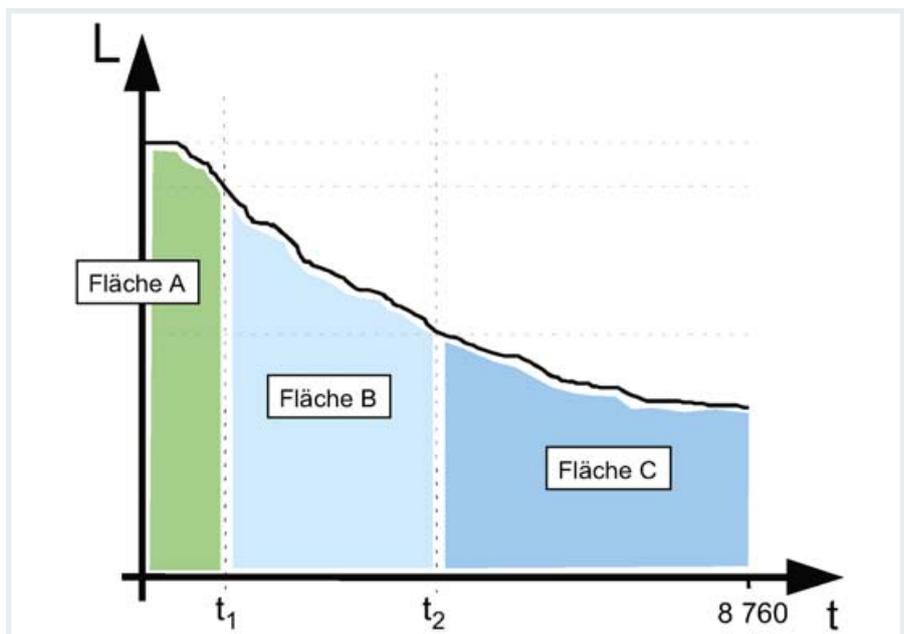


Abb. 3 Bestimmung der Gesamtkosten

Die minimalen Gesamtkosten der Lastdeckung pro Jahr bestimmen sich also als Summe der Gesamtkapazität des Kraftwerksparks bewertet (nur) mit den Fixkosten des Spitzenlastkraftwerks, der Produktionsmenge zwischen 0 und t_1 Stunden (Fläche A) bewertet (nur) mit den Brennstoffkosten des Spitzenlastkraftwerks, der Produktionsmenge zwischen t_1 und t_2 (Fläche B) bewertet

(nur) mit den Brennstoffkosten des Mittellastkraftwerks und der Produktionsmenge zwischen t_2 und 8760 (Fläche C) bewertet mit den Brennstoffkosten des Grundlastkraftwerks.

Für die Möglichkeiten einer Ausweitung der Nachfrage nach elektrischer Energie und ihre Auswirkungen auf die Erzeugungskosten in

einem diversifizierten Kraftwerkspark lassen sich drei Fälle unterscheiden. Diese sind in Abb. 4 schematisch dargestellt.

Im ersten Fall erfolgt die Nachfragesteigerung in der Spitzenlastperiode und erhöht die maximale Nachfrage. Im zweiten Fall kommt es zur einer Nachfragesteigerung bei nicht ausgelasteten Kraftwerkskapazitäten, wobei keine Einsatzgrenze t_1 oder t_2 überschritten wird. Im dritten Fall wird mit der Nachfragesteigerung auch eine Einsatzgrenze überschritten (t_2 in Abb. 4).

Im ersten Fall müssen zur Deckung der Nachfrage Spitzenlastkapazitäten zugebaut werden. Wird durch eine infinitesimal-kleine Nachfragesteigerung um 1 kWh die Kraftwerkskapazität um 1 kW überfordert, entstehen Grenzkosten in Höhe von

$$GK = K_S^{fix} + K_S^{Br}$$

Da ein Kraftwerkszu- oder -neubau ein zeit-aufwendiges Projekt darstellt, handelt es sich um langfristige Grenzkosten. Kurzfristig kann die Nachfrage nicht vollständig befriedigt werden.

Im zweiten Fall müssen keine neuen Kapazitäten gebaut werden. Das entsprechende Kraftwerk (im Beispiel der Abb. 4 das Grundlastkraftwerk) wird besser ausgelastet und es sind keine Kraftwerksbauten nötig. Es entstehen somit nur Grenzkosten in Höhe der Brennstoffkosten

$$GK = K_G^{Br}$$

Durch die bessere Auslastung kommt es zu sinkenden Durchschnittskosten auf Grund der Fixkostendegression.

Auch im dritten Fall werden die Kapazitäten durch die Nachfragesteigerung besser ausgelastet. Durch die Nachfrageverschiebung über eine Einsatzgrenze hinweg entsteht jedoch eine neue optimale Kapazitätsaufteilung des Kraftwerksparks. Die nachgefragte Menge elektrischer Energie kann günstiger produziert werden, wenn die Grundlastkapazität um ΔKap_G ausgeweitet und die Mittellastkapazität entsprechend zurückgefahren wird. Es entstehen Kosten durch die Ausweitung der Grundlastkapazität. Gleichzeitig kommt es zu einer Brennstoffkostensparnis, da Teile der Stromproduktion vom Mittellastkraftwerk auf das Grundlastkraftwerk verlagert werden können. Dabei werden die Kosten für die Kapazitätsausweitung durch die Brennstoffkostensparnis vollständig ausgeglichen. Es ergeben sich Grenzkosten in Höhe der Brennstoffkosten

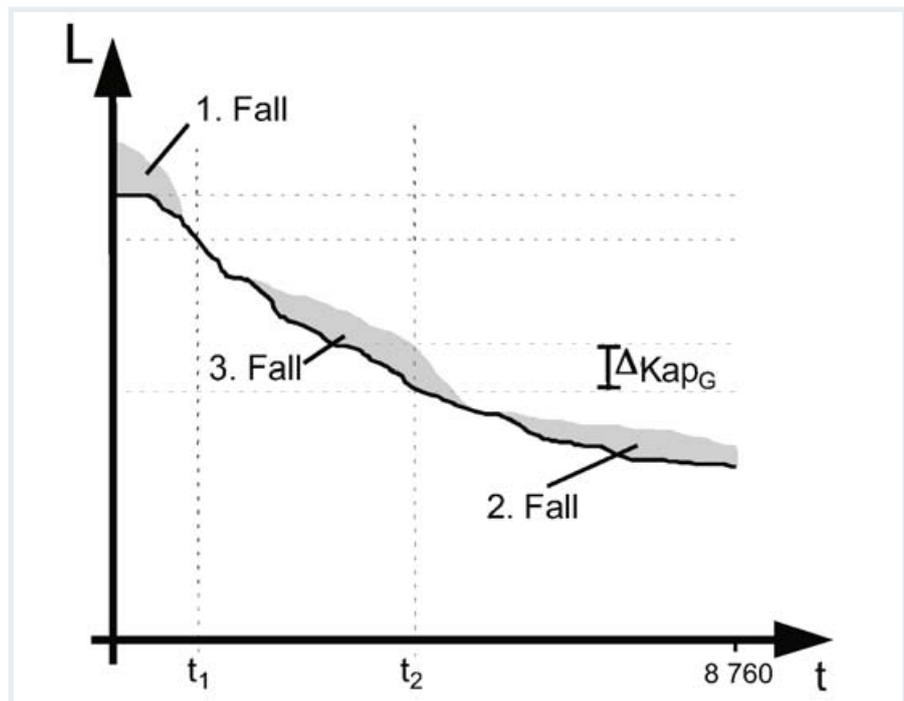


Abb. 4 Lastganglinie mit verschiedenen Nachfrageänderungen

$$GK = K_G^{Br} \quad [4].$$

Da die Ausweitung der Grundlastkapazität nur langfristig zu realisieren ist, handelt es sich wieder um langfristige Grenzkosten.

Allerdings kann die Nachfragesteigerung kurzfristig auch mit dem vorhandenen Kraftwerkspark, d. h. durch erhöhte Produktion im Mittellastkraftwerk, gedeckt werden. Da die Einsparpotenziale durch die Anpassung des Kraftwerksparks nicht genutzt werden, entsprechen die kurzfristigen Grenzkosten den höheren Brennstoffkosten

$$GK = K_M^{Br}$$

Die im Modell aufgezeigten Kostenwirkungen von Anpassungen an eine Nachfragesteigerung lassen sich zu folgenden Aussagen über die Grenz- bzw. Durchschnittskosten der Stromerzeugung zusammenfassen:

■ Eine Steigerung der Nachfrage, die nicht über die Kapazität des Kraftwerksparks hinausgeht, führt zu einer besseren Auslastung vorhandener Kapazitäten und damit zu sinkenden Durchschnittskosten durch Fixkostendegression.

■ Eine Steigerung der Nachfrage, die nicht über die Kapazität des Kraftwerksparks hinausgeht, führt immer zu Grenzkosten in Höhe der Brennstoffkosten. Kosten für

Anpassungen des optimalen Kraftwerksparks werden durch einhergehende Brennstoffkostensparnisse ausgeglichen.

■ Eine Steigerung der Nachfrage, die über die Kapazität des Kraftwerksparks hinausgeht, führt zu Grenzkosten in Höhe der Brennstoffkosten des Spitzenlastkraftwerks sowie der Zubaukosten für Spitzenlastkraftwerke. Bei einem hohen Grad an Versorgungssicherheit tritt diese Situation nicht ein, da die gesamte Organisation der Stromwirtschaft letztlich darauf abgestellt ist, derartige Knappheitssituationen zu vermeiden.

Im Folgenden soll gezeigt werden, dass bei einer an den Grenzkosten orientierten Preisbildung die Erlöse nicht ausreichen, um die Gesamtkosten des Kraftwerksparks zu decken. Im Anschluss daran soll gezeigt werden, dass dies nicht nur für das Spitzenlastkraftwerk, sondern auch für das Grundlastkraftwerk der Fall ist.

Erlössituation im optimalen Kraftwerkspark

Die Gesamtkosten des optimalen Kraftwerksparks betragen (s. o.):

$$(I) K_T = Kap \cdot K_S^{fix} + K_S^{Br} \cdot \text{Fläche A} + K_M^{Br} \cdot \text{Fläche B} + K_G^{Br} \cdot \text{Fläche C} \quad [€]$$

mit $Kap = Kap_S + Kap_M + Kap_G$

Wird dem Postulat der Preissetzung nach Grenzkosten gefolgt, können die Erlöse E_T für den optimalen Kraftwerkspark bestimmt werden. Für die Produktionsmenge zwischen 0 und t_1 (Fläche A) entspricht der Preis den variablen Grenzkosten des Spitzenlastkraftwerks, also den Brennstoffkosten des Spitzenlastkraftwerks. Entsprechendes gilt für die Zeiträume t_1 bis t_2 (Fläche B, Preis gleich den Brennstoffkosten des Mittellastkraftwerks) und t_2 bis 8 760 (Fläche C, Preis gleich den Brennstoffkosten des Grundlastkraftwerks). Wird angenommen, dass der Kraftwerkspark ausreicht, um die Nachfrage zu decken (d. h. fallen keine zusätzlichen Kosten durch Ausweitung der Spitzennachfrage an), ergeben sich die Erlöse als:

$$(II) E_T = K_S^{Br} \cdot \text{Fläche A} + K_M^{Br} \cdot$$

$$\text{Fläche B} + K_C^{Br} \cdot \text{Fläche C} \quad [€]$$

Es ist zu erkennen, dass die Bewertung der Flächen A bis C in der Kosten- und in der Erlösgleichung identisch sind. Damit ist offensichtlich, dass in Summe die Kosten des Kraftwerksparks nicht erreicht werden, da die Position der Fixkosten ungedeckt bleibt:

$$(III) G_T = E_T - K_T = -Kap \cdot K_S^{fix} \quad [€]$$

Der Gesamtgewinn für die Stromerzeugung im optimalen Kraftwerkspark ist somit immer kleiner Null. Der Verlust entspricht der Gesamtkapazität des Kraftwerksparks multipliziert mit den Fixkosten des Spitzenlastkraftwerks. Er ist damit auch größer als der „erwartete“ Verlust nur für das Spitzenlastkraftwerk

$$(-Kap_S \cdot K_S^{fix}).$$

Aus einer Einzelbetrachtung der Erlöse entsprechend für jedes einzelne Kraftwerk ergibt sich, dass kein Kraftwerk einen Gewinn erzielt. Im mathematischen Anhang ist dies beispielhaft für das Grundlastkraftwerk gezeigt.

Bei einem kostenoptimierten Kraftwerkspark reichen bei einer grenzkostenorientierten Preissetzung die Erlöse nicht aus, um die Kosten zu decken. Entscheidend ist hierbei die Annahme, dass die Kapazität des Kraftwerksparks ausreicht; dass also nur die kurzfristigen Grenzkosten in der Spitzenlastperiode den Preis bestimmen. Die festgestellte Unterdeckung löst sich auf, wenn es tatsächlich zu der in Punkt 3 oben angesprochenen Ausweitung der Spitzennachfrage kommt, d. h. wenn für die eine Stunde der Spitzennachfrage tatsächlich die langfristigen Grenzkosten angesetzt werden. In der geordneten Lastkurve der Abb. 4 ist

dies die Lastspitze zum Zeitpunkt $t=1$. Zu diesem Zeitpunkt müssen dann die höheren Grenzkosten des Falles 3 für die Strompreisbildung zur Anwendung kommen:

$$(IV) GK_{(t=1)} = K_S^{Br} + K_S^{Fix} = P_{(t=1)} \quad [€]$$

Damit ergeben sich die neuen Gesamterlöse als:

$$(V) E_T = Kap \cdot K_S^{fix} + K_S^{Br} \cdot \text{Fläche A} + K_M^{Br} \cdot \text{Fläche B} + K_C^{Br} \cdot \text{Fläche C} \quad [€]$$

Die Erlöse entsprechen jetzt den Kosten. Damit wird jetzt für den optimalen Kraftwerkspark eine Kostendeckung geschafft und es fallen keine Verluste mehr an. Das Erreichen „der einen“ höhere Grenzkosten verursachenden Kilowattstunde ist somit eine Voraussetzung dafür, dass die Stromwirtschaft kostendeckend arbeiten kann (immer unter der Voraussetzung einer grenzkostenorientierten Preissetzung). Gleichzeitig beinhaltet das Erreichen dieser „einen Kilowattstunde“ einen Systemzusammenbruch. Letztlich kann also der Grenzkostenpreis dieser „einen Kilowattstunde“ nicht erreicht werden, denn wenn die Situation eintritt, bricht mit dem System auch der Markt zusammen und es findet kein Handel mehr statt.

„Die eine Stunde“

Es ist offensichtlich, dass die Fixkosten des Spitzenlastkraftwerks hier eine hohe Bedeutung haben. So benutzt z. B. Steven Stoff die o. a. Modellansätze, kommt aber zu keinem Kostendeckungsproblem, da er die Fixkosten der Deckung der Spitzennachfrage mit Null ansetzt [5]. Dies mit der Begründung, dass hier nicht von einer fixkostenlastigen Kraftwerksinvestition, sondern von einer Reduzierung der Nachfrage auszugehen sei. Es ist wohl unbestritten, dass sich durch eine Erhöhung der Flexibilität und Preisreagibilität der Nachfrage im Strommarkt die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt steigern lassen könnte. Offen bleibt, ob auch Nachfragerücknahmen, also Produktionsausfälle u. ä. ohne Fixkosten zu organisieren wären.

Die Deckungslücke der Fixkosten ist dabei nicht unerheblich. Ausgehend von den Kosten einer Gasturbine von grob geschätzten 20 €/kWa (annuitätische Betrachtung) lassen sich auch erste Anhaltspunkte für die Größenverhältnisse bestimmen: Für die jährliche Unterdeckung gemäß Gleichung (III) ergeben sich bei vereinfachten 100 GW Gesamtkapazität bzw. 500 TWh Erzeugung im deutschen Markt

theoretische grobe Anhaltspunkte von 2 Mrd. € oder 4 €/MWh im Jahresdurchschnitt.

Aus der Betrachtung ergibt sich auch die hohe Bedeutung der Preise zu Spitzenlastzeiten. Auf Basis einer Gasturbine müsste der Strompreis für „die eine Stunde“ der Spitzennachfrage entsprechend den langfristigen Grenzkosten bei 20 100 €/MWh liegen (angenommen 20 €/kWa Fixkosten und 100 €/MWh Brennstoffkosten). Selbst wenn die langfristigen Grenzkosten über mehrere Stunden gemittelt werden, ergeben sich deutliche Höchstlastpreise: Bei 50 Stunden würden sich immer noch 500 €/MWh ergeben.

Bisher war die Betrachtung sehr statisch. Letztlich wurde eine „optimale Preissetzungsvorschrift“ für den Fall eines kostenregulierten Erzeugungsparks dargestellt - der Preis sollte immer den Grenzkosten entsprechen, nur in der Stunde der Spitzenlast sollte er der Summe der Brennstoff- und der Fixkosten des Spitzenlastkraftwerks entsprechen. Wird bei einer Modellierung des „Marktpreises“ anhand der Grenzkosten diesem letztlich kostenregulatorischen Denken gefolgt, dann müssen solche Modelle ohne Behandlung des Fixkostendeckungsproblems als unvollständig angesehen werden.

In der Praxis liegt aber kein kostenregulierter Kraftwerkspark vor. Die Preise bilden sich in einem Marktprozess entsprechend der Angebots- und Nachfragesituation, d. h. nach der Angebotsknappheit und der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager. In der Praxis wird weiterhin auch nicht „die eine Stunde“ von herausragender Bedeutung sein, sondern alle Stunden mit einer höheren/hohen Wahrscheinlichkeit einer Knappheitssituation. Diese Sichtweise führt dann aber zu einer ganz anderen Einschätzung von Modellierungen der Marktpreise anhand der Grenzkosten: Wenn die Bestimmung der Marktpreise über Modelle so einfach wäre, könnte auf den Markt verzichtet werden.

Anmerkungen und Literatur

[1] Siehe z. B. Fritsch, M.; Wein, T.; Ewers, H.-J.: *Marktversagen und Wirtschaftspolitik. Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns*. 6. Auflage, München 2005.

[2] Der im Weiteren erläuterte Ansatz geht zurück auf Untersuchungen des Energiewirtschaftlichen Institutes (EWI) an der Universität Köln. Vgl. Schulz, W.; Hoven, I.: *Kostenorientierte Stromtarife*, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 1988, S. 221ff., Schulz, W.; Hoven, I.: *Grenzkostenpreisbildung in der Elektrizitätswirtschaft - Eine Erwiderung auf die kritischen Anmerkungen von Horst Schneider* *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 1990, S. 41ff., und S. 238; *Kritisch dazu Schneider, H., Zeitschrift für Energiewirt-*

Mathematischer Anhang

Für ein Kraftwerk der Kapazität Kap und einer Einsatzdauer t ergeben sich unter der Annahme der vollständigen Auslastung der Kapazität Gesamtkosten von

$$(1) \quad K_i = K_i^{fix} \cdot Kap_i + K_i^{Br} \cdot Kap_i \cdot t_i \quad [€] \quad \text{mit } i = S, M, G.$$

Der resultierende optimale Kraftwerkspark bestehe aus drei Kraftwerken, es gilt also

$$K_S^{fix} < K_M^{fix} < K_G^{fix}, \quad K_S^{Br} > K_M^{Br} > K_G^{Br}, \quad K_M^{fix} < K_S^{fix} + \frac{K_G^{fix} - K_S^{fix}}{K_S^{Br} - K_G^{Br}} \cdot (K_S^{Br} - K_M^{Br})$$

Die Grenzkosten einer Erhöhung der Kapazität um ein kW sind

$$(2) \quad K_i' = K_i^{fix} + K_i^{Br} \cdot t_i \quad [€/kW]$$

Die Schnittpunkte t_1 und t_2 in Abb. 2 bestimmen sich als:

$$(3) \quad t_1 = \frac{K_M^{fix} - K_S^{fix}}{K_S^{Br} - K_M^{Br}} \quad [h] \quad (4) \quad t_2 = \frac{K_G^{fix} - K_M^{fix}}{K_M^{Br} - K_G^{Br}} \quad [h]$$

Der optimale Kraftwerkspark ergibt sich mit den Kapazitäten:

$$(5) \quad Kap_S = L(0) - L(t_1) \quad [kW] \quad (6) \quad Kap_M = L(t_1) - L(t_2) \quad [kW]$$

$$(7) \quad Kap_G = L(t_2) - L(t_{8760}) \quad [kW]$$

Die Produktion der einzelnen Kraftwerke ist mit den jeweiligen Brennstoffkosten zu bewerten. Für die Gesamtkosten der Stromproduktion ergibt sich somit:

$$(8) \quad K_T = Kap_S \cdot K_S^{fix} + Kap_M \cdot K_M^{fix} + Kap_G \cdot K_G^{fix} + \int_0^{t_1} L(t) dt - t_1 \cdot (Kap_G + Kap_M) \cdot K_S^{Br} + \int_{t_1}^{t_2} L(t) dt - (t_2 - t_1) \cdot Kap_G + t_1 \cdot Kap_M \cdot K_M^{Br} + \int_{t_2}^{8760} L(t) dt + t_2 \cdot Kap_G \cdot K_G^{Br} \quad [€]$$

Durch Umformung ergibt sich bei Verwendung der Gleichungen (3) und (4)

$$(9) \quad K_T = Kap \cdot K_S^{fix} + K_S^{Br} \int_0^{t_1} L(t) dt + K_M^{Br} \int_{t_1}^{t_2} L(t) dt + K_G^{Br} \int_{t_2}^{8760} L(t) dt \quad [€] \quad \text{mit } Kap = Kap_S + Kap_M + Kap_G$$

Es sei darauf hingewiesen, dass die Fixkosten für Mittel- und Grundlastkraftwerke durch die Bestimmung der optimalen Einsatzzeiten t_1 und t_2 nach den Gleichungen (3) und (4) in Gleichung (9) enthalten sind.

Die Erlöse ergeben sich bei Grenzkostenpreissetzung als

$$(10) \quad E_T = K_S^{Br} \int_0^{t_1} L(t) dt + K_M^{Br} \int_{t_1}^{t_2} L(t) dt + K_G^{Br} \int_{t_2}^{8760} L(t) dt \quad [€]$$

Daraus folgt für den Gewinn:

$$(11) \quad G_T = E_T - K_T = -Kap \cdot K_S^{fix} \quad [€]$$

Beispielhaft sei die Situation für das Grundlastkraftwerk betrachtet. Die Kosten des Grundlastkraftwerks betragen:

$$(12) \quad K_G = Kap_G \cdot K_G^{fix} + K_G^{Br} \cdot Kap_G \cdot t_2 + K_G^{Br} \int_{t_2}^{8760} L(t) dt$$

Die Erlöse lassen sich darstellen als:

$$(13) \quad E_G = K_S^{Br} \cdot Kap_G \cdot t_1 + K_M^{Br} \cdot Kap_G \cdot (t_2 - t_1) + K_G^{Br} \int_{t_2}^{8760} L(t) dt$$

Unter Verwendung von Gleichung (3) und Gleichung (4) ergibt sich der Verlust des Grundlastkraftwerks als:

$$(14) \quad G_G = E_G - K_G = -Kap_G \cdot K_S^{fix} \quad [€]$$

Analog lassen sich die Kosten und Erlöse der einzelnen Kraftwerke bestimmen:

$$(15) \quad G_{S/M/G} = -Kap_{S/M/G} \cdot K_S^{fix} \quad [€]$$

schaft, 1990, S. 38ff. und S. 238ff. Der verwendete Ansatz findet sich in verschiedenen Spielarten öfters in der Literatur, so z. B. Werbeck, T.: Energieeinsparung durch Stromtarifierung, Zeitschrift für angewandte Umweltforschung, 1994, S. 224ff., derselbe: Die Tarifierung elektrischer Energie: Eine kritische Analyse aus ökonomischer Sicht, Berlin, S. 36ff., Stoft, S.: Power System Economics: Designing Markets for Electricity. Hoboken (USA) 2002, S. 40ff.

[3] Die Brennstoffkosten haben den weitaus größten Anteil an den variablen Kosten. Es wird daher im Weiteren nur von Brennstoffkosten gesprochen.

[4] Der rechnerische Nachweis ist beim Autor erhältlich (siehe [6]). Diese Aussage hat einige interne Prämissen: So müssen konstante Kraftwerksfixkosten vorliegen. Dies ist in der Realität nicht der Fall, da die spezifischen Neubauposten (je kW) von Kraftwerken seit Ende der 1970er Jahre steigen. Weiterhin muss der Zubau der Grundlastkapazität genehmigt werden.

[5] Vgl. Stoft, S.: Power System Economics: Designing Markets for Electricity. Hoboken (USA) 2002, S. 40ff.

[6] Bei Interesse ist die Herleitung von (9) aus (8) beim Autor zu erhalten (chr.mueller@enbw.com).

C. Müller, Bereichsleiter Netze EnBW,
Karlsruhe
chr.mueller@enbw.com
