

STELLUNGNAHME

zum Grünbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie „Ein Strommarkt für die Energiewende“

Berlin, 27. Januar 2015

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft. Mit über 245.000 Beschäftigten wurden 2012 Umsatzerlöse von mehr als 110 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 8,6 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 46 Prozent in der Strom-, 59 Prozent in der Erdgas-, 80 Prozent in der Trinkwasser-, 65 Prozent in der Wärmeversorgung und 26 Prozent in der Abwasserentsorgung. Sie entsorgen zudem jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 65 Prozent die höchste Recyclingquote unter den Mitgliedstaaten der Europäischen Union erreicht.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Kernthesen des VKU zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energie- wende“

Vorbemerkung

- Das Energiesystem in Deutschland – wie auch in der EU – befindet sich in einem Transformationsprozess, der insbesondere für die Energiewirtschaft mit erheblichen Herausforderungen verbunden ist. Die zentrale Aufgabe für Politik und Energiewirtschaft besteht darin, die hohe Qualität der Versorgungssicherheit für den Wirtschaftsstandort Deutschland und die Bürgerinnen und Bürger zu gewährleisten.
- Der VKU kritisiert bereits an dieser Stelle das Vorgehen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), das – obwohl eine ergebnisoffene Darstellung der Handlungsoptionen und eine ausgewogene Bewertung vorliegender Konzepte angekündigt wurde – das Grünbuch eine deutliche Vorfestlegung auf den Strommarkt 2.0 mit einer Reserve erkennen lässt. Diese Festlegung beruht vor allem auf den Gutachten für das BMWi.
- Das Grünbuch gibt darüber hinaus die Debatte und insbesondere die Kritik an den dem Gutachten für das BMWi zugrunde gelegten Annahmen und Schlussfolgerungen nicht in einer – im Vergleich zu den befürwortenden, ausführlichen Darstellungen des vom BMWi beauftragten Gutachtens – ausreichenden und angemessenen Qualität wieder.

Zur Grundsatzentscheidung Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt

- Damit die politische Grundsatzentscheidung über die Weiterentwicklung zu einem Strommarkt 2.0 oder einem Strommarkt 2.0 ergänzt um einen einzuführenden Kapazitätsmarkt auf umfassender Informationsbasis getroffen werden kann, hätten im Grünbuch die möglichen Risiken und Mehrkosten eines nicht funktionierenden Strommarktes 2.0 dargestellt werden müssen.
- Ein optimierter, allein auf Knappheitspreisen basierender Strommarkt gefährdet die Versorgungssicherheit. Er lässt nicht erwarten, dass in die für die Versorgungssicherheit notwendigen Kapazitäten investiert wird.
- Es ist nicht zu erwarten, dass Politik und Gesellschaft Knappheitspreise langfristig akzeptieren.

- Knappheitspreise müssen häufiger und über einen längeren Zeitraum auftreten, um Investitionen auszulösen. In diesem Fall besteht jedoch bereits Knappheit, d.h. das Preissignal kommt zu spät, da der Bau von Kraftwerken einen Vorlauf von mehreren Jahren erfordert.
- Der VKU sieht die identifizierten Lastmanagementpotentiale kritisch. Sie stehen entgegen den Annahmen nicht fixkostenfrei zur Verfügung und schrumpfen über längere Einsatzzeiträume. Lastmanagementpotentiale müssen sich ebenso wie Kapazitäten über Knappheitspreise refinanzieren. Darüber hinaus können nicht alle Industrieunternehmen ihre Nachfrage ausreichend flexibilisieren. Sie müssen in diesem Fall die nur schwer kalkulierbaren Preisspitzen zahlen.
- Der VKU weist kritisch darauf hin, dass im Grünbuch lediglich die Systemmehrkosten im Vergleich zum Strommarkt 2.0 illustriert werden. Die Gutachter haben auch Berechnungen für den Strommarkt 2.0 mit der – im Grünbuch ausdrücklich vorgeschlagenen – Reserve durchgeführt. Diese werden im Grünbuch jedoch vorenthalten.
- Schon die Systemkosten für einen Strommarkt 2.0 mit einer nach Einschätzung des VKU unterdimensionierten Reserve von 3 – 5 GW entsprechen den Systemkosten des dezentralen Leistungsmarktes.
- Bei einer Reserve besteht die Gefahr, dass sie unterdimensioniert wird und es zu Versorgungsunterbrechungen kommt. Andererseits besteht bei einer administrativ festgelegten Reserve die Gefahr der Überdimensionierung, die kostentreibend wirkt. Der dezentrale Leistungsmarkt gewährleistet dagegen zu gleichen Kosten ein höheres Maß an Versorgungssicherheit.
- Der VKU teilt die Auffassung, dass durch den europäischen Stromhandel Ausgleichseffekte genutzt werden können. Allerdings muss ergänzt werden, dass Höchstlasten durchaus parallel auftreten können und Limitationen aufgrund begrenzter Grenzkuppelkapazitäten bestehen. Angesichts der gegenwärtigen Situation und abschätzbaren Entwicklung beim Ausbau der Grenzkuppelstellen stellt sich die Frage, ob es sinnvoll ist, die auch zukünftig jederzeit zu gewährleistende Versorgungssicherheit für Wirtschaft und Bürger davon abhängig zu machen, dass möglicherweise kurzfristig die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen (siehe dazu auch: angekündigte

Zeitplanungen und tatsächliche Verwirklichung in der Ausbautwicklung des deutschen Übertragungsnetzes).

- Die im Grünbuch angenommenen Überkapazitäten von 60 GW in Deutschland, den Nachbarländern und Italien sind irreführend. Diese Kapazitäten können nur im Umfang der jeweiligen Übertragungskapazitäten genutzt werden. Die für Deutschland relevanten Überkapazitäten betragen laut Berechnungen des BDEW auf Grundlage von ENTSO-E-Daten insgesamt lediglich 15 GW.
- Die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Frankreich hat Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit des deutschen Strommarktes, da die französischen Kapazitäten die für die Refinanzierung des Kraftwerksparks notwendigen Preisspitzen in Deutschland verhindern. Stehen die französischen Kapazitäten in besonders kalten Wintern jedoch nicht zur Verfügung, ist die Versorgungssicherheit in Deutschland gefährdet.

Zum Grünbuch im Übrigen:

- Anders als im Grünbuch dargestellt, ist die Situation der KWK derzeit kritisch. Insbesondere hocheffiziente und flexible Gaskraftwerke können, anders als vom Grünbuch festgestellt, nicht wirtschaftlich betrieben werden.
- Sowohl in einem Kapazitätsmarkt als auch im EOM 2.0 werden der Day Ahead- und insbesondere der Intraday-Markt als zentrale Handelsplätze gesehen und sollten nach den Bedürfnissen des Marktes weiterentwickelt werden.
- Bilanzkreistreue wird auch weiterhin als ein wichtiges Element für Systemstabilität und Versorgungssicherheit gesehen. Die derzeitigen Anreizstrukturen, das Ausgleichssystem (reBAP) sowie die Einführung von 1/4-Stunden-Produkten am Day Ahead-Markt werden allerdings als ausreichend erachtet, um Bilanztreue sicherzustellen. Das derzeitige statische Standardlastprofil unterstützt nicht die gewünschte 1/4-stundenscharfe Bilanzkreisbewirtschaftung. Eine Verbesserung kann durch die im EnWG vorgesehene Zählerstandsgangmessung erreicht werden.
- Flexibilität sollte sowohl in einem Kapazitätsmarkt als auch im Strommarkt 2.0 dazu genutzt werden, Angebot und Nachfrage zu optimieren. Dafür bedarf es einer gezielten Anreizsetzung seitens der Lieferanten bzw. des Bilanzkreisverantwortlichen. Von einer automatisierten Weitergabe von Preissignalen ohne Einbindung des Vertriebs oder des Bilanzkreisverantwortlichen

an den Endverbraucher im Massenkundenmarkt sollte allerdings abgesehen werden.

Zum weiteren Vorgehen:

- Die Frage, ob ein Strommarkt 2.0 Versorgungssicherheit gewährleisten kann oder ein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden muss, ist auf wissenschaftlicher Ebene ausdiskutiert. Aus Sicht des VKU bleiben beim Strommarkt 2.0 zu viele Fragen unbeantwortet. Der Wirtschaftsstandort Deutschland kann seine zukünftige Energieversorgung nicht auf der unsicheren Grundlage des im Grünbuch favorisierten Konzeptes eines Strommarkt 2.0 aufbauen.
- Bei den vorgeschlagenen „Sowieso-Maßnahmen“ muss eine Detaildiskussion über die zu ergreifenden Maßnahmen stattfinden. Hier sollte es nicht grundlos zu einer Verschärfung von Maßnahmen kommen, welche nur neue Markteintrittsbarrieren schaffen würden. Gerade bei der Sicherung der Bilanzkreistreue ist zu beachten, welche Maßnahmen (z. B. Einführung von 1/4-Stunden-Produkten am Day-Ahead-Markt) bereits ergriffen wurden. Auch darf die Verantwortung für Versorgungssicherheit nicht allein auf die Bilanzkreisverantwortlichen abgewälzt werden.
- Im Interesse aller Stromkunden muss jetzt eine Entscheidung über den weiteren Weg zum „Strommarkt für die Energiewende“ gefällt werden. Aus diesem Grund begrüßt der VKU den Prozess zur Erarbeitung eines Strommarktdesigns und schlägt vor, den Strommarkt schrittweise weiterzuentwickeln.
- Die Kraftwerksreserve muss weiterentwickelt werden. Um zu vermeiden, dass die Reserve sich über ein verträgliches Maß aufbläht, sollte die Größe der Reserve begrenzt werden. Wenn die Reserve die definierte Größe erreicht hat, geht das System automatisch in den vom VKU vorgeschlagenen Leistungsmarkt über.
- Der vom VKU vorgeschlagene dezentrale Leistungsmarkt gewährleistet kosteneffizient Versorgungssicherheit. Er schafft einen Markt für Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Lastmanagement. Beträgt der Preis für gesicherte Leistung am Leistungsmarkt Null, besteht keine Knappheit mehr und der Mechanismus wird automatisch überflüssig. Diese Vorgehensweise erlaubt es, jetzt die notwendigen langfristigen Entscheidungen zu treffen, ohne ein irreversibles System einzuführen.

VKU-Stellungnahme zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energie- wende“

I. Grundsatzentscheidung Strommarkt 2.0 oder Kapazitäts- markt beruht auf falschen Annahmen

Die vom BMWi beauftragten Gutachten basieren auf Annahmen, die bereits im Vorfeld der Grünbuchveröffentlichung kritisiert wurden. Diese Kritikpunkte wurden offensichtlich nicht aufgegriffen, zumindest fehlen im Grünbuch dazu reflektierende Auseinandersetzungen respektive widerlegende Argumentationslinien.

Ein Strommarkt 2.0 auf der Basis von Knappheitspreisen schafft keine verbesserten Rahmenbedingungen für Investitionen in neue Kapazitäten.

Die in den Gutachten angegebenen Lastmanagementpotentiale sind überschätzt. Sie stehen nicht fixkostenfrei zur Verfügung und schrumpfen über längere Einsatzzeiträume.

Die Kosten für die Einführung eines dezentralen Leistungsmarkts entsprechen den Mehrkosten für den Strommarkt 2.0 mit einer ausreichend dimensionierten Reserve, aber mit einem höheren Niveau an Versorgungssicherheit.

1. Bewertung der Gutachten

Das BMWi hat insgesamt vier Gutachten in Auftrag gegeben. Die Gutachter haben untersucht, ob der heutige Strommarkt Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Die Studien wurden vor der Veröffentlichung des Grünbuchs bei zahlreichen Gelegenheiten diskutiert und die ihnen zugrunde liegenden Annahmen kritisiert. Umso bedauerlicher ist es, dass sich die Debatte und Kritik an den Gutachten im Grünbuch nicht wieder findet.

Die im Grünbuch dargestellten Handlungsoptionen zum Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt und die daraus resultierende Vorfestlegung auf den Strommarkt 2.0 beruhen aus Sicht des VKU auf kritischen Annahmen.

Zentrale Kritikpunkte bestehen an den Annahmen, dass **Knappheitspreise**, d. h. Preisspitzen ausgehalten werden können und als **Flexibilitätsoption Lastmanagementpotentiale** in erheblichem Umfang gehoben werden.

Die Frage, ob **Knappheitspreise** von Gesellschaft und Politik in einem Strommarkt mit regelmäßigen Knappheitspreisen akzeptiert werden, ist aus Sicht des VKU zu verneinen. Es ist nicht zu erwarten, dass Knappheitspreise ausgehalten werden. Es schafft zusätzliche Unsicherheit, wenn Investoren befürchten müssen, dass die Politik trotz ihrer Zusagen eingreift, sobald über längere Zeit bzw. häufiger Knappheitspreise auftreten.

Darüber hinaus vernachlässigt die Annahme den notwendigen Vorlauf für den Bau von Kraftwerken. Wenn Preisspitzen auftreten, besteht bereits Knappheit, d.h. das Preissignal kommt zu spät, da der Bau von Kraftwerken einen Vorlauf von mehreren Jahren erfordert.

Die Gutachter gehen davon aus, dass die **Nachfrage** – vor allem in der Industrie – in erheblichem Umfang flexibilisiert werden kann. Das bedeutet, dass Industriebetriebe ihre Produktion unterbrechen oder in andere Tageszeiten verschieben können.

Aus Sicht des VKU ergeben sich in diesem Kontext **drei zentrale Probleme**:

- Zum einen steht Nachfrageflexibilität nicht unbegrenzt zur Verfügung. Das Potential schwankt saisonal und schrumpft über längere Einsatzzeiträume. Das Potential ist für einen kurzen Zeitraum von einer Viertelstunde am höchsten. Bei sogenannten dunklen Flauten von mehreren Stunden oder Tagen reduziert sich das Potential erheblich.
- Zum anderen gehen die Gutachter davon aus, dass Nachfrageflexibilität mehr oder weniger fixkostenfrei zur Verfügung steht. Nachfrageflexibilisierung kostet jedoch Geld, sei es über Investitionen im Produktionsprozess oder für die Flexibilisierung von Produktionsprozessen. In einer stark durch just-in-time-Zulieferung geprägten Industrie bedeutet dies erhebliche Investitionen oder Mehrkosten. Die Industrie muss diese Investitionen über Knappheitspreise refinanzieren. Die Annahme der Gutachter verlagert damit das Fixkostenproblem der Energieerzeugung auf die Industrie.
- Die Industrie kann ihre Nachfrage nicht beliebig oft oder überhaupt flexibilisieren. Diese Unternehmen sind gezwungen, Preisspitzen zu zahlen. Die Höhe und das Auftreten von Preisspitzen sind nur schwer kalkulierbar und stellen damit für den Wirtschaftsstandort Deutschland ein Risiko dar.

Eine weitere von den Gutachtern analysierte Flexibilitätsoption sind **Netzersatzanlagen**. Netzersatzanlagen in Flughäfen, Rechenzentren und Krankenhäusern sind für den Notfall gedacht. Sie sichern, wie die Gutachter richtig feststellen, gegen lokale Stromausfälle in Folge von Netzstörungen ab. Der Anspruch des Strommarktdesigns sollte es sein, Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ohne von vornherein auf Notfalloptionen zu setzen.

Der VKU kritisiert außerdem, dass im Grünbuch lediglich die **Mehrkosten im Vergleich zum Strommarkt 2.0** illustriert werden. Die Gutachter selbst haben auch Berechnungen für den Strommarkt 2.0 mit der Reserve durchgeführt. Diese tauchen in der Betrachtung des Grünbuchs jedoch nicht auf.

Die Gutachter kommen zu dem Ergebnis, dass sich die Systemkosten beim vorgeschlagenen Strommarkt 2.0 mit einer Reserve und beim dezentralen Leistungsmarkt im gleichen Umfang (um 2 Mrd. Euro) erhöhen. Die Reserve ist allerdings in den Gutachten für das BMWi mit 3 bis 5 GW zu klein dimensioniert. Wird die Reserve auf 4 bis 8 GW erhöht, erhöhen sich auch die Systemkosten und liegen dann mit 3 Mrd. Euro über denen des dezentralen Leistungsmarktes.

Bei einer staatlich festgelegten Reserve besteht einerseits die Gefahr, dass sie unterdimensioniert wird und es zu Versorgungsunterbrechungen kommt, andererseits die Gefahr einer Übersicherung mit volkswirtschaftlich hohen Kosten. Die Gutachter gehen beim Modellvergleich von unterschiedlichen Kapazitätsplanern aus. Sie unterstellen bei der Reserve, dass „ein perfekter, gut informierter Systemplaner“ die Kapazitäten zielgenau bestimmen kann. Den Kapazitätsmechanismen und speziell dem zentralen Kapazitätsmechanismus, bei dem die notwendigen Kapazitäten ebenfalls zentral bestimmt werden, trauen sie dies dagegen nicht zu und unterstellen Fehler bei der Dimensionierung.

Im dezentralen Leistungsmarkt wird die notwendige gesicherte Leistung zielgenau und wettbewerblich über Angebot und Nachfrage bestimmt. Der dezentrale Leistungsmarkt gewährleistet daher zu den gleichen Kosten ein volkswirtschaftlich bestmögliches Maß an Versorgungssicherheit.

2. Weitere Kritikpunkte

Das Grünbuch stellt darüber hinaus weitere Annahmen für den Strommarkt 2.0 auf, die der VKU im Folgenden bewerten möchte.

Grundsätzlich fehlen bei der Darstellung der Grundsatzentscheidung Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt die möglichen Risiken und Mehrkosten eines nicht funktionierenden Strommarktes 2.0.

Zur besseren Verständlichkeit haben wir die betreffenden Passagen des Grünbuchs *kursiv* wiedergegeben.

Option Strommarkt 2.0

„Das Kapazitätsniveau ist ausreichend, um Nachfrage zu decken.“

Aus Sicht des VKU ist eine – regulatorisch vorgenommene – Annahme und Abschätzung über das Kapazitätsniveau nicht ausreichend, um zweifelsfrei und kosteneffizient Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies wäre nur dann der Fall, wenn erhebliche Sicherheitszuschläge vorgesehen werden würden. Der dezentrale Leistungsmarkt dagegen sorgt marktlich für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage und kann damit zielgenau Versorgungssicherheit gewährleisten.

„Preisspitzen treten am Spotmarkt auf. Sie wirken sich nur geringfügig auf den durchschnittlichen Strompreis aus, weil sie nur in wenigen Stunden auftreten.“

„Der Strommarkt setzt durch Preisspitzen ausreichend Investitionsanreize.“

Diese Aussagen sind in sich widersprüchlich. Grundsätzlich können Knappheitspreise eine Investitionsgrundlage für Kraftwerke darstellen.

Das setzt aber voraus, dass sie mit bestimmter Häufigkeit auftreten. Mit steigendem Anteil Erneuerbarer Energien wird der Strompreis zukünftig weiter sinken und Preisspitzen werden seltener werden. Es stellt sich die Frage, wie sich Investitionen in Kraftwerke und Lastmanagement auf dieser Grundlage refinanzieren sollen.

Dies ist insbesondere vor dem Zeithorizont bedeutsam. Nach Einschätzungen in einzelnen Gutachten werden möglicherweise bereits ab 2018, spätestens jedoch im Jahr 2022 mit der Vollendung des Atomausstiegs erste Engpässe bei Kapazitäten entstehen. Für diesen Zeitpunkt müssen dann entsprechende Kapazitäten bereitstehen, die mit einigem zeitlichen Vorlauf angereizt werden müssen. Dies ist derzeit aber nicht absehbar.

„Falls zur Absicherung ein höheres Kapazitätsniveau vorgehalten werden soll, ist das mit der Reserve kostengünstig möglich.“

Im Gegensatz zum dezentralen Leistungsmarkt wird die notwendige Kapazität zentral und nicht über Angebot und Nachfrage ermittelt. Es besteht die Gefahr, dass die Reserve politisch administrativ über- oder unterdimensioniert wird.

Im dezentralen Leistungsmarkt gibt es dagegen jederzeit einen Preis für Knappheit. Liegt der Preis für gesicherte Leistung bei Null, liegt keine Knappheit vor und der Mechanismus kann eingestellt werden. Bei der strategischen Reserve finden Auktionen statt. Das Preissignal ist daher verzögert. Das verzögerte Preissignal bei der strategischen Reserve kann dazu führen, dass sie länger beibehalten wird als notwendig.

II. Grundsätzliches: Einschätzung zu Teil I und II des Grünbuchs

Der VKU stimmt mit der Darstellung des Strommarkts grundsätzlich überein – einige Punkte müssen allerdings präzisiert werden. Darüber hinaus begrüßt der VKU die Ziele der sogenannten „Sowieso-Maßnahmen“. Die vorgeschlagenen Maßnahmen müssen jedoch im Detail diskutiert werden. Da das Grünbuch die zentrale Frage beantworten soll, wie der Strommarkt weiterentwickelt werden soll, wird zu den einzelnen Maßnahmen noch nicht detailliert Stellung genommen, sondern auf die entsprechenden VKU-Stellungnahmen¹ verwiesen.

1. Wirtschaftlichkeit des konventionellen Kraftwerksparks

Die Liberalisierung der Strommärkte und der EU-Binnenmarkt für Elektrizität sind nicht der Hauptgrund für die Überkapazitäten am Markt, sondern der massive Zubau der Erneuerbaren Energien.

¹ Es sei verwiesen auf die VKU-Positionspapiere und Stellungnahmen
04.12.2013: „Gemeinsame Erklärung zur Begutachtung der Preiszonen im europäischen Strommarkt“,
06.12.2013: „Fachdialog Strommarktdesign: Die nächsten Schritte.“
16.05.2014: „Regulierungsbedingungen für Verteilnetzbetreiber in Deutschland“
13.10.2014: „Zur Reform des Europäischen Emissionshandels und dem Kommissionsvorschlag zur Einführung einer Marktstabilitätsreserve“,
07.07. und 30.10.2014: „Zum BNetzA-Festlegungsverfahren zur Änderung des Bilanzkreisvertrages (BK6-14-044)“,
26.11.2014: „KWKG-Novelle 2015: Schnell handeln, Klima schützen.“,
27.12.2014: „Netzkodex Strombilanzierung und die künftige Rolle von Aggregatoren“

Die im Grünbuch angenommenen Überkapazitäten von 60 GW in Deutschland, den Nachbarländern und Italien sind irreführend. Diese Kapazitäten können nur im Umfang der jeweiligen Übertragungskapazitäten genutzt werden. Die für Deutschland relevanten Überkapazitäten betragen nach einer Berechnung des BDEW auf Grundlage von ENTSO-E lediglich 15 GW.

Ein Blick auf die prognostizierte Entwicklung der Terminmarktpreise zeigt, dass sich die Preise auch nach Abbau der Überkapazitäten nicht wesentlich verbessern werden. Außerdem hat die Kopplung der Märkte dazu geführt, dass die Spotpreise auf ein europäisches Preisniveau hin konvergieren. Wenn die Überkapazitäten innerhalb Deutschlands abgebaut werden, ist angesichts der Marktkopplung davon auszugehen, dass es zu den meisten Stunden zu deutlich erhöhten Importen kommen wird.

Das Strompreissignal ist widersprüchlich. Im weitesten Sinne gibt es Überkapazitäten kombiniert aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken. Der Strompreis sagt aber nichts über die Notwendigkeit von konventionellen Kraftwerken in der Zukunft aus. Diese werden in den Zeiten benötigt, in denen Wind und Sonne nicht zur Versorgungssicherheit beitragen können.

Auch unter Berücksichtigung der Wärmeerlöse können z. B. KWK-Bestandsanlagen unter den aktuellen Marktbedingungen keine positiven Deckungsbeiträge erwirtschaften. Das gilt besonders für die gasbefeuerte KWK, wie sich auch aus dem Gutachten zur KWK im Auftrag des BMWi ergibt.

2. Flexibilisierung und Synchronisierung des Strommarkts

Die Priorität des Strommarktdesigns sollte auf der nachfrageorientierten Stromerzeugung liegen.

In Bezug auf die Bestrebungen zur **Flexibilisierung** des Stromverbrauchs ist aus Sicht des VKU zunächst dringend eine Unterscheidung nach Verbrauchergruppen erforderlich. Kunden mit vergleichsweise niedrigem Stromverbrauch, z.B. Haushalte, haben weniger Potential zur Lastverlagerung. Zielgruppe für ein verstärktes Preissignal sind daher grundsätzlich Kunden mit höherem Stromverbrauch.

Hinsichtlich der Flexibilisierung von Verbrauchern spielen der Lieferant sowie der Bilanzkreisverantwortliche eine wichtige Rolle. Flexibilität sollte dazu genutzt werden, Angebot und Nachfrage zu optimieren. Dafür bedarf es einer gezielten, finanziellen Anreizsetzung seitens der Lieferanten. Nur dann wird der Verbraucher gewillt sein, seine Last zu verlagern. Von einer automatisierten Weitergabe von Preissignalen

ohne Einbindung des Vertriebs oder des Bilanzkreisverantwortlichen an den Endverbraucher im Massenkundenmarkt sollte allerdings abgesehen werden, um keine ungewollten Reaktionen im System hervorzurufen.

Flexibilitätsoptionen kosten Geld. Deshalb muss ein Markt für Flexibilitätsoptionen geschaffen werden, über den sie sich refinanzieren können. Der vom VKU vorgeschlagene dezentrale Leistungsmarkt bietet Flexibilitätsoptionen einen Marktplatz und einen gesicherten Erlösstrom.

Der VKU stimmt der Darlegung im Grünbuch zu, dass Flexibilitätsoptionen in einem technologieoffenen Wettbewerb gegeneinander antreten müssen. An einem solchen Markt können sowohl Optionen für die Angebots- als auch für die Nachfrageflexibilisierung teilnehmen.

Sowohl im EOM 2.0 als auch in dem vom VKU vorgeschlagenen dezentralen Leistungsmarkt ist eine Verlagerung der Bepreisung von der Arbeit hin zur Leistung unumgänglich. Nur so kann Flexibilität bestmöglich genutzt und Demand Side Management-Maßnahmen wertschöpfend eingesetzt werden. Es ist daher wichtig, dass Leistung einen Preis bekommt und der Verbraucher über entsprechende Preissignale Anreize hat, seine benötigte Leistung zu reduzieren.

Das **Bilanzkreis- und Ausgleichensystem** in Deutschland wird vom VKU als effektives und effizientes Mittel gesehen, um Erzeugung und Verbrauch zu synchronisieren.

Mit der Überarbeitung des reBAP in 2012 hat die BNetzA ein wirksames und gut funktionierendes Instrument geschaffen, um Bilanzkreistreue anzureizen. Auch werden die vorhandenen Verpflichtungen hinsichtlich der Bilanzkreisführung als ausreichend erachtet. Eine ordentliche Bewirtschaftung von Bilanzkreisen unterliegt immer neuen Herausforderungen, insbesondere durch die stark wachsende Anzahl an fluktuierenden Erzeugungsanlagen. Ein Schritt in die richtige Richtung ist die Einführung von 1/4-Stunden-Produkten am Day Ahead Markt an der EXAA sowie der EPEX. Dieses Instrument hilft insbesondere Direktvermarktungsbilanzkreisen, eine bessere Bewirtschaftung zu gewährleisten.

Auch die nachträgliche Fahrplannominierung (Day-after-Handel) bzw. die nachträgliche Fahrplananmeldung sind wichtige Instrumente zur Verbesserung des Bilanzkreissystems. Diese ermöglichen den Unternehmen ihren Bilanzkreis am Ende des Tages, wenn das Tagesgeschäft erledigt ist, noch anzupassen bzw. noch nachzumelden. Auch für kleinere Unternehmen, die das Fahrplanmanagement aus Kosten-

gründen über einen Dienstleister abwickeln, ist dies ein wichtiges Instrument.

Eine Verschärfung der Bilanzierungsregelungen würde nur dazu führen, dass die hohen Anforderungen zum einen Markteintrittsbarrieren schaffen und zum anderen kleinere Unternehmen aus dem Markt verdrängen.

3. Marktsignale stärken

Eine Weiterentwicklung der **Regelenergiemärkte** zum einen dahin, dass der Markt auch für andere Teilnehmer (BHKWs, Speicher, steuerbare Erneuerbare, etc.) geöffnet wird und zum anderen hinsichtlich einer weiteren Vereinheitlichung auf europäischer Ebene, wird vom VKU als unumgänglich gesehen. Nur so kann der Wettbewerb in den Regelenergiemärkten gesteigert und niedrigere Preise erzielt werden.

Zusätzlich sollte der Wettbewerb auf den Spotmärkten, wie im Grünbuch dargestellt, gestärkt werden. Die Einführung eines 1/4-Stunden-Produktes am Day-Ahead Markt wird vom VKU begrüßt.

Eine **Überprüfung von Netzentgelten** und staatlich veranlassten Preisbestandteilen auf Fehlanreize wird vom VKU unterstützt.

Ggf. bestehende und ungerechtfertigte Hemmnisse zur Flexibilisierung der Stromnachfrage, wie z. B. durch die derzeitige Struktur der Sondernetzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV, sollten beseitigt werden. Wie im Grünbuch konstatiert, muss bei diesen Prüfungen jedoch ein sicherer und verlässlicher Netzbetrieb stets handlungsleitend sein. Berechtigte Netzbelange dürfen daher bei der angestrebten Marktorientierung, insbesondere des Stromverbrauchs, nicht übergangen werden. Vielmehr müssen Marktinteressen und Netzbelange gleichermaßen berücksichtigt werden.

Der VKU spricht sich dafür aus, Stromkostenbestandteile wie die Netzentgelte und die EEG-Umlage möglichst verursachungsgerecht zu verteilen.

In Bezug auf die Netzkosten bedeutet dies u. a. eine stärkere Umlage der Netzkosten der Niederspannung in Abhängigkeit der Leistungsbereitstellung. Diese ist auslegungsrelevant und somit auch grundsätzlich entscheidend für die Höhe der Netzkosten. Dieser Tatsache wird in höheren Spannungsebenen durch einen hohen Grund- bzw. Leistungspreisanteil bereits Rechnung getragen. Der VKU fordert analog hierzu eine praktikable, zielführende Weiterentwicklung der Bildung der Netzentgelte für die Niederspannungsebene. Zudem wird durch ein entnahmemengenunabhängigeres Netzentgelt

das Marktsignal an den Stromverbraucher stärker, was wiederum einen Anreiz für marktorientiertes Verbrauchsverhalten setzen kann.

4. Stromnetze

Der VKU begrüßt den Fokus des Grünbuchs auf die Herausforderungen in der Verteilnetzebene, an die die Rahmenbedingungen insbesondere im System der Anreizregulierung vordringlich anzupassen sind. Hierzu sieht das Grünbuch richtigerweise vor, die Rahmenbedingungen zur Modernisierung der Verteilernetze weiterzuentwickeln, insbesondere eine Verbesserung der Investitionsbedingungen u.a. auf Grundlage der Ergebnisse der BMWi-Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ zu prüfen.

Um im Rahmen der BMWi-Studie zu hinreichend konkreten Aussagen zu gelangen, war es erforderlich, gewisse Annahmen zu treffen und den Blickwinkel der Untersuchungen einzuschränken. Zur Beantwortung der Frage, welche Konsequenzen aus den Ergebnissen der Studie gezogen werden sollten, ist es aus Sicht des VKU nun jedoch von besonderer Wichtigkeit, diesen vergleichsweise eingeschränkten Blickwinkel wieder zu weiten.

Der VKU sieht einen generellen Anpassungsbedarf der Regulierung, dessen Notwendigkeit durch die Anforderungen der EE-Netzintegration, auf den die BMWi-Studie fokussiert, lediglich bestärkt wird.

Weitere Treiber sind die Dezentralisierung des deutschen Kraftwerksparks, die erforderliche Systemintegration der Erneuerbaren Energien und der steigende Anteil dargebotsabhängiger Einspeisung im deutschen Energiemix. All das verursacht einen enormen Um- und Ausbaubedarf in den deutschen Verteilernetzen, verändert nachhaltig die für einen sicheren Netzbetrieb zu erfüllenden Aufgaben und damit auch die Kostenstrukturen.

Die BMWi-Studie bestätigt auch die Erkenntnis aus dem VKU-Gutachten iEMD [März 2013], dass der größte Anteil des erforderlichen Um- und Ausbaus der Verteilernetze in den kommenden 10 Jahren stattfinden muss und dabei die Heterogenität der Verteilernetze steigt. Es gibt nicht das eine Smart Grid, auch nicht den einen Maßnahmenmix, um den Herausforderungen effizient zu begegnen.

Um in diesem weiten Spannungsfeld zielführende Leitplanken zum nachhaltigen Um- und Ausbau der Verteilernetze zu setzen, braucht es nach Auffassung des VKU eine flexible Regulierung, die technologieoffen und mit entsprechend angemessenem Handlungsspielraum für Netzbetreiber geeignete Maßnahmen ermöglicht und Optima anreizt.

Dabei ist eine neutrale Bewertung der alternativen Ausgestaltungen und Kostenstrukturen in der Regulierung zwingend sicherzustellen.

Kritische Versorgungssituationen der vergangenen zwei Jahre wurden im Wesentlichen verursacht durch die bestehende Netztopologie i.V.m. der regionalen Verteilung von Last und Erzeugungsleistung in Deutschland.

Durch Redispatch können ansonsten durch Netzengpässe entstehende Versorgungslücken vorübergehend verhindert werden.

Redispatch stellt jedoch lediglich eine temporäre Hilfsmaßnahme dar und kann den Netzausbau nicht ersetzen. Dieser muss auf allen Netzebenen mit dem Zubau an EE-Anlagen und allgemein mit den Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark Schritt halten können. Hierzu sind vordringlich die Investitionsbedingungen für Netzbetreiber und die Verzahnung der Netz- mit der Erzeugungsplanung zu verbessern. Insbesondere ist ein frühzeitiger Austausch über fundierte Daten zu den Standorten zukünftiger Stromerzeugungsanlagen erforderlich (Regionalisierung).

5. Einheitliche Preiszonen

Der VKU begrüßt die im Grünbuch dargelegten Ansichten des BMWi bezüglich Preiszonen.

Bei einer Aufteilung der Märkte in mehrere kleinere Preiszonen sieht der VKU die Gefahr, dass hier unnötige Markteintrittsbarrieren geschaffen werden. Auch wäre eine Splittung mit erheblichen Mehrkosten für Händler/Beschaffer verbunden, welche so an einer Vielzahl von Marktplätzen tätig werden müssten. Darüber hinaus besteht bei der Schaffung von kleineren Preiszonen die Gefahr, dass die Komplexität des Marktes immens ansteigt, wie es bei der derzeitigen Struktur in Italien zu beobachten ist.

Der Fokus sollte daher, wie auch im Grünbuch dargelegt, grundsätzlich auf dem weiteren Ausbau der Grenzkuppelstellen liegen und somit auf der Vollendung des europäischen Binnenmarktes.

Ein Ausbau der Grenzkuppelstellen würde zu einer Erhöhung der Liquidität im Markt führen. Darüber hinaus unterstützt der VKU ein Beibehalten, insbesondere der deutsch/österreichischen Preiszone, welche sehr gut funktioniert. Eine Splittung der Preiszonen würde zu Lasten der Liquidität und damit auch zu Lasten des Preises gehen.

Generell sieht der VKU keine Notwendigkeit, die derzeitige Preiszonensstruktur (bezogen auf die deutsch/österreichische Preiszone) zu ändern, da weder Diskriminierung noch Einschränkungen hinsichtlich

Sicht des VKU widersprüchlich und falsch. In Frankreich werden ebenfalls Kapazitäten angereizt, die Kraftwerke in Deutschland substituieren könnten.

Dieses vorstellbare Trittbrettfahrerverhalten trägt in den Augen des Grünbuchs jedoch zur Versorgungssicherheit in Deutschland bei und wird daher explizit positiv bewertet.

Der französische Kapazitätsmarkt hat aber erhebliche Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit des deutschen Strommarkts, da die französischen Kapazitäten die für die Refinanzierung des Kraftwerksparks notwendigen Preisspitzen in Deutschland verhindern. Stehen die französischen Kapazitäten in besonders kalten Wintern nicht zur Verfügung, ist die Versorgungssicherheit in Deutschland gefährdet.

III. Weiteres Vorgehen

Der Energy-only-Markt ist nicht das Standardmodell für die Organisation von Energiemärkten.

Jedes Marktmodell korrespondiert mit einer energiewirtschaftlichen Situation. Bei veränderten Rahmenbedingungen muss das Marktdesign angepasst werden.

Der internationale Vergleich mit wachstumsgeprägten Strommärkten zeigt, dass der Energy-only-Markt die typische Marktausprägung bei der Liberalisierung auf Grundlage eines bestehenden Kraftwerksparks ist, z. B. USA, UK.

Für investitionsintensive Phasen im wettbewerblichen Strommarkt ist der Energy-only-Markt dagegen nicht das Standardmodell (Matthes et al., 2013). Länder wie die USA und Großbritannien, die ihre Strommärkte frühzeitig liberalisiert haben, haben bereits den EOM ergänzende Märkte eingeführt.

Die Überkapazitäten am europäischen Markt stehen Deutschland nicht 1:1 zur Verfügung. Sie sind durch die Grenzkuppelstellen begrenzt.

Überkapazitäten in Deutschland werden u.a. durch den Atomausstieg abgebaut. Gleichzeitig setzt der Markt keine Anreize für den weiteren Betrieb von Bestandskraftwerken und Neuinvestitionen. Diese werden in Zukunft jedoch dringend für die Versorgungssicherheit benötigt.

Die Frage, ob ein Strommarkt 2.0 Versorgungssicherheit gewährleisten kann oder ein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden muss, ist auf wissenschaftlicher Ebene ausdiskutiert.

Aus Sicht des VKU bleiben beim Strommarkt 2.0 zu viele Fragen unbeantwortet. Der Wirtschaftsstandort Deutschland kann seine zukünftige Energieversorgung nicht auf die im Grünbuch skizzierte unsichere Grundlage stellen.

Im Sinne der Planungs- und Investitionssicherheit muss daher so schnell wie möglich ein verlässlicher Rahmen für die weitere Entwicklung des Strommarkts geschaffen werden. Das Weißbuch wird die Eckpunkte für das zukünftige Strommarktdesign festhalten.

Da die Handlungsoptionen sowohl im Vorfeld des Grünbuchs als auch in der Konsultationsphase umfassend diskutiert wurden, spricht sich der VKU dafür aus, dass das Weißbuch zum Strommarktdesign bereits erste Vorschläge für eine gesetzliche Regelung enthält.

Der VKU schlägt vor, den Strommarkt schrittweise weiterzuentwickeln.

Die Kraftwerksreserve läuft 2017 aus. Daher muss die Kraftwerksreserve von einer Netz- zu einer Kapazitätsreserve weiterentwickelt werden.

Um zu vermeiden, dass die Reserve sich über ein vertragliches Maß aufbläht, sollte die Größe der Reserve begrenzt werden. Wenn die Reserve die definierte Größe erreicht hat, geht das System automatisch in den vom VKU vorgeschlagenen Leistungsmarkt über.

Ein dezentraler Leistungsmarkt gewährleistet kosteneffizient Versorgungssicherheit.

Er schafft einen Markt für Flexibilitätsoptionen und stellt sicher, dass sie sich refinanzieren können. Beträgt der Preis für gesicherte Leistung Null, besteht keine Knappheit mehr und der Mechanismus wird automatisch überflüssig. Diese Vorgehensweise erlaubt es, jetzt die notwendigen langfristigen Entscheidungen zu treffen, ohne ein irreversibles System einzuführen.