

STROMMARKT 3.0 – EIN DEMOKRATISCHES UND NACHHALTIGES STROMSYSTEM DER ZUKUNFT

Reinhard HAAS¹

Inhalt

In der Geschichte der Stromsysteme in verschiedenen Ländern hat es unterschiedliche Konstellationen in Bezug auf die Preisbildung in den Strommärkten gegeben. Nach den Perioden der staatlichen Regulierung und der Liberalisierung der Großhandelsmärkte steht das Stromsystem derzeit vor der dritten großen Herausforderung: dem Umbau zu einem bidirektionalen System, das demokratischer und nachhaltiger sein soll. Dies ist zumindest in einigen Ländern, wie Deutschland, Kalifornien oder Österreich der Fall. Und in diesen Ländern ist die Änderung des Prinzips der Preisbildung auch bereits im Gange.

Ein zentraler Grund dafür ist, dass in den letzten Jahren die Stromproduktion aus variablen erneuerbaren Energieträgern (EET), speziell aus Wind- und PV-Kraftwerken vor allem in Deutschland, beträchtlich gestiegen ist. Dies hat weiters zur Befürchtung geführt, dass aufgrund großer Mengen variabler EET und reduzierter Verfügbarkeit (flexibler) thermischer Kraftwerke die Versorgungssicherheit sinken könnte. Dies führte in vielen Ländern Europas und auch auf EU-Ebene zur Forderung nach einem neuen „Strommarktdesign“.

Das zentrale Ziel dieses Beitrags ist es, zu zeigen, wie im Strommarkt 3.0 Anreize geschaffen werden, um sehr große Mengen variabler erneuerbarer Energie in das Stromsystem zu integrieren und das System (energiewirtschaftlich) trotzdem ausgeglichen zu halten.

Die drei historischen Perioden des Marktdesigns in Strommärkten und die daraus resultierende Preisbildung zeigt Abb. 1. Ein wichtiger Aspekt der zweiten (mittleren) Periode in Abb. 1 ist, dass in Europa zu Beginn der Liberalisierung große Überkapazitäten an Kraftwerken existierten, die es möglich machten, auf reiner, auf kurzfristigen Grenzkosten basierender, Preisbildung zu vertrauen.

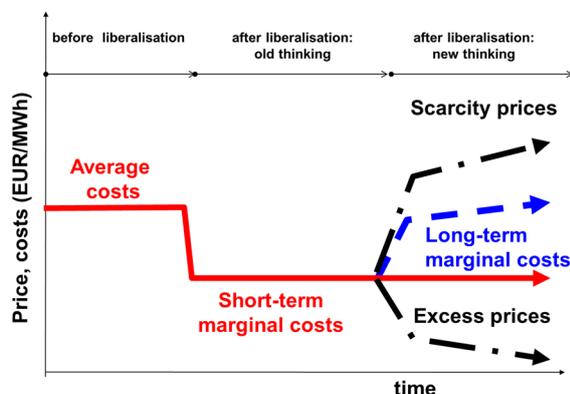


Abbildung 1: Drei Perioden des Marktdesigns in Strommärkten und die daraus resultierende Preisbildung

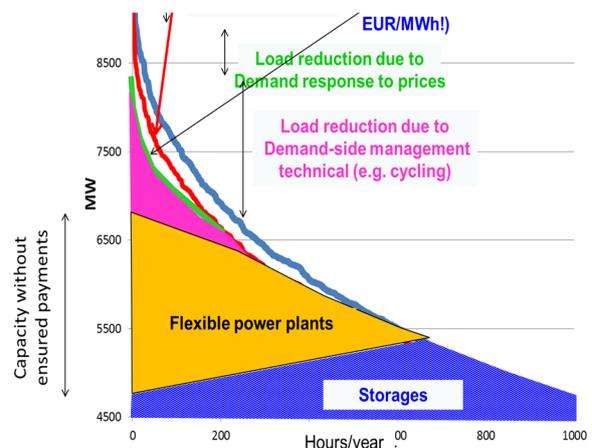


Abbildung 2: Anteile einzelner möglicher angebots- und nachfrageseitiger Optionen zur flexiblen Deckung der Residuallast zu Engpasszeiten

Die wichtigsten Optionen zur Lösung der vermuteten Probleme – *Revised Energy-only-markets* und staatlichen Kapazitätszahlungen für angebotsseitige Kapazitäten – werden im Folgenden analysiert und deren Vor- und Nachteile zu identifizieren.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe / Energy Economics Group, Gußhausstraße 25/370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801-37352, haas@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Die Idee der *Revised Energy-only-markets* basiert auf der Überzeugung, dass in Zukunft nicht immer die kurzfristigen Grenzkosten die Strompreise bestimmen, sondern auch Knappheitspreise zustande kommen können, um den Betreibern flexibler Kraftwerke zumindest ausreichende Deckungsbeiträge zu sichern. Am einfachsten und am kompatibelsten mit Wettbewerb ist es daher, die Strompreise weiterhin die Märkte bestimmen zu lassen. Es werden sicher nicht alle konventionellen Kraftwerke von heute auf morgen abgeschaltet oder eingemottet werden und es werden sich Strommarktpreise und angebotene Kraftwerkskapazitäten nach einiger Zeit einpendeln. Allerdings ist dazu das in Abb. 1 beschriebene Preismuster der dritten Periode (ganz rechts) zu akzeptieren. D.h., wenn die Regulatoren bereit sind, gelegentlich hohe Preisspitzen – die deutlich über den kurzfristigen Grenzkosten liegen können – in Spotmärkten zu akzeptieren, ohne die Marktteilnehmer des Missbrauchs von Marktmacht zu beschuldigen – gäbe es keinen Grund mehr für die Einführung grundsätzlich anderer Marktmodelle.

Als wichtigste Erkenntnis ergibt sich, dass im derzeitigen und zukünftigen System also nicht mehr die Erzeuger im Mittelpunkt stehen, sondern die Vertriebsunternehmen bzw. die Bilanzgruppen, siehe Abb. 4. Eine Bilanzgruppe ist eine Einheit in einer Regelzone eines Strommarktes (zumindest in Deutschland und Österreich), welche sicherzustellen hat, dass Angebot und Nachfrage in jedem Moment ausgeglichen sind, z.B. die Grazer oder die Wiener Stadtwerke. Um dieses Ziel zu erreichen sind Eigenstromerzeugung, zentrale oder dezentrale Speicher, kurz- und langfristiger Handel sowie diverse Flexibilitätsmaßnahmen möglich. Wichtig ist, dass jede Abweichung vom Fahrplan bzw. Differenz hohe Kosten verursacht und somit eine Bestrafung bewirkt. Das Stromsystem im Neuen Denken der Zukunft wird also anders aussehen als das eindimensionale Alte Denken. Es wird die Bilanzgruppe im Mittelpunkt haben, bidirektional sein und „Prosumagers“ werden eine wichtige Rolle spielen. Darauf würde ein Modell zur zukünftig möglichen flexiblen Deckung der Residuallast aufbauen.

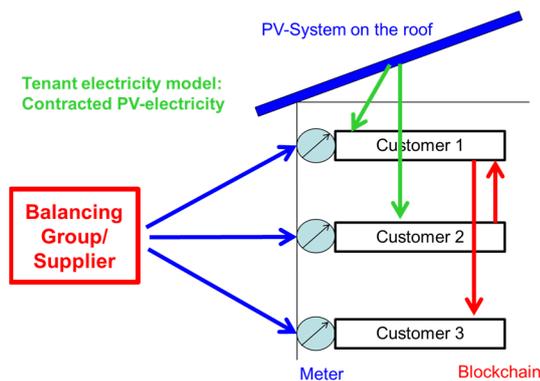


Abbildung 3: Das Mieterstrommodell und Blockchain: Zukünftige mögliche flexible Deckung der Residuallast zu Engpaßzeiten

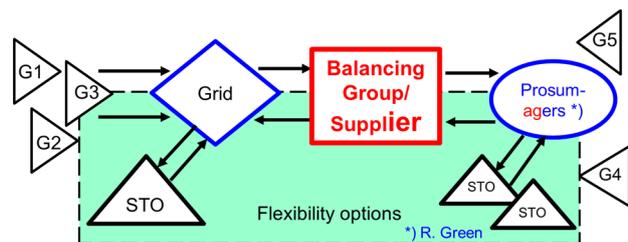


Abbildung 4: Neues Denken in Strommärkten: Birektionaler Stromfluß und -handel und zunehmende Bedeutung von „Prosumagers“

Als Alternative dazu werden zentrale Kapazitätzahlungen diskutiert. Das Hauptargument der Apologeten dieser Idee ist, dass wenn nicht eine fixe „Stand-by fee“ für fossile Kraftwerke bezahlt werden würde, diese stillgelegt werden, weil sie nicht mehr profitabel wären oder sogar Verluste bedeuten würden. Das zentrale Problem dieses Ansatzes ist, dass dieser rein auf der Stromerzeugung fokussiert und damit die Marktanreize für viele andere Optionen vor allem nachfrageseitiger Aspekte völlig vernachlässigen würden.

Die wichtigsten *Schlussfolgerungen* sind: (i) die Annahme, dass der Strompreis immer aus den kurzfristigen Grenzkosten zu resultieren hat, ist nicht länger haltbar; (ii) Kapazitätsmärkte bedeuten eher Rückschläge für die Wettbewerbsidee und die Rückkehr zu einer rein angebotsorientierten Strom„planwirtschaft“; (iii) Der wichtigste Aspekt derzeit ist, das Potenzial an phantasievollen Lösungen aller Marktteilnehmer auszuschöpfen und der vollen Bandbreite an angebots- und verbraucherseitigen Optionen (inkl. Smart-Grids, Speicher und verbraucherseitige Optionen) eine Chance zu geben; (iv) Eine bedeutende Rolle im zukünftigen Stromsystem wird die dezentrale Photovoltaik spielen, Abb. 3, inkl. und exkl. dezentrale Speicher, vor allem, wenn die Schere zwischen Kosten und Endverbraucherpreisen noch weiter auseinander geht.