

# Steuert Deutschland auf Kapazitätslücke zu?

UWE HILMES\*

Der geplante Ausstieg aus der Kernenergie, ein veralteter Kraftwerkspark, ambitionierte Klimaschutzziele sowie regulatorische Rahmenbedingungen führen zu einem Umbau der Kraftwerkslandschaft und stellen sowohl Kraftwerksbetreiber als auch potenzielle Investoren vor neue Herausforderungen.

Steuert Deutschland auf eine Kapazitätslücke zu? Welche Möglichkeiten bestehen angesichts der politisch vorgegebenen Leitplanken, sich zukünftig auf der Erzeugungsebene zu betätigen? Abseits der Diskussionen um sich abzeichnende Deckungslücken sollte jedoch nicht aus den Augen verloren werden, dass alle Investitionsentscheidungen Renditeerwartungen unterliegen. Eine mögliche Deckungslücke ist mithin nicht ausreichend, um hieraus ein Engagement im Erzeugungsmarkt abzuleiten. Der folgende Artikel widmet sich diesen Fragen und versucht, Antworten zu finden.

## Woher wir kommen – oder, warum der deutsche Kraftwerkspark so aussieht, wie wir ihn kennen

Der aktuelle deutsche Kraftwerkspark, mit seinen ca. 135 GW an installierter Kraftwerksleistung, ist zum weitaus größten Teil durch den alten Ordnungsrahmen und dessen politische Vorgaben geprägt.

Während in den sechziger Jahren fast ausschließlich Kraftwerkskapazitäten auf Basis von Braun- und Steinkohle errichtet wurden, rückten Anfang der siebziger Jahre aufgrund niedriger Öl- und Gaspreise Kraftwerke, die diese Brennstoffe verstromten, in den Vordergrund. Die Ölpreiskrisen in 1973/74 und 1981/82 führten dann zu einem massiven Kurswechsel in der Ausbaupolitik. So wurden ab Mitte der siebziger Jahre verstärkt Kernkraftwerke, aber auch wieder stein- und braunkohlebefeuerte Kraftwerke, gebaut. Gas- und ölbetriebene Anlagen entstanden nur noch zur Deckung der Spitzenlast.

Durch die politischen Veränderungen zu Beginn der neunziger Jahre und dem damit verbundenen geopolitischen Wandel veränderte sich auch die Risikoeinschätzung bezüglich der Gasbeschaffung. In Verbindung mit den damals relativ niedrigen Erdgaspreisen bei vergleichsweise hohen Strompreisen rückten erdgasbefeuerte Kraftwerke, insbesondere effiziente und kostengünstige GuD-Anlagen, als lukrative Stromerzeugungskapazitäten in den Fokus der Kraftwerksbetreiber. Der erhöhte Ersatzbedarf von Kraftwerkskapazitäten in den neuen Bundesländern führte zusätzlich dazu, dass die maroden Braunkohlekraftwerke umfangreich ertüchtigt bzw. durch moderne Braunkohlekraftwerke ersetzt wurden.

Als Zwischenfazit lässt sich Folgendes festhalten: Kraftwerkskapazitäten wurden in der Vergangenheit (bis zur Liberalisierung) unter anderen Vorzeichen gebaut. Natürlich wurden die zu tätigenden Kraftwerksinvestitionen auch einer wirtschaftlichen Bewertung unterzogen. Allerdings mit dem großen Unterschied zu heute, dass ein Mengen- (sprich Absatz-) Risiko nahezu ausgeschlossen war und ein etwaiges Preisrisiko für die Betreiber angesichts des damals bestehenden Monopolmarktes und dem üblichen Verfahren der Kostenwälzung sehr „überschaubar“ war.

## Entwicklung des Erzeugungsmarktes in den ersten 10 Jahren seit der Öffnung des Strommarktes in 1998

In den vergangenen 10 Jahren hat sich der Erzeugungsmarkt weitgehend konsolidiert. Wurden zunächst aufgebaute Überkapazitäten aus Monopolzeiten abgebaut, so wurden ab 2001 wieder neue Kraftwerke in Betrieb genommen. Hierbei handelte es sich vor allem um effiziente GuD-Anlagen und Stromerzeugungskapazitäten auf Basis regenerativer Energien.

Zudem veränderte sich der regulatorische Rahmen auf dem deutschen Strommarkt

grundlegend. Die Liberalisierung der europäischen Energiemärkte und die weltweiten Klimaschutzbemühungen mit entsprechenden gesetzlichen Richtlinien führten und führen zu neuen Herausforderungen, aber auch zu neuen Handlungsoptionen für Kraftwerksbetreiber.

In Deutschland treffen diese neuen Rahmenbedingungen auf einen Kraftwerkspark, der nicht wie in vielen anderen europäischen Regionen durch einen Energieträger, sondern durch verschiedene Technologien geprägt wird. Dieser Kraftwerkspark ist veraltet, so sind nahezu die Hälfte der Braunkohlekapazitäten sowie ein Drittel der bestehenden Steinkohlekapazitäten älter als 30 Jahre. Der beschlossene Kernenergieausstieg in Deutschland erhöht zusätzlich den Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten.

## Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks und Kapazitätsbedarfs

In den kommenden 15 Jahren werden in Deutschland etwa 50 bis 60 GW an Kraftwerkskapazitäten alters- oder politikgetrieben vom Netz gehen. So fallen allein infolge des Kernenergieausstiegs – unter Berücksichtigung der zugeteilten Reststrommengen – bis spätestens Mitte der 20er Jahre ca. 22 GW an Kernenergiekapazitäten weg. Zusätzlich verliert der Kraftwerkspark innerhalb dieses Zeitraums, je nach unterstellter betriebswirtschaftlicher Lebensdauer, 30-40 GW an fossiler Kraftwerksleistung altersbedingt.

Ob diese Kraftwerkskapazitäten – aus energiewirtschaftlicher Sicht – in vollem Umfang zu ersetzen sind, hängt von verschiedenen Faktoren, die im Wesentlichen durch die Politik getrieben werden, ab.

Derzeit sind in Deutschland rund 20 Kraftwerke mit einer geplanten Leistung von insgesamt ca. 9 GW im Bau. Diese Kapazitäten sollen bis ca. 2012 in Betrieb gehen und setzen sich zum Großteil aus Braun-

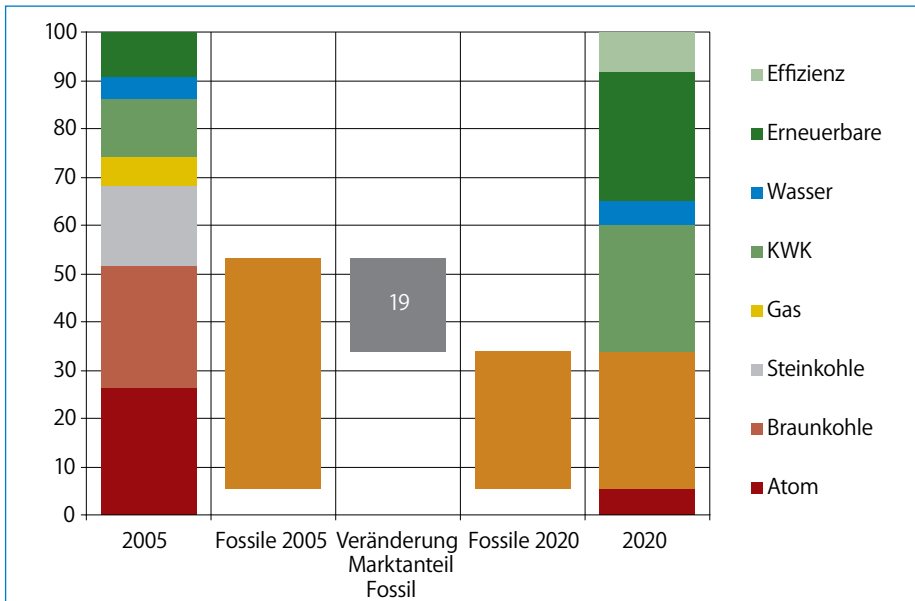


Abb. 1: „Meseberg“ mit Atomausstieg I; [Anteil an der Stromerzeugung in %]

bzw. Steinkohleanlagen zusammen. Darüber hinaus existieren etliche Ankündigungen und Planungsvorbereitungen für Kapazitäten in der Größenordnung von weiteren 30 GW. Die Realisierungswahrscheinlichkeiten dieser Projekte sind jedoch unsicher und individuell zu bewerten. Vor diesem Hintergrund wird für die weiteren Betrachtungen ein Gesamtumfang an Kraftwerksneubauten von rd. 20 GW bis zum Jahre 2020 unterstellt.

### Energiewirtschaftlicher Bedarf an fossilen Kraftwerkskapazitäten unter Berücksichtigung der energiepolitischen Leitplanken

Den Rahmen für die Einschätzung, wie viele der fossil befeuerten Kraftwerkskapazitäten zu ersetzen sind, bilden die energie- und klimapolitischen Vorgaben für die deutsche Stromwirtschaft sowie die Beschlüsse des integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung vom Dezember 2007 in Verbindung mit einer konsequenten Energieeffizienzstrategie.

Die wesentlichen Eckpfeiler lassen sich folgendermaßen skizzieren:

- Erhöhung des Anteils erneuerbarer

1 Kernenergieausstieg unter Berücksichtigung der Reststrommengen und der Übertragung von Mühlfeld-Kärlich.

Energien im Strombereich auf ca. 27 Prozent bis 2020

- Anstieg der KWK-Stromerzeugung bis 2020 auf etwa 25 Prozent der Gesamtstromerzeugung
- Erhöhung der Energieeffizienz, d.h. Abnahme der Stromnachfrage bis 2020 um 8 Prozent gegenüber 2003 (laut dena-Studie vom 12.03.2008 maximal mögliches Einsparpotenzial)

All diese Einflüsse reduzieren, wie in Abb. 1 dargestellt, den Bedarf an neuen fossilen Kraftwerkskapazitäten.

Abb. 1 macht deutlich, dass für diesen Entwicklungspfad nicht alle derzeit fossil betriebenen und stromgeführten Kraftwerkskapazitäten ersetzt bzw. erhalten werden müssen. Hätten diese Kraftwerke in 2005 noch einen Anteil an der Erzeugung von rd. 48 Prozent, so würde sich dieser entsprechend der unterstellten Prämissen um ca. 19 Prozent-Punkte (Marktanteil) reduzieren. Der Anteil dieser Kraftwerkstypen an der Stromerzeugung würde demnach bis zum Jahre 2020 auf ca. 29 Prozent sinken.

Altersbedingt gehen bis 2020 ca. 40 GW an fossilbefeuerten Kraftwerkskapazitäten verloren. Wie oben dargestellt, werden im gleichen Zeitraum rd. 20 GW an neuen fossilbefeuerten Kraftwerkskapazitäten in den Markt gebracht. Gleichzeitig entspricht der reduzierte Marktanteil von rd. 19 Prozent-Punkten einem Minderbedarf an Kraftwerksleistung von ungefähr 20 GW. Diese einfache Analyse zeigt, dass für diesen Entwicklungspfad bis 2020 keine signifikante Deckungslücke zu erwarten ist. Eine Leistungsbilanzbetrachtung unter Berücksichtigung der Regel- und Reserveleistungen ist an dieser Stelle aus Vereinfachungsgründen nicht erfolgt.

Würde man zusätzlich unterstellen, dass es zu einer Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke auf rd. 50 Jahre Betriebsdauer kommt, so ergäbe sich für das Jahr 2020 das in Abb. 2 darge-

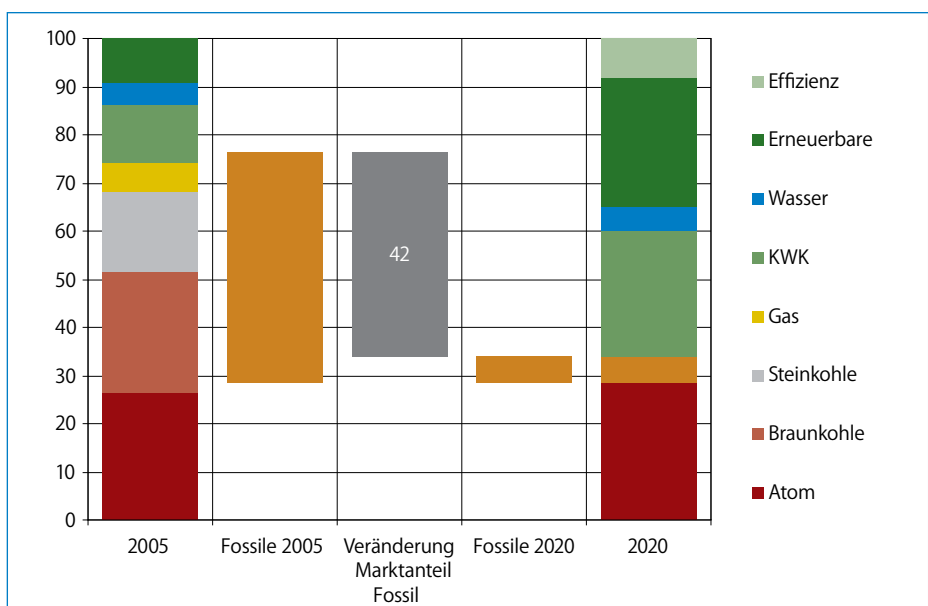


Abb. 2: Meseberg sowie Rücknahme des Atomausstiegs [Anteil an der Stromerzeugung in %]

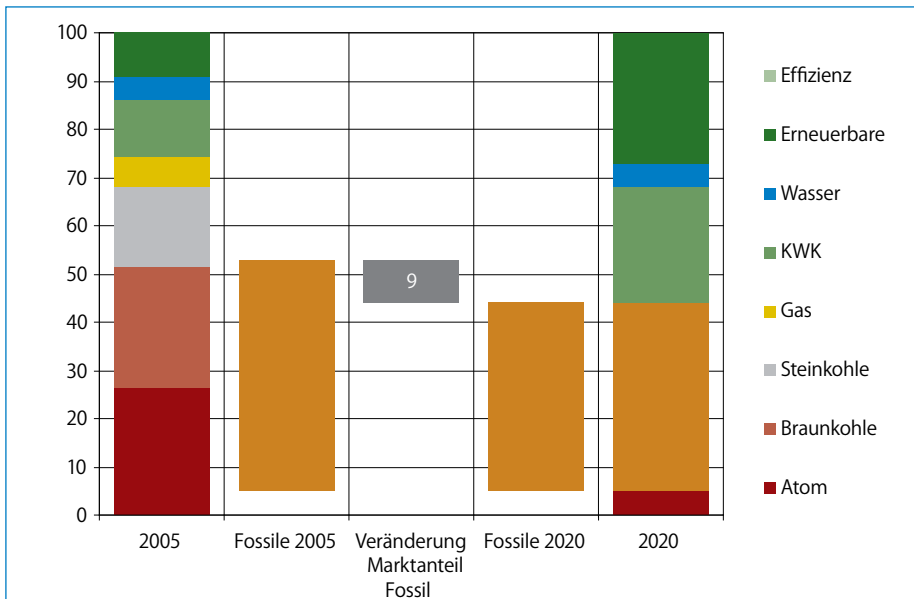


Abb. 3: Verdoppelung KWK, Ausbau Erneuerbare, aber konstante Last [Anteil an der Stromerzeugung in %]

stellte Bild. Abb. 2 zeigt deutlich, dass in einem solchen Fall der Bedarf an fossilen Kraftwerken drastisch zurückgehen würde. Der Marktanteil bezogen auf die Erzeugung sinkt in diesem Fall um rund 42 Prozent-Punkte. Für diesen Fall würden die in Bau befindlichen bzw. die mit großer Wahrscheinlichkeit bis 2016 realisierten Kraftwerksprojekte in Höhe von insgesamt rd. 20 GW sogar zu einer deutlichen Überkapazität im Markt führen.

Was aber passiert, wenn die Politik an dem Atomausstieg festhält, sich aber die gewünschten Einsparpotenziale nicht oder erst später realisieren lassen? In diesem Fall ergibt sich das in Abb. 3 dargestellte Bild.

Der Anteil der fossilbefeuerten Kraftwerke an der Stromerzeugung würde zwar, wie auch in den anderen Betrachtungen, sinken, jedoch nicht so stark wie zuvor dargestellt. Die unterstellten Neubauten von rd. 20 GW würden zusammen mit den noch in Betrieb befindlichen Altkraftwerken nicht ausreichend sein. Es würde deshalb im Jahre 2020 zu einer Deckungslücke in der Größenordnung von 10 GW kommen.

Es zeigt sich, wie sensibel die energie-wirtschaftliche Notwendigkeit des Baus neuer Kraftwerkskapazitäten von den gesetzten politischen Rahmenbedingungen

abhängt. Gleichzeitig wird klar, dass der Realisierung von Kraftwerksprojekten eine eingehende Risiko-Analyse unter Einbeziehung aller wahrscheinlichen politischen Marktszenarien vorausgehen muss. An dieser Stelle sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass im Rahmen des Artikels keine Bewertung der Wahrscheinlichkeit des Eintritts eines der dargestellten Politikszenerarien vorgenommen wurde.

### Ökonomische Bewertung von Kraftwerksneubauten

Unabhängig von einer sich ggfs. abzeichnenden Deckungslücke muss im Rahmen der Realisierung von Kraftwerksinvestitionen die betriebswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit analysiert werden.

Für die Beurteilung dieser Frage ist es jedoch nicht primär entscheidend, ob eine Deckungslücke im deutschen Strommarkt entstehen, sondern auf welche Wettbewerbssituation ein neu in den Markt gebrachtes Kraftwerk treffen könnte. In diesem Zusammenhang sind neben den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen die Investitionskosten, aber auch die Struktur des Kraftwerksparks von Bedeutung, da sich aus diesen Parametern die Angebotsfunktion für den am Markt angebotenen Strom ableiten lässt.

So ist es trotz des Nichtvorhandenseins einer Deckungslücke wahrscheinlich, dass man mit einem neuen Kraftwerk bestehende Kraftwerke verdrängt – die im direkten Vergleich unwirtschaftlicher sind. Um dies ausreichend beurteilen zu können, ist es notwendig, mit Hilfe eines Marktmodells (Fundamentalmodells) die Preisbildungsmechanismen abzubilden. Im Weiteren ist dann zu prüfen, wie robust das einzelne Kraftwerk gegen Veränderungen des Marktes ist. Das heißt, dass mit Hilfe eines solchen Marktmodells, wie es enervis für den europäischen Strommarkt entwickelt hat, überprüft werden muss, ob und unter welchen Bedingungen sich zukünftig Kraftwerksprojekte lohnen.

Ein Indiz dafür, dass es auch zukünftig und trotz aller politischer Widrigkeiten lohnen dürfte, in den Erzeugungsmarkt zu investieren, ist die rege Investitionstätigkeit der großen vier Versorgungsunternehmen in Deutschland. Sie verfolgen nach wie vor diverse Großkraftwerksprojekte, und dies sicherlich aus betriebswirtschaftlichen sowie strategischen Beweggründen. ● ● ● ● ●



#### \* Weitere Informationen:

Dipl.-Wirt.-Ing. Uwe Hilmes  
Geschäftsführer  
enervis energy advisors GmbH  
Tel. (030) 69 51 75-0  
uwe.hilmes@enervis.de  
www.enervis.de