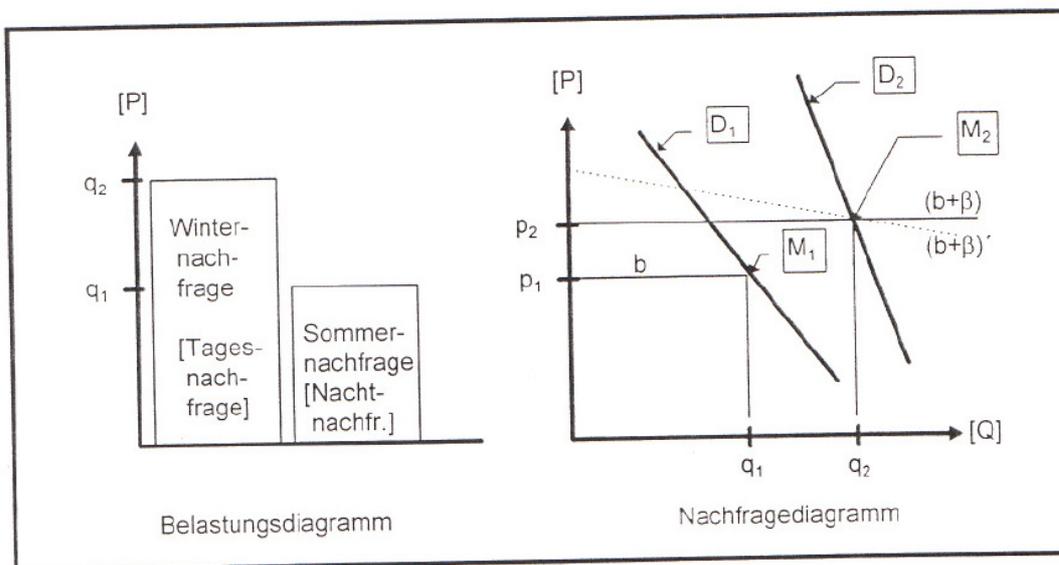


PROBLEMSTELLUNGEN DES WOHLFAHRTSÖKONOMISCHEN MARKTKONZEPTS IN DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT

Heinz Stigler¹, Udo Bachhiesl¹

Grundlegendes zum wohlfahrtsökonomischen Marktkonzept

Das wohlfahrtsökonomische Marktkonzept geht von der Gegebenheit aus, dass Strom nicht gespeichert werden kann: demzufolge ist eine Spitzenlastbepreisung vorzusehen.² Dies bedeutet, dass zum Zeitpunkt der höchsten Nachfrage die Kapitalkosten verrechnet werden sollen und die jeweiligen variablen Kosten in der zugehörigen Schwach- und Hochlastperiode je nach Anfall.³



Starklastperiode $p_2 = b + \beta$ β ... *Kapazitätskosten*

Schwachlastperiode $p_1 = b$ b ... *variable Erzeugungskosten*

Die sich aus dem wohlfahrtsökonomischen Marktkonzept ergebenden Kapitalkosten sollen in den (schwierigsten) Höchstlastzeiten angelegt werden. Da diese Zeiten durch viele unterschiedliche Gegebenheiten beeinflusst werden (Temperatur, Nebel, Wasserführung, Wind, Sonneneinstrahlung, Feiertage, usw.), die stochastischen Charakter haben, ist eine Verbreiterung des Höchstlastzeitpunktes auf einen Zeitraum zielführend.

Wenngleich die wohlfahrtsökonomische Theorie klare Fingerzeige für die zielführende Verhaltensweise gibt, soll hier klar darauf hingewiesen werden, dass der zu Grunde liegende Kostenbegriff unklar und in der Theorie nicht näher definiert und belegt ist.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 8042 Graz, Inffeldgasse 18, +43 (0)316 873 7900, Fax: +43 (0)316 873 7910; Stigler@TUGraz.at, www.iee.tugraz.at

² Quellen: Boiteux, M.: Peak load pricing, Journal of Business, 1960, pp. 157-179; Steiner, P.O.: Peak loads and Efficiency Pricing, Quarterly Journal of Economics, 71, 11/1957; Crew, M.A. und Kleindorfer, P.R. Optimal Plant Mix in Peak Load Pricing; Scottish Journal of Political Economy, 22.11.1975

³ Stigler, H.: Rahmen, Methoden und Instrumente für die Energieplanung in der neuen Wirtschaftsordnung der Elektrizitätswirtschaft, Dissertation TU Graz 1999

Dies ist allem Anschein nach darin begründet, dass dabei von kurzlebigen Branchen ausgegangen wird.

Dementsprechend ist darauf hinzuweisen, dass die volkswirtschaftliche Theorie die Auswirkungen der langen Lebensdauern der Anlagen der Elektrizitätsbranche nicht berücksichtigt. So sind die Kapazitätskosten eines stagnierenden Elektrizitätssystems deutlich niedriger als jene eines rasch expandierenden Systems.

Die Kapazität – also der Kraftwerkspark und die darin befindlichen Kraftwerke – haben durchwegs eigene, individuelle „Lebensverläufe“: jedes Kraftwerk beginnt als ausgezeichnetes Kraftwerk mit einem hohen Wirkungsgrad und laufendem Einsatz, wird dann älter und weniger eingesetzt um dann gegen Ende der Lebensdauer als Reserve für Notfälle und selten auftretende höchste Lastspitzen zu dienen. Damit stellt auch die Bestimmung der Höhe des Kapazitätspreises für ein Kraftwerk in seinem „Lebenslauf“ eine eigene Aufgabenstellung dar.

Diese Gegebenheiten sind bei der Ermittlung der anzulegenden Kapazitätskosten β zu berücksichtigen. Grundsätzlich wird eine Untergliederung der Kapazitätskosten in jene des bestehenden Systems und jene der künftig erforderlichen Systemerweiterung zielführend sein. Besonders die letzteren sind dann auch in der Lage, entsprechende Preissignale für die Entwicklung des Gesamtsystems zu leisten.

Ermittlung von realitätsbezogenen Kapazitätskosten

Ein eng mit der Ermittlung von realitätsbezogenen Kapazitätskosten zusammenhängendes Problem besteht darin, dass die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft durchwegs dem Aktiengesetz unterliegen, das bestimmte Abschreibungsregeln vorschreibt. Die Basis für die Abschreibungen sind die so genannten „historischen Anschaffungswerte“. Damit ergeben sich am Beginn der Abschreibungsperiode deutlich höhere Abschreibungen als gegen Lebensende einer Anlage.

Da in der Elektrizitätswirtschaft mit Einführung der Binnenmarktrichtlinie die Errichtung neuer Kraftwerkskapazitäten deutlich rückläufig (was durch Verfügbarkeit von ausreichenden Kapazitäten trotz Strombedarfszuwachsen lange Zeit möglich war), gibt es heute einen Kraftwerkspark, der durchschnittlich ein hohes Alter aufweist.

Damit haben wir aktuell ein „klassisches Erzeugungssystem“, das im Vergleich mit einem sich ausweitendem geringere Fixkosten (Abschreibungen, Zinsen für Eigen- und Fremdkapital, Personalkosten für den Betrieb der Kraftwerke) aufweist. Dennoch sind diese Kapazitätskosten wesentlich höher als die variablen Stromerzeugungskosten (= Brennstoffkosten).⁴

Für eine erste Abschätzung der Kosten der Erzeugungskapazität der Höchstlastkraftwerke sind die Darlegungen im hier zitierten Beitrag hilfreich.⁵

⁴ Schüppel, A., Stigler, H.: Der Wohlfahrtsgewinn der „Energy Only“-Strombörse; 13. Energieinnovationssymposium 2014, TU Graz

⁵ Stigler, H., Bachhiesl, U.: Die Leistungskomponente in der klassischen Kostenformel der Energieumwandlung „Spezifische annuitätische Stromerzeugungskosten“; Energieinnovationssymposium 2014

Qualität und Ort der zuzubauenden Kraftwerkskapazität

Kapazitätsmärkte sollen nicht nur für die „richtige Kapazitätsmenge“ sorgen sondern auch sicherstellen, dass diese am „richtigen Ort“ errichtet wird. Eine adäquate Abstimmung mit dem Bestand und dem Zubau des Netzes ist erforderlich.

Hier ist klar zwischen dargebotsabhängigen und den bedarfsgerechten Kraftwerken zu unterscheiden. Die **dargebotsabhängigen** Kraftwerke werden am Ort des Dargebotes errichtet: Flussläufe, windstarke Orte, Orte mit hoher Sonneneinstrahlung (z.B. in Österreich oberhalb von Nebelgebieten⁶).

In zeitlicher Dimension sollen Kapazitätsmärkte auch aufzeigen, welche Art von neuer zuzubauender Kraftwerkskapazität erforderlich ist: Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke.

Die Situierung neuer zusätzlich benötigten **bedarfsgerechter** Kraftwerke – traditionell nahe den Verbrauchsschwerpunkten – sollte so erfolgen, dass der erforderliche Leitungszubau minimiert wird. Dass eine zielgerichtete, optimale örtliche Situierung wesentlichen Einfluss auf den erforderlichen Netzzubau hat, konnte von unserem Institut kürzlich eindrucksvoll nachgewiesen werden.⁷

Kapazitätsmarkt und / oder Energy-Only-Markt?

Der Energy-Only-Markt hat unbestreitbare Meriten, indem er mittels der Substitution von teureren Kraftwerken durch billigere Kraftwerke gesamtwirtschaftlich Kosten erspart. Dieser Nutzen ist auch künftig jedenfalls zu erhalten.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass künftig ein immer höherer Anteil an Kraftwerken mit niedrigen oder keinen variablen Kosten zur Bedarfsdeckung beitragen wird und dadurch ein Markt erforderlich wird, der dann die überwiegend anfallenden Kapazitätskosten abzudecken in der Lage ist.

Fixkostentragung für Kraftwerke erneuerbarer Energien

Aus dem wohlfahrtsökonomischen Marktkonzept heraus bekommen die erneuerbaren Energien Photovoltaik, Windkraft und Laufwasserkraft geringe oder keine Kapazitätskosten abgegolten, da sie nur einen geringen oder keinen Beitrag zur Abdeckung der höchsten Last leisten.

Durch Kombination von deren Erzeugung und Speicherung – vorrangig Pumpspeicherkraftwerke – die ja selbst keine Energie erzeugen können, lässt sich aber der

⁶ Weyss, Norbert: International Institute for Applied Systems Analysis, RR, 1977

⁷ Nischler, G., Stigler, H.: Ausbauplanung von Übertragungsnetzen als Voraussetzung für die Integration von erneuerbaren Energien; Tagung IRED Deutschland – Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien, Berlin 29.1.2014

Wert dieser dargebotsabhängigen Kraftwerke durch zeitliche Verlagerung der erzeugten Energiemenge in die Höchstlastzeiten deutlich erhöhen.⁸

Der Wert der Erneuerbaren Energien zeigt sich vor allem in einer Opportunitätskostenbetrachtung gegenüber dem gesamten übrigen System. Man erspart sich einerseits einen gewissen Anteil an bedarfsgerechter Spitzenlastkapazität (siehe das Vorige), andererseits auch die bei den bedarfsgerechten Kraftwerken eingesparten Energiemengen.

Das bedarfsgerechte Erzeugungssystem kann zudem anders (und damit billiger) ausgelegt werden. Die thermischen Grundlastkraftwerke fahren aufgrund der EE-Erzeugung deutlich weniger Volllaststunden pro Jahr und auch die Höchstlastkraftwerke werden aufgrund erhöhten EE-Anteils anders ausgelastet werden.

Eine mit dem eben Angeführten korrespondierende Fragestellung bezieht sich auf die so genannte „Absetzung für Abnutzung“. Aktuell geht man in der Elektrizitätswirtschaft davon aus, dass dieser Kostenbestandteil als jährlich fixe Größe anfällt. Es ist aber auch vorstellbar, dass man die Abschreibung entsprechend dem Wertverzehr (also entsprechend den konkreten Einsatzstunden) vornimmt. Analoge Kosten gibt es ja auch für Schnellstart usw.

Andererseits kommt es aufgrund der Langlebigkeit der elektrizitätswirtschaftlichen Anlagen auch zu einem Wertverzehr einfach durch den Zeitverlauf: Kraftwerke „altern“ und verlieren dadurch entsprechend an Wert, dass sie eben nicht mehr dem aktuellen technischen Stand entsprechen.

Die hier angesprochenen Fragestellungen werden mit zunehmenden Anteilen von erneuerbaren Energien im Gesamtsystem jedenfalls immer gewichtiger werden – unabhängig von der jeweiligen Marktorganisation in naher und fernerer Zukunft.

Richtige, steuernde Preissignale für die Stromnachfrage(r)

Ein Kapazitätsmarkt soll auch seine Wirkungen auf die Verbraucher entfalten. Das Verursacherprinzip soll auch das Kostentragungsprinzip sein. Dementsprechend sollen Verbraucher, die keine Kapazität verursachen, auch keine überbürdet bekommen – und vice versa. Kunden, die ihren Bezug gerade zu schwierigen Zeiten reduzieren und damit Kapazität sparen helfen, sind entsprechend zu entlasten

Kunden, die ihren Leistungsbezug vor allem im Sommer, am Wochenende oder in der Nacht haben, sind nicht (zumindest nicht mit den vollen) Kapazitätskosten zu belasten.

Dieses grundsätzliche Prinzip gilt in gleicher Weise für zusammengefasste Gruppen von Verbrauchern. Dementsprechend sollen die Kapazitätskosten (vor allem) von jenen Gruppen getragen werden, die sie verursachen. Hier sind einige Fälle zu unterscheiden: bei gleichbleibendem Gesamtbedarf bezieht die eine Gruppe immer weniger, die andere immer mehr Höchstlastkapazität; steigender Kapazitätsbedarf wird von einer gleichbleibenden und einer wachsenden Gruppe hervorgerufen usw.

⁸ Nacht, Th., Stigler, H.: Die Erhöhung des Wertes erneuerbarer Einspeisung durch Pumpspeicherkraftwerke, 13. Energieinnovationssymposium 2014, TU Graz

Die hier gezeigten Beispiele gelten natürlich auch innerhalb einer konkreten Gruppe (zB Pensionisten- v. Luxus-Haushalt). Die Ermittlung der sogenannten „Standard-Lastprofile“ müsste derartige Gegebenheiten schon aufgrund einer gerechten Kostenaufteilung entsprechend berücksichtigen. (Vgl. hierzu insbesondere die Veröffentlichungen dieses Symposiums bzgl. „Flexibilisierung des Verbrauchs“.)

Die ehemals eingesetzten ¼-h-Zähler und die 96-h-Zähler verfolgten zwar einen guten Zweck, wurden aber dem hier aufgezeigten Gedanken deshalb nicht gerecht, da sie keinerlei Bezug zum tatsächlichen (maximalen Jahres-) Kapazitätsbedarf hatten, da sie jahresdurchgängig und nicht zum Jahreshöchstlastzeitpunkt zählten. Die von der EU vorgesehene Ausstattung mit „smart meters“ hat nur dann einen Sinn, wenn dadurch die hier aufgezeigten grundlegenden Gedanken realisiert werden können: sonst wird Geld „verbrannt“.