

Das neue Energiesystem – kann der Markt es wirklich regeln?

Es ist weit mehr als ein sprachliches Ärgernis, den hochkomplexen Stromsektor mit seinen vielfältigen infrastrukturellen Voraussetzungen und Interdependenzen, seinen differenzierten Auflagen zur Versorgungssicherheit und weitreichenden regulatorischen Anforderungen zum „Energemarkt“ zu verzweigen und in den Lehrbüchern nachzuschauen, ob dessen „Marktdesign“ noch die Voraussetzung für „optimale“ Ergebnisse biete. Die Europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Acer) in Ljubljana hat dies erst jüngst wieder praktiziert.

Anlass für einen solchen unterkomplexen Design-Check waren aktuell die exorbitanten Preissteigerungen beim Erdgas, in deren Gefolge auch die Strompreise auf den Großhandelsmärkten regelrecht explodiert waren. Insbesondere der französische Wirtschaftsminister Le Maire äußerte lautstark seinen Unmut darüber, dass der Preis für „dekarbonisierten Strom“ weiterhin vom Preis für fossile Brennstoffe abhängt, wobei er vor allem seine Atomkraftwerke im Blick hatte. Implizit stellte er damit jedoch den Preisbildungsmechanismus an den Strombörsen in Frage, wonach im Wesentlichen die Brennstoffkosten des letzten noch benötigten Kraftwerks den Preis setzen, auch wenn sein Beitrag zur Stromerzeugung marginal ist. Das betrifft vor allem Erdgaskraftwerke, die auf Grund ihrer Flexibilität immer dann einspringen, wenn das Wind- und Solarangebot (beziehungsweise in Frankreich die Nuklearstromerzeugung) nicht ausreicht, um die Nachfrage zu decken.

Die folgende Abbildung zeigt exemplarisch die jeweiligen Anteile an der Last am 27. Mai 2022 um 7 Uhr morgens: Während Steinkohle- und Erdgaskraftwerke zusammen deutlich unter zehn Prozent zur Lastabdeckung beitragen, setzen sie doch mit 138,60 Euro je Megawattstunde (MWh) (day-ahead) den Preis auch für alle nahezu grenzkostenfreien Anlagen (Solar und Wind, Laufwasser, Pumpspeicher) sowie für alle Anlagen mit sehr niedrigen Grenzkosten (Atom, Pumpspeicher). Diese Situation ist typisch für viele Stunden im Jahr, in denen fossile Kraftwerke nur noch eine untergeordnete Rolle spielen, da sie mit ihren hohen Brennstoffkosten zuzüglich der mittlerweile stark gestiegenen CO₂-Kosten von den erneuerbaren Anlagen verdrängt werden, bei denen diese Kosten gerade nicht anfallen.

Vor dem Hintergrund dieser zunehmend skurril anmutenden und einer breiten Öff-

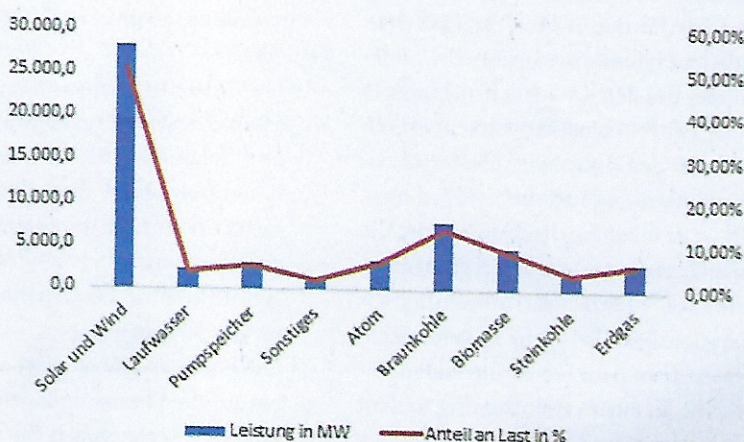
fentlichkeit kaum zu vermittelnden Situation hatte die EU-Kommission Acer beauftragt, etwaigen Reformbedarf mit dem engen Fokus auf die Funktionsweise der Stromgroßhandelsmärkte („Marktdesign“) zu analysieren. Der Ende April erschiene-



Uwe Leprich

ist Professor an der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlands. Der Ökonom war von 2011 bis 2019 vom Europaparlament gewähltes stellvertretendes Mitglied des Administrative Boards von Acer.

Lastbeiträge in Deutschland am 27. Mai 2022 um 7 Uhr morgens



Quelle: Energy-Charts

Power Purchase Agreements (PPA)

sind Verträge zwischen einem (meist größeren) Stromabnehmer und einem Erzeuger erneuerbarer Energien. Sie begründen eine direkte Lieferbeziehung zwischen den Vertragspartnern über einen festen Zeitraum (in der Regel fünf bis zehn Jahre) zu einem festen Preis pro Kilowattstunde unabhängig vom jeweiligen Marktpreis.

Differenzverträge (Contracts for Difference – CfD)

sind ein finanzielles Produkt zur Absicherung eines volatilen oder unsicheren Preises. Für erneuerbare Energien sichern CfD Projektentwickler gegen niedrige Strompreise und Stromverbraucher gegen hohe Strompreise ab. Liegt der durchschnittliche Strompreis unter dem CfD-Preis, so erhält der Anlagenbetreiber diese Differenz als Zuzahlung. Liegt der Strompreis über dem CfD-Preis, so zahlt der Anlagenbetreiber die Differenz aus.

ne knapp 80-seitige Acer-Bericht enttäuschte die Brüsseler Liberalisierungs-Orthodoxie nicht: Der Markt funktioniere laut dieser Analyse prima, die geltenden Marktregeln hätten sogar dazu beigetragen, die derzeitige Krise zu entschärfen und somit Strombeschränkungen oder sogar Stromausfälle zu vermeiden. Zudem sei der Nutzen des grenzüberschreitenden Stromaustauschs mit durchschnittlich 34 Milliarden Euro pro Jahr wahrscheinlich noch unterschätzt.

Umwälzende Entwicklungen

Als Faustregel gelte ohnehin: Je interventionistischer der politische Kompass, desto größer das Potenzial, den Markt zu verzerren – also Hände weg von jeglichen Veränderungen des seit Beginn der Liberalisierung in den 90er Jahren in Stein gemeißelten einheitlichen Grenzkostenregimes! Und jeder Schritt, der den tatsächlichen Markt in Richtung Lehrbuchmarkt weiterentwickelt – etwa durch den Abbau von Marktzutrittsbeschränkungen – ist natürlich willkommen.

Nun ist es einer Institution, für die die Rationalität eines gemeinsamen grenzüberschreitenden Elektrizitätsbinnenmarkts Legitimationsbasis ist, nicht zu verdenken, wenn sie sich an dem konstituierenden Regelwerk wie an einem Rettungsring festhält und jeder grundlegenden Veränderung eine Absage erteilt.

Unterstützt wird sie aktuell jedoch auch von einer Vielzahl von Energieverbänden – die bei genauer Betrachtung durchaus unterschiedliche politische Ziele verfolgen. Ob ihre kurzfristigen Ziele möglicherweise doch übereinstimmen, oder ob die Marktgläubigkeit auch die Überwinder des fossilnuklearen Energiesystems mehrheitlich ergriffen hat, kann hier nicht abschließend gewürdigt werden.

Wird aber die übliche Marktrhetorik einmal ausgeblendet, erscheint es höchste Zeit, sich mit dem künftigen Design eines zunehmend integrierten Strom-Wärme-Sektors grundsätzlicher auseinanderzusetzen. Eine ganze Reihe umwälzender Entwicklungen erscheinen immer weniger mit dem heutigen grenzkostenorientierten einheitlichen Strom-Großhandelsmarkt vereinbar:

- Der mit Abstand größte Anteil der künftigen Stromerzeugung – Wind- und Solaranlagen – ist nahezu grenzkostenfrei. Die Refinanzierung grenzkostenfreier Erzeugung in einem grenzkostenorientierten Preisbildungsregime kommt letztlich einer Quadratur des Kreises gleich.
- Die höchsten Zubauraten entfallen dabei auf die Photovoltaik, einer rein dezentralen Technologie. Allein Deutschland will bis 2040 das Fünffache seiner

heutigen Jahreshöchstlast an PV-Leistung installiert haben.

- Durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärmesektors (Wärmepumpen) und die Verwendung dezentralen Überschussstroms (etwa in Power-to-X-Anlagen) sind der Strom- und der Wärmesektor künftig nicht mehr voneinander zu trennen.
- Die fortschreitende Digitalisierung ermöglicht immer intelligenter regionale und lokale Systemlösungen für einen noch stärker dezentralen Angebots-/Nachfrageausgleich, etwa in Quartierkonzepten oder Nachbarschaftslösungen.

Vor diesem Hintergrund ist es interessant zu beobachten, an welchen Stellen sich selbst Acer in ihrem Bericht von den naiven Vorstellungen eines „unverzerrten“ Markts verabschiedet. Ich zitiere eine Passage:

„Wenn die Regierungen dem Aufbau neuer kohlenstoffarmer Stromerzeugungsanlagen in großem Umfang und mit hoher Geschwindigkeit Vorrang einräumen und gleichzeitig eine Gesamtobergrenze für die Einnahmen festlegen, die die so geförderten Erzeuger legitimerweise erzielen können, scheint die Entscheidung für produktionsorientierte Systeme, bei denen jede erzeugte MWh gleich vergütet wird, angemessen zu sein. Dies könnte etwa durch Contracts for Difference (CfD) erreicht werden, wobei zu beachten ist, dass das Ergebnis in gewisser Weise den Einspeisetarifen entsprechen könnte.“

Da die europäischen Regierungen dem Aufbau erneuerbarer Energien zweifellos „Vorrang einräumen“, um die Ziele des Pariser Klimaabkommens zu erreichen, sieht auch Acer feste Einspeisetarife in Form von CfD offenbar als legitimes und geeignetes Instrument an. Oder anders formuliert: Acer setzt nicht auf den „unverzerrten“ Strom-Großhandelsmarkt, wenn es um die Finanzierung des dominierenden Anteils künftiger Stromerzeugungsanlagen in Europa geht. Um nicht zu offensichtlich den Eindruck zu verfestigen, dass der aktuelle Großhandelsmarkt grundsätzlich nicht in

der Lage sein wird, den wesentlichen Teil der Zukunftsinvestitionen im Bereich der Stromerzeugung zu stemmen, hebt Acer in ihrem Bericht die künftige Bedeutung von Power Purchase Agreements (PPA) hervor. Diese bilateralen Verträge zwischen Erzeugern und Weiterverteilern sowie größeren Endverbrauchern benötigen als „marktwirtschaftliche“ Instrumente keine staatliche Unterstützung und wären daher die präferierte Lösung allerer, die unverdrossen an eine umfassende Lösungskompetenz von Märkten glauben. Allerdings kommt auch Acer nicht umhin, etwaige überschießende Hoffnungen in PPAs zu dämpfen und zum einen darauf hinzuweisen, dass es an dieser Stelle bis 2030 um einen maximalen Marktanteil von zehn bis 25 Prozent der gesamten Wind- und PV-Investitionen gehe, zum anderen gerade für kleinere Marktteilnehmer öffentliche Garantien unentbehrlich seien.

Der Realität öffnen

Darüber hinaus eröffnet die EU-Behörde sogar ordnungspolitische Optionen: „Zentralisierte spezifische Maßnahmen werden manchmal als mögliche Lösung für angebliches Marktversagen (zum Beispiel die Beschaffung öffentlicher Güter wie Systemdienstleistungen) oder zur Ankurbelung unreifer Märkte angesehen. Da die Ziele nicht notwendigerweise vom Markt festgelegt werden, könnte die entscheidende Behörde (und nicht der wettbewerbsorientierte Markt) letztendlich den zu verfolgenden Technologiemark bestimmen.“

Auch wenn man dem Text anmerkt, wie schwer Acer mit sich ringt, diese Maßnahmen überhaupt als legitim anzusehen, kommt man offensichtlich nicht umhin, sich der Realität ein Stück weit zu öffnen. Wenn man diese Passage offensiv interpretiert und realistischerweise davon ausgeht, dass man weder die Finanzierung der notwendigen Flexibilitätsoptionen noch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelenergie, Reservekapazitäten) oder die Ankurbelung unreifer Märkte (etwa Wasserstoff, Batteriespeicher) den grenzkostenorientierten Großhandelsmärkten überlas-

Bewertung künftiger Beiträge der grenzkostenorientierten Strom-Großhandelsmärkte zur Finanzierung des künftigen Stromsystems

Grenzkostenorientierte Strombörse + einheitlicher Strom-Großhandelsmarkt	
Finanzierung der variablen Kosten des bestehenden Kraftwerksparks mit Grenzkosten > 0	
Finanzierung grenzkostenfreier Anlagen	
Finanzierung Flexibilitätsoptionen	
Finanzierung Systemdienstleistungen	
Finanzierung Zukunftsoptionen (z.B. Speicher)	
Finanzierung Infrastruktur	

Legende

	funktionsfähig
	nicht ausreichend
	nicht möglich

Quelle: Uwe Leprich

sen kann, stellt sich verschärft die Frage, warum Acer auch und gerade in der aktuellen preislichen Krisensituation so sklavisch am selbigen festhält.

Die obige Abbildung gibt eine Einschätzung der geringen Beiträge, die grenzkostenorientierte Strom-Großhandelsmärkte im Hinblick auf die Finanzierung des künftigen Stromsystems leisten können.

Letztlich haben die Einnahmen an der Strombörse meines Erachtens in der Perspektive den Charakter eines „Zubrots“, das man gerne mitnimmt, wenn die Finanzierung anderweitig gesichert ist.

Kurzum: Acer hat mit diesem Bericht eine Chance vertan, den Blick nach vorne zu richten und ein fundamental neues Design eines künftig eng vernetzten, dezentral organisierten Strom-Wärmesektors zu motivieren und zu durchdenken („Sektordesign“).

Wesentliche Elemente eines solchen Designs wären

- Ausschreibungen für Flexibilitätsoptionen auf den unterschiedlichen Netzebenen,
- Anreizelemente für einen deutlich dezentraleren Angebots-/Nachfrageausgleich zur Netzentlastung und damit Verabschiedung der Fiktion einer europäischen Kupferplatte,
- konzeptionelle Ausgestaltung lokaler und regionaler „Stromplattformen“ zur Organisation einer weitgehenden Sektorenkopplung.

Der Leitgedanke eines solchen Sektordesigns ist die energiewirtschaftliche Subsidiarität, wonach dezentrale Subsysteme einen hohen Autonomiegrad unter Nutzung der vorhandenen lokalen und regionalen Potenziale anstreben und erst dann auf die jeweils überregionale Ebene zurückgreifen. Das verlangt neue Verantwortlichkeiten und Kompetenzen im Bereich der Versorgungssicherheit, genauso wie grünes Licht für ein intelligentes Netzmanagement der Strom- und (grünen) Gasnetze auf der lokalen und regionalen Ebene.

Schließlich wären unstrittige zentrale Elemente wie Offshore-Windparks, große Onshore-Windparks und Pumpspeicherkraftwerke in ein solches fundamental neues Sektordesign zu integrieren. Bleibt zu hoffen, dass Brüssel die Zeichen der Zeit erkennt und das 30 Jahre alte Liberalisierungskonzept für den Strom- und den Gassektor im Licht der technologischen Entwicklungen, der klimapolitischen Erfordernisse und der zunehmenden Anforderungen an die Krisenfestigkeit von Systemen („Resilienz“) grundsätzlich auf den Prüfstand stellt.



* An dieser Stelle lesen Sie einen Gastbeitrag, der nicht notwendigerweise die Meinung der Redaktion wiedergibt. Für den Inhalt sind die jeweiligen Autoren verantwortlich.