

# Kapazitätsmarkt – Zukunftsmodell oder Weg in den Subventionssumpf?

Michael Gassner

*Die Diskussion um einen „Kapazitätsmarkt“ zeugt von der Erkenntnis, dass die regenerativen Energien eine konventionelle Absicherung brauchen, sich entsprechende fossile Kraftwerke aber wegen der äußerst reduzierten Jahresbenutzungsstunden unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht rechnen. Statt neue Subventionen unter der Überschrift „Kapazitätsmarkt“ einzuführen, wird hier vorgeschlagen, einen marktwirtschaftlichen Weg zu wählen und die entsprechenden Marktpulse durch die Übertragungsnetzbetreiber setzen zu lassen. Diese sollten in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde einen entsprechenden Bedarf an Kraftwerksleistung, z. B. für eine Zehn-Jahres-Periode, abschätzen und dann die voraussichtlich notwendige Leistung eindecken. Dabei könnten diese gezielte regionale Schwerpunkte nach der Notwendigkeit künftiger Netzstabilisierung setzen.*

Die Diskussion um die Notwendigkeit eines „Kapazitätsmarkts“ [1] ist voll im Gange, da die Landschaft der Stromerzeugung in Deutschland aufgrund der „Energiewende“, d. h. des Ausstiegs aus der Kernenergie und des hohen Zubaus an Anlagen, die nach dem EEG gefördert werden, in völligem Umbruch ist. Gewiss sind nur zwei Tatsachen:

- Die stark fluktuierende Stromproduktion in den Anlagen, die begünstigt nach dem EEG Strom produzieren und auf Basis dieses Gesetzes vorrangig einspeisen dürfen, bedarf zur weiteren Gewährleistung einer störungsfreien Versorgung zwingend einer Absicherung, d. h. der Vorhaltung von Leistung, bzw. „Kapazität“ [2].

- Die finanziellen Lasten, die aufgrund des EEG und der Notwendigkeit der zusätzlichen Bereitstellung solcher „Ausfallkapazitäten“ auf die Energieunternehmen und ihre Kunden, d. h. auf private und industrielle Verbraucher zukommen, sind enorm und bilden wegen der dadurch steigenden Preise eine Gefahr für Arbeitsplätze in energieintensiven Industrien [3]. Der Präsident des Bundeskartellamts, Andreas Mundt, erklärt, bleibe es beim geltenden Fördermodell für erneuerbare Energien, werde man die Haushaltskunden finanziell hoffnungslos überfordern, die stromintensive Industrie vertreiben und den bestehenden konventionellen Kraftwerkspark partiell in Investitionsruinen verwandeln [4].

Beide Tatsachen, Probleme der Versorgungssicherheit wie der Finanzierbarkeit können heute nur festgestellt werden; Lösungen auf Basis der bestehenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedin-

gungen werden jedenfalls bislang keine aufgezeigt. Mit diesem Beitrag soll deshalb ein entsprechender Versuch unternommen, oder wenigstens ein Impuls gegeben werden, die zugegebenermaßen schwierige und häufig durch Ideologien belastete Diskussion voranzutreiben.

## Spielraum für Investitionen in neue fossile Kraftwerke verschwindend gering

Das von der Politik formulierte Ziel [5], den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35 % zu erhöhen, ebenso wie die hohen finanziellen Anreize, die das EEG für den Bau der entsprechenden Anlagen setzt, haben bis heute zu einem erheblichen Zubau von Windkraftanlagen onshore, sowie neuerdings auch offshore und von Photovoltaik-Anlagen geführt [6]. Der durch das EEG formulierte Vorrang dieser Energien [7] und die Tatsache, dass sie – von Biomasseanlagen abgesehen – regelmäßig keine Brennstoffkosten haben, also in der „merit order“ ganz vorne liegen, führen dazu, dass sich die Jahresbenutzungsstunden der klassischen Erzeugungsanlagen, basierend auf Kohle oder Gas, erheblich reduzieren [8]. Sie werden aus der klassischen Mittellast ein gutes Stück herausgedrängt.

In der Folge dieser reduzierten Benutzungsstunden nimmt die Möglichkeit ab, die Kapitalkosten solcher Kraftwerke zu erwirtschaften. Dies bedeutet, dass abgeschriebene Bestandskraftwerke auf fossiler Basis, einen typischen Wirkungsgrad und damit verbundene CO<sub>2</sub>-Kosten vorausge-

setzt, durchaus ihren Platz im Markt finden können, während gleichzeitig der Raum für Neuinvestition in entsprechende Kraftwerke verschwindend gering ist. Wie soll ein neues fossiles Kraftwerk finanziert werden, wenn dabei spezifische Investitionskosten von z. B. 700 000–1 000 000 € je MW entstehen, die Zahl der Jahresvolllast-Benutzungsstunden, früher typischerweise mit 5 000–5 500 Stunden kalkuliert, nun vielleicht auf 2 500–3 000 Volllast-Stunden im Jahr zurückgeht [9]?

Nun könnte man argumentieren, dann müssten eben die Bestandsanlagen die Rolle der Redundanz übernehmen. Allerdings darf nicht übersehen werden, dass auch diese Anlagen altern und nach und nach aufgrund ihres technischen Zustands und schlechteren Wirkungsgrads stillgelegt werden. Wenn man der Frage nachgeht, ob es im deutschen, bzw. europäischen Strommarkt eine Produktionslücke gibt, so führt das in die Irre.

Bezogen auf die Produktion, d. h. die erzeugte kWh ist eine solche Lücke nicht erkennbar [10], im Gegenteil, wir werden Zeiten sehen, in denen es nicht gelingt, die notwendige Nachfrage darzustellen, um all die aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen produzierten kWh sinnvoll zu verbrauchen. Was wir allerdings in gleicher Weise sehen werden, ist eine Leistungs- oder Kapazitätslücke, die dann eintritt, wenn der Verbrauch und damit die Nachfrage hoch, im gleichen Moment jedoch die Produktion mangels Wind und Sonne zufällig schwach ist [11]. Man muss also Arbeit und Leistung unterscheiden lernen.