

# STROMMÄRKTE ODER STAATLICHE PLANUNG?

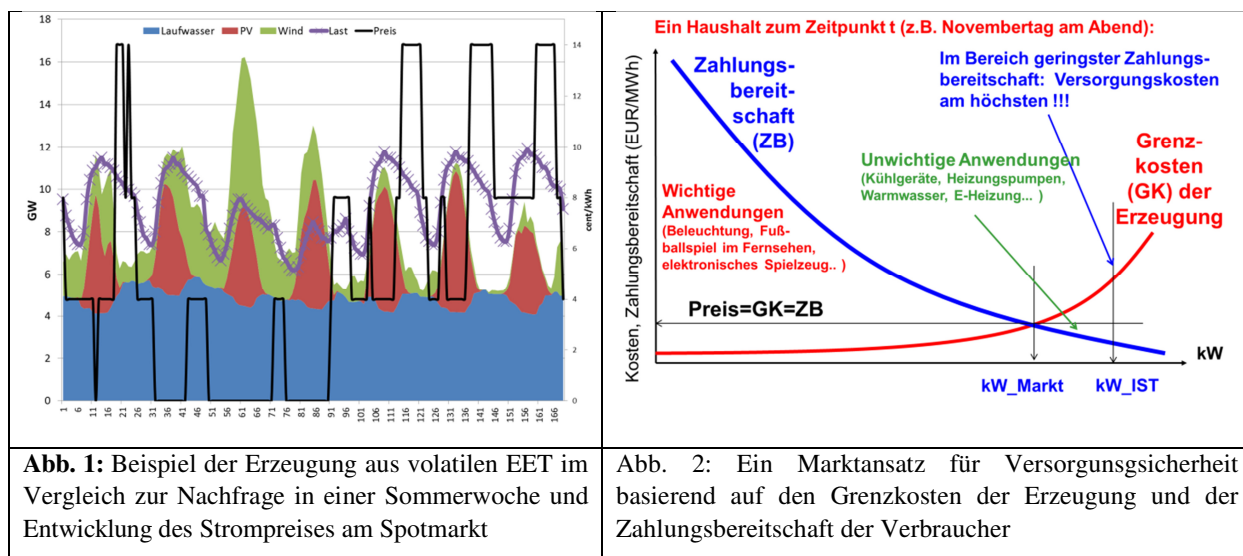
Reinhard Haas<sup>1</sup>

## Abstract

In den letzten Jahren ist die Stromproduktion aus volatilen erneuerbaren Energieträgern (EET), speziell aus Wind- und PV-Kraftwerken vor allem in Deutschland, beträchtlich gestiegen. Dies hat zur Befürchtung geführt, dass aufgrund großer Mengen volatiler EET und reduzierter Verfügbarkeit (flexibler) thermischer Kraftwerke die Versorgungssicherheit sinken könnte. Dies führte in vielen Ländern Europas – auch auf EU-Ebene zur Forderung nach einem neuen „Strommarktdesign“. Wie dieses allerdings aussehen könnte, dazu gibt es eine breite Palette an Vorschlägen. Das **zentrale Ziel dieses Beitrags** ist es, die wichtigsten Optionen zur Lösung der vermuteten Probleme – *revised Energy-only-markets* und staatlichen Kapazitätzahlungen für angebotsseitige Kapazitäten – zu analysieren und deren Vor- und Nachteile zu identifizieren.

Die Idee der *Revised Energy-only-markets* basiert auf zwei Eckpfeilern:

Zunächst darauf, 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. Dazu zeigt Abb. 1 für das Beispiel der Erzeugung aus PV, Wind und Laufwasserkraft im Vergleich zur Nachfrage in einer Sommerwoche, wie sich die Verhältnisse bei großen Mengen volatiler EET praktisch darstellen. Bei Unterdeckung sind diese zusätzlichen Mengen aus flexiblen Kraftwerken oder Speichern oder durch verbraucherseitige Maßnahmen abzudecken. Basierend auf den oben angestellten Überlegungen in Bezug auf die Preise konventioneller Kapazitäten bedeutet das, dass zu Unterdeckungszeiten die Strompreise sehr hoch werden, bei Überdeckung werden sie in der Nähe von Null (oder darunter) sein, Abb. 1. Daraus ist auch erkennbar, dass langfristig bei großen Mengen an intermittierenden EET die price spreads wieder deutlich steigen werden. Anmerkung: Die hohen Preise in Abb. 1 resultieren aus ca. 1000 Vollaststunden pro Jahr.

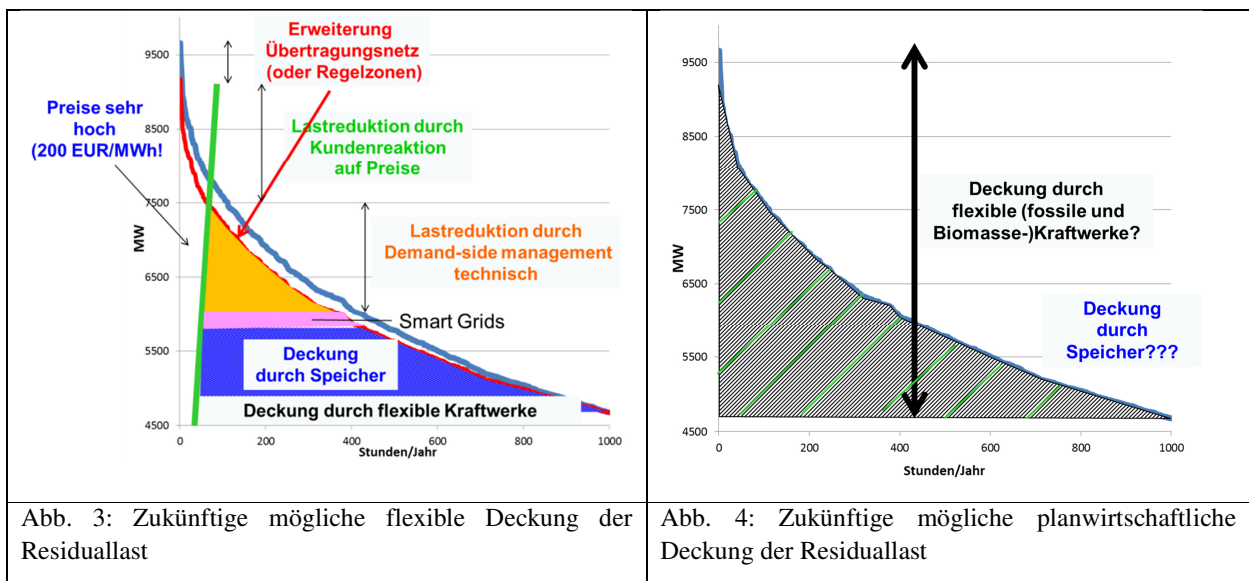


Am einfachsten und wettbewerbskompatibelsten wäre es also aus der Sicht des Autors, die Strompreise weiterhin die Märkte bestimmen zu lassen. Es werden sicher nicht von heute auf morgen alle konventionellen Kraftwerke abgeschaltet oder eingemottet werden und es werden sich Strommarktpreise und angebotene Kraftwerkskapazitäten nach einiger Zeit einpendeln. Allerdings ist dazu zumindest vorläufig das in Abb. 1 beschriebene Preismuster zu

<sup>1</sup> Energy Economics Group, TU Wien, Gußhausstraße 25/370-3, 1040 Wien, Tel. +431/58801-37352, e-mail: [haas@eeg.tuwien.ac.at](mailto:haas@eeg.tuwien.ac.at); Web: [www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at)

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.

Der zweite Eckpfeiler ist eine nachfrageseitige Kontrahierung von Kapazitäten. Dazu ist vor allem die historische und derzeit noch immer gültige Definition von Versorgungssicherheit – dass jede Nachfrage zu jeder Zeit angebotsseitig zu decken ist, egal was es kostet – im Sinne einer Balance von angebots- und nachfrageseitigen Optionen sowie der Zahlungsbereitschaft der Konsumenten – Abb 2 – in Frage zu stellen. Die marktbasiertere Alternative ist also, dass das Stromvertriebsunternehmen oder die Bilanzgruppe, vgl. Erdmann 2012, nicht nur angebotsseitig Verträge über Kapazitäten abschließt, sondern auch mit den Kunden vereinbart, wieviel diese zu welcher Zeit für Leistung tatsächlich zu bezahlen haben. Denn derzeit konsumieren diese zu Zeiten hoher Preise Stromleistungen, für die sie am wenigsten zu zahlen bereit sind, Abb. 2. Darauf würde ein Modell zur zukünftig möglichen flexiblen Deckung der Residuallast aufbauen, Abb. 3.



Als eine Alternative zu temporär hohen Preisen werden zentrale staatliche Kapazitätsmärkte (ZKM) 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 Motiv, um für Kapazität zu bezahlen, ist also Versorgungssicherheit. Bei ZKM würden von einer staatlichen Einrichtung über einen bestimmten Zeitraum flexible Kraftwerkskapazitäten ausgeschrieben – je nach diskutiertem Modell unterschiedlich – für existierende und/oder neu zu bauende flexible Kraftwerke eine fixe Zahlung für die Bereitstellung bzw. Bereithaltung erhalten würden.

Staatliche KM fokussieren rein auf der Stromerzeugung, vgl. Abb. 4, und würden damit die Marktanreize für viele andere Optionen – vor allem nachfrageseitiger Aspekte wie Anreize für *Demand-side management (DSM)* und *Demand response* – völlig vernachlässigen. Weiters beeinflussen sie den Ausbau der Übertragungsnetze, die Implementierung von Smart grids und die Rahmenbedingungen für dezentrale und zentrale Speicher,.

Die wichtigsten **Schlussfolgerungen** dieser Arbeit sind, dass (i) die Annahme, dass der Strompreis immer aus den kurzfristigen Grenzkosten zu resultieren hat, nicht länger haltbar ist; (ii) Kapazitätsmärkte der Tod jeder Wettbewerbsidee und der Beginn bzw. die Rückkehr zu einer rein angebotsorientierten Strom“planwirtschaft“ wären und (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, Netzerweiterungen, DSM und Speicher) eine Chance zu geben (Abb. 3).