

**Deutscher Bundestag**  
Ausschuss f. Umwelt,  
Naturschutz u. Reaktorsicherheit

Ausschussdrucksache  
17(16)273-C

Öffentliche Anhörung - 08.06.2011

07.06.2011



## POSITION

### zum Weg der Energie der Zukunft

Berlin, 7. Juni 2011

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft. Mit über 240.000 Beschäftigten wurden 2008 Umsatzerlöse von rund 92 Milliarden Euro erwirtschaftet und etwa 8,8 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 54,2 Prozent in der Strom-, 51,4 Prozent in der Erdgas-, 77,5 Prozent in der Trinkwasser-, 53,6 Prozent in der Wärmeversorgung und 11,8 Prozent in der Abwasserentsorgung.

## **Präambel**

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) begrüßt die Entscheidung der Bundesregierung, bis 2022 vollständig und innerhalb eines klar definierten Ausstiegspfadens aus der Kernenergie auszusteigen. Für eine versorgungssichere, bezahlbare und klimagerechte Energiewende sind nun ein möglichst breiter gesellschaftlicher Konsens sowie tragfähige und belastbare Investitions- und Rahmenbedingungen notwendig.

Das Energiekonzept 2010 hatte die richtigen strategischen Langfristziele in Bezug auf Klimaschutz und den Ausbau der erneuerbaren Energien. Der schrittweise Umbau zu einer umweltschonenden, bezahlbaren und zuverlässigen Energieversorgung auf der Basis von erneuerbaren Energien, KWK und Energieeffizienz ist zwingend geboten.

Die Stadtwerke stehen bereit, ihren Beitrag für dieses gesamtgesellschaftliche Zukunftsprojekt zu leisten und umfangreiche Investitionen in eine nachhaltige und auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung und die Modernisierung des Kraftwerksparks zu tätigen. Derzeit werden bereits über acht Milliarden Euro von den Stadtwerken in den Ausbau der Energieerzeugung investiert. Zusätzlich können weitere sechs Milliarden investiert werden, wenn die Weichen in der Energiewende richtig gestellt werden.

Der jetzt beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie bietet die Chance, die Vorreiterrolle Deutschlands auf dem Weg zu einem hocheffizienten, erneuerbaren Energiesystem zu festigen und zu stärken sowie den dringend notwendigen Wettbewerb auf dem Erzeugungsmarkt entscheidend zu beleben. Übereinstimmend mit der Ethikkommission ist der VKU der Überzeugung, dass auch bei einem Ausstieg aus der Kernenergie eine sichere Energieversorgung ohne Abstriche beim Klimaschutz und mit einem Zugewinn an Arbeitsplätzen in der Wirtschaft sowie ohne Stromarmut und dauerhafte Importe von Kernenergie aus dem Ausland möglich ist. Mit dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung auf 25 Prozent bis 2020 sowie dem Einsatz von Erd- und Biogas stehen dabei ideale dezentrale Partner für den Ausbau und die Integration erneuerbarer Energien zur Verfügung.

Die Modernisierung eines dezentral geprägten Kraftwerksparks ist eng verbunden mit dem notwendigen Aus- und Umbau der Netzinfrastrukturen. Neben den Übertragungs- müssen insbesondere auch die Verteilnetze kurz- und mittelfristig mit erheblichem finanziellen Aufwand modernisiert werden. Daher müssen für die Verteilnetzbetreiber ausreichende Investitionsbedingungen im Regulierungssystem geschaffen werden, um die notwendigen Investitionen auch realisieren zu können.

## **A. Markt und Wettbewerb**

Wie eine Studie der Unternehmensberatung Enervis im Auftrag des VKU belegt, regt der Ausstieg aus der Kernenergie – sichere Investitions- und Rahmenbedingungen vorausgesetzt – Investitionen in effiziente und flexible Kraftwerkskapazitäten und damit auch den dringend erforderlichen Wettbewerb auf dem Erzeugungsmarkt an. Diese Investitionen erhöhen die Effizienz und Flexibilität des Kraftwerksparks und flankieren damit den beschlossenen Ausbau der erneuerbaren Energien und den Klimaschutz.

Der Ausstieg aus der Kernenergie wird von den Stadtwerken als Chance verstanden, ihre Investitionsplanungen für den Bau hocheffizienter und CO<sub>2</sub>-armer Kraftwerke zu realisieren. Unter der Voraussetzung entsprechender politischer und ökonomischer Rahmenbedingungen rechnet der VKU mit kommunalen Kraftwerksinvestitionen in einer Größenordnung von über 9.000 MW (4.600 MW im Bau oder Genehmigungsverfahren; 4.500 MW in Planung). Das angekündigte Förderprogramm ist für die Umsetzung dieser Vorhaben von großer Bedeutung und führt damit zu mehr Wettbewerb. Zusätzliche Reservekapazitäten in Kernkraftwerken sind neben bestehenden und geplanten fossilen Kraftwerkskapazitäten aus Sicht des VKU nicht erforderlich.

Der Neubau von Kraftwerkskapazitäten birgt jedoch noch eine Vielzahl an rechtlichen und ökonomischen Herausforderungen. Der VKU begrüßt daher das vom Kabinett angekündigte Planungsbeschleunigungsgesetz für Kraftwerksneubauten sowie das entsprechende Förderprogramm. Der VKU empfiehlt jedoch, die Förderung auf Kraftwerksbetreiber mit einem Anteil von weniger als 8 Prozent (und nicht 5 Prozent) an den deutschen Erzeugungskapazitäten zu beschränken, um optimale wettbewerbliche Impulse zu erreichen.

## **B. Ausbau und Integration erneuerbarer Energien**

Auch im Bereich der erneuerbaren Energien ist die Investitionsbereitschaft der Stadtwerke beachtlich. Kommunale EVU projektieren derzeit in erneuerbare Energien mit einer Gesamtleistung von rund 1.230 Megawatt. Dies ist mehr als ein Drittel der aktuell im Bau oder im Genehmigungsverfahren befindlichen kommunalen Kraftwerkskapazitäten. Es hat sich gezeigt, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die notwendigen Investitionsanreize setzt und das erforderliche Maß an Planungssicherheit bietet.

Dies muss auch so bleiben. Daher begrüßt der VKU, dass die Bundesregierung am EEG festhält.

- Der VKU unterstützt den Ausbau der Windkraft auf hoher See, weist aber darauf hin, dass für den Ausbau erneuerbarer Energien auch dezentrale Lösungen an Land benötigt werden. Darüber hinaus muss vermieden werden, dass sich das Anbieteroligopol der großen Konzerne im Bereich der erneuerbaren Energien fortsetzt. Um den Ausbau der Windenergie an Land fortzusetzen, ist die Beibehaltung der derzeitigen Degressionsrate von 1 Prozent notwendig. Der Systemdienstleistungs-Bonus (SDL-Bonus) sollte über das Jahr 2013 hinaus verlängert werden. Darüber hinaus begrüßt der VKU die angekündigte Initiative der Bundesregierung zur Ausweisung neuer Eignungsgebiete für Windkraftanlagen und zur Erstellung sachgerechter Abstands- und Höhenbegrenzungen im Einzelfall.
- Die Vergütungsstruktur des EEG muss weiterhin Investitionsanreize für die Nutzung von Bioenergie bieten. Besondere Berücksichtigung sollte die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung erfahren. Darüber hinaus sollte sich das EEG am Leitbild einer nachhaltigen Bioenergienutzung orientieren.
- Der VKU begrüßt, dass der EEG-Entwurf Instrumente zur Marktintegration erneuerbarer Energien beinhaltet. Allerdings bedarf es noch einiger Nachbesserungen. Das Grünstromprivileg ist im EEG-Entwurf zu restriktiv ausgestaltet, die Marktprämie ist zu niedrig, als dass es sich für Anlagenbetreiber lohnt, unter Verzicht auf die EEG-Vergütung den Schritt an den Markt zu wagen.
- Der VKU bewertet das angekündigte Förderprogramm „Offshore-Windenergie“ in Höhe von 5 Milliarden Euro positiv und erwartet, dass auch die entsprechenden Projekte der Stadtwerke Zugang zu den Förderkonditionen erhalten.

### **C. KWK und Effizienz**

Der VKU begrüßt die Ankündigung, das KWK-Gesetz weiterzuentwickeln, um die Energieerzeugung aus KWK-Anlagen zu stärken. Für die Novelle des KWK-Gesetzes gibt der VKU folgende Empfehlungen ab:

- Die für die KWK-Förderung maßgebliche Frist zur Inbetriebnahme sollte bis mindestens 2020 verlängert werden.
- Die KWK-Zuschläge sollten um 0,5 Cent pro kWh erhöht werden, um den gestiegenen Investitionskosten Rechnung zu tragen.
- Es sollte künftig keine Rolle mehr spielen, in welchem Zeitraum die nach KWK-Gesetz geförderten 30.000 Vollbenutzungsstunden „verbraucht“ werden. Dadurch würde eine flexible Fahrweise von KWK-Anlagen gefördert, ohne dass der Allgemeinheit Mehrkosten entstehen.
- Auch konventionelle Kraftwerke, die zu KWK-Anlagen umgerüstet werden, sollten gefördert werden.

- Das Aufwand-Nutzen-Verhältnis bei der Wärmenetzförderung, insbesondere bei kleineren Netzen, muss verbessert werden.
- Förderung von Wärmespeichern
- Fortführung des im Jahr 2010 eingestellten Mini-KWK-Programms

Der VKU begrüßt, dass die Erhöhung der Energieeffizienz als wichtige Maßnahme für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung angesehen wird, und hierbei „Fordern und Fördern“ in einem vernünftigen Verhältnis stehen sollen. Berücksichtigt werden müssten aber auch Energieeffizienzmaßnahmen (wie zum Beispiel Energieeffizienzberatung und die Bereitstellung von Prämienprogrammen), die volkswirtschaftlich und klimapolitisch sinnvoll, aber nicht kostendeckend sind. Diese sollten über Fonds (ko-)finanziert werden. Im Rahmen der Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ müsste daher dem Energieeffizienzfonds ein höheres Budget als bisher zugeordnet werden.

Die finanzielle Aufstockung des KfW-CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramms zur Förderung der energetischen Gebäudesanierung ist ein wichtiger erster Schritt zur Erreichung der gesteckten Effizienzziele. Bei der weiteren Ausgestaltung der Programme muss darauf geachtet werden, dass die Contracting-Geber angemessen berücksichtigt werden.

Positiv bewertet der VKU, dass sich die Bundesregierung auch auf europäischer Ebene für ein anspruchsvolles Maßnahmenpaket zur Steigerung der Energieeffizienz einsetzen will. Hierbei müssen der Grundsatz der Wirtschaftlichkeit und die Vermeidung von Bürokratie beachtet werden. Stadtwerke leisten bereits heute einen maßgeblichen Beitrag für die Steigerung der Energieeffizienz und dies in immer stärkerem Maße auch durch den Ausbau von Energiedienstleistungen.

#### **D. Netzausbau**

Verteilnetze sind ein Schlüssel für die Integration der erneuerbaren Energien. Daher begrüßt der VKU, dass die Bundesregierung die Bedeutung dieser Netzinfrastruktur für die Energiewende ausdrücklich anerkennt. Mehr als 3/4 aller erneuerbaren Energieanlagen sind an die Verteilnetze angeschlossen. Um in diesen auch zukünftig die notwendigen Aus- und Umbaumaßnahmen finanzieren zu können, sind jedoch angemessene Investitionsbudgets notwendig. Investitionen in neue Informations- und Kommunikationstechnologien müssen daher im regulatorischen Rahmen uneingeschränkt in die Erlösobergrenzen einbezogen werden. Die Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes darf die Tätigkeit der Verteilnetzbetreiber nicht mit neuen bürokratischen Lasten erschweren. Es ist zudem erforderlich, die durch den Anschluss von EEG-Anlagen verursachten Netzkosten, die in den einzelnen Netzgebieten sehr

unterschiedlich sind, in einem neu zu schaffenden Mechanismus bundesweit zu wälzen. Durch einen konsequenten Aus- und Umbau der Verteilnetze – hin zu Smart Grids mit zeitnahe Ausgleich von Erzeugung und Last – lässt sich außerdem die Akzeptanz für den dann noch notwendigen Ausbau der Kapazitäten auf der Ebene der Übertragungsnetze deutlich erhöhen.

**Anlagen:**

- **Gutachten von enervis im Auftrag des VKU** „Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung“
- **VKU-Stellungnahme** zum BMU-Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- **VKU-Stellungnahme** zum Referentenentwurf des EnWG-Änderungsgesetzes des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom 13.05.2011
- **Zusammenfassung der VKU-Vorschläge** zur Novellierung des KWK-G
- **VKU-Positionspapier** „7-Punkte-Plan zur Nachsteuerung in der Anreizregulierung“
- **VKU-Positionspapier** „Stadtwerke in den Smart Grids der Zukunft“

# Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung

## Kurzgutachten

Verband kommunaler Unternehmen e.V.

09. Mai 2011

**enervis** energy advisors GmbH  
Schlesische Str.29 - 30  
10997 Berlin  
Fon: +49 (0)30 69 51 75 - 0  
Fax: +49 (0)30 69 51 75 - 20  
info@enervis.de  
www.enervis.de



<b>Inhaltsverzeichnis</b>	Seite
<b>Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse .....</b>	<b>3</b>
<b>1 Ziel und Aufbau des Kurzgutachtens .....</b>	<b>4</b>
<b>2 Szenariendefinition.....</b>	<b>4</b>
<b>3 Diskussion wesentlicher Ergebnisse.....</b>	<b>6</b>
3.1 Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten .....	6
3.1.1 Gesetzte Kraftwerksneubauten (bis 2016) .....	6
3.1.2 Entwicklung von zusätzlichen Kraftwerksneubauten (nach 2016).....	8
3.2 Modernisierung des Kraftwerksparks.....	10
3.2.1 Entwicklung des durchschnittlichen Wirkungsgrades.....	10
3.2.2 Ausbauchancen für die Kraft-Wärme-Kopplung.....	11
3.3 Wesentliche Marktentwicklungen in den beiden Szenarien .....	12
3.3.1 Preisbildung und Preisentwicklung in den Szenarien.....	12
3.3.2 Wettbewerbseffekte im Erzeugungssektor.....	14
3.3.3 Exporte und Importe von Strom .....	15
3.4 Anhang – Hintergrundinformationen .....	17
3.4.1 Regionale Verteilung von Kraftwerksstilllegungen .....	17
3.4.2 CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	19

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	Seite
Abbildung 1: Kapazitätspfade für die Kernenergienutzung in den beiden Szenarien (jeweils Kapazität zu Jahresbeginn) .....	5
Abbildung 2: Kapazitätsentwicklung von Kraftwerksbestand und Neubauten im Szenario „Ausstieg 2020“ (links) und im Szenario „langsamer Ausstieg“ (rechts).....	7
Abbildung 3: Exogen gesetzte und modellendogene Neubauten im Szenario „Ausstieg 2020“ (links) und „langsamer Ausstieg“ (rechts).....	8
Abbildung 4: Entwicklung des durchschnittlichen Wirkungsgrades des deutschen Kraftwerksparks (fossile Kraftwerke und Kernkraftwerke) in %-Punkten ab Startjahr 2011. ....	10
Abbildung 5: Preisentwicklung im Szenarienvergleich (Jahrespreise Base, Preise real 2011).....	12
Abbildung 6: Entwicklung der Exporte und Importe von Strom .....	16
Abbildung 7: Regionale Verteilung von erwarteten Kraftwerksstilllegungen bis 2025 (Auswertung über Bestandskraftwerke) .....	18



## Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse

Die Vergleichsbetrachtungen eines Atomausstiegs bis 2020 gegenüber einem langsamen Atomausstieg, in dem neuere Kernkraftwerke (KKW) entsprechend des Energiekonzepts 2010 (Laufzeitverlängerung) betrieben werden, zeigen folgende zentrale Ergebnisse:

- Ein schneller Atomausstieg führt zu einem starken Investitionsanreiz im Erzeugungssektor. Dadurch kommt es zu einer Modernisierung des Kraftwerksparks im Zeitraum 2015 bis 2020, vor allem durch den Zubau von Gaskraftwerken (GuD).
- Grundlastkraftwerke (insbesondere KKW) werden überwiegend durch neue flexible Kraftwerke ersetzt. Dieser Zubau unterstützt den politisch gewollten Ausbau der erneuerbaren Energien aus systemtechnischer Sicht. Längere Laufzeiten der Kernkraftwerke hingegen stehen dem energiewirtschaftlich notwendigen Umbau der Energiewirtschaft im Wege.
- Die Effizienz des konventionellen Kraftwerksparks steigt mit der Modernisierung bei einem Ausstieg bis 2020 deutlich schneller als im Falle eines langsamen Ausstiegs und verbessert sich bis 2025 um insgesamt 6%-Punkte. Damit sinkt der Brennstoffbedarf für die Stromerzeugung und dämpft in der Folge die Strompreise und die CO<sub>2</sub>-Emissionen nachhaltig.
- Der Zubau von GuD-Anlagen ermöglicht einen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), da diese Technik in Abhängigkeit der Standortbedingungen sowie des Förderrahmens sowohl in Form größerer Gaskraftwerke als auch dezentral mit Wärmeauskopplung realisierbar ist. Nur bei einem schnellen Ausstieg erscheint das 25%-Ziel für den KWK-Sektor überhaupt noch realisierbar.
- Die Strompreise in Deutschland werden im Wesentlichen durch die Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise getrieben. Kernkraftwerke wirken nicht per se preisdämpfend, da sie an der Strombörse nicht preisbestimmend sind. Die Weltmarktpreise für Kohle und Gas werden nach Expertenschätzungen in der Zukunft tendenziell steigen. Damit steigen auch die Strompreise in beiden Szenarien.
- Bei einem Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahre 2020 liegen die Großhandelspreise für einen Übergangszeitraum von einigen Jahren (2014 – 2021) moderat über dem Preisniveau eines langsameren Ausstiegs. Diese Spannweite entspricht der historisch beobachtbaren Schwankung der Großhandelspreise bei Änderungen der Kapazitätssituation.
- Schon ab 2020 verlaufen die Preisentwicklungen beider Szenarien auf gleichem Niveau. Der nach wie vor nennenswerte Anteil von Kernenergie im Szenario „langsamer Ausstieg“ wirkt also nicht langfristig preisdämpfend.
- Bei einem schnellen Ausstieg ist ein positiver Effekt für die Entwicklung des Wettbewerbs im Erzeugungssektor zu erwarten. Im Gegensatz zur Kernenergie stehen die Techniken der Kraftwerksneubauten (Gas und in geringerem Umfang auch Steinkohle) allen Marktteilnehmern zur Verfügung. Die bestehende Abschottung des Erzeugungsmarktes durch die Kernkraftwerke wird zugunsten eines echten Wettbewerbs um die Modernisierung des deutschen Kraftwerksparks aufgehoben.
- Mit einem Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2020 können somit zwei wichtige energiepolitische Ziele erreicht werden: erstens eine möglichst rasche Beendigung des Kernenergieisikos und zweitens die Öffnung des immer noch oligopolistisch geprägten Erzeugungssektors für einen echten Wettbewerb. Von einer solchen Marktöffnung könnten Stadtwerke genauso profitieren wie andere Energieversorgungsunternehmen.
- Die verlässliche und bezahlbare Stromversorgung in Deutschland ist zu keinem Zeitpunkt durch Kapazitätsengpässe gefährdet. Der Wettbewerb um neue Investitionen funktioniert, der Markt sorgt für ausreichende Erzeugungskapazitäten. Voraussetzung hierfür sind verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen in Kraftwerke und Netze.

## 1 Ziel und Aufbau des Kurzgutachtens

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (im Folgenden VKU) hat durch das energie-wirtschaftliche Beratungsunternehmen enervis energy advisors GmbH (im Folgenden enervis) das vorliegende Kurzgutachten erarbeiten lassen. Das Gutachten analysiert die Effekte eines Ausstiegs aus der Kernenergienutzung bis zum Jahre 2020 auf den deutschen Strommarkt. Im Kern werden in diesem Zusammenhang folgende Teilfragen untersucht:

- In welchem Umfang sind Kraftwerksneubauten nötig bzw. zu erwarten?
- Welche Kraftwerkstechnologien werden hierfür in welchem Umfang genutzt?
- Welche Preiseffekte entstehen dadurch und in welchem zeitlichen Rahmen?
- Welche Marktakteure können die notwendigen Kraftwerksneubauten realisieren?

Die Analysen und die Ermittlung der Preisentwicklungen erfolgt unter Einsatz des von enervis entwickelten Prognosemodells enervis Market Power für den europäischen Strommarkt.

## 2 Szenariendefinition

Die Untersuchung erfolgt auf Basis einer Szenariorechnung mit einem Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2020 einerseits und einer Berechnung ohne einen forcierten Ausstieg andererseits. Die Betrachtungen werden für den Zeitraum 2011 bis 2025 durchgeführt. Die zwei betrachteten Szenarien beruhen auf identischen Annahmen bezüglich Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen, Ausbaupfaden für die erneuerbaren Energien, Technologieparameter, Grenzkuppelstellen, Stromnachfrage etc.<sup>1</sup> Lediglich die Kapazitätsentwicklung der Kernkraftwerke in Deutschland wird zwischen den beiden Szenarien variiert. Dies mit der Absicht, die Effekte eines Ausstiegs bis 2020 eindeutig auszuweisen, zu vergleichen und zu analysieren.

Vor dem Hintergrund der Reaktorkatastrophen in Japan wurden in Deutschland Mitte März 2011 die sieben ältesten Kernkraftwerke (Inbetriebnahmejahr vor 1981) abgeschaltet. Dies geschah mit Hinweis auf ihre ggfs. mangelnde Sicherheit gegen Extremereignisse. Die aktuelle gesellschaftliche und energiepolitische Diskussion lässt erwarten, dass diese sieben Kraftwerke auch nach Ende des von der Bundesregierung ausgerufenen dreimonatigen Moratoriums im Mai 2011 nicht mehr ans Netz gehen werden. Auch wenn diese Kraftwerke, entgegen den jetzigen Signalen aus der Politik, nicht stillgelegt, sondern „nur“ mit verschärften Sicherheitsauflagen belegt werden sollten, ist davon auszugehen, dass die Erfüllung dieser Auflagen zur Gewährleistung des Betriebs für nur noch wenige Jahre nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Daher erscheint die endgültige Stilllegung der sieben ältesten Kernkraftwerke im Jahr 2011 als sehr wahrscheinlich.

Damit stellt sich für die Zukunft die Frage, wie mit den restlichen zehn Kernenergieanlagen verfahren werden soll, die ab 1981 in Betrieb gegangen sind. Hierfür werden in diesem Gutachten die folgenden zwei Szenarien definiert.

---

<sup>1</sup> Es wurden die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisprämissen des World Energy Outlook 2010 (New Policy Scenario) verwendet.

- **Das Szenario „Ausstieg 2020“** bildet einen Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2020 ab, wie er vom Vku in seinem Positionspapier zur Fortentwicklung des Energiekonzepts der Bundesregierung vom 07.04.2011 gefordert wurde. Hierfür wird unterstellt, dass die sieben ältesten Reaktoren sofort stillgelegt werden. Die restlichen Kernkraftwerke erhalten eine Betriebsgenehmigung bis jeweils 31 Jahre nach ihrem Inbetriebnahmedatum, so dass im Jahr 2020 mit Neckarwestheim 2 der letzte Reaktor vom Netz gehen würde. Der Pfad „schneller Ausstieg“ ist in nachfolgender Abbildung als blaue Stufenkurve dargestellt, die wesentliche Transformation im Erzeugungssektor geschieht zwischen 2015 und 2020.
- **Das Szenario „langsamer Ausstieg“** geht von einer angepassten Laufzeitverlängerung aus. Hierbei werden ebenfalls die sieben ältesten und derzeit durch das Moratorium außer Betrieb genommenen Kernkraftwerke nicht wieder in Betrieb genommen. Die restlichen Reaktoren laufen jedoch auf Basis der ihnen im Rahmen der Laufzeitverlängerung aus dem Jahr 2010 zugebilligten zusätzlichen Reststrommengen weiter. Damit verbleibt ein Sockel von rund 14.000 MW an Kernenergieleistung bis 2028 Jahre im Markt, um danach auf Basis der Reststrommengen langsam stufenweise abzuschmelzen. Der Pfad „langsamer Ausstieg“ ist in der nachfolgenden Abbildung als graue Fläche dargestellt, die wesentliche Transformation im Erzeugungssektor beginnt erst deutlich nach dem hier betrachteten Zeitraum.

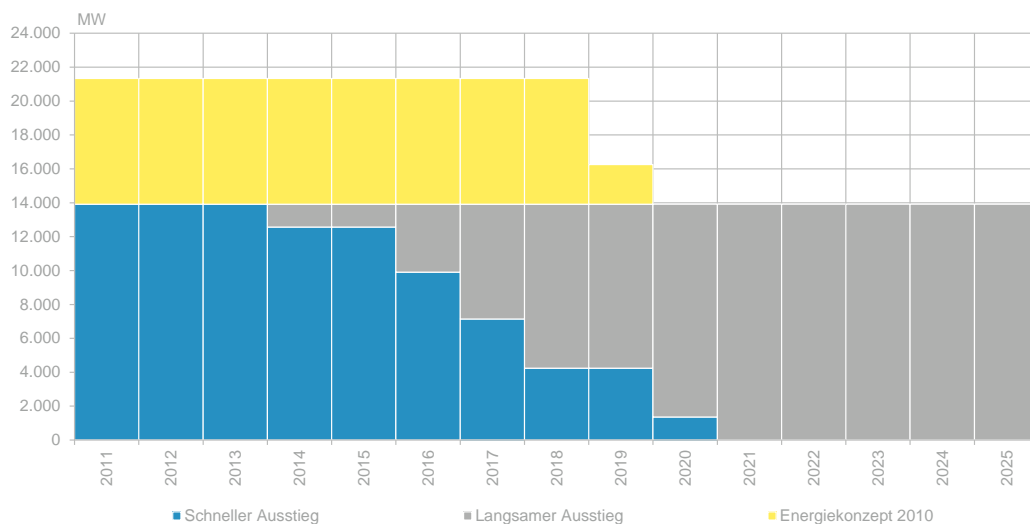


Abbildung 1: Kapazitätspfade für die Kernenergienutzung in den beiden Szenarien (jeweils Kapazität zu Jahresbeginn)

Die Abbildung zeigt außerdem die zusätzlichen Kapazitäten, die auf der Grundlage der Laufzeitverlängerung aus dem Energiekonzept 2010 (gelbe Fläche) im Markt wären. Der Startpunkt beider Szenarien entspricht bezüglich der sieben ältesten KKW der Situation des Moratoriums: sie sind nicht am Netz. Im Szenario „langsamer Ausstieg“ verläuft die KKW-Kapazität ab dem Jahr 2020 wie im Energiekonzept 2010 (Laufzeitverlängerung) vorgesehen. Für beide Szenarien werden keine Reststrommengenübertragungen unterstellt. Hintergrund dieser Annahme ist, dass eine Reststrommengenregelung der Politik wesentliche Steuerungsmöglichkeiten zur zeitlichen Begrenzung der Kernenergienutzung nimmt, wie die Vergangenheit gezeigt hat. Deshalb wird davon ausgegangen, dass die zukünftige Regelung auf festen Ausstiegsdaten und nicht mehr auf Reststrommengen basieren wird.

### 3 Diskussion wesentlicher Ergebnisse

Nachfolgend werden die wesentlichen Ergebnisse des Fundamentalmodells für die beiden zuvor definierten Szenarien dargestellt, um die wesentlichen Effekte eines Ausstiegs bis 2020 zu diskutieren.

#### 3.1 Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten

Für die Untersuchung der Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten wird unterschieden zwischen Kraftwerken, deren Inbetriebnahme bereits heute absehbar ist und Kraftwerken, die in dem verwendeten Strommarktmodell endogen, das heißt alleine aufgrund der im Modell hinterlegten wirtschaftlichen Prämissen, zugebaut werden.

##### 3.1.1 Gesetzte Kraftwerksneubauten (bis 2016)

Modellexogen vorausgesetzt wurden Kraftwerkskapazitäten in Höhe von rund 12.000 MW. Hierbei handelt es sich um schon im Bau oder in fortgeschrittener Planung befindliche Kraftwerksprojekte, die bis 2016 in Betrieb gehen werden und daher für die Modellrechnung in beiden Szenarien vorab gesetzt werden. Diese Kraftwerkszubauten umfassen rund 6.700 MW Steinkohle, 2.800 MW Braunkohle, 2.300 MW Gas und 300 MW sonstige Brennstoffe.<sup>2</sup> Diese Kraftwerkszubauten werden in beiden Szenarien in identischer Höhe unterstellt, sie wurden weitgehend schon unter der Annahme eines Atomausstiegs geplant und kommen daher trotz der in 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung kurz- bis mittelfristig in den Markt.

Alle anderen Zubauentscheidungen werden im Modell endogen nach Maßgabe ihrer Wirtschaftlichkeit realisiert. Dies geschieht auf Basis des ökonomischen Marktumfelds (Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise sowie Erzeugungs- und Laststruktur) und auf der Basis von Wirtschaftlichkeitskriterien, die üblicher Weise an solche Investitionen angelegt werden. Ein Zubau an Kraftwerken alleine aus dem Grund, die Stromversorgung in Deutschland sicherzustellen, erfolgt in dem Modell nicht. Die innerhalb des Modells realisierten Zubauten zeigen für die beiden Szenarien also ausschließlich den Verlauf der wirtschaftlich sinnvollen Kraftwerkszubauten. Hinsichtlich des bestehenden und des zukünftigen Kraftwerksparks wurden die typischen technischen und finanziellen Parameter sowie eine steigende Investitionskostenentwicklung für die einzelnen Kraftwerkstypen unterstellt.

Die folgende Abbildung zeigt, wann und in welchem Umfang im Modell Neubauten und Stilllegungen von Kraftwerken erfolgen (Unterscheidung zwischen bestehenden und neuen Kraftwerken) und wie sich dadurch die Kapazitäten der verschiedenen Erzeugungstechnologien und deren Anteile am Kraftwerkspark zwischen 2011 und 2025 entwickeln.

---

<sup>2</sup> Angaben basierend auf den Veröffentlichungen der jeweiligen Kraftwerksbetreiber, ergänzt durch die Kraftwerksdaten des Vku und die Kraftwerksliste des BDEW vom 4. April 2011.

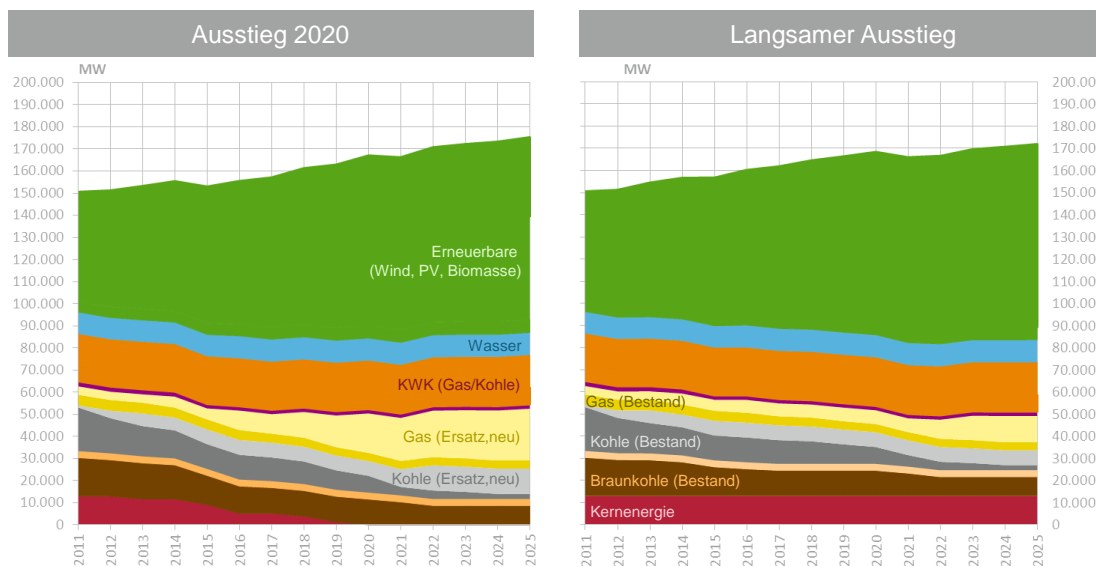


Abbildung 2: Kapazitätsentwicklung von Kraftwerksbestand und Neubauten im Szenario „Ausstieg 2020“ (links) und im Szenario „langsamer Ausstieg“ (rechts)

Der Vergleich der Kapazitätsentwicklungen zeigt, dass im Szenario „Ausstieg 2020“ (linke Abbildung) die stillgelegten KKW-Kapazitäten (rote Flächen in der Grundlast) frühzeitig durch die bereits heute absehbaren Kraftwerksneubauten (Kohle und Gas) sowie durch den Zuwachs aus erneuerbaren Energien ersetzt werden. Zusätzlich dazu findet im Zeitraum 2016 bis 2020 ein verstärkter Ersatz und Zubau insbesondere von neuen Gaskraftwerken statt (gelbe Flächen), um die vom Netz gehenden Kernkraftwerke und altersbedingte Kraftwerksstilllegungen zu kompensieren.

In Szenario „langsamer Ausstieg“ (rechte Abbildung) bleibt vorerst ein Kapazitätssockel aus Kernenergie bestehen. Dadurch kommen überhaupt erst ab dem Jahr 2022 neue Kraftwerkskapazitäten zusätzlich zu den derzeit in Planung bzw. im Bau befindlichen Kraftwerken in den Markt. Dies sind Gaskraftwerke.

Der Anteil der Steinkohlekraftwerke verliert in beiden Szenarien insgesamt an Bedeutung und reduziert sich kontinuierlich durch altersbedingte Kraftwerksstilllegungen. Ein Ersatz von alten Steinkohlekraftwerken durch neue erfolgt aufgrund der unterstellten Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, aber auch aufgrund der sich abzeichnenden Lastentwicklung<sup>3</sup>, sehr viel moderater als im Gasbereich. Ebenfalls relevant ist, dass Steinkohlekraftwerke bezüglich ihrer gesellschaftlichen Akzeptanz schwerer zu realisieren sind, als Gaskraftwerke und eine längere Planungs- und Realisierungsphase benötigen. Im Szenario „Ausstieg 2020“ werden Steinkohlekapazitäten daher nur in sehr moderatem Umfang ersetzt, im Szenario „langsamer Ausstieg“ werden bis 2025 keine Steinkohlekraftwerke gebaut (vgl. hierzu nachfolgende Ausführungen unter Punkt 3.1.2).

<sup>3</sup> Durch den Zubau von Erneuerbaren wird die Volatilität der Nachfrage sehr stark ansteigen. Der Grundlastbedarf wird dementsprechend sinken, was den Zubau von Steinkohlekraftwerken zunehmend wirtschaftlich in Frage stellt.

### 3.1.2 Entwicklung von zusätzlichen Kraftwerksneubauten (nach 2016)

Abbildung 3 zeigt, wann in den beiden untersuchten Szenarien neue Kraftwerkskapazitäten in den Markt kommen und mit welcher Erzeugungstechnologie sie realisiert werden. In beiden Abbildungen sind auch die bereits heute in der Realisierung befindliche Steinkohlekraftwerke (dunkelgrau) und Gaskraftwerke (orange) berücksichtigt. Die entscheidenden Unterschiede der Szenarien bestehen im zusätzlichen Zubau von Kraftwerkskapazitäten (hellgelb, hellgrau).

Im Szenario „Ausstieg 2020“ (linke Seite der Abbildung) werden bereits in den Jahren 2016 bis 2020 weitere neue Kraftwerke zusätzlich zu den heute schon gesetzten Kraftwerksneubauten in den Markt kommen und die stillgelegten KKW sukzessive ersetzen. Der Ersatz erfolgt hauptsächlich durch den Neubau von Gas-und-Dampfkraftwerken (gelbe Fläche). Der Zubau von GuD bis 2020 beläuft sich auf rund 12.000 MW (etwa 30 neue GuD-Blöcke) und steigt bis 2025 auf rund 17.000 MW (ca. 40 neue GuD-Blöcke).<sup>4</sup> Hinzu kommen Gaskraftwerke in Höhe von rund 2.300 MW, die derzeit schon realisiert werden und zwischen 2011 und 2016 zur Verfügung stehen werden (orange Fläche).

Fasst man die bereits im Bau befindlichen und die modellendogen hinzukommenden Gaskraftwerke zusammen, so ist im Szenario „Ausstieg 2020“ mit dem Zubau von insgesamt rund 20.000 MW bis zum Jahr 2025 zu rechnen. Dadurch wird der deutsche Kraftwerksmix zunehmend von flexiblen und hocheffizienten Gaskraftwerken bestimmt (vgl. hierzu auch Abbildung 2), was vor dem Hintergrund des kontinuierlichen Ausbaus der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien systemtechnisch sinnvoll und notwendig ist.

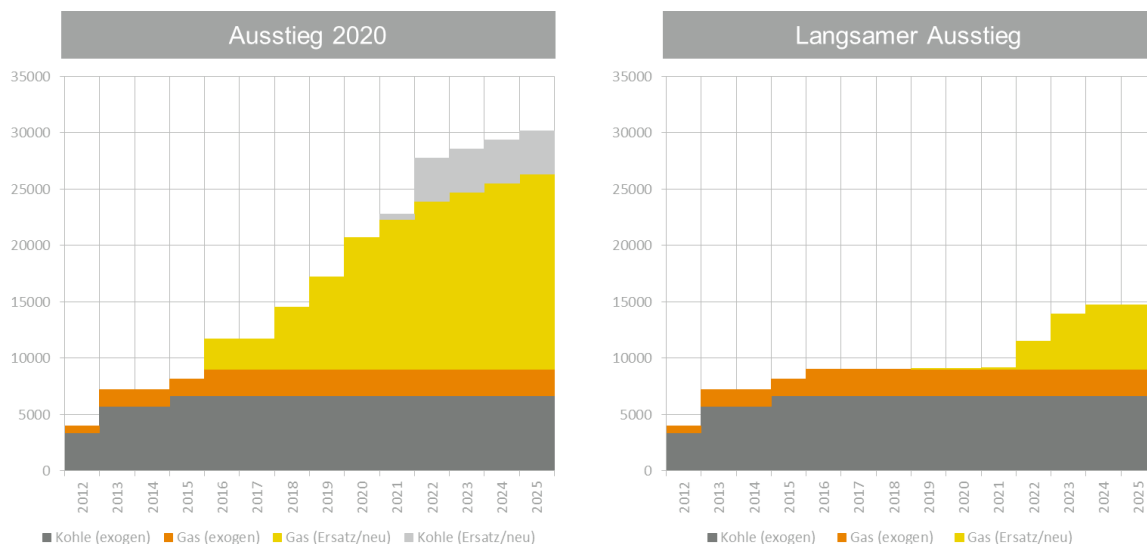


Abbildung 3: Exogen gesetzte und modellendogene Neubauten im Szenario „Ausstieg 2020“ (links) und „langsamer Ausstieg“ (rechts)

<sup>4</sup> Annahme eines typischen GuD-Kraftwerksblocks mit 400 MW elektrischer Nettoleistung. Es ist zunehmend üblich, an geeigneten Standorten zwei Kraftwerksblöcke zu errichten (rund 800 MW GuD), so dass der Bedarf an neuen Kraftwerksstandorten nicht zwangsläufig der Zahl der neu zu errichtenden GuD-Blöcke entspricht. Zudem ist es möglich und sinnvoll, bestehende Kraftwerksstandorte für Neubauten zu nutzen – insbesondere Standorte in Lastnähe. Nicht berücksichtigt wurde der Umstand, dass es durchaus Potentiale auch für kleinere Gas-Anlagen gibt, die im Einzelfall ebenfalls über eine Wärmeauskopplung verfügen können. Diese sind im Modell in größeren GuD-Blöcken subsummiert.



Im Szenario „langsamer Ausstieg“ (rechts in Abbildung 3) erfolgt ein Zubau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten über die exogen gesetzten Neubauten hinaus erst später und im Betrachtungszeitraum auch nicht im gleichen Umfang wie bei einem Ausstieg bis 2020. Neue GuD werden über die 2.300 MW an gesetzten Neubauten (orange Fläche) hinaus bis 2020 nicht modellendogen nachgebaut. Zwischen 2020 und 2025 kommen dann rund 6.000 MW (ca. 15 neue GuD-Blöcke) zusätzlich zu den gesetzten Neubauten in den Markt. Erst bei einem wesentlich längeren Betrachtungshorizont, beispielsweise bis 2040, nähert sich das Niveau der modellendogenen Kraftwerksneubauten im Szenario „langsamer Ausstieg“ dem des Szenario „Ausstieg 2020“ an.<sup>5</sup>

Steinkohlekraftwerke werden im Szenario „Ausstieg 2020“ (links in Abbildung 3) über die bereits in Realisierung befindlichen Neubauten (dunkelgraue Fläche) hinaus bis 2020 nicht ersetzt. In den Jahren 2021/2022 kommt es dann zum Ersatz einiger alter Steinkohleblöcke durch neue im Umfang von rund 4.000 MW (hellgraue Fläche), danach erfolgt kein weiterer Zubau. Das entspricht etwa fünf neuen Steinkohlekraftwerken<sup>6</sup>, wird aber die bis dahin stillgelegten alten Steinkohlekraftwerke nicht vollständig ersetzen.

Im Szenario „langsamer Ausstieg“ (rechts in Abbildung 3) werden im Betrachtungszeitraum über die bereits im Bau befindlichen Kapazitäten keine neuen Steinkohlekraftwerke zugebaut. Dies liegt u. a. daran, dass durch den längeren Betrieb der Kernkraftwerke ein hoher Grundlastsockel bestehen bleibt und es daher bis 2025 keinen wirtschaftlichen Bedarf an neuen Grundlastkraftwerken gibt. Im Zeitraum 2030 bis 2040 hingegen würden auch im Szenario „langsamer Ausstieg“ alle Kernkraftwerke vom Netz gehen und sukzessive dann auch durch Steinkohle und Gaskraftwerke ersetzt werden.<sup>7</sup>

Beachtenswert ist die große Rolle, die altersbedingte Stilllegungen konventioneller Kraftwerke für den deutschlandweiten Zubaubedarf spielen, denn auch hierdurch entstehen erhebliche Investitionsanreize für neue Kraftwerke. So gehen, basierend auf der derzeitigen Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks, bis zum Jahr 2025 nicht nur KKW außer Betrieb. Besonders in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, dem Saarland und in den neuen Bundesländern muss in den nächsten 15 Jahren mit der altersbedingten Stilllegung von rund 20.000 MW Steinkohle-, Braunkohle- und Gaskraftwerken gerechnet werden, deutschlandweit mit bis zu 25.000 MW.

Im Vergleich der beiden Szenarien zeigt sich, dass ein Ausstieg bis 2020 im Gegensatz zu einem langsamen Ausstieg diese zeitnah zu Investitionsanreizen führt, die diesen Ersatz realisieren können, KKW und ältere fossile Kraftwerke werden ab 2016 durch neue Kraftwerke ersetzt. Bei einem langsamen Ausstieg hingegen gibt es vor 2020 keine Investitionsanreize, erst nach 2022 werden Investitionen in neue Kraftwerke im Falle eines langsamen Ausstiegs wirtschaftlich.

---

<sup>5</sup> Dies ist plausibel, wenn man beachtet, dass der Kapazitätsrückgang der Kernenergieanlagen in beiden Szenarien lediglich eine Frage der Zeit ist und die stillzulegenden KKW-Kapazitäten in beiden Szenarien – zumindest teilweise - ersetzt werden müssen.

<sup>6</sup> Unter Annahme eines typischen Steinkohlekraftwerks mit 800 MW Nettoleistung. Auch hier gilt, dass der Bedarf an neuen Kraftwerksstandorten nicht zwangsläufig der Zahl der neu zu errichtenden Kraftwerksblöcke entspricht.

<sup>7</sup> Der Zubau von Steinkohlekapazität basiert auf der modellendogenen Abwägung von Kosten- und Einsatzparametern auf Basis der vorgegebenen Prämissen. Würde es beispielsweise zu einem stärkeren Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise kommen, als für dieses Gutachten angenommen, verschöbe sich der im Modell ermittelte Zubau von bis zu fünf Steinkohlekraftwerken in den Bereich der Gaskraftwerke. Ein Ausbau der Braunkohlenutzung findet hingegen über die derzeit im Bau befindlichen Kapazitäten hinaus in dem Modell nicht statt. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass der Neubau von Braunkohlekraftwerken aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz sowie dem steigenden Druck, CO<sub>2</sub>-Emissionen zu vermeiden, von den Gutachtern als sehr unwahrscheinlich eingeschätzt wird.

### 3.2 Modernisierung des Kraftwerksparks

Ein Ausstieg bis 2020 führt zeitnah zu Investitionsanreizen. Diese Modernisierung des Kraftwerksparks führt zu einer Wirkungsgradverbesserung und eröffnet Ausbauchancen für den KWK-Sektor, wie nachfolgend ausgeführt.

#### 3.2.1 Entwicklung des durchschnittlichen Wirkungsgrades

Der Wirkungsgrad des konventionellen Kraftwerksparks liegt heute bei etwa 36%. Ein Vergleich der Entwicklung des durchschnittlichen Wirkungsgrads des deutschen Kraftwerksparks zwischen den beiden untersuchten Szenarien zeigt, dass es bei einem schnellen Ausstieg früher zu einer nachhaltigen Effizienzsteigerung kommt, als bei einem langsamen Ausstieg. Dies liegt im Wesentlichen am zeitnahen Ersatz alter fossiler Kraftwerke und der Kernkraftwerke, welche einen vergleichsweise geringen Wirkungsgrad haben, durch neue und daher effizientere Kraftwerke. Dieser Ersatz erfolgt im Szenario „Ausstieg 2020“ bereits in den Jahren 2015 bis 2020 während er im Szenario „langsamer Ausstieg“ erst rund 15 Jahre später stattfindet. Daher verbessert sich der durchschnittliche Wirkungsgrad bei einem Ausstieg bis 2020 zeitnah und nachhaltig, wie die folgende Abbildung zeigt.

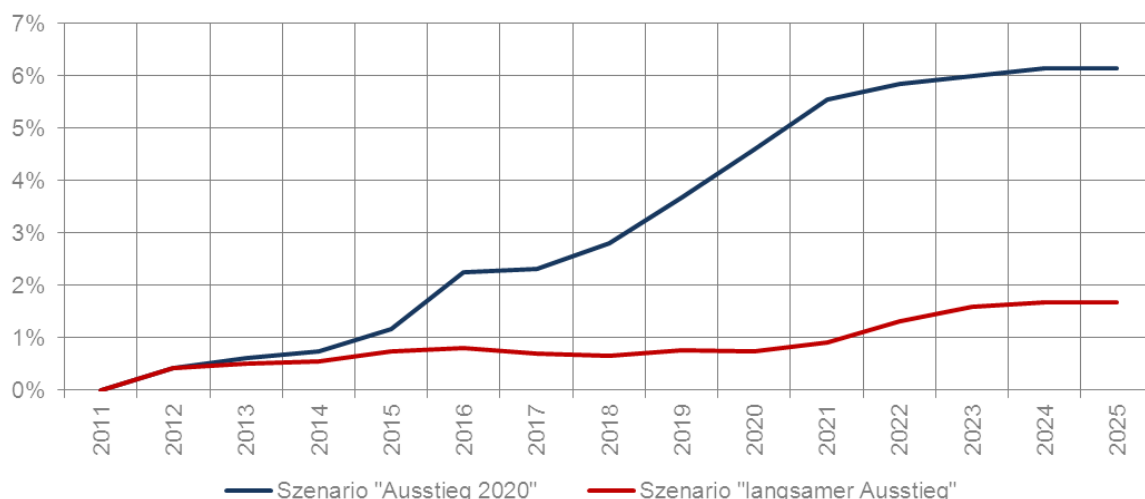


Abbildung 4: Entwicklung des durchschnittlichen Wirkungsgrades des deutschen Kraftwerksparks (fossile Kraftwerke und Kernkraftwerke) in %-Punkten ab Startjahr 2011. <sup>8</sup>

Der frühere Zubau von neuen Kraftwerken im Szenario „Ausstieg 2020“ führt bereits zu Beginn des Betrachtungszeitraums zu einem Anstieg des Wirkungsgrades des konventionellen Kraftwerksparks: bis 2020 erhöht sich der Wirkungsgrad gegenüber 2011 im Szenario „Ausstieg 2020“ um rund 5%-Punkte. Im Jahr 2025, wenn im Szenario „Ausstieg 2020“ der Ersatz der stillzulegenden KKW komplett abgeschlossen ist, liegt der Wirkungsgrad des Kraftwerksparks dann um rund 6%-Punkte höher als vor dem Ausstieg und um rund 4,5%-Punkte höher als bei einem langsamen Ausstieg zum gleichen Zeitpunkt. Im Szenario „langsamer Ausstieg“ steigt der Wirkungsgrad des Kraftwerksparks im gleichen Zeitraum um nur knapp 2%-Punkte an.

<sup>8</sup> Dargestellt ist der Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerksparks über alle Gas-, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke sowie KKW (ohne erneuerbare Anlagen) bezogen auf den Quotienten aus Nettostromerzeugung und Brennstoffinput.



Neue Kraftwerke haben einen höheren Wirkungsgrad und benötigen daher zur Erzeugung einer Kilowattstunde Strom spezifisch weniger Brennstoff und emittieren daher auch weniger CO<sub>2</sub>, als weniger effiziente Kraftwerke. Damit erzeugt ein Kraftwerkspark, der durch neue Anlagen insgesamt effizienter wird, Strom (und ggfs. auch Wärme) zu Kosten, die unabhängig sind von Preisschwankungen auf den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Märkten.

Die gesteigerte Effizienz des Kraftwerksparks, die durch die unter 3.1.2 dargestellte Entwicklung von Kraftwerksneubauten im Szenario „Ausstieg 2020“ erreicht wird, erhöht so die Robustheit des deutschen Energieerzeugungssektors gegenüber Preissteigerung und Volatilitäten auf den Weltmärkten für Steinkohle, Gas und CO<sub>2</sub>. Dies ist der wesentliche Grund dafür, dass das Strompreinsniveau im Szenario „Ausstieg 2020“ nach dem abgeschlossenen Umbau des Kraftwerksparks (ab 2022) dem Preisniveau entspricht, das bei Umsetzung einer Laufzeitverlängerung und ohne die Erneuerung des konventionellen Kraftwerksparks im gleichen Zeitraum erreicht wird (vgl. hierzu Ausführungen unter 3.3.1).

### **3.2.2 Ausbauchancen für die Kraft-Wärme-Kopplung**

Der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland hinkt dem energiepolitischen Ziel einer Verdoppelung des KWK-Stromanteils an der Stromerzeugung auf 25% bis 2020 hinterher. Mit Blick auf die Ausbauraten der letzten Jahre erscheint es unrealistisch, dass die vom Bundestag beschlossene Verdopplung des KWK-Anteils auf 25% erreicht werden kann. Das Ausbauziel scheint momentan nicht nur aufgrund des nicht ausreichenden Förderrahmens unerreichbar, sondern auch, weil viele KWK-fähige Kraftwerksneubauten unter der Wirkung der in 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung nicht realisiert wurden.

Bei Umsetzung einer Laufzeitverlängerung im Szenario „langsamer Ausstieg“ bleibt dieses Hemmnis für den Ausbau der gekoppelten Erzeugung bestehen, denn es gibt in diesem Szenario erst spät und dann auch nur in kleinerem Umfang überhaupt Investitionsanreize, die auch zum Neubau von KWK-Anlagen führen können. Für einen Zuwachs der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in der gewünschten Größenordnung ist ein zeitnaher und verstärkter Neubau von hocheffizienten KWK-Kraftwerken (z.B. GuD) erforderlich. Dieser Zubau von neuen Kraftwerken, die grundsätzlich für den KWK-Betrieb geeignet sind, erfolgt bis 2020 allerdings nur im Szenario „Ausstieg 2020“. Dieses Ausstiegsszenario bedeutet damit nicht nur für den Stromsektor, sondern insbesondere auch für den KWK-Sektor eine Wachstumschance.

Die Menge des KWK-Stroms in Deutschland beträgt derzeit rund 70 TWh (ca. 12%). Ziel ist eine Steigerung um weitere 70 TWh auf dann rund 140 TWh in 2020. Eine Untersuchung der Kraftwerksneubauten in den beiden Szenarien zeigt, dass es nur im Szenario „Ausstieg 2020“ technisch grundsätzlich möglich wäre, eine Strommenge von 70 TWh aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 zusätzlich zu erzeugen. Dafür müsste ein Großteil der neu zu bauenden GuD-Anlagen mit Wärmeauskopplung ausgeführt werden, was aber grundlegend möglich erscheint, sofern die entsprechenden Wärmesenken erschlossen werden können. Im Szenario „langsamer Ausstieg“ reicht der ermittelte Zubau von GuD-Anlagen für eine Zielerreichung im KWK-Bereich hingegen nicht aus.

Trotz des Aufbaus ausreichender neuer Kraftwerkskapazitäten, die für die Wärmeauskopplung technisch grundsätzlich nutzbar sind, ist zu beachten, dass der KWK-Ausbau auch im Szenario „Ausstieg 2020“ nur bei einem ausreichenden und stabilen Förderrahmen tatsächlich realisiert werden wird. Ein Ausstieg bis zum Jahr 2020 bietet somit zwar die kapazitiven und technischen Voraussetzungen für einen starken Ausbau der KWK, der nötige wirtschaftliche Förderrahmen bleibt aber trotzdem unerlässlich - insbesondere für die Wärmeabsatzseite.

### 3.3 Wesentliche Marktentwicklungen in den beiden Szenarien

Nachfolgend werden wesentliche Marktentwicklungen (Preis, Wettbewerb, Stromaustausch) in den beiden Szenarien betrachtet und gegenübergestellt.

#### 3.3.1 Preisbildung und Preisentwicklung in den Szenarien

Die wichtigste Erkenntnis bezüglich der Preiseffekte eines Ausstiegs bis 2020 ist, dass die Strompreise in beiden Szenarien nach Beendigung des Umbaus des Kraftwerksparks ab 2022 auf einem identischen Niveau verlaufen (vgl. Abbildung 5). Ein Ausstieg aus der Kernenergie-nutzung in Deutschland bis zum Jahr 2020 führt somit nicht zu einer dauerhaften Steigerung des Strompreisniveaus gegenüber einem Weiterbetrieb der KKW.

Dieses Ergebnis der Modellierung zeigt, dass der Effekt der Kernenergie auf das Preisniveau am Stromgroßhandelsmarkt in der öffentlichen Diskussion häufig falsch dargestellt und auch überschätzt wird. Richtig ist, dass Kernkraftwerke bei einer rein strommarktinternen Betrachtung im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien niedrige variable Erzeugungskosten aufweisen.<sup>9</sup> Nicht richtig ist hingegen, dass sich dies unmittelbar in niedrigeren Strompreisen am Spotmarkt niederschlägt. Die Analyse der Strompreisentwicklung bei einem Ausstieg bis 2020 im Vergleich zum Weiterbetrieb der neueren KKW bestätigt dies: durch einen schnellen Austausch der Kernkraftwerke in moderne fossile Kraftwerke ist kein signifikanter und vor allem kein dauerhafter Strompreisanstieg zu erwarten. Vielmehr liegt die Struktur der zur Nachfragedeckung eingesetzten Kraftwerksleistungen in weiten Bereichen der Merit-Order, insbesondere aber im preisbildenden Segment, sehr eng beieinander.<sup>10</sup>

Abbildung 5 zeigt die für die beiden Szenarien ermittelten Strompreisentwicklungen bis 2025.

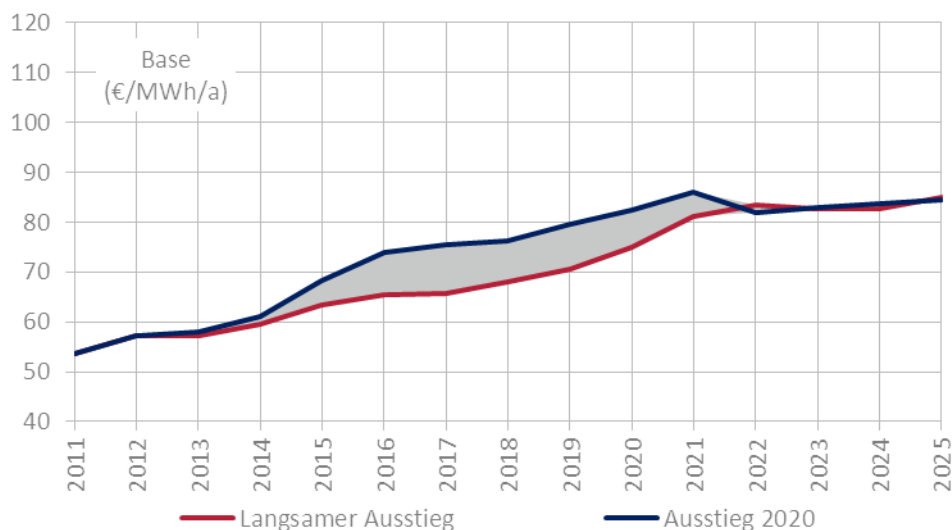


Abbildung 5: Preisentwicklung im Szenarienvergleich (Jahrespreise Base, Preise real 2011)

<sup>9</sup> Dies schließt alleine die am Markt sichtbaren Kosten der Kernenergie ein, externe Kosten sind für die einzelwirtschaftliche Einsatzentscheidung aufgrund des derzeitigen Marktdesigns nicht relevant, da sie von der Allgemeinheit zu tragen sind.

<sup>10</sup> Zu berücksichtigen ist ferner, dass die Kernkraftwerke über einen längeren Zeitraum und nicht auf einmal abgeschaltet werden. In dem gleichen Zeitraum kommt es zu einem Ausbau der erneuerbaren Energien, was insgesamt zu einem geringeren Bedarf an Grundlastkraftwerken führt. Die Rolle moderner und flexibler Gaskraftwerke wird dadurch gestärkt.

Die Analyse der dargestellten Preisverläufe zeigt, dass in beiden Szenarien langfristig von einem Anstieg der Großhandelsstrompreise ausgegangen werden muss. Betrachtet man die in Abbildung 5 dargestellten Preisentwicklungen differenzierter, so zeigt sich, dass der Großhandelsstrompreis (Jahresbase) in beiden Szenarien bis 2025 auf das Niveau von rund 85 €<sub>2011</sub>/MWh ansteigt. Hierbei ist zu beachten, dass das Preisniveau in beiden Szenarien maßgeblich von der in der Modellierung unterstellten Steigerung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise getrieben wird, die das längerfristige Preisniveau grundsätzlich bestimmen. Dieser Effekt ist politisch gewollt und wird durch den europaweiten Emissionshandel unterstützt. Lediglich die zwischenzeitlich auftretenden Preisunterschiede werden durch die zeitlich unterschiedlich auftretenden Kraftwerksneubauten bedingt, die sich in den Szenarien unterscheiden. Besonders im Zeitraum 2015 bis 2021 prägt die unterschiedliche Kapazitätssituation die Preisentwicklung in den beiden abgebildeten Szenarien.<sup>11</sup>

Die in Abbildung 5 dargestellten Großhandelspreise laufen im Zeitraum 2015 bis 2021, in dem im Szenario „Ausstieg 2020“ der größte Umbau des Kraftwerksparks stattfindet, mittelfristig auseinander. So liegt das Preisniveau im Szenario „Ausstieg 2020“ im Zeitraum 2013 bis 2021 etwas höher, als im Szenario „langsamer Ausstieg“. Die Preisdifferenz zwischen den Szenarien im Zeitraum 2015 bis 2021 beträgt im Mittel 7 Euro/MWh – das bedeutet, der schnelle Ausstieg führt vorübergehend zu einem moderaten Strompreisanstieg im Vergleich zu einem langsamen Ausstieg. Die Preisdifferenz entspricht 10% des Strompreisniveaus in den Jahren 2013 bis 2021. Betrachtet man hingegen den gesamten Zeitraum von heute bis zum Jahr 2025, so ergibt sich lediglich eine Preisdifferenz von rund 3,6 Euro/MWh – dies sind weniger als 5% des mittleren Strompreisniveaus im Betrachtungszeitraum.

Wichtig ist insbesondere aber folgende Erkenntnis: nach Beendigung des Umbaus des Kraftwerksparks im Szenario „Ausstieg 2020“ verlaufen die Preise in beiden Szenarien ab dem Jahr 2022 auf einem identischen Niveau (vgl. Abbildung 5). Dies ist einerseits durch die Stilllegung konventioneller Kraftwerkskapazitäten bedingt, die auch im Szenario „langsamer Ausstieg“ erfolgt und ab 2019 einen stärkeren Preisanstieg hervorruft. Andererseits wirkt der frühere Neubau von Kraftwerken im Szenario „Ausstieg 2020“ langfristig preisdämpfend, da die Effizienz des Kraftwerksparks durch die Neubauten stärker ansteigt, als im Szenario „langsamer Ausstieg“. Ein Ausstieg aus der Kernenergienutzung in Deutschland bis zum Jahr 2020 bedingt somit keine dauerhaften preislichen Verwerfungen.

Die Ursache für die moderat abweichenden Preise bei einem Ausstieg bis 2020 ist die grenzkostenbasierten Preisbildung im Strommarkt. Nicht die durchschnittlichen Erzeugungskosten aller Kraftwerke entscheiden über den Strompreis, sondern das letzte, gerade noch zu Lastdeckung benötigte Kraftwerk. Dies sind in Deutschland nicht Kernkraftwerke, sondern aufgrund der historisch gewachsenen Erzeugungsstruktur in aller Regel Steinkohle- und Gaskraftwerke. Kernkraftwerke profitieren auf diese Weise von Strompreisen, die durch fossile Kraftwerke gesetzt werden und stellen darüber ihre vergleichsweise hohe Wirtschaftlichkeit sicher. Zur Grenzpreisbildung tragen sie hingegen nur sehr selten bis gar nicht bei, was die Analyse historischer Preis- und Kapazitätsdaten für den deutschen Markt belegt.

---

<sup>11</sup> Bei der Bewertung der Preisverläufe ist außerdem zu berücksichtigen, dass seitens der Gutachter nicht unterstellt wurde, dass es im (betriebs-)wirtschaftlichen Interesse der KKW-Betreiber liegen kann, im Szenario „langsamer Ausstieg“ bestehende Kraftwerkskapazitäten (insbesondere ältere Steinkohlekraftwerke) vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer zumindest in die Kaltreserve zu überführen, um so die Ertragslage für die Kernkraftwerke zu optimieren. Nebeneffekt einer solchen frühzeitigeren Stilllegung wäre ein Anstieg des Strompreises vor allem in der Übergangszeit (2015 bis 2020) auch im Szenario „langsamer Ausstieg“. In der Folge würde sich die Preisentwicklung des Szenarios „langsamer Ausstieg“ dem Preisverlauf des Szenarios „schneller Ausstieg“ annähern.

Vor diesem Hintergrund und aufgrund der Struktur des Erzeugungsmarktes in Deutschland sind die Erzeugungskosten von Gas- und Kohlekraftwerken für das Strompreisniveau maßgeblich. Dieser Preisbildungsmechanismus (Merit-Order) ändert sich auch nicht, wenn es zu einem schnelleren Kernenergieausstieg mit entsprechendem Ersatz der KKW durch andere Kraftwerke kommt. Ein Systemwechsel bei der Preisbildung im Vergleich zum Weiterbetrieb der Kernenergie ist nicht zu erwarten. Zu erwarten ist hingegen ein Preiseffekt aus dem energiewirtschaftlich notwendigen Umbau des deutschen Erzeugungsparks, der sich auch vor dem Hintergrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien ergibt.

Dieser Umbau vollzieht sich schneller, wenn KKW bis 2020 vom Netz genommen werden und es zu keiner Laufzeitverlängerung kommt. Größere Anteile erneuerbarer Energien erfordern mehr flexible Kraftwerke und weniger Grundlastkraftwerke<sup>12</sup>. Flexible Kraftwerke haben zum gegenwärtigen Zeitpunkt (bei vergleichsweise niedrigen CO<sub>2</sub>-Kosten am Markt) insgesamt höhere variable Erzeugungskosten. Kommen nun vermehrt neue flexible Kraftwerke in den Markt, so schlägt sich dies in einer fundamentalen Betrachtung als vorübergehender Preiseffekt im Vergleich zu einem weniger flexiblen, älteren Kraftwerkspark bei einem langsamen Ausstieg nieder. Im Szenario „Ausstieg 2020“ steigt der Anteil neuer Kraftwerke früher und stärker und daher bestimmen diese häufiger den Preis.<sup>13</sup>

### 3.3.2 Wettbewerbseffekte im Erzeugungssektor

Im Rahmen der Energieversorgung nehmen die Kernkraftwerke bisher eine Rolle in der Grundlasterzeugung wahr. Aufgrund ihrer niedrigen variablen Erzeugungskosten sind sie von anderen Erzeugungstechniken im direkten Vergleich aus ihrer Marktposition nicht zu verdrängen. Sie schotten somit einen Teil des Erzeugungsmarktes vom Wettbewerb ab, denn die Kernenergie steht bei weitem nicht allen Marktteilnehmern zur Nutzung offen und das in Deutschland geltende Neubauverbot für KKW verhindert, dass sich neue Marktakteure in diesem Segment engagieren können - sofern sie es wollten.

Ein Weiterbetrieb der Kernenergie nach Maßgabe der in 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung führt somit dazu, dass ein wesentlicher Teil des Erzeugungsmarktes weiterhin vom Wettbewerb abgeschottet bleibt und Investitionen von Stadtwerken und anderen Energieversorgungsunternehmen (EVU) ohne KKW entwertet oder gänzlich verhindert werden. Bleibt ein wesentlicher Sockel aus Kernenergie für die Zukunft bestehen, wie im Szenario „langsamer Ausstieg“ unterstellt, gilt dies auch bei einer Stilllegung der ältesten Reaktoren nach dem Atommoratorium. Durch einen langsamen Ausstieg wird der Wettbewerb im klassischen Erzeugungsmarkt – dem zentralen Bereich der Stromwirtschaft – weiterhin behindert. Die vier großen Erzeugungsunternehmen, die bereits vor der Liberalisierung ihre Marktstellung auf- und ausgebaut haben, könnten ihre Position durch eine „kleine Laufzeitverlängerung“ weiter festigen und den Erzeugungsmarkt auch in der Zukunft dominieren. Bei einem nicht funktionierenden Wettbewerb können damit auch für die Zukunft keine wettbewerblichen Strompreise erwartet werden.

---

<sup>12</sup> Die zunehmende Einspeisung von fluktuierendem erneuerbaren Strom führt zu einer veränderten Laststruktur, diese wird zunehmend volatil. Diese zunehmende Volatilität muss durch die verbleibenden thermischen Kraftwerke oder zukünftig auch durch Speichertechnologien ausgeglichen werden. Eine sicher absehbare Entwicklung ist dabei, dass der benötigte Anteil an Grundlastkraftwerken mit dem Ausbau der Erneuerbaren sukzessive zurückgehen wird. Ein 1:1-Ersatz von Grundlast gegen Grundlast ergibt bei einem kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren energiewirtschaftlich keinen Sinn.

<sup>13</sup> In einer vereinfachten Beschreibung kann man sagen, dass heute in den Off-Peak-Stunden häufig Kohlekraftwerke preisbestimmend sind, während es in Peak-Stunden Gaskraftwerke sind. Durch den steigenden Anteil von Gaskraftwerken und die Verdrängung von Grundlastkraftwerken werden zukünftig Gaskraftwerke häufiger preisbestimmend sein. Hinzu kommt, dass der verstärkte Zubau erneuerbarer Energien zusätzlich zu einer Veränderung der Laststruktur führt, die durch konventionelle Kraftwerke abzudecken ist. Die Stromprodukte Peak und Offpeak laufen daher tendenziell zusammen und der Bedarf an flexiblen Kraftwerken steigt. Auch dies hat zur Folge, dass GuD-Kraftwerke zukünftig häufiger preisbestimmend sein werden, als in der Vergangenheit.

Ein schneller Ausstieg bis zum Jahr 2020 bietet hingegen die Chance, den Kraftwerkspark unter Beteiligung einer großen Anzahl neuer Akteure zu erneuern und an die veränderten Anforderungen durch kontinuierlichen Ausbau regenerativer Erzeugung anzupassen. Dies würde auch Möglichkeiten für kommunale EVU eröffnen, in neue Kraftwerke zu investieren. Diese Kraftwerksneubauten treten dann in einen Wettbewerb um hohe Effizienz und damit günstige Erzeugungskosten (inkl. der Kosten für Emissionen) ein und können tatsächlich durch alle Marktakteure errichtet und betrieben werden. Daher ist auch nicht zu erwarten, dass z.B. Stadtwerke zu den alleinigen Gewinnern eines beschleunigten Ausstiegs bis 2020 gehören werden.

Durch den Ausstieg aus der Kernenergie bis 2020 wird lediglich gewährleistet, dass der Umbau des deutschen Kraftwerksparks zeitnah realisiert wird und von allen Marktakteuren gleichermaßen gestaltet werden kann - auch wenn sich trotzdem noch keine gleichen Wettbewerbsvoraussetzungen für alle Akteure (ein sogenanntes „Level playing field“) einstellen werden.

Dennoch stellen die unter Punkt 3.1 dargestellten Kraftwerksneubauten im Zeitraum 2015 bis 2020, die im Szenario „Ausstieg 2020“ wirtschaftlich zu realisieren sind, ein großes Potenzial für die Ausweitung der kommunalen Stromerzeugung dar. Denn gerade gasgefeuerte Kraftwerke (GuD, aber auch Gasturbinen) sind aufgrund ihrer moderaten Investitionskosten, der hohen Effizienz bei vergleichsweise flexibler Fahrweise und ihrer besseren gesellschaftlichen Akzeptanz im Vergleich zu Kohlekraftwerken besonders für die Beteiligung von Stadtwerken geeignet. Hinzu kommt, dass GuD-Kraftwerke gut für die Wärmeauskopplung geeignet sind und mit einem Ausbau dieser Kraftwerke auch die kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme, wie sie bereits heute von vielen Stadtwerken verwirklicht wird, ausgebaut werden kann.<sup>14</sup>

### **3.3.3 Exporte und Importe von Strom**

Häufig wird argumentiert, dass ein schneller Ausstieg aus der Kernenergienutzung dazu führen würde, dass Deutschland langfristig und in hohem Maße von Stromimporten aus den europäischen Nachbarländern abhängig würde, insbesondere von Atomstrom aus Frankreich. Die Modellrechnungen zeigen, dass dies so nicht zu erwarten ist.

Die Entwicklung der Exporte und Importe von Strom (Jahressaldo aller deutschen Grenzkuppelstellen) ist für die Szenarien nachfolgend im Vergleich dargestellt. Die Skala der rechten Ordinate (y) zeigt den Anteil des Saldos am deutschen Bruttostromverbrauch.

---

<sup>14</sup> Gleiches gilt auch für kleinere und dezentrale Anlagen.

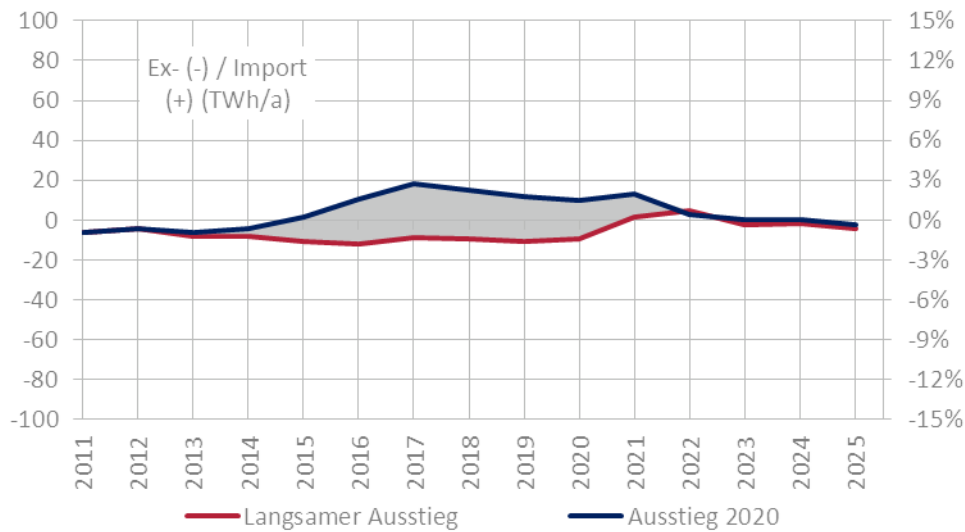


Abbildung 6: Entwicklung der Exporte und Importe von Strom

Die Abbildung zeigt, dass ab dem Jahr 2015 im Szenario „Ausstieg 2020“ vorübergehend ein im Vergleich zur gesamten Nachfrage geringfügiger Nettoimport stattfindet. Auch im Szenario „langsamer Ausstieg“ verringert sich die exportierte Strommenge der ansteigenden Preisentwicklung entsprechend, das Import- zu Exportsaldo bleibt aber leicht negativ bis in den Jahren 2021 und 2022 auch im Szenario „langsamer Ausstieg“ ein Nettoimport stattfindet. Nachdem beim Stromimport im Szenario „Ausstieg 2020“ im Jahr 2017 ein kurzfristiges Maximum von rund 18 TWh (rund 3% des deutschen Bruttostromverbrauchs) erreicht wird, gehen die Importe wieder zurück. Ab dem Jahr 2022 bewegt sich der Stromaustausch analog zur Preisentwicklung in beiden Szenarien auf gleichem Niveau und in beiden Szenarien zeigt sich für den deutschen Strommarkt eine ausgeglichene Stromaustauschbilanz.

Die dargestellte Entwicklung des Stromaustauschs erklärt sich aus den unter Punkt 3.3.1 erläuterten Preisentwicklungen und -differenzen in den beiden untersuchten Szenarien. Preissteigerungen, wie sie in beiden Szenarien auftreten, führen zu einem vorübergehenden Anreiz für Stromimporte aus anderen Märkten, weshalb sich der Exportüberschuss tendenziell verringert. Dies erfolgt jedoch nur solange, bis strukturelle Effekte (z.B. Kraftwerksneubauten) auf dem deutschen Strommarkt einsetzen. Daher ist es plausibel, dass im Jahr 2017, in welchem die maximale Preisdifferenz zwischen den beiden Szenarien auftritt, auch die Szenariendifferenz bezüglich des Stromaustauschs am höchsten ist, danach aber wieder zusammenläuft.

Außerdem zeigen die Berechnungen, dass sich der Stromaustausch zwischen Deutschland und den angrenzenden Regionen, gemessen am Gesamtverbrauch in Deutschland von rd. 600 TWh pro Jahr, im Betrachtungszeitraum auf einem weiterhin niedrigen Niveau bewegt und selbst in den Jahren 2017 und 2021 (Auftreten der Maxima) unterhalb von 3% des jährlichen Strombedarfs bleibt. Die Auswertung bestätigt, dass ein beschleunigter Kernenergieausstieg nicht zu dauerhaften Stromimporten führt. Lediglich im Zuge der Stilllegung größerer Kraftwerkseinheiten in den Jahren 2015 bis 2021 verschiebt sich das Import- Exportsaldo im Szenario „Ausstieg 2020“ entsprechend. Langfristig laufen die Importe in beiden Szenarien wieder zusammen. Auch diese Analyse bestätigt die These, dass ein Ausstieg bis 2020 zwar für einige Jahre eine vom Szenario „langsamer Ausstieg“ abweichende Entwicklung hervorruft, dass aber keine dauerhafte Verschiebung auftritt.



### 3.4 Anhang – Hintergrundinformationen

#### 3.4.1 Regionale Verteilung von Kraftwerksstilllegungen

Bei einer beschleunigten Stilllegung der KKW bis zum Jahr 2020, aber auch bei einer Laufzeitverlängerung der KKW muss darüber nachgedacht werden, in welchem Zeitraum und an welchen Standorten außer Betrieb gehende Kraftwerkskapazitäten ersetzt werden müssen und können. Der Ersatzbedarf im fossilen Kraftwerksbereich deutschlandweit beläuft sich bis 2025 auf rund 25.000 MW. Für den Ersatz dieser Kapazitäten gibt es verschiedene Optionen, unter anderem ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energien, der Ausbau der Übertragungsnetze oder vorübergehend ein verstärkter Stromaustausch mit dem Ausland.

Insbesondere ist aber der Ersatz stillgelegter Kraftwerke in der Nähe der ursprünglichen Standorte eine besondere Herausforderung. Die ordnungspolitische Steuerung von Kraftwerksneubauten an strukturell wichtigen Standorten, wie sie von der Bundesregierung bereits angedacht wurde, ist hierfür bedeutsam.<sup>15</sup>

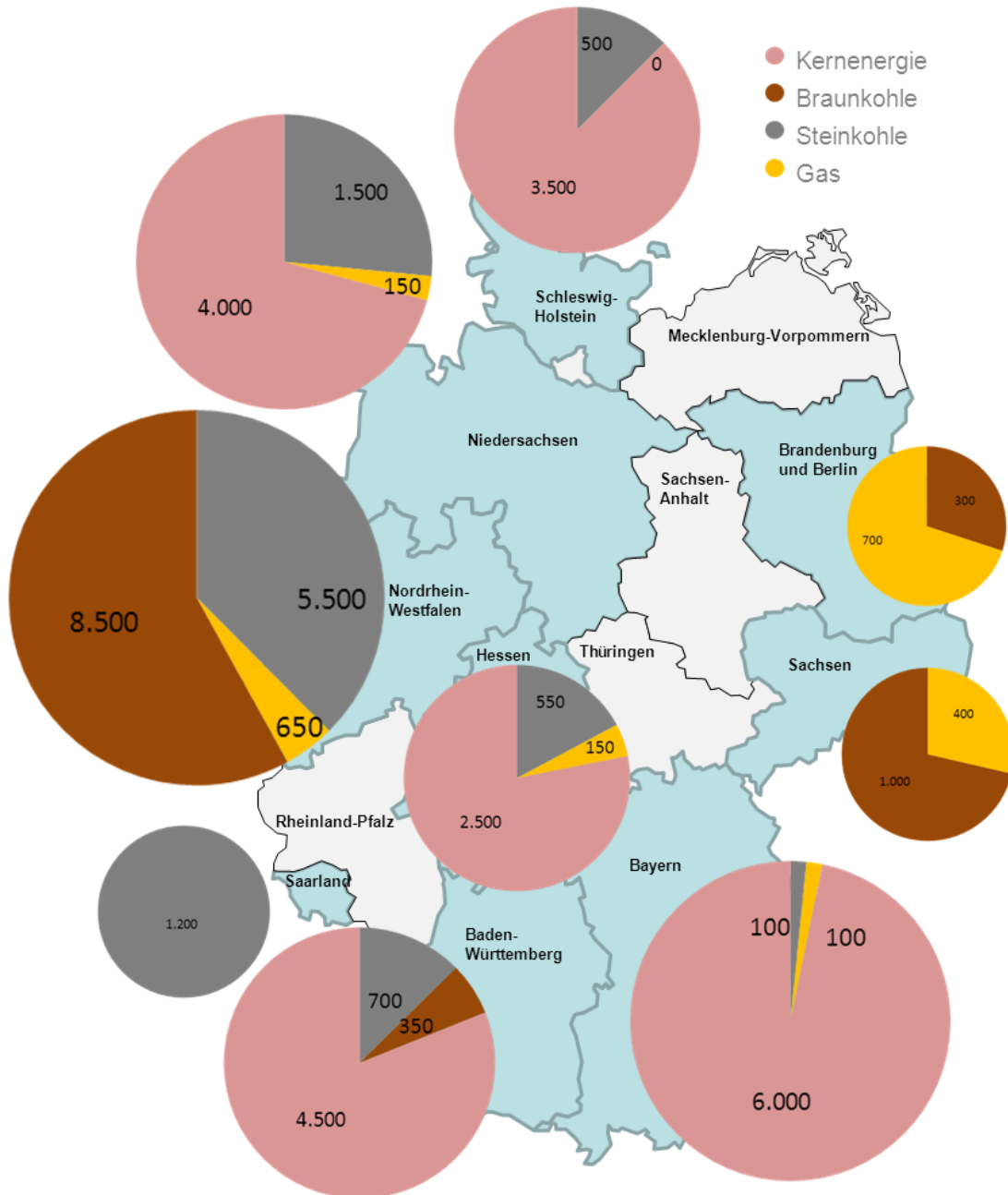
Unterstellt man eine einheitliche technologiespezifische Lebensdauer für die Kraftwerke des deutschen Kraftwerksparks, so lässt sich für die einzelnen Bundesländer regional der Ersatzbedarf ermitteln, der durch altersbedingte Kraftwerksstilllegungen und den Kernenergieausstieg bis 2020 entsteht. Dabei ist die altersbedingte Stilllegung konventioneller Kraftwerke vorerst unabhängig von der Laufzeit der KKW zu sehen. Der Ersatzbedarf der Kernkraftwerke hingegen hängt direkt mit dem gewählten Ausstiegspfad zusammen.

Regional betrachtet tritt Ersatzbedarf im Kraftwerkspark insbesondere in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Bayern, Baden-Württemberg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein auf, da hier einerseits Kernkraftwerksstandorte stillgelegt werden und andererseits auch eine Reihe konventioneller Kraftwerke in den nächsten Jahren altersbedingt vom Netz gehen werden (insbesondere in Nordrhein-Westfalen). Diese Kraftwerkskapazitäten müssen nicht zwangsläufig regional ersetzt werden, Argumente für einen Ersatz vor Ort können allerdings die Last- bzw. Netzsituation sowie die Nutzung vorhandener Infrastruktur (z.B. Hafen- oder Schienenanbindung, Kühlwasserpotenzial, bereits genehmigte Kraftwerksstandorte) sein.

Die nachfolgende Abbildung fasst den Ersatzbedarf im konventionellen Kraftwerkspark bis zum Jahr 2025 übersichtlich zusammen. Dabei wurden typische Lebensdauern für den bestehenden konventionellen Kraftwerkspark und ein Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2020 unterstellt.

---

<sup>15</sup> vgl. Bundesregierung 2011: "6 Punkte für eine beschleunigte Energiewende in Deutschland"



Werte in Megawatt (gerundet auf 100 MW), Regionen mit Gesamtkapazitäten < 1.000 MW werden nicht dargestellt. Berlin und Brandenburg werden zusammengefasst.

Abbildung 7: Regionale Verteilung von erwarteten Kraftwerksstilllegungen bis 2025 (Auswertung über Bestandskraftwerke)



### 3.4.2 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Unbestritten ist, dass bei einer früheren Stilllegung der Kernkraftwerke und einem Ersatz dieser Kapazitäten mit neuen Gas- und ggfs. auch Steinkohlekraftwerken die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Kraftwerkssektor bilanziell nicht in dem Maße sinken werden wie bei einem langen Weiterbetrieb der Kernkraftwerke. Im Szenario „Ausstieg 2020“ werden die definitionsgemäß CO<sub>2</sub>-freien KKW durch fossile Erzeugung ersetzt und auch wenn der Ersatz fast ausschließlich durch effiziente Gaskraftwerke erfolgt, welche sich durch vergleichsweise geringe spezifische Emissionen auszeichnen, ist trotzdem mit einem geringeren Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem gesamten Kraftwerkssektor zu rechnen als bei einem langsamen Ausstieg.

Der Szenarienvergleich für den Zeitraum 2011 bis 2025 zeigt, dass die frühere Stilllegung von KKW ggü. der längeren Laufzeit zu zusätzlichen Emissionen von im Mittel 25 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr führt. Dies entspricht rund 8% der heutigen Emissionen des Kraftwerkssektors und rund 3% der Gesamtemissionen in Deutschland. Trotzdem sinken auch im Szenario „Ausstieg 2020“ die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Kraftwerksbereich gegenüber dem heutigen Stand bis 2025 um rund 25%.

Bei dieser Betrachtung muss allerdings zusätzlich beachtet werden, dass unter einem Cap-and-Trade System, wie es in Deutschland und der EU herrscht, die Summe aller CO<sub>2</sub>-Emissionen über alle Sektoren gedeckelt ist. In Summe tritt also bei einer gleichbleibenden Emissionsobergrenze keine Mehr- oder Minderemission auf, wenn sich die Menge der Emissionen eines einzelnen Sektors in einem einzelnen EU-Land ändert. Es entsteht hingegen ein Preiseffekt bei den CO<sub>2</sub>-Zertifikaten. Das Ausmaß dieser Preisbewegung durch eine schnellere Stilllegung von KKW in Deutschland ist aufgrund der zeitlichen Verteilung und des geringen Anteils der Mehremissionen im Vergleich zum deutschen und insbesondere dem gesamteuropäischen Emissionsbudget als eher gering einzuschätzen. Zudem begünstigt die mit dem Ausstieg bis 2020 verbundene Effizienzsteigerung des Kraftwerksparks die längerfristige Umsetzung von Emissionsminderungszielen nach 2025.

Die festgelegten Klimaschutzziele werden also bei einem Ausstieg bis 2020 nicht etwa unerreichbar, sondern müssen weiterhin auf Basis einer europaweiten, sektorenübergreifenden und kostenminimierenden Lösung gefunden werden. Dies beinhaltet ggfs. auch einen etwas höheren CO<sub>2</sub>-Preis, der dann aber wiederum dazu führt, dass zusätzliche CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen umgesetzt werden, erneuerbare Energien schneller an die Wirtschaftlichkeit herangeführt werden und auch die Erneuerung des konventionellen Kraftwerksparks vorangetrieben wird.

Der schnellere Zubau neuer Kraftwerke im Szenario „Ausstieg 2020“ stellt außerdem eine wichtige Option zum Ausbau der KWK-Erzeugung dar, der in diesem Umfang im Szenario „langsamer Ausstieg“ nicht realisierbar wird. Dieser KWK-Ausbau trägt wesentlich zum Klimaschutz bei und wirkt den beschriebenen Emissionseffekten zusätzlich entgegen.

## STELLUNGNAHME

# zum BMU-Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Berlin, 23. Mai 2011

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft. Mit über 240.000 Beschäftigten wurden 2008 Umsatzerlöse von rund 92 Milliarden Euro erwirtschaftet und etwa 8,8 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 54,2 Prozent in der Strom-, 51,4 Prozent in der Erdgas-, 77,5 Prozent in der Trinkwasser-, 53,6 Prozent in der Wärmeversorgung und 11,8 Prozent in der Abwasserentsorgung.

## **Vorwort**

Die kommunalen Energiewirtschaftsunternehmen sind, nicht zuletzt aufgrund ihrer regionalen Verankerung, wichtige Partner beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Sie unterstützen das Ziel, bis zum Jahr 2050 einen mindestens 80-prozentigen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zu erreichen.

Die Investitionsbereitschaft in diesem Bereich ist beachtlich. Die Stadtwerke projizieren derzeit in erneuerbare Energien mit einer Gesamtleistung von rund 1.230 Megawatt. Dies ist mehr als ein Drittel der aktuell im Bau oder im Genehmigungsverfahren befindlichen kommunalen Kraftwerkskapazitäten. Es hat sich gezeigt, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die notwendigen Investitionsanreize setzt und das erforderliche Maß an Planungssicherheit bietet.

Zum Entwurf der EEG-Novelle schlägt der VKU folgende Änderungen vor:

### **Einspeisemanagement (§§ 6, 11 des EEG-Entwurfs)**

Die vorgeschlagenen Regelungen über die Abschaltreihenfolge in Bezug auf EEG- und KWK-Anlagen untereinander (Vorrang für PV-Einspeisung) sind dahingehend abzuändern, dass KWK-Anlagen nur im Ausnahmefall abgeregelt werden dürfen.

In der Vorschrift sollte das Kriterium verankert werden, dass die Wärmeversorgung aus KWK-Anlagen nach Möglichkeit nicht unterbrochen werden darf.

Sofern die Regelung einer KWK-Anlage im Einzelfall unvermeidbar ist, muss gewährleistet sein, dass der Anlagenbetreiber nicht nur für die entgangenen Stromerlöse, sondern auch für die Mehrkosten durch die in Heizwerken erzeugte Ersatzwärme entschädigt wird.

In der Energiewirtschaft wird teilweise die Auffassung vertreten, dass diese Kosten vom Entschädigungsanspruch nicht erfasst seien. Dies wäre nicht sachgerecht, denn § 12 EEG zielt nach Sinn, Zweck und Entstehungsgeschichte auf eine umfassende Entschädigung des Anlagenbetreibers.

Zudem fordert der VKU, dass die Transparenz im Rahmen des Einspeisemanagements verbessert wird.

Ordnet der vorgelagerte Netzbetreiber gegenüber dem Verteilnetzbetreiber die Regelung einer Anlage an, muss ersichtlich sein, welche anderen Kraftwerke weiterlaufen. Die Rechtmäßigkeit von Regelungsmaßnahmen sollte von der Bundesnetzagentur überprüft werden. Durch die beschriebenen Maßnahmen lässt sich kontrollieren, dass die gesetzlich vorgeschriebene Regelungsreihenfolge beachtet wird.

### **Pflichten bei der Direktvermarktung (§ 33c des EEG-Entwurfs)**

Die Einschränkung, dass eine Direktvermarktung zum Zwecke der Inanspruchnahme der Marktprämie oder des Grünstromprivilegs nur dann zulässig ist, wenn auf den Anspruch auf vermiedene Netzentgelte nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV verzichtet wird, sollte aufgehoben werden.

Bei der Direktvermarktung verzichtet der Anlagenbetreiber auf den Vergütungsanspruch nach EEG (der Zahlungen für vermiedene Netzentgelte einschließt), so dass der Anspruch nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV wiederauflebt. Außerdem sollten aus Gründen der Systemkonformität alle einspeisenden Erzeugungsarten gleichbehandelt werden.

### **Marktprämie (§ 33g und Anlage 4 des EEG-Entwurfs)**

Die vorgeschlagene Einführung einer Prämie für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung wird vom VKU unterstützt. Sie setzt Anreize, die Einspeisung von EEG-Strom – gegebenenfalls durch die Nutzung von Speichertechnologien oder die Vernetzung unterschiedlicher EEG-Anlagen – an die Nachfrage anzupassen.

Die in Anlage 4 des Entwurfs beschriebenen Methoden zur Errechnung der Höhe der Marktprämie sollten allerdings überprüft werden.

1. Der VKU legt Wert auf die Klarstellung, dass die der Berechnung der Marktprämie zugrunde zulegende Einspeisevergütung die Höhe der Vergütung inklusive aller Boni (z. B. SDL-Bonus) darstellt.
2. Notwendigkeit eines Sicherheitsabschlags bei der Berechnung der Marktprämie

Nach Informationen des VKU liegt die Wertigkeit von Windstrom in einzelnen Regionen dauerhaft unter dem Referenzmarktwert. Eine Direktvermarktung dieser Anlagen nach dem Marktprämienmodell könnte von dem Anlagenbetreiber aus Risikoaspekten und Restriktionen der finanzierenden Banken nicht eingegangen werden. Vor diesem Hintergrund regt der VKU an, für Windstrom einen Sicherheitsabschlag in Höhe von 7 Prozentpunkten auf den Referenzmarktwert einzuführen.

3. Notwendigkeit einer Differenzierung zwischen Profilservicekomponente und Handelskomponente

Der in der Marktprämie enthaltene Ausgleich für Kosten, die durch die Teilnahme am Strommarkt entstehen (bzw. beim Verbleib im EEG nicht anfallen), sollte zwischen den Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern (Profilservicekomponente) und den Kosten für die Handelsabwicklung (Handelskomponente) differenzieren. Eine differenzierte Darstellung erleichtert die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Berechnungsmethodik.

#### 4. Höhe und Zusammensetzung der Managementprämie

Die Managementprämie ist nach Einschätzung des VKU insgesamt zu niedrig angesetzt. Sie ist nicht geeignet, die durch die Teilnahme am Markt entstehenden Kosten auszugleichen. Dadurch sinkt die Attraktivität der Direktvermarktung erheblich.

Zudem sind die für die verschiedenen Energieträger vorgesehenen Managementprämien nur schwer nachvollziehbar. Erst bei Heranziehung des Fraunhofer ISI-Modells<sup>1</sup>, auf das die Gesetzesbegründung verweist, wird erkennbar, wie sich die Managementprämie für die einzelnen Energieträger zusammensetzt.

Zum besseren Verständnis und im Sinne der Transparenz sollten die in den jeweiligen Komponenten (Profilservice und Handelskosten) berücksichtigten Kostenbestandteile aufgelistet werden. Kostenbestandteile, die im Fraunhofer ISI-Vorschlag bzw. im Gesetzesentwurf zu Unrecht nicht berücksichtigt wurden (mit der Folge, dass die Managementprämie zu niedrig ist) müssen ergänzt werden, damit die durch die Teilnahme am Markt entstehenden Kosten vollständig aufgefangen werden.

- Die Profilservicekomponente für nicht-regelbare Anlagen erscheint aus Sicht des VKU zu niedrig angesetzt. Insbesondere zu Beginn der Direktvermarktung ist mit großen Prognoseunsicherheiten zu rechnen. Während die ÜNB bereits jahrelange Erfahrung mit der Prognose von Windleistung haben, fangen mittelständische Energiehandelshäuser hiermit gerade erst an. Es dürfen auch nicht im Vorhinein die Lernkurveneffekte überschätzt werden. Die Degression muss schwächer ausfallen und einer jährlichen Evaluation unterzogen werden. Der VKU empfiehlt, die Profilservicekomponente für nicht regelbare Anlagen wie folgt zu staffeln:  
2012: 11 €/MWh; 2013: 10,5 €/MWh; 2014: 10 €/MWh; 2015: 9,5 €/MWh
- Aus dem Verweis auf das Fraunhofer ISI-Modell geht hervor, dass die Profilservicekomponente bei regelbaren erneuerbaren Energien offenbar mit Null angesetzt wird. Zur Begründung wird ausgeführt, dass im Bereich der regelbaren Anlagen nur sehr geringe Kosten für die Einhaltung der Einspeiseprognose entstehen würden<sup>2</sup>. Diese Annahme ist nach Einschätzung des VKU nicht zutreffend. Auch bei regelbaren Anlagen entstehen Profilservicekosten. Inhomogene Brennstoffzusammensetzungen (Wassergehalt, Brennstoffqualitätsschwankungen) verursachen Fahrplanabweichungen von 3 % bis 5 % (in störungsbedingten Fällen auch bis zu 50 %). Auch ein Anlagenausfall muss mit Reserveenergie besichert werden und verursacht Kosten. Deshalb sollte die Profilservicekomponente für regelbare Energieträger 30% der Profilservicekomponente für nicht-regelbare Energieträger betragen. Demnach wäre sie wie folgt zu staffeln:

---

<sup>1</sup> Sensfuß/Ragwitz, Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung – Bestimmung der Parameter des Modells der gleitenden Marktprämie, Karlsruhe, 16. Januar 2011

<sup>2</sup> Sensfuß/Ragwitz (Fn. 1), S. 13

2012: 3,3 €/MWh; 2013: 3,15 €/MWh; 2014: 3 €/MWh; 2015: 2,85 €/MWh

- Für den Teil der Handelskomponente schlägt der VKU für regelbare Anlagen folgende Beträge vor:

2012: 2,0 €/MWh; 2013: 1,8 €/MWh; 2014: 1,7 €/MWh; ab 2015: 1,6

In Anbetracht der niedrigeren Vollaststundenzahl nicht-regelbarer Anlagen schlagen wir für diese folgende Beträge vor:

2012: 4,0 €/MWh; 2013: 3,75 €/MWh, 2014: 3,5 €/MWh; ab 2015: 3,25 €/MWh.

### **Grünstromprivileg (§ 39 des EEG-Entwurfs)**

Der VKU begrüßt die Fortsetzung des Grünstromprivilegs, da sich dieses als ein wichtiges und erfolgreiches Instrument zur Marktintegration erneuerbarer Energien bewährt hat.

Die Anforderung eines 25%igen Anteils aus fluktuierender EE-Einspeisung ist aus Sicht des VKU geeignet, um Anreize zu setzen, damit auch die dargebotsabhängige Erzeugung wie Wind- und PV-Strom zunehmend in die Direktvermarktung integriert werden kann. Mit Blick auf den derzeit noch vergleichsweise geringen Anteil von Wind- und PV-Strom an der Gesamtbruttostromerzeugung (7,8 % in 2010) wäre jedoch zu überlegen, den Anteil zunächst auf 10 % zu reduzieren und mit der weiteren Entwicklung des Anteils fluktuierender Erzeugung anzuheben.

Darüber hinaus schlägt der VKU vor, den Anteil fluktuierender Erzeugung auf das gesamte Kalenderjahr anzuwenden und keine monatscharfe Abrechnung zu fordern. Dies ist darin begründet, dass im Fall von windschwachen Monaten das 25%-Kriterium leicht verfehlt werden kann und somit die EEG-Umlagebefreiung für das gesamte Kalenderjahr nicht zur Anwendung kommt. Dies wäre unverhältnismäßig.

### **Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage (§ 54 EEG-Entwurf)**

Der VKU hält den Entwurf des § 54 EEG für geeignet, um die Berücksichtigung von EEG-Strom in der Stromkennzeichnung auch im neuen Wälzungsmechanismus zu gewährleisten. Die vorgeschlagene Formel ermöglicht eine unkomplizierte Zuordnung der EEG-Strommengen auf die Letztverbraucher entsprechend der von ihnen geleisteten EEG-Umlage.

Wichtig ist, dass die Neuregelung früh genug in Kraft tritt, damit die Vertriebe schon am 15.12.2011 davon Gebrauch machen können. Daher sollte der § 54 des EEG-Entwurfs am Tag nach der Verkündung in Kraft treten, damit die Übertragungsnetzbetreiber den EEG-Quotienten bereits zum 31.07.2011 veröffentlichen. Falls die EEG-Novelle bis dahin nicht verabschiedet ist, könnte der Zeitpunkt um ein paar Monate verschoben werden. Jedoch muss gewährleistet sein, dass der EEG-Quotient

spätestens Ende Oktober 2011 veröffentlicht wird, da die Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach Einschätzung des VKU mindestens sechs Wochen benötigen, um die Stromkennzeichnung zu aktualisieren (Auswertung aller Daten, Aufbereitung für Stromrechnung, Info-Blätter u.ä., Druck und Versand, ...).

Sollte sich das Gesetzgebungsverfahren verzögern, muss der § 54 EEG separat und vorgezogen verabschiedet werden. Andernfalls würde der EEG-Anteil in der Stromrechnung am 15.12.2011 verschwinden, um dann im Herbst 2012, wenn der § 54 EEG dann erstmals angewendet wird, wieder aufzutauchen. Dies wäre aus Verbrauchersicht nicht nachvollziehbar.

### **Vergütung von Strom aus Wasserkraft (§ 23 des EEG-Entwurfs)**

Auch Energierückgewinnungsanlagen in der Trinkwasserversorgung sollten einen Vergütungsanspruch nach § 23 Absatz 1 EEG erhalten. In der Trinkwasserversorgung werden häufig sehr große Höhenunterschiede mittels Druckerhöhung überwunden, wobei in niedriger gelegenen Netzteilen ein Überdruck entsteht, der mittels Turbinen oder rückwärts laufender Pumpen zur Energiegewinnung genutzt werden kann. Viele noch nutzbare Energierückgewinnungsanlagen werden derzeit nicht gebaut, weil sich die gegenwärtig zu erzielenden Einspeisevergütungen nicht rechnen. Die Energiegewinnung in der Trinkwasserversorgung sollte deshalb als Wasserkraft anerkannt werden, da ansonsten erhebliche ungenutzte Energiepotenziale vergeudet werden.

### **Windenergie Offshore (§ 31 des EEG-Entwurfs)**

In der derzeitigen schwierigen Startphase der Offshore Wind-Industrie stehen den hohen Erwartungen an die Leistungsfähigkeit der Branche große Herausforderungen und ein enormer Finanzierungsbedarf gegenüber. Der VKU begrüßt daher die Einführung des Stauchungsmodells zur Finanzierung von Offshore-Windparks. Zu beachten ist auch, dass das Stauchungsmodell zwar Finanzierungszeiträume verkürzt und Zinsvorteile für die Betreiber bringt, gleichzeitig aber zu erheblich erhöhten Risiken bei technischen Ausfällen während der Stauchungsphase führt. Folgende Maßnahmen sind erforderlich:

Die normale Anfangsvergütung ist auf 15 Euro ct/kWh festzulegen.

Optional ist ein Stauchungsmodell einzuführen. Dabei kommt es zentral auf Stauchungsdauer und Vergütungshöhe an. Sinnvoll aus Sicht der AG Betreiber ist ein Stauchungszeitraum von 9 Jahren bei einer Vergütungshöhe von 19,5 Ct./kWh (Eine lineare Stauchung, die aufwendungsneutral bzgl. der insgesamt zu zahlenden EEG-Vergütung ist, läge für 9 Jahre sogar bei 20 Ct./kWh. Aus der Stauchung entsteht für den Betreiber eines Windparks durch die Zinseffekte dennoch eine Profitabilitätssteigerung, die auch einen Teil der erhöhten Risiken, s.o. ausgleicht.)

Verlängerungszeiträume für Wassertiefe und Küstendistanz bleiben unverändert auf Höhe der „normalen „Anfangsvergütung (15 ct). Ebenso bleibt die Grundvergütung bei 3,5 ct. Die Betreiber tragen damit das Vermarktungsrisiko – übrigens anders als in den Wettbewerbsmärkten.

### **Vergütung für Strom aus Biomasse (§ 27 des EEG-Entwurfs)**

1. Der Vergütungsanspruch für Strom aus Biomasse sollte weiterhin nur bestehen, wenn negative Auswirkungen auf Gewässer durch übermäßige Nähr- und Schadstoffeinträge ausgeschlossen werden können durch 1. die Vorlage eines Qualifizierten Flächennachweises mit Dokumentation der Stoffströme und 2. die Erstellung einer Düngeplanung.
2. Die Verordnungsermächtigung zu Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse (§ 64b des EEG-Entwurfs) sollte dahingehend ergänzt werden, dass der Verordnungsgeber den Vergütungsanspruch für Strom aus Biomasse auch davon abhängig macht, dass die Kriterien eines vorsorgenden Gewässerschutzes unter Maßgabe der EU-Wasserrahmenrichtlinie 2000/60/EG, und der EU-Grundwasserrichtlinie 2006/118/EG mindestens erreicht werden.

Die Kumulation von intensiver Viehhaltung und Landwirtschaft führen in vielen Regionen nachweislich zu erhöhten Nitrat- und Pflanzenschutzmitteleinträgen in Gewässern, die auch der Trinkwassergewinnung dienen. Das EEG muss sicher stellen, dass die klimafreundliche Gewinnung von Energie nicht zu Lasten der Gewässer geht.

Die Vergütungsvoraussetzungen für Strom aus Biomasse müssen daher aus Vorsorgegründen um das Kriterium eines wirkungsvollen Gewässerschutzes erweitert werden. Beim Anbau, der Verarbeitung und der energetischen Nutzung von Biomasse ist sicher zu stellen, dass die Qualität von Gewässern (Grund- und Oberflächengewässern) durch den Anbau von Energiepflanzen nicht zusätzlich mit Nährstoffen und Pestiziden belastet werden. Die Vorgaben der EG-Wasserrahmenrichtlinie 2000/60/EG und der EG-Grundwasserrichtlinie 2006/118/EG sind mit dem EEG zu verknüpfen. Gegebenenfalls sind verbindliche Regelungen für den Anbau von Energiepflanzen und die Ausbringung von Gärresten in einer eigenen Verordnung zu konkretisieren.

### **Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (Anlage 2 des EEG-Entwurfs)**

In die Positivliste für Wärmenutzungen im Sinne der Anlage 2 des EEG-Entwurfs sollte die Nutzung als Prozesswärme für die Trocknung von Klärschlämmen aufgenommen werden.

Kläranlagen mit Ausfallungsstufe und Klärgasverstromung erreichen einen hohen energetischen Wirkungsgrad. Der maximale Wirkungs- und Versorgungsgrad (bis zu 90 Prozent) wird erst bei einer gleichzeitigen Nutzung der anfallenden Strom- und Wärmeerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erreicht. Ein Großteil der



erzeugten Energie wird zur Trocknung des Klärschlammes eingesetzt. KWK fördert darüber hinaus die vollständige Ausschöpfung des energetischen Potenzials in Klärschlammen, so dass Gasüberschüsse nicht abgefackelt werden.

### **Nutzung der energetischen Potenziale von Abfallentsorgungsanlagen**

Erforderlich ist die grundsätzliche Anerkennung der aus Wasser- und Abwasseranlagen gewonnenen Energie als erneuerbare Energie. Dies muss auch für den Eigenverbrauch der so gewonnenen Energie in diesen Anlagen gelten.

Auch die bei der thermischen Abfallbehandlung zurückgewonnene Energie muss in vollem Umfang den erneuerbaren Energien gleichgestellt und anerkannt werden. Dies muss auch für den Eigenverbrauch dieser Energie in den Anlagen gelten.

Die Gewinnung und Verwertung von Sekundärrohstoffen aus Abfällen, mit der hohe Energieeinsparungen verbunden sind, muss auch über getrennt erfasste organische Rest- und Abfallstoffe hinaus forciert und gefördert werden. Der flächendeckenden kommunalen Wertstoffwirtschaft kommt dabei die entscheidende Bedeutung zu.

### **Vergütung für Strom aus Klärgas (§ 25 des EEG-Entwurfs)**

Für Strom aus Klärgas sollte eine zusätzliche Vergütungskategorie bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 Kilowatt eingeführt werden. Hierfür sollte eine Vergütung von 14,3 Cent pro kWh gezahlt werden. Der Technologie-Bonus sollte mindestens in der alten Größenordnung erhalten bleiben.

Anders als die Autoren des EEG-Erfahrungsberichts geht das Umweltbundesamt (UBA) davon aus, dass sich die Energieerzeugung aus Kläranlagen nach wie vor mindestens um das Zwei- bis Vierfache steigern lassen könnte. Aufgrund tendenziell steigender Energiepreise wird die Energieerzeugung auf den Anlagen der energieintensiven kommunalen Abwasserentsorgung an Bedeutung weiterhin zunehmen. Aufgrund der hohen Gestehungskosten vermeiden vor allem kleinere und mittlere Anlagenbetreiber die entsprechenden Investitionen in eine Verfahrensumstellung von der aeroben auf eine anaerobe Schlammstabilisierung. Das EEG kann gerade durch die Einführung einer besser vergüteten Klasse bis einschließlich 150 Kilowattstunde für Klärgas die gleichen Impulse wie für Biomasse geben und einen Ausbau befördern.

Darüber hinaus stehen großflächige innovative Energieerzeugungsmöglichkeiten, wie die Wärmerückgewinnung aus Abwasser und die Nutzung kinetischer Energie, derzeit noch am Anfang ihrer Entwicklung. Das EEG muss daher weiterhin Anreize setzen, damit das vorhandene energetische Potenzial in Trinkwasser- und Abwasseranlagen optimal genutzt werden kann, zumal für diese Form der Energiegewinnung keine zusätzlichen Flächen in Anspruch genommen werden, so dass keine Nutzungskonkurrenzen entstehen. Daher sollte für Strom aus Klärgas ein Technologiebonus von 2,0 Cent pro kWh gezahlt werden, sofern ein elektrischer Wirkungsgrad

von mindestens 45 Prozent erreicht wird und eine Wärmenutzung nach Anlage 2 erfolgt.

### **Vergütung für Windenergieanlagen an Land**

Um den Ausbau der Windenergie an Land zu gewährleisten, ist die Beibehaltung des aktuellen Vergütungsniveaus und der derzeitigen Degressionsrate von 1% notwendig. Der Systemdienstleistungs-Bonus (SDL-Bonus) sollte über das Jahr 2013 hinaus verlängert werden. Die vorgeschlagene Abschaffung des SDL-Bonus und die verschärfte Degression würden den Windenergie-Ausbau deutlich abbremsen.

## STELLUNGNAHME

# Zum Referentenentwurf des EnWG-Änderungsgesetzes des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie vom 13.05.2011

Berlin, 18. Mai 2011

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft. Mit über 240.000 Beschäftigten wurden 2008 Umsatzerlöse von rund 92 Milliarden Euro erwirtschaftet und etwa 8,8 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 54,2 Prozent in der Strom-, 51,4 Prozent in der Erdgas-, 77,5 Prozent in der Trinkwasser-, 53,6 Prozent in der Wärmeversorgung und 11,8 Prozent in der Abwasserentsorgung.

## Vorwort

Der VKU begrüßt die grundlegende Überarbeitung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), um das Gesetz an die Anforderungen des Dritten Binnenmarktpakets anzupassen. Dabei unterstützt der VKU den Ansatz des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, eine schlanke Umsetzung der gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben vorzunehmen. Allerdings ist es aus Sicht des VKU auch wichtig, dass bei der Novelle des EnWG neben der Umsetzung des Binnenmarktpakets zusätzliche Punkte, die für die Entwicklung zukunftsfähiger und wettbewerbsorientierter Energiemärkte von entscheidender Bedeutung sind, berücksichtigt werden. Dem trägt der vorliegende Entwurf des EnWG-Änderungsgesetzes größtenteils Rechnung. Zum Teil geht der Entwurf allerdings auch deutlich über die europäischen Vorgaben hinaus, wie bei der Umsetzung der Regelungen zur buchhalterischen Entflechtung und zur Markenpolitik für Verteilnetzbetreiber.

Die Bundesregierung sieht vor, dass das EnWG gemeinsam mit weiteren Gesetzesvorhaben als wesentlicher Bestandteil des neuen Energiekonzeptes verabschiedet wird. Der Umbau des Energiewirtschaftssystems unter Ausbau und stärkerer Integration erneuerbarer Energien ist eine Aufgabe, die nicht ohne die Stadtwerke bewältigt werden kann. Als direktes Bindeglied und Betreiber der Infrastruktur zwischen den Kunden und der wachsenden Anzahl dezentraler Einspeiser sind Stadtwerke die natürlichen Partner, um den Umbau des Energiesystems effizient zu gestalten.

Aus diesem Grund ist es besonders wichtig, dass bei der Gestaltung der Regelungen des EnWG darauf geachtet wird, dass die im Energiewirtschaftsgesetz verankerten Vorgaben nicht dazu beitragen dürfen, Bedingungen einseitig zu Lasten bestimmter Marktakteure zu verlagern. Die rechtlichen Rahmenbedingungen dürfen insbesondere nicht dazu führen, dass es Stadtwerken erschwert wird, Leistungen der Daseinsvorsorge zu erbringen. Stadtwerke sind gerade in der derzeitigen Marktsituation unverzichtbare Garanten einer kundennahen, energieeffizienten und wettbewerblichen Energieversorgung. Die notwendige Umgestaltung der Energieversorgung im Rahmen des neuen Energiekonzeptes ist ohne leistungsstarke kommunale Unternehmen nicht denkbar. Die Bewältigung der großen Aufgaben in den Verteilnetzen und die Vornahme der notwendigen Investitionen darf nicht durch neue bürokratische Belastungen erschwert werden.

Deswegen sind der in den Eckpunkten vorgesehene und im Rahmen des vorliegenden Entwurfs leider nur teilweise umgesetzte Bürokratieabbau sowie die Entlastung der kleineren und mittleren Unternehmen unverzichtbare und wesentliche Punkte. Nur ein Abbau von unverhältnismäßigen Verpflichtungen der Marktakteure kann zur Erreichung einer verbraucherfreundlichen und preisgünstigen leitungsgebundenen Energieversorgung beitragen. Hier bedarf es nach Ansicht des VKU noch weitergehender Entlastungen kleinerer und mittlerer Unternehmen. Vor allem sollte vermieden werden, dass teilweise geschaffene Entlastungen durch unsachgerechte neue Belastungen konterkariert werden.

Bei der Ausgestaltung des Energiewirtschaftsgesetzes muss deswegen aus Sicht des VKU darauf geachtet werden, den zusätzlichen Aufwand gerade für kleinere und mittlere Unternehmen auf ein Minimum zu begrenzen und Prozesse – wo möglich – zu vereinfachen.

Dies gilt insbesondere, soweit durch neue Vorgaben Anpassungsbedarf bei bestehenden IT-Systemen – wie z.B. im Rahmen der Umsetzung der Drei-Wochen-Frist im Rahmen des Lieferantenwechsels - erzeugt wird. Durch die in den letzten Jahren stetig geänderten gesetzlichen und regulierungsbehördlichen Vorgaben müssen alle Unternehmen der Energiebranche weitreichende Prozesse kostenintensiv umsetzen. Dem muss gegebenenfalls durch Gewährung einer angemessenen Umsetzungsfrist hinreichend Rechnung getragen werden, da schon jetzt die im Dritten Binnenmarktpaket vorgesehenen Umsetzungsfristen für die Unternehmen verbraucht sind. Die Erfahrung mit der Implementierung bereits bestehender Vorgaben zeigt, dass eine angemessene Frist im Interesse aller Beteiligten – auch der Verbraucher - ist, um eine effiziente und preisgünstige Energieversorgung zu gewährleisten.

Der Gesetzentwurf enthält eine Reihe teilweise weitreichender Änderungen, die neue Verpflichtungen für die Energiebranche statuieren. Dementsprechend sollte auch grundsätzlich geprüft werden, inwieweit diese Änderungen seitens der Energieversorgungsunternehmen bereits zum Inkrafttreten des Gesetzes umsetzbar sind oder nicht vielmehr eine Umsetzungsfrist erforderlich erscheint. Grundsätzlich bedarf es dann einer Klarstellung, dass die Regelungen in einem technisch und wirtschaftlich möglichen und zumutbaren Zeitrahmen in die Unternehmenspraxis umzusetzen sind. Dies ist umso wichtiger als im Gesetzesentwurf verschiedene neue Verpflichtungen vorgesehen sind, die zwingend der Konkretisierung im Rahmen einer Rechtsverordnung und/oder einer Festlegung bedürfen. Sollten die entsprechenden Verordnungen nicht zeitgleich mit dem Inkrafttreten des EnWG-ÄnderungsG geändert bzw. erlassen werden, sollte geprüft werden, inwiefern Übergangsregelungen bis zum Inkrafttreten der Verordnungsänderungen erforderlich sind.

Angesichts der knapp bemessenen Stellungnahmefrist, konnten die für die kommunalen Unternehmen relevanten Aspekte nicht abschließend und umfassend bewertet werden. Deshalb behält sich der VKU vor, Ergänzungen der Stellungnahme nachzureichen.

## Inhaltsverzeichnis

- I. Zusammenfassung (S. 6-8)**
- II. Im Einzelnen (S. 9-41)**
  - 1. Wesentliche Punkte (S. 9-33)**
    - a) Entflechtung (S. 9-13)**
    - b) Wegenutzungsverträge (S. 14-16)**
    - c) Regelungen zum Mess- und Zählwesen (S. 16-20)**
    - d) Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen (S. 21-22)**
    - e) Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen (S. 22-26)**
    - f) Kundenanlagen (S. 26-27)**
    - g) Lieferantenwechsel (S. 27-29)**
    - h) Verbrauchereingaben, Schlichtungsstelle (S. 29-30)**
    - i) Strom- und Gasrechnungen, Tarife (S. 30-32)**
    - j) Investitionen in Modernisierung und Ausbau der Netzinfrastruktur (S. 32-33)**
  - 2. Weitere Anmerkungen (S. 33-41)**
    - a) Abgrenzung Fernleitungs-/Verteilnetzbetreiber Gas (S. 33-34)**
    - b) Aufbewahrungspflichten für EVU (S. 34-35)**
    - c) Betrieb von Energieversorgungsnetzen (S. 35)**
    - d) Aufgabe der Betreiber von Übertragungsnetzen(S. 35)**
    - e) Netzentwicklungspläne der Transportnetzbetreiber (S. 35-36)**
    - f) Aufgabe der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (S. 36)**
    - g) Technische Vorschriften (S. 36-37)**
    - h) Umstellung der Gasqualität (S. 37)**
    - i) Zugang zu den Energieversorgungsnetzen (S. 37-38)**
    - j) Monitoring (S. 38-39)**
    - k) Energielieferverträge mit Haushaltskunden (S. 39)**
    - l) Allgemeine Zuständigkeit der Regulierungsbehörden (S. 39-40)**
    - m) Berichterstattung (S. 40)**

- n) **Strukturelle Abhilfemaßnahmen (S. 40)**
- o) **Verfahrensabschluss, Begründung der Entscheidung, Zustellung (S. 40-41)**
- p) **Netzentgeltbefreiung von Pumpspeicherwerken (S. 41)**



## **I. Zusammenfassung:**

Nach Ansicht des VKU enthält der vorliegende Entwurf richtige und wichtige Ansätze zur Anpassung der aktuellen Rahmenbedingungen an die aktuellen Herausforderungen der leitungsgebundenen Energieversorgung. So ist die in § 1 EnWG angedachte Berücksichtigung des Gedankens, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung zunehmen wird, zu begrüßen. Wie schon eingangs ausgeführt, müssen sich die Regelungen allerdings auch daran messen lassen, ob sie die große Aufgabe des Umbaus des Energiewirtschaftssystems erleichtern. An verschiedenen Stellen scheint deswegen eine Überarbeitung dringend geboten.

### **• Entflechtung**

Der VKU begrüßt, dass der Entwurf sich in Bezug auf die für Verteilnetzbetreiber geltenden Entflechtungsverpflichtungen weitgehend auf die zwingend in den Binnenmarktrichtlinien vorgesehenen Regelungen zur rechtlichen und operationellen Entflechtung beschränkt. Wir begrüßen hier insbesondere die Beibehaltung der De minimis-Regelung. In Bezug auf die Trennung des Markenauftritts sollte jedoch gewährleistet werden, dass die Regelungen des EnWG nicht über die Vorgabe der Richtlinie hinausgehen und dass keine für die Erreichung des Zweckes unnötigen Restriktionen aufgenommen werden. Zusätzliche, nicht in der Richtlinie vorgesehene Vorgaben sind nicht erforderlich für die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs und stellen lediglich eine unverhältnismäßige Belastung der Verteilnetzbetreiber dar.

Die im Rahmen der buchhalterischen Entflechtung enthaltenen und nicht durch die Binnenmarktrichtlinie vorgegebenen Verschärfungen (z.B. die Verpflichtung, die Tätigkeitsabschlüsse samt Jahresabschluss im Bundesanzeiger zu veröffentlichen zuzüglich gesonderter Ordnungsgeldregelung; Festlegungsbefugnisse der Regulierungsbehörden zu zusätzlichen Prüfungsinhalten im Rahmen der Jahresabschlussprüfung) sind kontraproduktiv. Sie zwingen Stadtwerke, interne Geschäftsgeheimnisse allen Wettbewerbern offenzulegen und führen zu einer Schwächung der Wettbewerbsposition der Stadtwerke. Gegen zusätzliche Kompetenzen der Regulierungsbehörden in Bezug auf Bilanzierungsansätze und Prüfungsinhalte gibt es schwerwiegende bilanzrechtliche Bedenken. Die Vorschläge widersprechen zudem dem Ziel einer schlanken Umsetzung und führen zu bürokratischem Mehraufwand.

### **• Konzessionsverträge**

Zu begrüßen ist, dass Übereignungs- und Informationsanspruch im Rahmen von Konzessionsübernahmen nunmehr gesetzlich konkretisiert werden. Die vorgeschlagenen Änderungen des § 46 EnWG gehen damit in die richtige Richtung. Allerdings erscheint die Aufnahme des Zielkatalogs des § 1 EnWG als Maßstab für die Entscheidungen der Kommune nicht sachgerecht. In jedem Fall muss klargestellt werden, dass die Kommune im Rahmen ihrer grundgesetzlich gewährleisteten Selbstverwaltung das Recht hat, darüber zu entscheiden, ob sie

die Aufgabe der Daseinsvorsorge selbst ausführen will. Zudem wäre eine Konkretisierung des Netzkaufpreises auf den Ertragswert zu begrüßen.

- **Smart Metering**

Die gesetzliche Verankerung neuer Rahmenbedingungen für Smart Metering wird vom VKU begrüßt. Die Möglichkeit, mittels weiterer Rechtsakte klare Vorgaben von Mindeststandards verbindlich festzulegen, wird für verlässliche Ausgangsbedingungen und Rechtssicherheit für die Umgestaltung des Netzes hin zu einem „Smart Grid“ sorgen. Die Erfahrungen seit der Liberalisierung des Mess- und Zählwesens haben bereits gezeigt, dass Vorgaben und Erwartungen an die Branche frühzeitig und eindeutig im Rahmen von geeigneten Festlegungen bzw. Verordnungen formuliert werden müssen, um Unsicherheiten im Markt zu verhindern.

Gleichzeitig muss im Zuge des Gesetzgebungsverfahrens darauf geachtet werden, dass der durch die Erfüllung gesetzlicher Verpflichtungen verursachte Aufwand zeitnah und vollständig im Rahmen der Netzentgeltregulierung berücksichtigt wird. Die Kosten können nicht einseitig den Netzbetreibern auferlegt werden. Hierzu bedarf es zwingend einer Anpassung der Anreizregulierungsverordnung. Zudem muss auf eine sachgerechte Ausgestaltung der Rahmenbedingungen im Rahmen der zu erwartenden Verordnungsgebungs- und Festlegungsverfahren geachtet werden.

- **Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen**

In diesem Zusammenhang ist auch die Regelung zur Steuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings lässt sie noch eine Reihe von konkreten Umsetzungsfragen offen. Insbesondere erschließt sich nicht, wie das Zusammenspiel der verschiedenen Marktrollen ist. Deshalb bedarf es – neben einer Überarbeitung der Regelung - zwingend weiterer Konkretisierungen im Rahmen eines Verordnungs- bzw. Festlegungsverfahrens.

- **Lieferantenwechsel**

Hinsichtlich der gemeinschaftsrechtlich umzusetzenden Verpflichtung, den Lieferantenwechsel innerhalb von drei Wochen zu ermöglichen, muss seitens des VKU eindringlich auf die ausreichende Berücksichtigung des Umsetzungsaufwandes für Netzbetreiber und Lieferanten - insbesondere hinsichtlich der IT - hingewiesen werden. Zudem muss darauf verzichtet werden, die im Rahmen der Gesetzesentwurfsbegründung angedeutete Umgestaltung der Lieferantenwechselprozesse („Ausblendung der Zivilrechtslage“) zu verwirklichen, da dies das Missbrauchsrisiko erheblich steigern würde und auch nicht im Interesse des Verbrauchers sein kann. Hier sollte bereits im Gesetzestext explizit festgehalten werden, dass die Abmeldung des Altlieferanten

zwingende Voraussetzung für die energiewirtschaftliche Zuordnung einer Entnahmestelle zum Neulieferanten ist.

- **Stärkung der Verbraucherrechte**

Bei den Regelungen zur Stärkung der Verbraucherrechte sollte insgesamt darauf geachtet werden, dass der für die Unternehmen dadurch kreierte Aufwand in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen für den Verbraucher steht. Es sollte jede im vorliegenden Entwurf angedachte Verpflichtung diesbezüglich analysiert und gegebenenfalls revidiert werden, falls die Analyse ein Missverhältnis zwischen dem Verbrauchernutzen und dem Unternehmensaufwand ergeben sollte. Zudem sollte darauf geachtet werden, die in den Binnenmarkttrichtlinien enthaltene Vorgabe zur Einrichtung einer zentralen Verbraucherschlichtungsstelle möglichst so wie gemeinschaftsrechtlich gefordert umzusetzen, d.h. ein transparentes, einfaches und kostengünstiges Verfahren zu etablieren, welches zu einer einvernehmlichen Einigung zwischen Energieversorgungsunternehmen und Verbrauchern beitragen soll. Nicht angebracht sind Regelungen, die eine missbräuchliche Inanspruchnahme der Verbraucherschlichtungsstelle erleichtern.

- **Investitionen in Modernisierung und Ausbau der Netzinfrastruktur**

Das Energiekonzept der Bundesregierung beinhaltet eine Überprüfung des Regulierungsrahmens, um die Attraktivität der Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau in die Netzinfrastruktur sicher zu stellen. Deutsche Netzbetreiber müssen weiterhin investitionsfähig bleiben, damit sie und potentielle Investoren das erforderliche Kapital für anstehende Infrastrukturinvestitionen zur Verfügung stellen können und auf ihre Investitionen eine angemessene Rendite erhalten.

Insbesondere soll sichergestellt werden, dass eine unmittelbare Anrechnung der Kosten für die Modernisierung und den Ausbau deutscher Energienetze umgesetzt werden kann. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund erforderlich, dass in absehbarer Zeit aufgrund der technischen Lebenszyklen sowie des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien ein erheblicher Investitionsbedarf in die Netzinfrastruktur besteht. Dieser Investitionsbedarf besteht sowohl hinsichtlich der Transport- und Fernleitungs- als auch der lokalen und regionalen Verteilnetzebenen.

Ferner soll eine verbesserte Rendite für den Einsatz innovativer Technologien sichergestellt werden. Die Entwicklung von Smart Grids erfordert Investitionen der Netzbetreiber in Innovationen sowie in Forschung und Entwicklung, die von der Regulierung berücksichtigt werden müssen.

Diese zentralen Voraussetzungen für das Erreichen energiepolitischer Ziele muss das neue Energiewirtschaftsgesetz berücksichtigen.

## II. Im Einzelnen:

### 1. Wesentliche Punkte

#### a) Entflechtung (§§ 6-7a EnWG-ÄnderungsG) :

Der VKU begrüßt die größtenteils schlanke Umsetzung der in den Binnenmarktrichtlinien enthaltenen Entflechtungsvorgaben für Verteilnetzbetreiber. Es besteht aus der Sicht des VKU auch keine Notwendigkeit, über die in den Binnenmarktrichtlinien enthaltenen Vorgaben – wie vorliegend aber teilweise geschehen - hinaus zu gehen. Leider wurden die Entflechtungsregelungen im Vergleich zum vorhergehenden Entwurf noch weiter verschärft. Dies erscheint insbesondere vor dem Hintergrund, dass die bestehenden Entflechtungsvorgaben für Verteilnetzbetreiber zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs ausreichend sind, schwer nachvollziehbar. Insbesondere ist für den VKU auch nicht die Notwendigkeit der Verschärfung buchhalterischer Entflechtungsvorgaben ersichtlich. Dementsprechend besteht aus VKU-Sicht nach wie vor - insbesondere hinsichtlich der Regelungen zur buchhalterischen Entflechtung, zur operationellen Entflechtung (hier insbesondere die Verpflichtung zum gesonderten Markenauftritt), zur Entflechtung von Speicheranlagenbetreibern und zur steuerlichen Privilegierung von freiwilligen Entflechtungsmaßnahmen - Nachjustierungsbedarf .

#### aa) Buchhalterische Entflechtung

Die Ergänzung der Regelung zur buchhalterischen Entflechtung um eine Verpflichtung des vertikal integrierten Unternehmens, die Tätigkeitsabschlüsse gemeinsam mit dem offen zu legenden Jahresabschluss im elektronischen Bundesanzeiger zu veröffentlichen, begegnet - insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Tätigkeitsabschlüsse auch als Geschäftsgeheimnisse zu qualifizierende Daten enthalten - erheblichen Bedenken, zumal sich eine entsprechende Änderung der Regelung auch nicht aus den umzusetzenden Binnenmarktrichtlinien ergibt. Durch die Veröffentlichungspflicht ist es für Wettbewerber ohne größere Anstrengung möglich, genaue Aufschlüsse über die Ertrags- und Kostensituation von Stadtwerken in den Wettbewerbsbereichen Vertrieb und Erzeugung zu erlangen und diese Kenntnisse für ihre Zwecke zu nutzen. Diese Privilegierung nicht vertikal integrierter Unternehmen im Vertriebswettbewerb ist nicht zu rechtfertigen. Eine Überwachung bleibt auch ohne Veröffentlichungspflicht gewährleistet, da die Tätigkeitsabschlüsse ohnehin den Regulierungsbehörden zur Verfügung gestellt werden. Der Ausschluss des § 326 HGB erscheint unsachgerecht. Im Zusammenhang mit den vorstehenden Ausführungen besteht nach Ansicht des VKU auch kein Anlass für eine Ordnungsgeldvorschrift.

Der Umfang, der in § 6b Abs. 7 zusätzlich vorgesehenen Verpflichtung, auch Geschäftsberichte für einzelne Tätigkeiten zu erstellen und zu veröffentlichen, ist

unklar. Auch diese Verpflichtung führt nur zu bürokratischen Mehraufwand, ohne dass ein konkreter Nutzen belegt werden kann.

Zudem ist das den Regulierungsbehörden eingeräumte Recht, Bestimmungen zu treffen, die vom Prüfer im Rahmen der Jahresabschlussprüfung über die nach Absatz 1 anwendbaren Prüfungsvoraussetzungen hinaus zu berücksichtigen sind, zu kritisieren. Zwar nehmen wir positiv zur Kenntnis, dass der nunmehr vorliegende Gesetzentwurf nicht mehr die konkrete Möglichkeit vorsieht, dass die Regulierungsbehörden Festlegungsbefugnisse für Wertansätze und Kontenzuordnungen im Rahmen der Spartenabschlüsse haben sollen. Die nunmehr im Gesetzentwurf enthaltene Formulierung scheint jedoch nicht geeignet, unsere Bedenken gegen die bislang vorgesehene Regelung auszuräumen. Im Gegenteil legt die nunmehr sehr allgemein und offen gehaltene Formulierung den Verdacht nahe, dass den Regulierungsbehörden sogar weitergehende Befugnisse im Zusammenhang mit der Jahresabschlussprüfung eingeräumt werden als dies bislang beabsichtigt war. Neben der bisher im Entwurf enthaltenen Möglichkeit, Vorgaben für Wertansätze und Kontenzuordnungen zu machen, eröffnet die neue Formulierung scheinbar eine gänzlich unbeschränkte Möglichkeit zur Einflussnahme auf die Prüfung eines Jahresabschlusses durch die Regulierungsbehörden. Schon bei den bislang vorgesehenen Festlegungsbefugnissen war zu erwarten, dass die bestehenden Konflikte zwischen der kalkulatorischen Sichtweise der Regulierungsbehörde und den handelsrechtlichen Vorgaben verschärft würden. So sind zum Beispiel nach Ansicht der Bundesnetzagentur ineffiziente Teile der Verlustenergiekosten nicht im Rahmen der Netzentgeltregulierung anerkennungsfähig. Sie sind aber aus handelsrechtlicher Perspektive Kosten, die in der Aktivität Netz angesetzt werden müssen. Es erscheint sachfremd, dass die Regulierungsbehörden die Unabhängigkeit der Wirtschaftsprüfer bei der Beurteilung der Abschlüsse durch Festlegungen, deren Inhalt im Widerspruch zu handelsrechtlichen Erwägungen stehen, beeinträchtigen. Mit der nun offenbar noch weiter gehenden Befugnis werden diese Widersprüche sicherlich noch evidenter.

Zudem wäre in den Fällen, in denen die Regulierungsbehörde Vorgaben für die Prüfung machen würde, die die Wirtschaftsprüfer zu befolgen hätten, die Frage der Haftung der Wirtschaftsprüfer klärungsbedürftig, da die Regulierungsbehörde allein den Konflikt zwischen regulierungsbehördlichen Verpflichtungen und handelsrechtlichen Vorgaben nicht lösen kann.

Weiter ist zu beachten, dass in der Berufssatzung der Wirtschaftsprüfer und in der Wirtschaftsprüferordnung enge Vorgaben für die Berufstätigkeit der Wirtschaftsprüfer - z.B. hinsichtlich der Unabhängigkeit und der Eigenverantwortlichkeit – enthalten sind. Es wäre zu prüfen, inwieweit diese Vorgaben mit der angedachten Regelung kollidieren. Die Wirtschaftsprüfer unterliegen im Rahmen ihrer Prüfung strengen Anforderungen. Für die Richtigkeit des Jahresabschlusses kann der Jahresabschlussprüfer mit in Haftung genommen werden, die Festlegung der Prüfungsinhalte ist daher in seiner Verantwortung. Vorgaben über Inhalte und

Umfang von Jahresabschlussprüfungen werden in den IDW Standards geregelt. In dieses komplexe Regelungsgeflecht können sich zusätzlich und möglicherweise widersprechende Vorgaben durch die Regulierungsbehörde nicht einpassen.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass die Neugestaltung der Regelung zur buchhalterischen Entflechtung einen höheren Aufwand für die davon betroffenen Unternehmen nach sich zieht, der dem vom Gesetzgeber selbst gesetzten Ziel des Bürokratieabbaus widerspricht. Im Sinne des Bürokratieabbaus sollte lediglich eine schlanke Umsetzung der Richtlinienvorgaben erfolgen, zumal eine Änderung der Regelungen zur buchhalterischen Entflechtung in den Binnenmarktrichtlinien nicht vorhanden ist. Betrachtet man die Anforderungen in ihrer Gesamtheit, ist die Erfüllung derselben für Unternehmen kleinerer und mittlerer Größe nur unter unverhältnismäßigem Aufwand möglich. Die Vorgaben können letztlich dazu führen, dass reguläre Bilanz und GuV und Spartenabschlüsse getrennt und mit unterschiedlichen Ansätzen erstellt werden müssen. Hier ist vor allem auch kritisch zu sehen, dass die Regulierungsbehörden inhaltliche Vorgaben für die Wirtschaftsprüfer machen sollen, die zudem nicht einmal in irgendeiner Weise eingeschränkt werden. Die Ermächtigung der Bundesnetzagentur, weitere Inhalte festzulegen, kann ebenfalls nicht im Sinne des Bürokratieabbaus und einer schlanken richtlinienkonformen Umsetzung sein.

#### bb) Operationelle Entflechtung

Hinsichtlich der Regelung zur operationellen Entflechtung von Verteilnetzbetreibern ist auch im vorliegenden Entwurf unklar, ob mit der erstmaligen Nennung eines „Gleichbehandlungsbeauftragten des Verteilernetzbetreibers“ (§ 7a Abs. 5 S. 4 EnWG-E) eine bestimmte personelle Zuordnung bezweckt wird oder ob nur eine Abgrenzung gegenüber den weiteren Befugnissen des Gleichbehandlungsbeauftragten auf Transportnetzebene (§ 10e EnWG-E) vorgenommen wird. Deswegen sollte klargestellt werden, dass der Gleichbehandlungsbeauftragte – wie bisher - sowohl beim vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen als auch beim Netzbetreiber angestellt sein kann. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Vorgaben der Richtlinien zum Gleichbehandlungsbeauftragten und zu den personellen und finanziellen Ressourcen aus unserer Sicht keine inhaltliche Änderung der derzeitigen Regulierungspraxis in Deutschland erfordern.

Durch entsprechende Ausführungen in der Gesetzesbegründung zur Verpflichtung von Verteilnetzbetreibern zu einem gesonderten Markenauftritt sollte sichergestellt werden, dass zur Zweckerreichung eine Anlehnung an die Unterscheidbarkeit nach Markenrecht nicht zwingend notwendig sein dürfte. Dem Endkunden dürfte auch in den Fällen, in denen der Kern der Geschäftstätigkeit der jeweiligen Unternehmen bereits aus dem Unternehmensnamen hervorgeht (z.B. Stadtwerke Vertrieb GmbH und Stadtwerke Netz GmbH) deutlich werden, dass er es mit zwei rechtlich selbständigen Unternehmen zu tun hat. Ein Abstellen auf kennzeichenrechtliche und

markenschutzrechtliche Grundsätze erscheint im Verteilnetzbereich nicht erforderlich.

Es wäre aus Sicht des VKU vorteilhafter, die Formulierung der Regelung zum gesonderten Markenauftritt eines Verteilnetzbetreibers enger an die in Art. 26 Abs. 3 Satz 2 EitRL bzw. GasRL enthaltene Formulierung anzulehnen („...haben in ihrem Kommunikationsverhalten und ihrer Markenpolitik dafür Sorge zu tragen, dass eine Verwechslung mit der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens ausgeschlossen ist“). Die im Gesetzesentwurf verwendete Formulierung („...zu gewährleisten, dass eine Verwechslung...ausgeschlossen ist.“) könnte eine strengere Verpflichtung des Verteilnetzbetreibers vermuten lassen als die Richtlinien vorsehen. Dies dürfte vermutlich der Intention des Gesetzgebers widersprechen, sollte aber durch Übernahme des Richtlinienwortlauts oder zumindest durch Erläuterung im Rahmen der Gesetzesbegründung klargestellt werden. Zudem bedarf es nach derzeitiger Formulierung einer Abgrenzung der Netzsparte vom „vertikal integrierten Unternehmen“. Die Richtlinie spricht dagegen von einer Unterscheidbarkeit der Netztätigkeit von den Geschäftstätigkeiten der Versorgungssparte. Diese gegenüber der Richtlinienvergabe abgewandelte Formulierung kann zu Problemen führen. Ist die rechtliche Entflechtungsverpflichtung im „Holding-Modell“ umgesetzt worden (Holding-Mutter, darunter die Töchter Netz GmbH und Vertriebs GmbH), so ist die Richtlinienvorgabe erfüllt, falls der Vertrieb bereits unter einem gänzlich anderen Namen firmiert und aktiv ist, wie dies in Einzelfällen schon der Fall ist. Nach der im vorliegenden Gesetzesentwurf enthaltenen Formulierung müsste zusätzlich die Unterscheidbarkeit zwischen Netz-Tochter und Mutter hergestellt werden. Dies ist aber in Anbetracht der Zielsetzung der Entflechtungsbestimmungen, Verwechslungen zwischen Netz und Vertrieb auszuschließen, nicht erforderlich.

Es muss zudem sichergestellt werden, dass jeglicher Aufwand des Verteilnetzbetreibers zur Erfüllung vorgenannter Verpflichtung im Rahmen der Netzentgeltregulierung vollständig und zeitnah berücksichtigt wird. Notwendig sind auch angemessene Übergangs- und Aufbrauchfristen für die Umstellung. Dies wird besonders deutlich an den in der Gesetzesbegründung genannten „mit dem eigenen Logo gekennzeichneten Fahrzeugen“. Eine Verpflichtung zur Entfernung des Logos außerhalb der normalen Erneuerungszyklen würde zu erheblichem Mehraufwand führen.

#### cc) Steuerliche Privilegierung

Es ist zu begrüßen, dass die steuerliche Privilegierung von Entflechtungsvorgängen nicht, wie im vorhergehenden Entwurf angedacht, nur auf Transportnetzbetreiber und Speicherbetreiber begrenzt bleibt. Allerdings erscheint die Einschränkung auf gesetzlich zwingende Entflechtungsmaßnahmen nicht sinnvoll. Vielmehr sollten auch freiwillige Entflechtungsmaßnahmen von der steuerlichen Privilegierung umfasst sein. Zudem sollte dem Umstand Rechnung getragen werden, dass Entflechtungsmaßnahmen regelmäßig kaum durch einen einzigen Rechtsakt



vorgenommen werden können. Somit erscheint die Einschränkung des § 6 Abs. 2 S. 2 EnWG-ÄnderungsG, wonach die Teilbetriebsfiktion nur für diejenigen Wirtschaftsgüter gelten soll, die unmittelbar auf Grund des Organisationsakts der Entflechtung übertragen werden, zumindest auslegungsbedürftig. Es sollte klargestellt werden, dass ein solcher Organisationsakt auch mehrere Rechtsakte umfassen kann.

Weiterhin bedarf es einer Ergänzung des § 6 Abs. 2 Satz 4 EnWG-ÄnderungsG um den Begriff des Verteilnetzbetreibers. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass auch Verteilnetze folgerichtig in die Regelung des § 6 Abs. 2 S. 4 EnWG-ÄnderungsG aufgenommen werden sollten, erscheint die Einschränkung, dass lediglich solche Maßnahmen begünstigt sind, die bis zum 03. März 2012 ergriffen worden sind, als nicht sachgerecht. Bei Verteilnetzen kann sich durch Überschreitung der 100.000-Kunden-Grenze eine rechtliche Verpflichtung zur Entflechtung durchaus auch nach diesem Stichtag ergeben. Es stellt sich dann die Frage, warum rechtlich verpflichtende Maßnahmen bis zum 03. März 2012 begünstigt und ebenso verpflichtende Maßnahmen nach diesem Zeitpunkt nicht mehr begünstigt sein sollten. Aus diesem Grund sollte auf die zeitliche Beschränkung der Begünstigung bis zum 03. März 2012 insgesamt – zumindest aber zwingend für die Verteilnetze – verzichtet werden.

#### dd) Entflechtung von Speicheranlagenbetreibern (§ 7b neu EnWG-ÄnderungsG)

Im vorliegenden Entwurf werden die Entflechtungsvorschriften für Verteilernetzbetreiber - abgesehen von den auf Kommunikation und Markenpolitik bezogenen Verpflichtungen - auf Gasspeicherbetreiber ausgeweitet, die Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sind. Vom Wortlaut her wird dabei verlangt, dass Speicheranlagenbetreiber hinsichtlich ihrer Rechtsform auch von dem Tätigkeitsbereich des Netzbetriebs unabhängig sein müssen. Eine solche Unabhängigkeit wird in der Gasbinnenmarkttrichtlinie aber nicht gefordert (vgl. Art. 15 Abs. 1 GasRL). Daher sollte die Regelung des § 7b enger an den Richtlinienwortlaut angelehnt oder zumindest in der Begründung klargestellt werden, dass Speicheranlagenbetreiber im Einklang mit den europarechtlichen Vorgaben hinsichtlich ihrer Rechtsform nicht von dem Tätigkeitsbereich des Netzbetriebs unabhängig sein müssen.

#### ee) Informativische Entflechtung

Neben einer – im Vergleich zur bisherigen Regelung erfolgten - Ausdehnung des Adressatenkreises in § 6a EnWG-ÄnderungsG (**Verwendung von Informationen**) hat § 6a Absatz 2 EnWG-ÄnderungsG einen neuen zweiten Satz erhalten, den Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Informationen betreffend. Dabei handelt es sich offensichtlich um ein redaktionelles Versehen, denn diese Informationen unterfallen dem Anwendungsbereich des Absatzes 1 der Regelung. Diese Systematik ist von wesentlicher Bedeutung, denn Netzinformationen nach Absatz 2 dürfen diskriminierungsfrei offen gelegt werden, während Netzkundeninformationen nach Absatz 1 vertraulich zu behandeln sind. Absatz 2 Satz 2 sollte daher gestrichen werden.



**b) Wegenutzungsverträge und Konzessionsabgaben (§§ 46 und 48 EnWG-Änderungsgesetz):**

aa) Informationsansprüche der Gemeinde

Der VKU begrüßt die explizite Klarstellung, dass bei Auslaufen von Konzessionsverträgen der bisherige Konzessionsnehmer gegenüber der betroffenen Gemeinde diejenigen Informationen über die technische und wirtschaftliche Situation des Netzes zur Verfügung zu stellen hat, die für eine Bewertung des Netzes im Rahmen einer Bewerbung um den Abschluss eines Vertrages erforderlich sind.

bb) Übereignungsverpflichtung

Ebenso sachgerecht ist die Verpflichtung des bisherigen Konzessionsnehmers, dem neuen Konzessionsnehmer die notwendigen Verteilungsanlagen nach Wahl des neuen Konzessionsnehmers zu übereignen oder ihm den Besitz einzuräumen. Diese Klarstellung ist notwendig.

cc) Veröffentlichungspflicht der Gemeinde

Kritisch ist die Erweiterung der nach § 46 Abs. 3 Satz 1 EnWG bestehenden Veröffentlichungspflicht der Gemeinde in Bezug auf die ihr seitens des bisherigen Netzbetreibers zur Verfügung gestellten Informationen. Diese Informationen sollen sämtliche Daten, die für eine Bewertung des Netzes im Rahmen einer Bewerbung um den Abschluss eines Wegenutzungsvertrages erforderlich sind, enthalten. Diese Daten sind nicht geeignet für die Veröffentlichung; sie werden auch im Rahmen eines Bieterverfahrens nur im Rahmen von Vertraulichkeitsvereinbarungen weitergegeben. Die Verpflichtung der Gemeinde, die für den Abschluss eines Wegenutzungsvertrages erforderlichen Netzdaten diskriminierungsfrei potentiellen Vertragspartnern unter Abschluss einer Vertraulichkeitsvereinbarung zur Verfügung zu stellen, muss ausreichend sein.

dd) Wirtschaftlich angemessene Vergütung

Zudem sollte klargestellt werden, dass sich die wirtschaftlich angemessene Vergütung i.S. des EnWG – wie seitens der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes vertreten - auf den Ertragswert des Netzes bezieht. Der Kaufpreis für das Energieverteilnetz sollte zudem generell nicht über den Wert hinausgehen, den der neue Netzbetreiber im Rahmen der Netzentgeltregulierung gegenüber der Regulierungsbehörde in Ansatz bringen darf. Andernfalls wird die vom Gesetzgeber gewünschte Teilnahme von dritten Netzbetreibern am Wettbewerb um die Energienetze unattraktiv, weil der neue Netzbetreiber seine Investitionen in die Netzübernahme nicht in seine Erlösobergrenze übernehmen und aus dem Netz refinanzieren kann. Eine solche Regelung würde dem bisherigen Netzbetreiber und auch den Netzkunden ebenfalls zu Gute kommen: auf der einen Seite kann der bisherige Netzbetreiber, wenn die Gemeinde sich wieder für ihn entscheiden sollte, mit dieser Vorgabe keinen höheren Wert in Ansatz bringen und auf der anderen Seite

würde der bisherige Netzbetreiber im Falle eines Netzübergangs keinen übermäßigen Gewinn aus dem Netzverkauf erzielen können.

#### ee) Auswahlkriterien der Gemeinde

Der Verweis darauf, dass die Gemeinde bei der Entscheidung über den Konzessionsvertrag die Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG beachten muss, sollte nicht in den § 46 EnWG aufgenommen werden. § 1 Abs. 1 EnWG enthält fünf Ziele, die in jedem Einzelfall gegeneinander abgewogen werden müssen. Der Verweis führt zu einer Überforderung der Gemeinde und zu einer rechtlichen Unsicherheit, wie die notwendige Abwägung im Einzelfall vorgenommen und dokumentiert werden muss. Diese Rechtsunsicherheit ist weder im Sinne der Gemeinden noch der Energieversorgungsunternehmen. In jedem Fall muss klargestellt werden, dass die Gemeinde ihre Entscheidung im Rahmen ihres grundgesetzlich geschützten Selbstverwaltungsrechts treffen kann und dass insoweit eine Entscheidung, die Aufgabe des Netzbetriebs wieder selbst zu übernehmen, nicht gegen das EnWG verstößt.

#### ff) Änderungen der Konzessionsabgabenverordnung

Die bestehende Konzessionsabgabenverordnung (KAV) ist nicht geeignet in einem liberalisierten Gasmarkt ein wettbewerbliches und gleich behandelndes Umfeld zu schaffen. Vor diesem Hintergrund ist eine – für die Kommunen aufkommensneutrale – Novellierung der Konzessionsabgabenverordnung im Gasbereich (Konzessionsabgabe Gas – KA Gas) notwendig, um eine wettbewerbsneutrale und praktikable Ausgestaltung der Erhebung zu erreichen. Die Änderungen im Vergleich zur bisherigen Praxis sollten nur im Bereich der Standardlastprofilkunden erfolgen.

Durch stark differenzierte KA-Sätze, die Verbrauchsmengengrößen, Gemeindegrößen, Kundenstruktur und Verwendung berücksichtigen, entsteht eine hohe Komplexität bei der Erhebungssystematik. Erschwert wird die Transparenz bei der Erhebung dadurch, dass es für Marktteilnehmer meist nicht möglich oder mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden ist, Einblick in Konzessionsverträge zwischen Netzbetreiber und Kommune zu erlangen und sie somit im Unklaren über die eigentliche Höhe der KA – Gas im Versorgungsgebiet gelassen werden. Es herrscht eine unterschiedliche Rechtsauffassung über die Höhe der zu entrichtenden KA – Gas bei Lieferungen außerhalb des „angestammten Versorgungsgebiets“, wie die gegenwärtigen Beschlüsse des Bundeskartellamtes zeigen. Dies führt zu einer Rechtsunsicherheit, die verhindert, dass Energieversorgungsunternehmen auch in anderen Versorgungsgebieten tätig werden. Eine Vereinfachung der Erhebungsmethodik der KA Gas ist geeignet, den Wettbewerb zu fördern, da durch die Vereinfachung und Angleichung der Prozesse der Erhebung mehr Transparenz entsteht und administrativer Aufwand gesenkt wird. Diese Vereinfachung kann durch eine Reduktion der KA-Differenzierungen erreicht werden, die den verwaltungstechnischen Aufwand bei allen Beteiligten, Energieversorgungsunternehmen, Netzbetreibern und Kommunen verringert. Darüber hinaus ist die zunehmende Transparenz der Erhebungsmethode geeignet,

die Prozesse für die Marktteilnehmer verständlicher zu machen und damit den Wettbewerb zu fördern. Des Weiteren wird ein wesentlicher Beitrag zum Bürokratieabbau geleistet.

Der VKU schlägt vor, auf die Differenzierung der Tarifhöhe bei Kunden in der Grundversorgung und Kunden, die im SLP-Bereich durch Sonderverträge versorgt werden sowie auf eine Differenzierung bei der Verwendung zwischen Koch- und Heizgas oder Verbrauchsmengen zu verzichten. Darüber hinaus sollten fixe Sätze in der KAV festgeschrieben werden. Konkrete Vorschläge wurden vom VKU in einem Eckpunktepapier formuliert. Dieses ist der Stellungnahme als Anlage beigefügt.

### **c) Regelungen zum Mess- und Zählwesen (§§21b-21i EnWG-ÄnderungsG):**

Die Verankerung der Rahmenbedingungen im Gesetz ist zu begrüßen. Die Möglichkeit, mittels weiterer Rechtsakte klare Vorgaben von Mindeststandards verbindlich festzulegen, wird für verlässliche Ausgangsbedingungen und Rechtssicherheit für die Umgestaltung des Netzes hin zu einem „Smart Grid“ sorgen.

Gleichwohl zeigen die neuen Regelungen weitere Anforderungen und Aspekte für zu installierende Messeinrichtungen auf. Hierbei besteht die Gefahr, dass - ähnlich wie durch die unklaren Formulierungen des bisherigen § 21b – ohne eine weitere Konkretisierung die bestehende Unsicherheit im Markt weiter verschärft wird. Deshalb ist es zwingend notwendig, möglichst zeitnah eine sinnvolle verbindliche Konkretisierung von Standards vorzunehmen.

Im Rahmen vorgenannter Konkretisierung muss auf eine sachgerechte Ausgestaltung – insbesondere der technischen und finanziellen Rahmenbedingungen - bei den zu erwartenden Verordnungsgebungs- und Festlegungsverfahren geachtet werden. Um die seit der Liberalisierung des Mess- und Zählwesens bestehende Unsicherheit hinsichtlich der zu verwendenden Technologien (Stichwort: Basiszähler) nicht weiter zu verschärfen, müssen diese Vorgaben im Rahmen der möglichst zeitnah durchzuführenden Verordnungsgebungs- und Festlegungsverfahren ausreichend präzisiert werden.

#### **aa) Wirtschaftlichkeitsanalyse und Einbauverpflichtung**

Der VKU begrüßt, dass das Bundeswirtschaftsministerium die Durchführung einer wirtschaftlichen Bewertung, die alle langfristigen, gesamtwirtschaftlichen und individuellen Kosten und Vorteile prüft, angekündigt hat und damit die großflächigere Ausstattung von Verbrauchern mit intelligenten Messsystemen erst in Abhängigkeit von einer Kosten-Nutzen-Analyse verfolgt wird. Bei einer solchen Analyse müssen Mehrkosten des Netzbetreibers bei einem teilweisen Roll-Out („Flickenteppich“) sowie Stranded Investment-Regelungen für die Zähler berücksichtigt werden, die noch nicht das Ende der eichrechtlichen Lebensdauer erreicht haben, ermittelt auf Basis des eichrechtlich basierten Stichprobenverfahrens. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass die im Dritten Energiebinnenmarktpaket festgehaltene Kosten-

Nutzen-Analyse im Gas unabhängig von der Kosten-Nutzen-Analyse im Strom durchgeführt wird.

Falls die Untersuchung bezüglich der Wirtschaftlichkeit und des volkswirtschaftlichen Nutzens bei flächendeckendem Einsatz positiv beschieden wird, sollten die Technologieanforderungen eine einfache Multispartenfähigkeit ermöglichen, um den Nutzen des Smart Metering von Anfang an in allen Energiesparten heben zu können. Die in der EU-Richtlinie empfohlene und bis September 2012 zu erstellende Kosten-Nutzen-Analyse bietet hierfür die Möglichkeit.

In diesem Zusammenhang ist auch die in § 21c Abs. 1 b) EnWG-ÄnderungsG vorgesehene Verknüpfung der Einbauverpflichtung von Messsystemen in anderen als neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossenen oder einer größeren Renovierung unterliegenden Gebäuden mit der Kosten-Nutzen-Analyse – vorbehaltlich der technischen Möglichkeit - zu begrüßen.

Es dürfte – insbesondere vor dem Hintergrund, dass der Anschlussnutzer den Einbau eines Messsystems nach § 21c EnWG-ÄnderungsG nicht ablehnen kann – sinnvoll sein, auf eine Einbauverpflichtung bei bestehenden Gebäuden insoweit zu verzichten als sie (unmittelbar oder mittelbar) Mehrkosten für den Anschlussnutzer verursachen würde. Erst wenn im Rahmen der angekündigten Kosten-Nutzen-Analyse festgestellt werden sollte, dass der dem Anschlussnutzer mit dem Einbau von - noch näher zu konkretisierenden - Messsystemen zu erwartende Nutzen die zunächst zu erwartenden Mehrkosten wesentlich übersteigen dürfte, erscheint eine Ausweitung der Einbauverpflichtung auf bestehende Gebäude sinnvoll.

Es sollte allerdings klargestellt werden, wie das in § 21c Abs. 2 Satz 2 EnWG-ÄnderungsG enthaltene Tatbestandsmerkmal „Mehrkosten“ zu verstehen ist. Nach aktueller Rechtslage werden Kostensteigerungen, die sich aus dem Einbau einer modernen Messeinrichtung nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG ergeben, zeitversetzt sozialisiert. Diese werden nämlich über das Regulierungskonto erst in der folgenden Regulierungsperiode durch Zuschläge auf die Erlösobergrenze berücksichtigt (vgl. § 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV).

Zu diesem Zweck ist auch die fehlende Möglichkeit des Anschlussnutzers, den Einbau eines Messsystems zu verhindern oder rückgängig zu machen, richtig. Nur so kann gewährleistet werden, dass ein Roll-out intelligenter Messsysteme nicht erheblich erschwert wird und das politische Ziel der EU – eine Marktdurchdringung mit Smart Metern von 80 % bis 2020 – kostengünstig erreicht wird.

#### bb) Kosten

Weiterhin ist absehbar, dass die laufenden Kosten für die Messung und den Messstellenbetrieb mit den neuen Messeinrichtungen und den neuen Kommunikationstechniken deutlich steigen werden. Dementsprechend muss gleichzeitig mit der umfassenden Neuregelung des Smart Metering im EnWG und

den darauf basierenden Verordnungen darauf geachtet werden, dass der durch die Erfüllung gesetzlicher Verpflichtungen für den Netzbetreiber entstehende Aufwand im Rahmen der Netzentgeltregulierung berücksichtigt wird. Folglich bedarf es zwingend einer Anpassung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Aktuell können Kostensteigerungen im Zusammenhang mit dem Einbau von modernen Messeinrichtungen nur mit erheblichem Zeitverzug über das Regulierungskonto und damit erst in der folgenden Regulierungsperiode berücksichtigt werden (vgl. § 5 Abs. 1 Satz 3 ARegV). Aufgrund des Umfangs der mit dem Einbau von Messsystemen während einer laufenden Regulierungsperiode zu erwartenden Kostensteigerung ist es unsachgerecht, die Vorfinanzierung durch den Netzbetreiber zu fordern und ihm nicht gleichzeitig eine zeitnahe Refinanzierung zu ermöglichen. Es wäre denkbar, die erwarteten Kostensteigerungen im Rahmen der Netzentgeltregulierung derart zu berücksichtigen, dass sie zeitnah und vollständig auf die Netznutzer (Lieferanten) oder alternativ auf die Letztverbraucher umlegbar sind. Entsprechend wäre die Aufnahme von im Zusammenhang mit vorgenannten Verpflichtungen entstehenden Kosten in den ARegV-Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (§ 11 ARegV) sinnvoll.

Zudem verursacht die in § 21h EnWG-ÄnderungsG geregelte Verpflichtung des Messstellenbetreibers zur Weiterleitung von Daten an dritte Lieferanten Kosten (Überprüfung der Berechtigung, einmaliger Einrichtungsaufwand und laufender Aufwand Datenübermittlung). Es ist dementsprechend nicht sachgerecht, dass diese Daten unentgeltlich übermittelt werden sollen. Sollte trotz aller Bedenken weiterhin an der Verpflichtung zur unentgeltlichen Übermittlung von Daten an Dritte festgehalten werden, muss zumindest sichergestellt werden, dass diese Kosten bei regulierten Messstellenbetreibern (Netzbetreiber) im Rahmen der Netzentgeltregulierung vollständig und zeitnah berücksichtigt werden, z.B. als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Sinne des § 11 ARegV.

#### cc) Bestandsschutz

Die Bestandsschutzregelungen für zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des EnWG-Änderungsgesetzes bereits eingebauter Messeinrichtungen bzw. –systeme sind sinnvoll und notwendig. Allerdings ist der angedachte Zeitraum, für den Bestandsschutz bestehen soll, zu kurz und daher angemessen zu verlängern. Die Laufzeit der geeigneten Übergangsfrist sollte zudem erst nach der verbindlichen Festlegungen der Anforderungen (Technische Mindestanforderungen, Kostenanerkennung, sinnvolle technisch-wirtschaftliche Übergangsfristen, usw.) an die Messsysteme durch den Verordnungsgeber und die Bundesnetzagentur beginnen. Wenn man bedenkt, dass seit dem 01.01.2010 für Messstellenbetreiber die Verpflichtung zum Einbau von Zählern nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG besteht und die Investitionen für derartige Zähler nicht bereits mit Ablauf des Jahres 2013 erwirtschaftet werden können, ist eine Verlängerung des Zeitraums, in denen diese Messeinrichtungen Bestandsschutz genießen sollen, zwingend notwendig, wenn man nicht eine Reihe von Stranded Investments verursachen möchte. Dementsprechend ist die im vorliegenden Entwurf angedachte Frist (31. Dezember

2013) aus Sicht des VKU nur schwerlich zu halten. So sollte zumindest für die Dauer der Eichgültigkeit (i.d.R. 8 Jahre bei intelligenten Messeinrichtungen) auch der Bestandsschutz gelten. Zudem sollte die in § 21i Abs. 1 Nr. 6 EnWG-ÄnderungsG enthaltene Verordnungsermächtigung dahingehend ergänzt werden, dass auch im Rahmen der Verordnung Bestandsschutz für die Messsysteme und Messeinrichtungen, die noch nicht das Ende ihrer nach dem Eichrecht möglichen Lebensdauer erreicht haben, sowie eine Anerkennung der Mehrkosten für den Einbau von Messsystemen und Messeinrichtungen durch die zuständige Regulierungsbehörde im Falle eines regulierten Messstellenbetreibers (Netzbetreiber) zu gewährleisten sind.

Zudem sollte klargestellt werden, wie der in § 21f Abs. 2 EnWG-ÄnderungsG vorhandene Verweis auf § 21c EnWG-ÄnderungsG zu verstehen ist, da sich die dortige Einbauverpflichtung ausschließlich auf Messsysteme zur Erfassung elektrischer Energie bezieht.

#### dd) Messsysteme, Schutzprofil, datenschutzrechtliche Anforderungen

Der VKU begrüßt ausdrücklich die angedachte Regelung des § 21i Abs. 2 Ziffer 7a EnWG-ÄnderungsG, die es dem Ordnungsgeber ermöglicht, für bestimmte Fallgruppen unterschiedliche Mindestanforderungen an Messsysteme zu definieren. Ähnlich wie bei der generellen Einführung von intelligenten Messsystemen, sollte auch bei der Definition des Funktionsumfangs - beispielsweise bei Großkunden im Vergleich zu Haushaltskunden - ein gestuftes Verfahren das Mittel der Wahl sein. Da die Potentiale und Ansprüche der verschiedenen Kundengruppen auch unterschiedliche Herangehensweisen erfordern, ist das Ansinnen des Gesetzgebers in diesem Zusammenhang uneingeschränkt zu begrüßen.

Zudem ist es richtig und wichtig, dass im vorliegenden Entwurf die datenschutzrechtlichen Regelungen ausgeweitet bzw. konkretisiert wurden. Nur mittels eines hohen Datenschutzstandards kann man Vorbehalten begegnen und eine höhere Akzeptanz des Smart Metering in der Bevölkerung erreichen. Insbesondere ist aus datenschutzrechtlicher Sicht begrüßenswert, dass nur solche Messsysteme eingebaut werden dürfen, die dem noch im Rahmen einer Rechtsverordnung zu definierenden Schutzprofil für derartige Messsysteme entsprechen. Es sollte im Rahmen der Ausgestaltung des Schutzprofils allerdings darauf geachtet werden, dass der durch das Schutzprofil kreierte Aufwand in einem angemessenen Verhältnis zum Schutzzweck steht. Die Anforderungen, die an ein Schutzprofil gestellt werden, dürfen nicht dazu führen, dass bestimmten Anbietern ohne sachlichen Grund der Zugang zum Markt erheblich erschwert wird. In diesem Zusammenhang sollte auch darauf geachtet werden, dass eventuell notwendige Hardware, Software oder Zugänge zur Einhaltung der Schutzprofile durch Telekommunikationsnetzbetreiber diskriminierungsfrei zur Verfügung gestellt werden. Die Übertragung von Messdaten über bestehende Kommunikationsnetze/-dienste sollte aber weiterhin möglich sein.



Die Verwirklichung der derzeitig offenkundig präferierten Variante, dass das gesamte System - also Messeinrichtung und Kommunikationseinrichtung - eichpflichtig sein soll, würde in der Praxis zu unverhältnismäßig hohen Aufwendungen führen. Deshalb sollte davon Abstand genommen werden.

#### ee) Ausübung des Wahlrechts durch den Anschlussnehmer

Der neue § 21b Abs. 4 ermöglicht es dem Anschlussnehmer, mit Einverständnis des Anschlussnutzers dessen Recht zur Wahl eines Messstellenbetreibers / Messdienstleisters selbst auszuüben. Hierbei besteht die Gefahr, dass das Recht des Anschlussnutzers zur freien Wahl eines Messstellenbetreibers bzw. Messdienstleisters – und somit auch faktisch hinsichtlich bestimmter Vertriebsprodukte – missbräuchlich (z.B. im Rahmen einer Mietvertragsklausel) eingeschränkt wird. Dem sollte im Gesetz oder zumindest im Rahmen der Ausgestaltung der Rechtsverordnung nach § 21i vorgebeugt werden.

#### ff) Identität von MSB und MDL

In § 21b EnWG-ÄnderungsG in der vorliegenden Entwurfsfassung ist die Möglichkeit, ausschließlich die Messung einem Dritten zu übertragen – unabhängig davon, ob es sich um eine elektronisch auslesbare Messeinrichtung handelt oder nicht - gestrichen worden. Somit ist davon auszugehen, dass nunmehr der Messstellenbetreiber stets die Rolle und Funktion des Messdienstleisters übernehmen soll, was wir grundsätzlich als sinnvoll erachten.

Es ist jedoch zu bedenken, dass sich die Stadtwerke aktuell in der Realisierung bzw. Vorbereitung der Umsetzung der Wechselprozesse im Messwesen (WiM) befinden, welche aufgrund der dazugehörigen Beschlüsse der Bundesnetzagentur wegen der Festlegung zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens vom 09.09.2010 (BK6-09-034 und BK7-09.001) zum 01.10.2011 umgesetzt werden müssen (vgl. jeweils Tenorziffer 5a). In Anlage 1 (WiM) vorgenannter Beschlüsse ist noch die Marktrolle des Messdienstleisters vorgesehen. Zur IT-technischen Umsetzung der Geschäftsprozesse sind enorme finanzielle und organisatorische Aufwendungen notwendig.

Die angedachte Änderung des § 21b EnWG - wie im aktuellen Gesetzesentwurf vorgesehen - würde diese Umsetzungsmaßnahmen gefährden und Inhalten der Festlegung der Bundesnetzagentur (bezüglich der Marktrolle Messdienstleister) widersprechen.

Hier benötigen die Unternehmen zwingend die notwendige Sicherheit bzw. Verlässlichkeit der formulierten Rahmenbedingungen. Daher sollte die Umsetzung der WiM bis zum Abschluss der EnWG-Beratungen ausgesetzt und ein neuer Realisierungstermin festgelegt werden. Eine Verschiebung sollte mindestens bis zum 01.04.2012 vorgenommen werden.

#### **d) Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung (§ 14a EnWG-E):**

Die Regelung ist aus Sicht des VKU eine zentrale Weichenstellung für die weitere Ausgestaltung der Rollen von Verteilnetzen und Lieferanten im Rahmen eines Smart Grids. Diese Regelung legt nach Einschätzung des VKU die Grundlage für eine zentrale Marktrolle des Netzbetreibers als „balancer“ im zukünftigen Smart Grid und dient der Gesamtoptimierung des Energiesystems. Die Praktikabilität der Regelung hängt entscheidend von einer näheren Ausgestaltung der nicht ausreichend beschriebenen Abwicklungsprozesse ab. Hierzu bedarf es - neben einer Festlegungsbefugnis der Bundesnetzagentur - zwingend einer Verordnungsermächtigung.

##### **aa) Anwendungsbereich**

Nach Ansicht des VKU erscheint es sinnvoll, den Anwendungsbereich der Regelung auch auf Spannungsebenen oberhalb der Niederspannung auszuweiten. Gerade in höheren Spannungsebenen dürften potentielle Letztverbraucher im Sinne der Regelung vermehrt vorhanden sein. Zudem wird eine Ausweitung der Regelung auf den Gasbereich – insbesondere vor dem Hintergrund der Neuregelung des Mechanismus der internen Bestellung in der KOV IV und der Notwendigkeit, dadurch zukünftig vermehrt unterbrechbare Kapazitäten zu nutzen – befürwortet. Hierzu sollte der im § 14a EnWG-ÄnderungsG verwendete Begriff „Elektrizitätsverteilernetz“ durch „Energieverteilernetz“ ersetzt und die Begrenzung des Anwendungsbereichs auf die Niederspannung ersatzlos gestrichen werden.

##### **bb) Abwicklung auch durch den Lieferanten**

Die Möglichkeit Produkte zu generieren, die die Netzbedürfnisse abdecken, sollte auch den Lieferanten eröffnet werden, zumal diese in Niederspannung in der Regel die Netznutzer sind und den Letztverbrauchern integrierte Verträge anbieten.

Der Wortlaut des § 14a Abs. 1 Satz 1 legt nahe, dass die Netzentgelte ausschließlich unmittelbar dem Letztverbraucher in Rechnung gestellt werden sollen. Dies würde voraussetzen, dass dieser einen Netznutzungsvertrag mit dem Netzbetreiber hat und - zumindest vom Wortlaut her - ausschließen, dass Letztverbraucher (mittelbar) in Genuss der reduzierten Netzentgelte kommen, die keinen Netznutzungsvertrag mit dem VNB abschließen wollen, sondern die Netznutzung vom Lieferanten über einen All-inclusive-Liefervertrag abwickeln lassen. Es sollte klargestellt werden, dass Netzbetreiber auch Lieferanten ein reduziertes Netzentgelt in Rechnung stellen müssen für diejenigen Letztverbraucher, die dem Netzbetreiber die Steuerung ihrer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung gemäß § 14a EnWG-ÄnderungsG gestatten.

Hierzu sollte die Regelung des § 14a EnWG-ÄnderungsG dahingehend ergänzt werden, dass die Verpflichtung des Netzbetreibers, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, auch gegenüber dem Lieferanten besteht, wenn dieser für den



Letztverbraucher – der dem Netzbetreiber die Steuerung der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung gestattet hat - die Netznutzung mit dem Netzbetreiber abwickelt.

Zudem muss im Rahmen von Verordnungsgebungs- und Festlegungsverfahren darauf geachtet werden, dass gewährleistet ist, dass Lieferanten - unabhängig von der Tatsache, ob sie oder der Letztverbraucher unmittelbar ein Netznutzungsverhältnis mit dem Netzbetreiber haben - stets über die konkret geplante und erfolgte Steuerung der Verbrauchseinrichtung rechtzeitig informiert werden. Ansonsten wäre eine sachgerechte Beschaffung und Prognose der für diese Letztverbraucher benötigten Energiemengen nicht möglich. In diesem Verordnungsgebungs- und Festlegungsverfahren müssen die derzeit noch unklaren Prozesse zwischen den einzelnen Marktrollen – Netzbetreiber, MSB/MDL, Letztverbraucher und Lieferant – verbindlich festgelegt werden. In diesem Zusammenhang wäre u.a. denkbar, etwaige Verpflichtungen zur Information an den Lieferanten im Rahmen des angedachten Vertrages über die direkte oder indirekte Steuerung der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung festzuhalten.

#### dd) Netzentgeltreduzierung

Die Höhe der Netzentgeltreduzierung sollte dem Netzbetreiber überlassen bleiben. Dadurch kann gewährleistet werden, dass bereits existierende, fallbezogene Reduzierungen in Anlehnung an § 19 StromNEV (Sonderformen der Netznutzung) übernommen werden können und die Netzbetreiber entsprechend dem konkreten Steuerungsbedarf in ihrem Netzgebiet flexible Angebote unterbreiten können. Eine pauschale Reduktion erscheint wenig sinnvoll.

#### **e) Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen (§ 13 EnWG-ÄnderungsG):**

Aufgrund der sich ändernden Rahmenbedingungen für die Energiemärkte, zum einen durch den zu erwartenden Ausstieg aus der Kernenergie und zum anderen durch den Ausbau Erneuerbarer Energien und ihrer vorrangigen Einspeisung, ist es notwendig, Maßnahmen zur Integration Erneuerbarer Energien in den bestehenden Energiemarkt einzuleiten.

Mit der Zunahme der EE-Einspeisung nimmt die gesicherte Leistung ab, da konventionelle Erzeugungsanlagen, und nachrangig auch KWK, verdrängt werden. Das ist darauf zurückzuführen, dass wenige konventionelle Kapazität zugebaut wird, da mit dem reinen Stromverkauf über Arbeitspreise kein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage mehr gewährleistet ist.

Neben einer Verringerung der Einspeisung von konventionell erzeugten Mengen (einschließlich KWK) und einer Abflachung der Merit Order wird der Ausbau erneuerbarer Energien vor allem die fluktuierende Einspeisung erhöhen.

Der VKU unterstützt die Zielsetzung, das Energiesystem an diese Entwicklung anzupassen und zu stabilisieren, weist jedoch darauf hin, dass die Aussteuerung des Netzes zur Versorgungssicherheit Sache der Netzbetreiber ist. Eine darüber hinausgehende Ausschöpfung eines zusätzlichen Optimierungspotentials muss marktlichen Kriterien unterworfen sein.

#### aa) Vorrang marktbezogener Maßnahmen

Der Gesetzgeber sollte an dem Ziel festhalten, dass Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems vorrangig durch den Markt beseitigt werden. Daher sollten marktbezogene Maßnahmen im Sinne von § 13 Abs. 1 Nr. 2 weiterhin Vorrang vor Anpassungsmaßnahmen im Sinne von § 13 Abs. 2 haben. Diese Rangfolge wurde erst kürzlich durch den BNetzA-Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement vom 29.03.2011 bekräftigt. Der vorgeschlagene § 13 Absatz 1a sollte gestrichen werden, da er diese Rangfolge außer Kraft setzt.

§ 13 Absatz 1a des Entwurfs verpflichtet Betreiber von Speicher- und Stromerzeugungsanlagen, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers, die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen. Diese Verpflichtung soll „für die Durchführung von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2“ gelten. Marktbezogene Maßnahmen, die vor allem dadurch gekennzeichnet sind, dass sie auf freiwilligen vertraglichen Vereinbarungen beruhen, werden auf diese Weise mit einseitigen Zwangsmaßnahmen verknüpft, die eigentlich in die Kategorie „Anpassungsmaßnahme“ nach § 13 Abs. 2 fallen, also erst dann ergriffen werden dürften, wenn marktbezogene Maßnahmen im Einzelfall nicht ausreichen.

Die vorgeschlagenen Eingriffsbefugnisse der Übertragungsnetzbetreiber sind abzulehnen. Insbesondere die Befugnis der Übertragungsnetzbetreiber, die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen anzufordern, stößt auf unüberwindbare Hindernisse. In rechtlicher Hinsicht droht die Gefahr, dass der Kraftwerksbetreiber aufgrund anderweitiger Rechtsvorschriften nicht einspeisen darf, z.B. wenn die Frist für eine gesetzlich vorgeschriebene Revision abläuft oder wenn wasserrechtliche Vorschriften eine Abschaltung verlangen, damit zur Kühlung dienende Flüsse oder Seen nicht über ein bestimmtes Maß aufgeheizt werden. Widersprüchliche Handlungsanweisungen können sich bei Gaskraftwerken auch daraus ergeben, dass der Betreiber des Fernleitungsnetzes nach § 16 eine Leistungsreduzierung anordnet, während der Übertragungsnetzbetreiber nach dem vorgeschlagenen § 13 Absatz 1a das Gegenteil bestimmt. Die daraus resultierenden Widersprüchlichkeiten würden den Kraftwerksbetreiber in Situationen bringen, in denen er sich unmöglich rechtstreu verhalten kann.

Weiterhin sind die Voraussetzungen, unter denen ein Kraftwerksbetreiber zum Hochfahren seiner Anlage nach dem Entwurf gezwungen werden kann, unklar. Dies gilt zum einen in rechtlicher Hinsicht, da § 13 Abs. 1a keine klaren Kriterien formuliert. Zum anderen sind die tatsächlichen Voraussetzungen unklar, weil sie an Prognosen, z.B. über die Windstromeinspeisung, gebunden sind. Es ist damit zu

rechnen, dass Kraftwerksbetreiber, die zu Unrecht zum Hochfahren ihrer Anlage gezwungen wurden, Schadensersatzansprüche gegen den Übertragungsnetzbetreiber geltend machen werden. Der Streitwert der zu erwartenden Gerichtsverfahren dürfte angesichts der wirtschaftlichen Dimension erheblich sein.

Darüber hinaus sind die technischen Grenzen, die einer Einspeisung auf Anforderung gesetzt sind, zu beachten. Kraftwerke benötigen eine gewisse Vorlaufzeit, um betriebsbereit zu sein. Je länger die Vorlaufzeit ist, desto mehr ist der Übertragungsnetzbetreiber von Prognosen abhängig und setzt sich der Gefahr aus, eine Anordnung zu treffen, die sich im Nachhinein als unbegründet herausstellt. Bei KWK-Anlagen ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass kurzfristige Eingriffe ins Revisionsgeschehen den abzusichernden Heizbetrieb gefährden.

Aus den genannten Gründen ist der vorgeschlagenen § 13 Absatz 1a zu streichen. Nach Auffassung des VKU sollte der erhöhte Bedarf an Redispatch und Blindleistungseinspeisung dadurch gedeckt werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber in verstärktem Maße von der Möglichkeit Gebrauch machen, Verträge mit den Kraftwerksbetreibern abzuschließen.

Um mehr Raum für vertragliche Regelungen zu schaffen, sollte der Kreis derjenigen Anlagenbetreiber, die als potenzielle Vertragspartner an den genannten Maßnahmen mitwirken könnten, vergrößert werden. Hierzu schlägt der VKU vor, dass die in Absatz 4a genannte Mindestlastgröße von 50 MW auf 5 MW abgesenkt wird. Dann ließe sich auch das Potential von Anlagen mit kleineren Lastgradienten nutzen (z.B. KWK-Anlagen im Leistungsbereich unter 200 MW).

Darüber hinaus sollte gewährleistet sein, dass der Netzbetreiber jeden Anlagenbetreiber, der an einem Abschluss einer technisch und wirtschaftlich sinnvollen Ab- und Zuschaltvereinbarung interessiert ist, diskriminierungsfrei berücksichtigen muss. Um auch das Potential von Anlagen mit kleineren Lastgradienten nutzen zu können (z.B. KWK-Anlagen im Leistungsbereich unter 200 MW), sollte die Mindestlastgröße 5 MW betragen und nicht 50 MW, wie im neu geschaffenen Absatz 4a gegenwärtig vorgesehen.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Kriterien für eine „wirtschaftlich sinnvolle Vereinbarung“ in einem Punkt überarbeitet werden müssen: Nach Absatz 4a des Entwurfs ist eine Vereinbarung unter anderem nur dann wirtschaftlich sinnvoll, wenn die vom Übertragungsnetzbetreiber an den Kraftwerksbetreiber zu zahlende Vergütung nicht die anteilig verhinderten potentiellen Kosten von Versorgungsunterbrechungen übersteigt. Kosten für Versorgungsunterbrechungen entstehen dem Übertragungsnetzbetreiber nur, wenn er schuldhaft handelt. Bei fehlendem Verschulden haftet der Übertragungsnetzbetreiber nicht für die Kosten der Versorgungsunterbrechung, also müsste die an den Kraftwerksbetreiber zu zahlende Vergütung in diesem Fall Null

betragen. Um dies zu vermeiden, sollten die Kriterien für eine „wirtschaftlich sinnvolle Vereinbarung“ entsprechend angepasst werden.

Auch die Kriterien für eine „technisch sinnvolle Vereinbarung“ bedürfen der Überarbeitung. Eine „unverzögerte“ Zu- und Abschaltung ist bei vielen Kraftwerken technisch nicht umsetzbar. Bei KWK-Anlagen ergibt sich eine Verzögerung bereits daraus, dass die Wärmeerzeugung ersatzweise auf anderen Anlagen verlagert werden muss.

Insgesamt fordert der VKU, dass bei der Bereitstellung und Koordinierung von Kapazitäten marktliche Mechanismen genutzt werden und auf eine Regulierung verzichtet wird. Über die beschriebenen vertraglichen Vereinbarungen können auch die von der Bundesregierung im Energiekonzept angekündigten Kapazitätsmärkte ein geeigneter Koordinierungsmechanismus sein. Auf jeden Fall müssen Einzelmaßnahmen dahingehend überprüft werden, ob sie mit dem Ziel der Einführung von Kapazitätsmärkten übereinstimmen.

#### bb) Vorrangiger Netzzugang für EEG- und KWK-Anlagen

Wichtig ist, dass Maßnahmen nach den Absätzen 1 und 2 nicht mit den Vorgaben des EEG und des KWK-G in Konflikt geraten dürfen. Daher ist zu begrüßen, dass im Rahmen des neu geschaffenen Absatz 2a ausführlich geregelt ist, unter welchen Voraussetzungen EEG- und KWK-Anlagen von Maßnahmen im Sinne der Absätze 1 und 2 betroffen sein dürfen.

Allerdings muss bei den Verweisen auf das EEG und KWKG darauf geachtet werden, dass alle Anlagen erfasst werden. Absatz 2a ist so formuliert, als würde der vorrangige Netzzugang nur für KWK-Anlagen gelten, die gemäß § 5 KWK-G zuschlagsberechtigt sind. Die Verpflichtungen nach § 4 Abs. 1 KWK-G, auf die in § 13 Abs. 2a Satz 1 Bezug genommen wird, beziehen sich nur auf Anlagen im Sinne des § 5 KWK-G (zuschlagsberechtigte KWK-Anlagen). Damit wird den Vorgaben des KWK-G nur zum Teil Rechnung getragen. Betreibern von KWK-Anlagen steht der Anspruch auf vorrangigen Netzzugang nämlich unabhängig davon zu, ob sie nach § 5 KWK-G zuschlagsberechtigt sind oder nicht. Dies ergibt sich aus § 4 Abs. 4 Satz 2 KWK-G. KWK-Anlagen bis zu einer Größe von 50 kW behalten nach Auslaufen der KWK-Zuschläge darüber hinaus auch den Anspruch auf Abnahme und Vergütung (§ 4 Abs. 4 Satz 1 KWK-G).

Auch in § 13 Abs. 2a Satz 2 sollte klargestellt werden, dass sich die Regelung nicht nur auf die zuschlagsberechtigten, sondern auf alle KWK-Anlagen bezieht.

Im Rahmen der Abschaltreihenfolge des § 13 Abs. 2a sollte berücksichtigt werden, dass sich KWK-Anlagen in einer besonders schutzwürdigen Situation befinden, da ein Abregeln dieser Anlagen nachteilige Auswirkungen auf die Wärmeversorgung haben kann. Der VKU schlägt vor, in Absatz 2 a den Grundsatz zu verankern, dass KWK-Anlagen nur dann abgeregelt werden, wenn dies im Einzelfall unvermeidbar ist.

Die Regelung in den Sätzen 4 und 5, wonach der Netzbetreiber ausnahmsweise von den Verpflichtungen des Absatzes 2a abweichen darf, wenn er auf die Mindesteinspeisung aus „bestimmten Anlagen“ angewiesen ist (netztechnisch erforderliches Minimum), darf nicht verwendet werden, um die Abschaltung von grundlastfähigen EEG- und KWK-Anlagen zu rechtfertigen, welche zur Aufrechterhaltung des netztechnisch erforderlichen Minimums ebenso gut geeignet wären.

Daher sollte klargestellt werden, dass das netztechnisch erforderliche Minimum vorrangig durch grundlastfähige EEG- und KWK-Anlagen hergestellt werden muss, und die zur Mindesteinspeisung erforderlichen Anlagen in nicht-diskriminierender Weise ausgewählt werden müssen.

Zudem muss im liberalisierten Markt durch größtmögliche Transparenz sichergestellt werden, dass die Maßnahmen nach § 13 nicht zu einer Verfälschung des Wettbewerbs führen. So sollte nach dem angedachten § 13 Abs. 2a Satz 1 die Verpflichtung statuiert werden, einen Abschaltplan zu veröffentlichen.

#### **f) Kundenanlagen (§ 3 Nr.16, Nr. 24a und Nr. 24b, 5 EnWG-ÄnderungsG):**

Der mit der Qualifikation als Kundenanlage einhergehende Wegfall der Verpflichtung zur Erfüllung Energieversorgungsnetze betreffender Regulierungsvorgaben erscheint sachgerecht, da die Qualifikation als Kundenanlage u.a. voraussetzt, dass es sich um Energieanlagen zur Abgabe von Energie handelt, die für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sind und jedermann der unentgeltliche Zugang zum Letztverbraucher zum Zwecke der Belieferung zur Verfügung gestellt wird. Mit diesen Voraussetzungen kann ein unsachgerechtes „Rosinenpicken“ durch Betreiber von Kundenanlagen verhindert werden.

Es muss sichergestellt werden, dass der Betreiber der Kundenanlage für die Gewährung des Zugangs zwecks Belieferung eines Letztverbrauchers in seiner Kundenanlage verantwortlich ist. Es sollte dementsprechend im Gesetz klargestellt werden, dass der Zugang zum Letztverbraucher „durch den Betreiber der Kundenanlage“ unentgeltlich sichergestellt werden muss. Nachgelagerte Zählpunkte und der Zugang zu diesen zwecks Belieferung von Letztverbrauchern müssen ebenfalls von dem Betreiber der Kundenanlage bereitgestellt werden. Bei der Belieferung der Letztverbraucher durch Dritte muss erforderlichenfalls eine Verrechnung der Zählwerte über Unterzähler stattfinden, die der Betreiber der Kundenanlage zu betreiben und zu verwalten hat.

Es muss gewährleistet werden, dass die technischen Standards und Mindestanforderungen des Netzbetreibers, an dessen Netz die Kundenanlage angeschlossen ist, für den Betreiber der Kundenanlage maßgeblich sind,

insbesondere für den Fall, dass bereits angeschlossene „Objekte“ nach Inkrafttreten des EnWG-Änderungsgesetzes als Kundenanlage qualifiziert werden.

Es bedarf allerdings der Überlegung, ob die bisherige Definition der Energieanlagen (§ 3 Nr. 15 EnWG) unverändert beibehalten werden kann, da hierin auch die Kundenanlage (Verteileranlagen der Letztverbraucher/letzte Absperreinrichtung vor der Verbrauchsanlage) angesprochen wird. Mit letzterem ist nämlich insbesondere die elektrische Anlage nach § 13 NAV bzw. Gasanlage nach § 13 NDAV, d.h. die an Niederspannung bzw. Niederdruck angeschlossene "klassische Kundenanlage" in jedem Gebäude, gemeint. Der Entwurf scheint hier noch nicht konsistent.

#### **g) Lieferantenwechsel (§ 20a EnWG-ÄnderungsG):**

##### aa) Verkürzung der Wechselfrist

Die Umsetzung der gemeinschaftsrechtlich gebotenen gesetzlichen Vorgabe, einen Lieferantenwechsel innerhalb von drei Wochen zu vollziehen, zieht eine Reihe von zwingend notwendigen und erheblichen untergesetzlichen Folgeänderungen nach sich. So bedarf es Änderungen der StromNZV und der GasNZV. Zudem bedarf es einer grundlegenden Umgestaltung der Lieferantenwechselprozesse (GPKE, GeLiGas). Es ist zu berücksichtigen, dass die angedachte Verpflichtung der am Lieferantenwechsel beteiligten Unternehmen ohne gleichzeitige Umgestaltung der Verordnungen und Lieferantenwechselprozesse nicht erfüllbar sind. Dies bedeutet zugleich eine grundlegende Anpassung der IT-Systeme in den Unternehmen, da die Kommunikation im Rahmen der Abwicklung der Lieferantenwechselprozesse elektronisch erfolgt. Allein die grundlegende Anpassung der IT-Systeme bedeutet einen erheblichen Aufwand und wird erhebliche Kosten verursachen. Es ist absehbar, dass der Aufwand für die Netzbetreiber ohne Umsetzungsfrist nicht bewältigt werden kann. Insgesamt bleibt festzuhalten, dass die Umsetzung der Vorgabe, einen Lieferantenwechsel innerhalb von drei Wochen zu vollziehen, bei Netzbetreibern einen erheblichen Mehraufwand verursachen wird, der den Nutzen für den Letztverbraucher erheblich übersteigen dürfte. Auch deswegen sollte eine Konkretisierung der Drei-Wochen-Frist auf 15 Werktage erfolgen, um eine grundsätzliche Kompatibilität mit den im Rahmen der Festlegungen zum Lieferantenwechsel festzulegenden Einzelfristen gewährleisten zu können.

##### bb) Trennung der Lieferantenwechselprozesse von der Zivilrechtsslage

§ 20a Abs. 1 EnWG-ÄnderungsG sollte um die - aus Art. 3 Abs. 5 lit. a) StromRL bzw. Art. 3 Abs. 6 lit. a) GasRL folgende - Vorgabe ergänzt werden, dass der Lieferantenwechsel unter Einhaltung der Vertragsbedingungen erfolgen muss. Zudem sollte sowohl im Rahmen des Gesetzestextes als auch im Rahmen der Gesetzesbegründung explizit klargestellt werden, dass nicht allein die Anmeldung konstitutiv für den energiewirtschaftlichen Zuordnungswechsel ist. Vielmehr bedarf es einer Abmeldung des Altlieferanten. Ansonsten besteht die Gefahr, dass zukünftige Festlegungen unter Nichtbeachtung der Zivilrechtsslage und der Vorgaben aus den Binnenmarkttrichtlinien erfolgen..



Die im vorhergehenden Gesetzesentwurf in der Begründung enthaltenen Ausführungen dass die Lieferantenwechselprozesse unabhängig von der zugrundeliegenden Zivilrechtlage zu betrachten seien und eine Abmeldung des Altlieferanten keine Voraussetzung der energiewirtschaftlichen Zuordnung sei, sind in der vorliegenden Entwurfsbegründung so zwar nicht mehr enthalten. Allerdings deutet die in der aktuellen Gesetzesbegründung enthaltene Aussage, dass „die Anmeldung das konstitutive Kriterium für den eigentlichen energiewirtschaftlichen Zuordnungswechsel“ sei, darauf hin, dass man nach wie vor an der vorgenannten Absicht festhält.

Eine derartige Umgestaltung der Lieferantenwechselprozesse stellt keine in den Binnenmarktrichtlinien enthaltene Verpflichtung dar. Die Umsetzung der Richtlinienvorgabe, dass ein Lieferantenwechsel innerhalb von drei Wochen ermöglicht werden muss, erfordert keine angekündigte Trennung der Lieferantenwechselprozesse von der Zivilrechtlage. Vorgenannte Trennung ist als besonders kritisch zu bewerten. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Verzögerung von Lieferantenwechseln durch rechtswidrig von Altlieferanten zurückgehaltene Abmeldungen an den Netzbetreiber keine praktische Relevanz mehr hat, sollte die in der Gesetzesentwurfsbegründung enthaltene Aussage, dass die „Anmeldung das konstitutive Kriterium für den eigentlichen energiewirtschaftlichen Zuordnungswechsel“ sei nochmals kritisch hinterfragt werden. Der Altlieferant wird im Rahmen dieser Regelung unangemessen benachteiligt. Insbesondere die aus Art. 3 Abs. 5 lit. a) StromRL bzw. Art. 3 Abs. 6 lit. a) GasRL folgende Vorgabe, dass der Lieferantenwechsel unter Einhaltung der Vertragsbedingungen erfolgen muss, würde im Falle einer entsprechenden Ausgestaltung der Lieferantenwechselprozesse nicht beachtet.

Es kann nicht sein, dass für die Durchführung eines Lieferantenwechsels allein die Anmeldung des Neu-Lieferanten beim Netzbetreiber ausreichend ist, ohne zu diesem Zeitpunkt abschließend geklärt zu haben, ob der Kunde seinen bestehenden Vertrag form- und fristgerecht gekündigt hat. Eine (spätere) gerichtliche Klärung dieser Frage führt nämlich bei einer unzulässigen / unwirksamen Kündigung zu einer vollständigen Rückabwicklung aller vertraglichen Beziehungen zwischen Kunden, Lieferanten und Netzbetreiber. Zudem würde dem Altlieferanten dadurch ein Prozessaufwand aufgebürdet, der unsachgerecht erscheint. Eine Beschleunigung des Wechselprozesses unter vollkommener Ausblendung der Zivilrechtlage kann nicht im Sinne des Letztverbrauchers sein. Insbesondere besteht ansonsten die Gefahr mehrfacher paralleler vertraglicher Bindungen des Verbrauchers.

Hier muss dringend nachgebessert werden, um die zugrunde liegende und letztendlich für die Kündigung von Lieferverträgen zum Zwecke des Lieferantenwechsels maßgebliche - und i.Ü. auch im Rahmen der Richtlinienvorgaben berücksichtigte - Zivilrechtlage abzubilden und das erhebliche Missbrauchspotential, das die angekündigte Ausgestaltung der

Lieferantenwechselprozesse nach sich ziehen würde, zu minimieren. Die Regelung würde letztlich unseriöse Anbieter, die einen Vertragsschluss nur behaupten, unterstützen. Die Kunden wären zunächst an diese Anbieter gebunden und könnten sich nur durch zivilgerichtliche Verfahren wieder lösen.

Zudem stellt die angedachte Umgestaltung der Lieferantenwechselprozesse einen Eingriff in Rechte des Lieferanten aus Art. 12 und Art. 14 GG dar. Grundrechtseingriffe bedürfen der Rechtfertigung, die vorliegend nicht ersichtlich ist. Allein das Ziel der Beschleunigung des Lieferantenwechsels mag einen derartigen Eingriff nicht zu rechtfertigen, da er zur Erreichung des Ziels weder erforderlich noch zumutbar ist.

In Bezug auf die vorgesehene Beweislastumkehr zu Ungunsten des Lieferanten ist anzumerken, dass grundsätzlich von Sonderregelungen zu nach allgemeinem Zivilrecht bestehenden Schadensersatzansprüchen im Rahmen des Lieferantenwechsels abgesehen werden sollte. Für eine Ausweitung oder Ergänzung der allgemeinen Grundsätze ist kein Grund ersichtlich.

#### **h) Verbrauchereingaben, Schlichtungsstelle (§ 111a EnWG-ÄnderungsG):**

##### **aa) Unzulässigkeit der Klage**

Der Ausschluss der Klagemöglichkeit oder der Durchführung eines Mahnverfahrens während des Schlichtungsverfahrens wird vom VKU als besonders kritisch erachtet. Damit hätte der Verbraucher es in der Hand, ein laufendes und berechtigtes Inkassoverfahren des Unternehmens zu blockieren oder zumindest hinauszuzögern. Es würde das seitens des Unternehmens zu tragende Zahlungsausfallrisiko unsachgerecht erhöhen, wenn sich der Verbraucher durch Anrufung der Schlichtungsstelle seinen Zahlungsverpflichtungen für einen gewissen Zeitraum entziehen könnte.

Zudem sollte klargestellt werden, dass einstweilige Rechtsschutzverfahren - unabhängig von der Anrufung der Verbraucherschlichtungsstelle - stets zulässig sind. Dem Energieversorgungsunternehmen muss es möglich sein, in besonders eilbedürftigen Situationen (z.B. Sperrung des Anschlusses) Rechtsschutz zur Vermeidung von weitergehenden Schäden zu erlangen. Es wäre in solchen Situationen unzumutbar und inakzeptabel, wenn einzelne Verbraucher auf Kosten des Unternehmens - und letztendlich auch auf Kosten anderer Verbraucher - die Möglichkeit zum Anruf der Verbraucherschlichtungsstelle missbräuchlich ausüben könnten.

Aufgrund der Missbrauchsgefahr sollte die Möglichkeit der gerichtlichen Durchsetzung von Ansprüchen jederzeit möglich sein, es sei denn, das Unternehmen verpflichtet sich dem Verbraucher gegenüber dazu, die Beendigung des Schlichtungsverfahrens abzuwarten.



Soweit in einzelnen Bundesländern ein obligatorisches Vorverfahren gem. § § 15a EGZPO Voraussetzung für eine Klageerhebung ist, sollte das Schlichtungsverfahren gemäß EnWG als solches Vorverfahren anerkannt werden, um eine Verpflichtung zur doppelten Schlichtung zu vermeiden.

#### bb) Kostentragungspflicht

Gemäß § 111b Abs. 6 EnWG-ÄnderungsG wird zudem die anerkannte Schlichtungsstelle ermächtigt, von dem betroffenen Unternehmen ein Entgelt als Regelfall zu erheben. Ausschließlich in Fällen offensichtlich missbräuchlicher Beschwerden kann auch von dem Verbraucher ein Entgelt verlangt werden. Das heißt, dass auch in Fällen, in denen das Unternehmen im Recht ist, dieses im Regelfall die Kosten der Schlichtung tragen muss. Dies ist unbillig: Die Kostentragung der Anrufung der Schlichtungsstelle sollte nach dem gängigen Prinzip der Kostentragung erfolgen, nach dem derjenige die Kosten zu tragen hat, der im entsprechenden Verfahren unterliegt.

Insoweit ist es nach Ansicht des VKU sachgerecht, dass für die Anrufung der Schlichtungsstelle eine summenmäßige Beschwer gelten muss, um eine Masse von „Bagatelverfahren“, die durch missbräuchliche Anträge bei der Schlichtungsstelle eingehen, auszuschließen. Ebenso sollte eine Anrufung der Schlichtungsstelle bei bereits höchstichterlich durch den BGH entschiedenen Sachverhalten (wie z.B. der Billigkeitskontrolle von Energiepreisen nach § 315 BGB) ausgeschlossen sein. Zudem können Entscheidungen der Schlichtungsstelle nur verbindlich sein mit der Folge, dass der Rechtsweg ausgeschlossen ist, wenn sich die beteiligten Parteien freiwillig hierauf verständigen. Ansonsten würde man dem Ziel einer Schlichtung, nämlich der Erzielung einer Einigung, nicht gerecht.

#### i) Strom- und Gasrechnungen, Tarife (§ 40 EnWG-ÄnderungsG):

Die Regelung sollte dahingehend überprüft werden, ob der dadurch für die Energieversorgungsunternehmen kreierte Aufwand in einem angemessenen Verhältnis zum tatsächlichen Nutzen für den Verbraucher steht. Die Regelung widerspricht dem selbst gesetzten Ziel des Bürokratieabbaus. Die angedachte Regelung dürfte auch der Intention des Gesetzgebers widersprechen, Energierechnungen für den Verbraucher transparenter zu machen. Vielmehr dürfte die Vielzahl an zusätzlichen neuen Informationen dazu führen, dass Energierechnungen unübersichtlicher und damit intransparenter werden. Eine mögliche Standardisierung durch die Bundesnetzagentur dürfte hinsichtlich des Wettbewerbs der Energieversorgungsunternehmen kontraproduktiv sein. Dadurch würde Unternehmen die Möglichkeit genommen, in besonders kundenfreundlicher Art und Weise die Rechnungen auszugestalten und sich damit gegenüber konkurrierenden Energieversorgungsunternehmen abzuheben.

#### aa) Vertragsdauer und Kündigungstermin

Im Hinblick auf § 40 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG-ÄnderungsG (Angabe von Vertragsdauer, geltenden Preisen, nächstmöglichem Kündigungstermin und

Kündigungsfrist) bestehen zumindest für den Bereich der Grundversorgung Bedenken. Die dortigen Regelungen zu Vertragsdauer, nächstmöglichem Kündigungstermin und Kündigungsfrist (vgl. § 20 Abs. 1 GVV) sind unbestimmte Monatsfristen, deren Berechnung grundsätzlich vom Zugang der Rechnung beim Kunden abhängt, also anders als bei Lieferverträgen, die festgelegte Vertragslaufzeiten und bestimmte zeitliche Kündigungsfristen haben. Es ist fraglich, wie der Lieferant hier den angedachten Verpflichtungen nachkommen soll.

#### bb) Durchschnittlicher Jahresverbrauch der Kundengruppe

Zudem sollte § 40 Abs. 2 Ziff. 6 EnWG-ÄnderungsG gestrichen werden. Die Einordnung des Kunden in eine Vergleichsgruppe setzt voraus, dass der Lieferant umfassende Kenntnis über dessen Verbrauchsverhalten und Lebensumstände hat (Personen im Haushalt, Einsatz von elektrischen Geräten, Wohnungsgröße usw.). Darüber hat der Lieferant in der Regel keine Kenntnis, so dass entsprechende Angaben des Lieferanten auf lückenhafter Grundlage keinerlei Mehrwert für den Kunden darstellen, aber einen unsachgerechten Aufwand beim Lieferanten verursachen dürften. Ebenso wäre es nicht sachgerecht, wenn jeder Lieferant eigenständig zur Ermittlung des Jahresverbrauchs der Vergleichsgruppe verpflichtet wäre. Sinnvoll erscheint, wenn allgemein eine Übersicht erstellt wird, die Lieferanten zur Verfügung stellen können, und die es Verbrauchern ermöglicht, sich selbst in eine Vergleichsgruppe einzuordnen.

#### cc) Unterjährige Abrechnung

Insbesondere ist darauf hinzuweisen, dass Angebote unterjähriger Abrechnungen im Massenkundengeschäft einen enormen zusätzlichen finanziellen und organisatorischen Aufwand für die EVU bedeuten. Um die Kosten für die zusätzliche Rechnungsstellung gering zu halten, sollte nicht die Möglichkeit ausgeschlossen werden, dem Kunden Rechnungen elektronisch zukommen zu lassen. Bei SLP-Kunden bedeuten die unterjährigen Abrechnungen auch einen erheblichen Mehraufwand auf Seiten der Messstellenbetreiber und Netzbetreiber, da für jede Abrechnung eine Ablesung notwendig ist. Entsprechend ergeben sich auch schon allein daraus Mehrkosten aus der Regelung. Für Verbraucher wird eine unterjährige Abrechnung auch wegen der fehlenden Planbarkeit der Kosten für kurze Zeitabschnitte oftmals sogar ungünstig sein. Insbesondere bei Abrechnung verbrauchsintensiver Monate oder Zeitabschnitte könnten hier vermehrt Zahlungsprobleme entstehen.

#### dd) Vorjahresverbrauch

Die in § 40 Abs. 2 Satz 2 EnWG-ÄnderungsG enthaltene Mitteilungspflicht des Vorjahresverbrauches durch den Altlieferanten verursacht erhebliche IT-Kosten. Daher sollte es in einem solchen Falle dem Neulieferanten stets gestattet sein, den Vorjahresverbrauch zu schätzen, zumal fraglich ist, ob der Nutzen für den Letztverbraucher, diese Information (nochmals) zu erhalten, so hoch ist, dass er den für den Lieferanten damit verbundenen Aufwand rechtfertigt.

#### ee) Monatliche Verbrauchs- und Kosteninformation

Letztverbrauchern, deren Verbrauchswerte über ein Messsystem im Sinne von § 21b Absatz 2 bis 4 ausgelesen werden, ist eine monatliche Verbrauchsinformation, die auch die Kosten widerspiegelt, kostenfrei bereitzustellen. Dies wird seitens des VKU als kritisch erachtet, da die hierdurch vorgeschriebene Kostentragungspflicht des Lieferanten unsachgerecht erscheint. Ein zusätzlicher Aufwand entsteht wegen Unterscheidung nach Zählertechnik. Zudem ist fraglich, inwiefern der Nutzen für den Letztverbraucher in einem angemessenen Verhältnis zum Aufwand des Lieferanten steht. Darüber hinaus muss geprüft werden, ob das derzeitige sinnvolle System der Abschlagszahlungen vor dem Hintergrund dieser Anforderungen noch tragfähig ist. Ziel der Abschläge ist es, die unterschiedlichen monatlichen Verbrauchsmengen finanziell anzugleichen. Vor allem bei Kunden mit Gasheizungen, die nur in den Wintermonaten Gas verbrauchen, und dann auch erst entsprechende Kosten entstehen, ist die Abschlagszahlung ein sinnvolles Instrument. Abschlagszahlungen des Kunden erfolgen monatlich in Höhe eines konstanten Betrages, während der Inhalt der monatlichen Verbrauchs- und Kosteninformation grundsätzlich davon abweichende Beträge enthalten dürfte. Es würde seitens des Kunden ein erhöhter Informationsbedarf hinsichtlich dieser logischerweise auftretenden Diskrepanzen entstehen.

Zudem ist der Verweis auf § 21b Abs. 2-4 EnWG-ÄnderungsG nicht nachvollziehbar, da § 21b EnWG-E keine Ausführungen zu bestimmten Messsystemen enthält, sondern vielmehr nur regelt, wer unter welchen Voraussetzungen für die Durchführung des Messstellenbetriebs / der Messung zuständig ist. Vom Sinn und Zweck der Regelung müsste wohl auf eine der nachfolgenden Regelungen verwiesen werden, da mittels der dort näher beschriebenen Messsysteme eine häufigere Erfassung des tatsächlichen Verbrauchs erfolgt.

#### j) Investitionen in Modernisierung und Ausbau der Netzinfrastruktur

Sowohl die Transport- als auch die Verteilnetze müssen kurz- und mittelfristig mit erheblichem finanziellem Aufwand modernisiert werden, um die neuen Anforderungen zu meistern. Daher sind – im Vergleich zum bisherigen Energiekonzept – für die Verteilnetzbetreiber ausreichende Investitionsbedingungen im Regulierungssystem zu schaffen. Grundsätze hierfür müssen im EnWG verankert werden.

Darüber hinaus bedarf es einer Umgestaltung des Regulierungsrahmens. Nur durch Verbesserung der Rahmenbedingungen können Anreize für den Aus- und Umbau geschaffen und Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau der Netzinfrastruktur sichergestellt werden. Intelligente Verteilnetze sind der zentrale Baustein für die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen. Deren Aufbau bedarf eines investitionsfreundlichen Regulierungsrahmens. Insbesondere die erforderlichen Investitionen in neue Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) müssen im

regulatorischen Rahmen uneingeschränkt in die Erlösobergrenzen einbezogen werden. Darüber hinaus sind Anreize und Förderungen für den Einsatz innovativer Lösungen notwendig. Bereits heute sind in den Stadtwerken durch die Wärmespeicher von KWK-Anlagen sowie durch schnell regelbare Gaskraftwerke Lösungen für die dringend benötigte Flexibilisierung des Energiesystems vorhanden. Diese Potentiale gilt es durch geeignete Rahmenbedingungen – z.B. durch einen einfacheren Zugang zu den Regelenergiemärkten – zu heben. Für die darüber hinaus notwendigen Speicherkapazitäten sind Mittel für entsprechende F&E-Ansätze bereitzustellen und kommunalen Unternehmen die Möglichkeit zu geben, sich an derartigen Forschungsprojekten zu beteiligen. Dies betrifft neben den Wärmespeichern von KWK-Anlagen, Pumpspeichern, Batterien und Druckluftspeichern auch die als „power to gas“ bezeichnete Umwandlung von „Überschussstrom“ aus regenerativen Energiequellen in Wasserstoff bzw. Erdgas und dessen Einspeisung in das Gasnetz.

Dementsprechend besteht ein Nachsteuerungsbedarf im System der Anreizregulierung. Hinsichtlich weiterer Einzelheiten verweisen wir auf unseren als Anlage beigefügten 7-Punkte-Plan zur Nachsteuerung in der Anreizregulierung vom 13. April 2011. Dieser enthält u.a. sieben Forderungen, die zur Erhaltung der Qualität der Verteilnetze sowie zur Sicherung der Investitionen für deren Aus- und Umbau notwendig sind.

## **2. Weitere Anmerkungen**

### **a) Abgrenzung Fernleitungs- / Verteilnetzbetreiber Gas (§§ 3 Nr. 5 und Nr. 37 EnWG-ÄnderungsG):**

Der VKU begrüßt die im vorliegenden Entwurf enthaltene Neudefinition. Insbesondere vor dem Hintergrund der Verpflichtung zur eigentumsrechtlichen Entflechtung auf Fernleitungsebene sollte diese Definition eine trennscharfe Abgrenzung zwischen Fernleitungsnetz- und Verteilnetzbetreiber Gas ermöglichen. Durch die Einschränkung auf Netze mit „europäischer Dimension“ werden eine Reihe von Netzbetreibern, die auch sachlich den Verteilnetzen zuzuordnen sind, von weitergehenden unverhältnismäßigen und letztlich gemeinschaftsrechtlich im vorliegenden Falle nicht notwendigen Entflechtungsvorgaben ausgeschlossen, was aus Sicht des VKU positiv zu bewerten ist.

Allerdings muss darauf geachtet werden, dass es entsprechender Folgeänderungen der GasNZV und der GasNEV bedarf. Es bedarf insbesondere einer Klarstellung, dass „ehemalige“ Fernleitungsnetzbetreiber, die nach Inkrafttreten des Gesetzes als Verteilnetzbetreiber zu qualifizieren sind, auch weiterhin ein entry-/exit-System mit Kapazitätsrechten und Kapazitätsentgelten betreiben dürfen.

Zudem sollte im Rahmen des Effizienzvergleiches zur Anreizregulierung sichergestellt werden, dass die verwendeten Strukturparameter die Unterschiede

zwischen Stadtwerken und großen (regionalen) Verteilnetzbetreibern, die zukünftig per Definition alle miteinander verglichen werden, angemessen berücksichtigen. In der Vergangenheit wurden Stadtwerke, die im Vergleich zu regionalen Verteilnetzbetreibern eine höhere Anschlussdichte (Entnahmestellen je Ausspeisepunkt) aufweisen, tendenziell benachteiligt.

#### **b) Aufbewahrungspflichten für EVU (§ 5a EnWG-ÄnderungsG):**

Bei der Umsetzung ist darauf zu achten, dass es nicht zu vielen konkurrierenden Zuständigkeiten – Markttransparenzstelle, Bundeskartellamt, BaFin, Bundesnetzagentur, Europäische Kommission – kommt. Grundsätzlich muss bei Datenabfragen sichergestellt werden, dass der Aufwand der betroffenen Unternehmen den Nutzen für den Wettbewerb und damit den Schutz für den Verbraucher rechtfertigt. So sieht der Entwurf z.B. in § 5a Abs. 1 S. 2 vor, die Uhrzeit der Transaktionen festzuhalten. Da eine Vielzahl an Handelsgeschäften telefonisch abgewickelt wird, stellt diese Vorgabe in der Umsetzung gerade für kleinere Energieversorger eine bürokratische Herausforderung dar. Vor diesem Hintergrund sollten die zusätzlichen Berichts- und Veröffentlichungspflichten auf ihre Notwendigkeit hin überprüft werden, um den damit verbundenen Aufwand für die betroffenen Unternehmen – im Lichte des Bürokratieabbaus - möglichst zu minimieren.

Folglich muss bei der Umsetzung der Vielzahl der europäischen Vorgaben und der angekündigten nationalen Vorhaben darauf geachtet werden, dass keine zu hohen Belastungen durch eine Vielzahl von Datenerhebungs-, -bereitstellungs- und -aufbewahrungspflichten für Energieversorgungsunternehmen entstehen. Insbesondere müssen Doppelabfragen vermieden und darauf geachtet werden, dass die Relevanz der zu erhebenden Daten gewährleistet ist.

So bereitet z.B. die Europäische Kommission im Rahmen der Überarbeitung der Regelungen zur Finanzmarktregulierung auch ein Transparenz- und Marktintegritätsregime (REMIT) vor, das auch Aufbewahrungs- und Veröffentlichungspflichten in Bezug auf Handelsdaten zum Gegenstand haben wird. Im Zusammenhang mit der Regelung der Aufbewahrungspflichten nach § 5a ist – auch wenn es sich dabei um eine Umsetzungspflicht aus dem 3. Binnenmarktpaket handelt - darauf zu achten, dass sich die Datenabfrage im Rahmen der Pflichten nach § 5a an dem mit der REMIT angelegten Konzept orientieren. Zur Vermeidung unnötiger Kosten sollte dafür Sorge getragen werden, eine Doppelabfrage von Daten zum selben Tatbestand zu vermeiden, um eine konsistente Umsetzung gewährleisten zu können.

Inhaltlich sollte der Umfang der aufzubewahrenden Daten konkretisiert werden, weil ein Verstoß gegen die in der angedachten Regelung enthaltenen Verpflichtungen bußgeldbewehrt ist (§ 95 Absatz 2a EnWG-ÄnderungsG).

### **c) Betrieb von Energieversorgungsnetzen (§ 11 Abs. 1a neu EnWG-ÄnderungsG)**

Wir geben zu bedenken, dass die proaktive Arbeit der Netzbetreiber immer mehr eingeschränkt zu werden droht. Dies wird u.a. in der Ermächtigung der Bundesnetzagentur deutlich, im Benehmen mit dem BSI einen Katalog an Sicherheitsanforderungen zum Schutz gegen Bedrohungen für TK- und elektronische Datenverarbeitungssysteme zu erstellen, die der Netzsteuerung dienen. Wir weisen darauf hin, dass die Netzbetreiber bereits selbständig an einem entsprechenden Katalog arbeiten. Behördliche Vorgaben drohen diese Arbeiten zu gefährden. Dadurch würden zusätzliche Kosten bei den Netzbetreibern produziert, die nicht im Rahmen der Netzentgeltregulierung berücksichtigt werden könnten. Vor diesem Hintergrund sollte geprüft werden, ob es nicht sinnvoller wäre, von regulierten Vorgaben Abstand zu nehmen.

### **d) Aufgabe der Betreiber von Übertragungsnetzen (§ 12 EnWG-ÄnderungsG):**

Hinsichtlich der in Absatz 4 der Regelung angedachten Verpflichtung verschiedener Marktakteure, den Betreibern von Übertragungsnetzen auf Verlangen unverzüglich bestimmte Informationen bereit zu stellen, muss sichergestellt sein, dass die Verteilnetzbetreiber, Letztverbraucher und Lieferanten nur verhältnismäßige Informationsverpflichtungen erfüllen müssen. Damit das beurteilt werden kann, sollte im Gesetz explizit geregelt werden, dass das Informationsverlangen des Übertragungsnetzbetreibers in Form einer begründeten Anfrage gestellt werden muss.

### **e) Netzentwicklungspläne der Transportnetzbetreiber (§§ 12a, 15a EnWG-ÄnderungsG):**

Die Berücksichtigung der seitens des VKU im Rahmen der Stellungnahme zu den Eckpunkten zur EnWG-Novelle 2011 geforderten Beteiligung der Verteilnetzbetreiber an der Planung der Transportnetzbetreiber wird ausdrücklich begrüßt. Die Erstellung von Netzentwicklungsplänen ist eine Aufgabe, der die Transportnetzbetreiber ohne Beteiligung der Verteilnetzbetreiber nicht sachgerecht nachkommen können. Im Interesse der Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz ist es zwingend notwendig, dass Verteilnetzbetreiber im Rahmen des Verfahrens zur Erstellung von Netzentwicklungsplänen durch die Transportnetzbetreiber angemessen beteiligt werden und ein ausreichendes Mitspracherecht haben.

### **f) Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (§ 14 EnWG):**

Das Ersetzen der Verpflichtung zur Erstellung eines Berichts über den Netzzustand und die Netzausbauplanung durch die Verpflichtung zur Erstellung derartiger

Berichte innerhalb von zwei Monaten nach Anforderung der Regulierungsbehörde entspricht grundsätzlich dem erklärten Ziel des Bürokratieabbaus und der Entlastung kleiner Netzbetreiber und wird dementsprechend vom VKU als positiv erachtet. Allerdings sollte die Frist, innerhalb der ein entsprechender Bericht erstellt und der Regulierungsbehörde vorgelegt werden muss, überdacht werden. In der Praxis könnte eine derart kurze Frist dazu führen, dass Verteilnetzbetreiber einen entsprechenden jährlichen Bericht „auf Vorrat“ erstellen müssten und die Regelung damit faktisch nicht zur gewünschten Entlastung kleinerer Netzbetreiber beitragen würde.

Es sollte zudem überlegt werden, ob es angesichts der angedachten Regelung des § 14 Abs. 1a EnWG-ÄnderungsG der in § 52 EnWG ergebende Verpflichtung zur Meldung von Versorgungsstörungen im aktuell geltenden Umfang bedarf. Zumindest die im Rahmen der Versorgungsstörungsmeldung bestehende Verpflichtung zur Darlegung der aufgrund des Störungsgeschehens ergriffenen Maßnahmen durch den Netzbetreiber zur Vermeidung künftiger Versorgungsstörungen dürfte entbehrlich sein, da § 14 Abs. 1a EnWG-ÄnderungsG einen umfangreichen Netzzustands- und Netzausbaubericht vorsieht, der dieselben Informationen enthält.

#### **g) Technische Vorschriften (§ 19 Abs. 4 neu EnWG-ÄnderungsG):**

Die für größere Netzbetreiber hinsichtlich der technischen Mindestanforderungen (TAB) vorgesehene Konsultierungspflicht erscheint hinsichtlich der Verteilernetzbetreiber nicht erforderlich und kaum praktikabel. Wir weisen darauf hin, dass bereits zum heutigen Tage stets eine Konsultation der technischen Mindestanforderungen in den Fachverbänden stattfindet. Damit die Sichtweisen der Einspeiser, Netznutzer und Netzbetreiber technisch sachgerecht in die technischen Mindestanforderungen einfließen, sollte das in Deutschland bewährte System der technischen Regelsetzung genutzt werden.

Zudem wäre nach dem Wortlaut der angedachten Regelung u.a. jeder einzelne größere Verteilernetzbetreiber verpflichtet, seine TAB mit den Verbänden der Netznutzer zu konsultieren und nach Abschluss der Konsultationen der Bundesnetzagentur vorzulegen. Diese Vorgehensweise mag für Transportnetzbetreiber angesichts der „europäischen Dimensionen“ der Transportnetze wirtschaftlich besonders bedeutend und sinnvoll sein. Für eine entsprechende Verpflichtung der Verteilernetzbetreiber ist nach Ansicht des VKU keine Notwendigkeit ersichtlich. Zudem würde eine zwingend vorgeschaltete Konsultation der TAB mit den Verbänden der Netznutzer technisch zwingende und zeitnah notwendige Änderungen der TAB unsachgerecht verzögern.

#### **h) Umstellung der Gasqualität (§ 19a EnWG-ÄnderungsG):**

Die durch die Umlegung im Marktgebiet gleichmäßige Belastung sämtlicher im Marktgebiet vorhandener Letztverbraucher erscheint sachgerecht, da dadurch



erhebliche Entgelthöhendifferenzen zwischen den Gasnetzbetreibern im Marktgebiet zumindest aufgrund der Umstellung von L- auf H-Gas verhindert werden können. Allerdings lässt die Regelung vollkommen offen, nach welchen Kriterien diese Kosten auf alle Gasversorgungsnetze innerhalb des Marktgebiets umgelegt werden und dadurch auch ein Kostenausgleich des belasteten Netzbetreibers erfolgt. Dies bedarf unbedingt einer näheren Konkretisierung im Gesetz oder zumindest einer Ermächtigung der Bundesregierung, dies im Rahmen einer Verordnung zu konkretisieren.

Gegebenenfalls ist auch eine Folgeänderung in § 7 Abs. 2 NDAV notwendig. Nach § 7 Abs. 2 NDAV kann der Netzbetreiber u.a. die Gasart ändern, falls dies in besonderen Fällen aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen zwingend notwendig ist; der Kunde ist davon unverzüglich zu unterrichten und seine Belange sind, soweit möglich, angemessen zu berücksichtigen. Insoweit entsprach es bislang der herrschenden Rechtsprechung (zumindest bei der Umstellung von Stadt- auf Erdgas), dass nach den gesetzlichen Verantwortungsbereichen der Netzbetreiber die Umstellungskosten im Netz und der Anschlussnehmer die Umstellungskosten in seiner Kundenanlage (incl. Verbrauchsgeräte) zu tragen hat (so zuletzt LG Dresden, Urteile vom 01.06.1993).

Diese differenzierte Kostentragungspflicht wird durch die beabsichtigte Neuregelung des § 19a EnWG-ÄnderungsG abgeschafft und vollständig zu Lasten des Netzbetreibers geregelt, d.h. der Netzbetreiber hat sämtliche Umstellungskosten zu tragen und vorzufinanzieren. Insbesondere für kleinere Unternehmen kann die Verpflichtung, Umstellungskosten vorzufinanzieren, problematisch sein. Dem sollte zumindest im Rahmen der Ausgestaltung der marktgebietsweiten Kostenwälzung Rechnung getragen werden.

#### **i) Zugang zu den Energieversorgungsnetzen, Verordnungsermächtigung (§ 20 Abs. 1 und 1d und § 24 EnWG-ÄnderungsG):**

##### **aa) Veröffentlichung der Netzentgelte**

Die angedachte Verpflichtung des Netzbetreibers, seine Netzentgelte für das Folgejahr bis spätestens zum 15.10. eines Jahres zu veröffentlichen, erscheint kaum umsetzbar. Dies würde voraussetzen, dass dem Netzbetreiber die Bescheide für die erst am 30.06. beantragten erlösobergrenzenrelevanten regulierungsbehördlichen Entscheidungen (z.B. Erweiterungsfaktor, Investitionsbudget) vorliegen. Davon ist angesichts praktischer Erfahrungen nicht auszugehen. Zudem setzt diese Frist voraus, dass die vorgelagerten Netzbetreiber ihre Netzentgelte wiederum mindestens zwei Wochen zuvor veröffentlichen. Wenn man bedenkt, dass es in Deutschland teilweise bis zu fünf hintereinander gelagerte Netzbetreiber gibt, wird deutlich, dass es unrealistisch ist, eine Veröffentlichung – auch des letzten in der Kaskade befindlichen Netzbetreibers – bis zum 15.10. eines Jahres zu erwarten.



Die Verpflichtung, im Falle der fehlenden Ermittlung der Netzentgelte die voraussichtlichen Netzentgelte zu veröffentlichen, dürfte sich im Falle der tatsächlichen Inkrafttretens angedachten Änderungen zum Regelfall entwickeln. Dies dürfte allerdings zu keiner nennenswerten Verbesserung der Kalkulationsbasis für Anbieter und Kunden führen, da es sich hierbei – zumindest zum vorgesehenen Zeitpunkt - nur um eine relativ grobe Prognose handeln kann. Zum einen wird Netzbetreibern zu diesem Zeitpunkt noch nicht bekannt sein, inwieweit die Regulierungsbehörde den Antrag zur Anpassung der Erlösobergrenze (vgl. § 4 Abs. 3 ARegV) genehmigt. Zum anderen werden zu diesem Zeitpunkt nicht die vorgelagerten Netzentgelte bekannt sein, da der vorgelagerte Netzbetreiber ebenso auf die Bescheidung seiner Anträge nach § 4 Abs. 3 ARegV bzw. § 23 ARegV warten dürfte.

#### bb) Bereitstellung des Zählpunktes

Die Regelung des § 20 Abs. 1d EnWG-ÄnderungsG wird aus Sicht des VKU als kritisch erachtet. Selbst wenn damit „die bestehende Praxis“ kodifiziert werden sollte, schafft diese Regelung Praxisprobleme, für deren Lösung der übrige Rechtsrahmen keine Handhabe bietet. So wäre beispielsweise zwingend zu klären, wie eine Sperrung einer hinter dem Summenzähler liegenden Entnahmestelle erfolgen und wie die Regelungen des Eichrechts hinsichtlich einer hinter dem Summenzähler liegenden Entnahmestelle eingehalten werden sollen. Zudem ist anzumerken, dass die Abrechnung über Differenzmessung u. U. im Konflikt mit dem Eichrecht steht, da die „Differenzkunden“ ihren Verbrauch nicht vor Ort an einem Zähler ablesen können.

#### cc) Verordnungsermächtigung

Die in § 24 Satz 2 Nr. 1 EnWG angedachte Ergänzung der Ermächtigung des Ordnungsgebers, Betreiber von Energieversorgungsnetzen insbesondere dazu verpflichten zu können, zur Schaffung möglichst einheitlicher Netzzugangsbedingungen in näher zu bestimmender Weise, „insbesondere unter gleichberechtigtem Einbezug der Netznutzer“ zusammenzuarbeiten, erscheint kaum praktikabel oder würde zumindest eine erhebliche Verstärkung der Ressourcen der Regulierungsbehörden erfordern. Zielführend erscheint dagegen, eine „Konsultation der Netznutzer“ vorzusehen, die den berechtigten Interessen der Netznutzer ausreichend Rechnung trägt.

#### **j) Monitoring (§ 35 EnWG-ÄnderungsG):**

In § 35 Nr. 11 EnWG-ÄnderungsG werden weitreichende Vorgaben zu Monitoringabfragen festgelegt, deren Beantwortung sehr aufwändig werden kann. Des Weiteren erfolgt eine Abfrage zum Thema Versorgungsunterbrechungen, die jedoch auch schon gemäß § 52 EnWG jährlich an die Bundesnetzagentur zu melden sind. Hier sollte überprüft werden, ob die Vorgaben der EU-Richtlinie eine jährliche Monitoringabfrage i.S.d. § 35 EnWG fordern oder ob es auch andere Umsetzungsmöglichkeiten gibt. Eine Doppelabfrage von Daten, die entsprechend unnötigen Aufwand und Kosten verursacht, sollte ebenfalls nicht stattfinden.

Bei jedem zusätzlichen Regelungsvorhaben muss der Grundsatz gelten, so viel wie nötig, aber so wenig wie möglich. Insbesondere beim Thema Datenabfragen muss der Nutzen den Aufwand rechtfertigen und darf nicht zu prohibitiv hohen Kosten bei den Unternehmen führen. Bei der Datenerhebung sollte auf die bestehende Infrastruktur, wie z. B. Transparenzplattform bei der EEX zurückgegriffen werden. Auf jeden Fall sollten die unterschiedlichen Transparenzanforderungen der verschiedenen Verordnungsvorhaben, verglichen und aufeinander abgestimmt werden, damit Doppelmeldungen vermieden werden.

Der Nutzen der zusätzlich erhobenen Daten ist zweifelhaft und muss insbesondere vor dem Hintergrund, dass höherer Aufwand bei den Unternehmen auch entsprechend höhere Kosten verursacht, kritisch hinterfragt werden.

#### **k) Energielieferverträge mit Haushaltskunden (§ 41 EnWG-E):**

Auch hier ist fraglich, inwiefern der bei den Unternehmen zur Erfüllung dieser Verpflichtungen notwendige - und teilweise erhebliche – Aufwand in einem angemessenen Verhältnis zum konkreten Nutzen für den Kunden steht. Nur soweit die Informationen für den Kunden nützlich sind, erscheint auch eine entsprechende Verpflichtung der Energielieferanten sinnvoll.

Zudem ist anzumerken, dass § 41 Abs. 3 EnWG-ÄnderungsG unnötig über die Richtlinienvorgaben hinausgeht. So sind in Anhang I Absatz 1 lit. a) letzter Spiegelstrich EitRL / GasRL nur Informationsverpflichtungen im Rahmen der Abrechnung sowie auf der Unternehmenswebsite vorgesehen. Die Ausweitung der Informationsverpflichtungen auf an Haushaltskunden gerichtetes Werbematerial dürfte für den Kunden keinen Mehrwert darstellen, bedeutet für das Energieversorgungsunternehmen aber einen erheblichen Aufwand.

#### **l) Allgemeine Zuständigkeit der Regulierungsbehörden (§ 54 EnWG-ÄnderungsG):**

Die in Deutschland bestehenden föderalen Strukturen bei der Wahrnehmung von Regulierungsaufgaben haben sich bewährt. Es ist sinnvoll, dass für kleinere Unternehmen die Aufgabe der Energienetzregulierung durch Landesbehörden wahrgenommen wird. Zum einen wird damit die Bundesnetzagentur entlastet, zum anderen führt die örtliche Nähe und damit das bessere Verständnis des Regulierers für örtliche Besonderheiten zu einer sachgerechteren Netzregulierung als eine Bündelung der Zuständigkeit bei der Bundesnetzagentur. Die gemeinschaftsrechtlichen Anforderungen an die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden – auf die nunmehr verwiesen werden soll - dürfen nicht dazu führen, dass es den Bundesländern formal oder faktisch unmöglich gemacht wird, die Aufgabe der Landesregulierungsbehörde mittels eigener Behörden wahrzunehmen.

Kritisch ist in diesem Zusammenhang auch die vorgesehene Ausweitung der Kompetenzen der Bundesnetzagentur zu sehen, die in weiterem Maße als bisher Festlegungen ermöglicht, die in die Aufgabengebiete der Landesregulierungsbehörden fallen. Die Festlegungsbefugnis der Bundesnetzagentur zur Wahrung gleichwertiger wirtschaftlicher Verhältnisse im Bundesgebiet führt dazu, dass die Entscheidungsbefugnisse der Landesregulierungsbehörden weitreichend beschnitten werden und bedeutet eine Abkehr von der bisherigen föderalen Konzeption der Energieregulierung.

Zudem wurden die Kompetenzen zum Teil erheblich über den notwendigen Rahmen hinaus erweitert (z.B. Verbraucherrechnungen, Festlegungskompetenz nach § 29, Messung, rechnungsmäßige Entflechtung). Dies geht über den ursprünglichen Ansatz der Regulierung des natürlichen Monopols der Energienetze weit hinaus und erscheint unsachgerecht.

#### **m) Berichterstattung (§ 63 EnWG-ÄnderungsG):**

Das Recht der Bundesnetzagentur, in ihrem Amtsblatt oder auf ihrer Internetseite jegliche Information zu veröffentlichen, die für Haushaltskunden Bedeutung haben kann, auch wenn dies die Nennung von Unternehmensnamen beinhaltet, ist nach Ansicht des VKU kritisch zu beurteilen, da nicht auszuschließen ist, dass dies „Prangerwirkung“ haben könnte. Ein verantwortungsvoller Umgang mit den Berichten ist sicherzustellen und eine mögliche Diskriminierung zu verhindern.

#### **n) Strukturelle Abhilfemaßnahmen (§ 65 EnWG-ÄnderungsG)**

Die Aufnahme struktureller Abhilfemaßnahmen in § 65 EnWG ist abzulehnen. Den Regulierungsbehörden steht kein eigenständiges Recht zu, Entflechtungsmaßnahmen, die nicht gesetzlich vorgesehen sind, anzuordnen.

#### **o) Verfahrensabschluss, Begründung der Entscheidung, Zustellung (§ 73 EnWG-ÄnderungsG):**

Der Verzicht auf eine Zustellung erscheint insbesondere vor dem Hintergrund bußgeldbewehrter Auskunftsverlangen unsachgerecht. Die gewollte Erleichterung, die eine derartige Regelung für die Bundesnetzagentur mit sich bringen würde, rechtfertigt an dieser Stelle nicht die Beseitigung von Rechtssicherheit, die die Zustellung eines Auskunftsverlangens schafft. Es muss, insbesondere wenn die Nichtbefolgung von Entscheidungen Bußgelder nach sich ziehen kann, von der Behörde verlangt werden, dass die Adressaten eindeutig benannt werden und die Entscheidungen auch einzeln zugestellt werden. Die jetzt vorgeschlagene Regelung verlagert den Aufwand einfach auf die betroffenen Unternehmen, für die eine deutliche Einbuße an Rechtssicherheit entsteht. Auch aus rechtsstaatlichen Grundsätzen ist die Regelung abzulehnen. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass

gleichzeitig die Festlegungsbefugnisse der Bundesnetzagentur deutlich ausgeweitet werden, erscheint ein Verzicht auf die Zustellung von Allgemeinverfügungen bedenklich. Sollen in Zukunft auch Energievertriebe Adressaten von Festlegungen der Bundesnetzagentur sein können, erscheint es fraglich, ob für die von der Festlegung betroffenen Unternehmen auch ohne Zustellung eindeutig erkennbar ist, dass sie Adressat der Festlegung sind. Es erscheint nicht zumutbar, regelmäßig die Amtsblätter der Bundesnetzagentur zu studieren, um keine Fristen zu versäumen. Bereits in der Vergangenheit war aufgrund der Komplexität einiger Festlegungen nicht immer eindeutig erkennbar, wer Adressat dieser Festlegung sein soll. Hier war die Zustellung immer ein verlässliches Indiz, welches Rechtssicherheit geschaffen hat. Sollte trotz der vorgebrachten Bedenken an einem Zustellungsverzicht festgehalten werden, ist zu befürchten, dass eine Vielzahl von Unternehmen rein vorsorglich Beschwerden einreichen, um der Gefahr zu entgehen, mögliche Rechtsmittel versäumt zu haben.

**p) Netzentgeltbefreiung von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern (§ 118 EnWG-ÄnderungsG):**

Durch Verbesserung der Bedingungen sollen Investoren ermutigt werden, in Speicherkraftwerke zu investieren. Energiespeicher leisten einen unverzichtbaren Beitrag für die Versorgungssicherheit, denn sie stellen Systemdienstleistungen wie Regelleistung und Blindleistung bereit. Die dauerhafte Befreiung aller Stromspeichertechnologien von der Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten sollte daher festgeschrieben werden. Die Definition der zu speichernden Energie ist zu präzisieren. Die jetzige Fassung ermöglicht z.B. die Auslegung, dass bei der Einspeicherung entstehende Verluste nicht von den Netzentgelten befreit sind.

# Zusammenfassung der VKU-Vorschläge zur Novellierung des KWK-G

27.05.2011

## ➤ **Verlängerung der für die KWK-Förderung maßgeblichen Inbetriebnahmefrist bis 2020**

Um den Ausbau der KWK fortsetzen zu können, sollte die Frist, innerhalb derer eine KWK-Anlage in Betrieb genommen werden muss, um förderfähig zu sein, bis 2020 verlängert werden. Die planenden Unternehmen ziehen KWK-Investitionen nur dann in Erwägung, wenn sie unter Berücksichtigung der Vorlaufzeiten für Planung, Genehmigung und Bau bzw. Modernisierung mit einer Förderung nach dem KWK-G rechnen können.

## ➤ **Erhöhung der KWK-Zuschläge um 0,5 Cent pro kWh**

Die Investitionskosten sind in den letzten Jahren gestiegen; diesem Preisanstieg sollte die KWK-Vergütung Rechnung tragen.

## ➤ **Wegfall der Befristung des Förderzeitraums**

Die Begrenzung der Zuschlagszahlungen nach KWK-G auf 30.000 Vollbenutzungsstunden sollte in Zukunft nicht mehr mit einem zeitlichen Limit (derzeit 4 bzw. 6 Jahre) verknüpft werden, d.h. es sollte keine Rolle spielen, in welchen Zeitraum die nach KWK-G geförderten 30.000 Vollbenutzungsstunden „verbraucht“ werden. Dadurch würde eine flexible Fahrweise von KWK-Anlagen gefördert, ohne dass der Allgemeinheit Mehrkosten entstehen.

## ➤ **Förderung der Umrüstung zu KWK-Anlagen**

Derzeit ist die Umrüstung eines bestehenden Kondensationskraftwerkes zu einer KWK-Anlage nicht im KWK-G geregelt. Eine entsprechende Umrüstung geeigneter Anlagen würde gesamtwirtschaftlich zu signifikanten Effizienzsteigerungen und damit Primärenergieeinsparungen führen: Der Wirkungsgrad der Anlagen kann sich teilweise verdoppeln.

## ➤ **Verbesserung des Aufwand-Nutzen-Verhältnisses bei der Wärmenetzförderung**

Das Antragsverfahren bei der Wärmenetzförderung ist kompliziert, bürokratisch und kostspielig. Insbesondere bei kleineren Netzen steht der Aufwand oft in keinem Verhältnis zum finanziellen Nutzen. Dies hat dazu beigetragen, dass das Fördervolumen in Höhe von 150 Millionen Euro je Kalenderjahr bei weitem nicht ausgeschöpft wird. Voraussetzung für den KWK-Ausbau ist, dass die Wärmenetze ausgebaut und verdichtet werden. Um entsprechende Investitionen auszulösen, müssen die Förderbedingungen verbessert werden:

- Vorschlag für eine vereinfachte Berechnung der Förderhöhe und Besserstellung kleinerer Netze:
  - < Nenndurchmesser 80 mm: 100 €/lfd. Meter zuzüglich 0,5 €/(m\*mm)
  - > Nenndurchmesser 80 mm: 30 % der Investitionskosten
- Weiterhin sollte die Antragsfrist des § 6a Abs. 2 KWK-G auf den 01. Juli verlängert werden. Nach Fristablauf sollte der Wärmenetzbetreiber die Möglichkeit haben, den Antrag im darauffolgenden Jahr zu stellen.

## ➤ **Förderung von Wärmespeichern**

- VKU-Vorschlag: 250 € / Kubikmeter Wärmespeichervolumen
- Investitionskostenzuschüsse für die ersten 20 druckbehalteten Speicher in Höhe von mindestens 30 %

## ➤ **Fortführung des im Jahr 2010 eingestellten Mini-KWK-Programms**

Das im Jahr 2010 eingestellte Mini-KWK-Programm war sehr erfolgreich und sollte fortgesetzt werden, damit sich die Mini-KWK als wichtige Säule des KWK-Ausbaus auf dem Markt etablieren kann.

## POSITION

### 7-Punkte-Plan zur Nachsteuerung in der Anreizregulierung

Berlin, 13. April 2011

*Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft. Mit über 240.000 Beschäftigten wurden 2009 Umsatzerlöse von rund 92 Milliarden Euro erwirtschaftet und etwa 8,8 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 54,2 Prozent in der Strom-, 51,4 Prozent in der Erdgas-, 77,5 Prozent in der Trinkwasser-, 53,6 Prozent in der Wärmeversorgung und 11,8 Prozent in der Abwasserentsorgung.*

## I. Präambel

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) begrüßt die – im Zusammenhang mit der Reaktorkatastrophe in Japan getroffene – Entscheidung der Bundesregierung, die sieben ältesten Kernkraftwerke vorläufig abzuschalten und einer gründlichen Sicherheitsüberprüfung zu unterwerfen. Die Gewährleistung von Sicherheit muss oberste Priorität haben, um die Bevölkerung wirksam vor derartigen Ereignissen zu schützen. Der VKU setzt sich für einen Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2020 ein. Die Diskussion über eine Neubewertung der energiepolitischen Handlungsoptionen wird vom VKU ausdrücklich unterstützt.

Die Modernisierung eines dezentraler geprägten Kraftwerksparks ist eng verbunden mit dem notwendigen Aus- und Umbau der Netzinfrastrukturen. Sowohl die Übertragungs- als auch die Verteilnetze müssen kurz- und mittelfristig mit erheblichem finanziellem Aufwand modernisiert werden. Daher sind – im Vergleich zum bisherigen Energiekonzept – für die Verteilnetzbetreiber ausreichende Investitionsbedingungen im Regulierungssystem zu schaffen.

## II. Verteilnetze und Speicher als Basis eines intelligenten Energiesystems

### 1. Anreize für den Aus- und Umbau der Verteilnetze verbessern

- Auch Verteilnetzbetreiber müssen zukünftig angemessene Investitionsbudgets für die notwendigen Aus- und Umbaumaßnahmen ihrer Netze nutzen können. Allein der absehbare Investitionsbedarf zur Integration erneuerbarer Energien auf Verteilnetzebene beläuft sich auf rund 25 Milliarden Euro bis 2030. Darin sind die Kosten für eine Weiterentwicklung hin zu intelligenten Netzen noch nicht enthalten.
- Es ist erforderlich, die durch den Anschluss von EEG-Anlagen verursachten Kosten für den Netzausbau, die in den einzelnen Netzgebieten sehr unterschiedlich sind, in einem neu zu schaffenden Mechanismus bundesweit zu wälzen.

### 2. Netzintegration dezentraler Erzeugungsanlagen ermöglichen

- Intelligente Verteilnetze sind der zentrale Baustein für die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen. Deren Aufbau bedarf eines investitionsfreundlichen Regulierungsrahmens.
- Insbesondere die erforderlichen Investitionen in neue Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) müssen im regulatorischen Rahmen uneingeschränkt in die Erlösobergrenzen einbezogen werden.



### **3. Vorhandene Flexibilität erschließen / Strom- und Wärmespeicher fördern**

- Darüber hinaus sind Anreize und Förderungen für den Einsatz innovativer Lösungen notwendig. Bereits heute sind in den Stadtwerken durch die Wärmespeicher von KWK-Anlagen sowie durch schnell regelbare Gaskraftwerke Lösungen für die dringend benötigte Flexibilisierung des Energiesystems vorhanden. Diese Potentiale gilt es durch geeignete Rahmenbedingungen – bspw. durch einen einfacheren Zugang zu den Regelenergiemärkten – zu heben.
- Für die darüber hinaus notwendigen Speicherkapazitäten sind Mittel für entsprechende F&E-Ansätze bereitzustellen und kommunalen Unternehmen die Möglichkeit zu geben, sich an derartigen Forschungsprojekten zu beteiligen. Dies betrifft neben den Wärmespeichern von KWK-Anlagen, Pumpspeichern, Batterien und Druckluftspeichern auch die als „power to gas“ bezeichnete Umwandlung von „Überschussstrom“ aus regenerativen Energiequellen in Wasserstoff bzw. Erdgas und dessen Einspeisung in das Gasnetz.

## **III. Nachsteuerungsbedarf im System der Anreizregulierung**

Die zum 01.01.2009 eingeführte Anreizregulierung, die auf Basis der am 29.10.2007 verabschiedeten Anreizregulierungsverordnung die Kostenregulierung ergänzt, hat gravierende Auswirkungen auf die wirtschaftliche Situation der Verteilnetzbetreiber in Deutschland. Sie kann mittelfristig zu einer erheblichen Verschlechterung der Versorgungssicherheit führen und den zwingend gebotenen Aus- und Umbau der Verteilnetze zur Integration dezentraler Erzeugung gefährden.

Aufgrund dieser Erkenntnisse sowie weiterer aktueller Erfahrungswerte hat der VKU die aus Sicht seiner Mitgliedsunternehmen erforderlichen Korrekturen der Anreizregulierungsverordnung zusammengefasst.

Conditio sine qua non ist dabei, dass jeder Netzbetreiber die Effizienzvorgabe mit zumutbarem Aufwand erreichen und übertreffen können muss. Dies bedeutet konkret, dass ab dem Beginn der Anreizregulierung unter der Voraussetzung eines effizienten Netzbetriebes eine Ausschüttung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung als Bilanzgewinn an den Eigentümer durch den Netzbetreiber wirtschaftlich möglich sein muss.

Diese Bedingung ist derzeit nicht erfüllt, da durch die Wirkung verschiedener Mechanismen der Anreizregulierung die zugestandene kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung auch bei einem 100% effizienten Netzbetreiber nicht erreicht wird. Dies wurde u.a. durch das Gutachten von Prof. Dr. Ballwieser und in den Untersuchungen der VKU-Referenzgruppe (siehe GHW-Gutachten 2010), die auf Basis realer Unternehmensdaten im Rahmen eines Totalmodells durchgeführt wurden, festgestellt.

Damit die Investitionssicherheit in die z. Zt. noch qualitativ hochwertigen kommunalen Netze weiterhin gewährleistet ist, muss – unter der Bedingung eines effizienten Netzbetriebs – mindestens die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung erwirtschaftet werden können.

#### **IV. VKU-Forderungen zur Erhaltung der Qualität der Verteilnetze sowie zur Sicherung der Investitionen für deren Aus- und Umbau**

##### **1. Kapitalkosten ungemindert und ohne Zeitverzug in die Erlösobergrenze übernehmen**

Im Bereich der **Kapitalkosten** muss sichergestellt werden, dass diese unter der Bedingung eines effizienten Netzbetriebes **ungemindert und ohne Zeitverzug** in die Erlösobergrenze übernommen werden.

Dazu zählen im Einzelnen:

1. Abschreibungskosten (kalkulatorische Abschreibungen gemäß § 6 Strom- und Gas NEV)
2. Zinskosten (kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung gemäß § 7 Strom- und Gas NEV und Fremdkapitalzinsen gemäß § 5 Strom- und Gas NEV)
3. Kalkulatorische Steuern (gemäß § 8 Strom- und GasNEV)

Hinsichtlich der Rechtmäßigkeit von Senkungsvorgaben in Bezug auf Kapitalkosten bestehen erhebliche Bedenken. Unseres Erachtens ist diese unvereinbar mit § 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG, wonach Effizienzvorgaben nur auf den beeinflussbaren Kostenanteil zu beziehen sind. Dem sollte durch Erweiterung der ARegV Rechnung getragen werden. Im Detail wird auf das vom VKU initiierte Gutachten der Rechtsanwaltskanzlei Becker Büttner Held zur Rechtmäßigkeit der Vorschriften der Anreizregulierung verwiesen.

##### **Umsetzungsvorschlag:**

Die Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529) wird wie folgt geändert:

##### **Änderungen des § 23 Absatz 6**

**Satz 1 wird nach Streichung der Wörter „Im Einzelfall ... auch ... “ wie folgt gefasst:**

„Betreibern von Verteilnetzen können Investitionsbudgets durch die Regulierungsbe-

hörde für solche Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen genehmigt werden, die ...“

**Satz 4 wird wie folgt gefasst:**

„Betreibern von Verteilernetzen können Investitionsbudgets durch die Regulierungsbehörde für Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen in die Erhaltung der Netzqualität genehmigt werden.“

**2. Der bisherige Satz 4 wird Satz 5.**

**Begründung:**

Die Regulierungsbehörde hat gemäß § 23 Abs. 6 ARegV die Möglichkeit, Betreibern von Energieverteilernetzen lediglich in Einzelfällen **Investitionsbudgets** für bestimmte Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen zu genehmigen. Dazu gehören u.a. Investitionen zur Netzerweiterung, die durch die Integration von Anlagen nach dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz notwendig werden. Diese Ausnahmeregelung ist vor dem Hintergrund der aktuellen Investitionserfordernisse und der Problematik mit dem Zeitverzug nicht sachgerecht und müsste entsprechend korrigiert werden.

Genehmigte Investitionsbudgets zählen zu den sogenannten **dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten** (vgl. § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 ARegV). Dies bewirkt nach der Systematik der ARegV eine entsprechende Erhöhung der Obergrenze der zulässigen Gesamterlöse eines Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze). Folglich können Netzbetreiber die höheren Investitionskosten durch entsprechend höhere Netzentgelte kompensieren. Dabei sind Investitionsbudgets nur genehmigungsfähig, soweit sie nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigungsfähig sind. Zusätzlich müssen Investitionen mit erheblichen Kosten verbunden sein, um genehmigt zu werden. Erheblich ist eine Erhöhung der Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um 0,5 %.

Investitionen, die ein Netzbetreiber für die Erhaltung der **Netzqualität** tätigt, sind von der Regelung des § 23 Abs. 6 ARegV in seiner jetzigen Fassung nicht umfasst. Derartige Investitionen werden i.d.R. auch nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt, der nur bei einer Veränderung der in Absatz 2 der Norm genannten Parameter einschlägig ist. Diese Parameter bleiben aber bei Investitionen zur Erhaltung der Netzqualität i.d.R. unverändert. Die fehlende Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber, Investitionen zur Erhaltung der Netz- und damit auch der Versorgungsqualität im Rahmen der Bestimmung der Erlösobergrenze zeitnah entgeltwirksam werden zu lassen, erscheint aus folgenden Gründen nicht sachgerecht.

Netzbetreiber müssen die von der Regulierungsbehörde ermittelten Ineffizienzen innerhalb einer oder mehrerer Regulierungsperioden gleichmäßig abbauen. Bekann-

termaßen ist die Netz- und Versorgungsqualität in Deutschland im internationalen Vergleich sehr hoch. Sämtliche Ausgaben, die ein Netzbetreiber zur Erhaltung der vorhandenen Netzqualität tätigt, führen zu Ausgaben, die er nach der jetzigen Systematik der ARegV nicht im Rahmen der Netzentgelte kompensieren kann und damit zu einer Gefährdung des Erfüllens der Effizienzvorgaben. Demzufolge ist zu erwarten, dass Netzbetreiber weniger in die Erhaltung der Netzqualität investieren werden. Eine systematische Erneuerung der Energieverteilnetze ist in naher Zukunft jedoch geboten, da die meisten Anlagen in Westdeutschland nach dem Zweiten Weltkrieg oder in den sechziger bzw. siebziger Jahren des vorigen Jahrhunderts erbaut wurden. Dieser Umstand wurde vom Ordnungsgeber offensichtlich nicht bedacht.

Zwar würden auch **Ersatz- und Umbauinvestitionen** – zumindest teilweise – bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus für die Berechnung der Erlösobergrenze für die folgende Regulierungsperiode **einmal in fünf Jahren berücksichtigt**. Der hierdurch entstehende Zeitverzug von bis zu sieben Jahren und das Erfordernis, die entsprechenden Kapitalkosten gemäß den Effizienzvorgaben abzusenken, machen **die Investitionen in den Erhalt der Netzqualität betriebswirtschaftlich unattraktiv**.

Mittelfristig würden fehlende Erneuerungs- und Umbauinvestitionen zu einem Absinken der Netz- und Versorgungsqualität in Deutschland führen. Um diese vom Ordnungsgeber nicht gewollte Folge zu vermeiden, bedarf es oben vorgeschlagener Ergänzung der ARegV. Sämtliche Investitionen zur Netzqualitätserhaltung sind entsprechend § 23 Abs. 6 Satz 4neu ARegV berücksichtigungsfähig. Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens findet eine Überprüfung der Angemessenheit durch die Regulierungsbehörde statt.

## 2. Bundesweite Wälzung der in den in den Verteilnetzen anfallenden EEG-bedingten Netzausbaukosten

### **Begründung:**

Da der Standort von EEG-Anlagen meist in Abhängigkeit der geographischen und meteorologischen Bedingungen ausgewählt wird, ist der erforderliche Umfang an Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen regional sehr unterschiedlich. Die Verteilnetzbetreiber in Deutschland werden mit unterschiedlichen Investitionen belastet, wenn es darum geht, die Netzinfrastruktur für die Aufnahme der steigenden EEG-Strommengen auszubauen.

Die dadurch entstehenden Kosten werden allein von den Netzbetreibern finanziert, da in vielen Fällen mit Festlegung der Erlösobergrenze die für die Integration der erneuerbaren Energien erforderlichen Netzinvestitionen nicht verfügbar sind und ge-

gebenenfalls zu Lasten anstehender Netzerneuerungsmaßnahmen eingesetzt werden. Es gilt der Grundsatz „Netz optimieren vor verstärken vor ausbauen“.

Soweit eine Umlage dieser Kosten auf die Netznutzer möglich ist, droht im betreffenden Netzgebiet ein Anstieg der Netzentgelte, der sich für die Region als Standortnachteil für interessierte ansiedlungswillige Unternehmen auswirken kann. Da der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Interesse aller ist, sollten die damit verbundenen Netzausbau- und -verstärkungskosten von der Allgemeinheit in gleicher Weise getragen werden. Daher setzt sich der VKU dafür ein, dass die durch den Anschluss von EEG-Anlagen verursachten Netzkosten, die in den einzelnen Netzgebieten sehr unterschiedlich sind, aggregiert und bundesweit gewälzt werden. Hierbei sollte durch geeignete Kontrollmechanismen sichergestellt werden, dass nur solche Kosten gewälzt werden, die auf den EEG-bedingten Netzausbau zurückzuführen sind. Dies darf jedoch nicht zu Verzerrungen für städtisch geprägter Versorger im Effizienzvergleich führen.

### **3. Anerkennung von Personalzusatzkosten von verbundenen Unternehmen**

Personalzusatzkosten von Mitarbeitern für den Netzbetrieb müssen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten klassifiziert werden, unabhängig davon, ob der Mitarbeiter unmittelbar beim Netzbetreiber oder bei einem verbundenen Konzern- oder Kooperationsunternehmen einen Arbeitsvertrag hat.

#### **Begründung:**

Auf die Personalzusatzkosten der für den Netzbetreiber tätigen Mitarbeiter kann der Netzbetreiber keinen Einfluss nehmen, unabhängig davon, ob diejenigen Mitarbeiter unmittelbar beim Netzbetreiber oder bei einem verbundenen Konzern- oder Kooperationsunternehmen angestellt sind. Durch die Regelung der Norm aus § 11 Abs. 2 Nr. 9 - 11 ARegV entstehen für sog. schlanke Netzgesellschaften, die aufgrund strategischer Überlegungen nur wenige Mitarbeiter in der „Kern-Netzgesellschaft“ beschäftigen, Nachteile im Effizienzvergleich gegenüber Netzgesellschaften, die mit einem höheren Personalbestand die Aufgaben des Netzbetriebs bewerkstelligen.

Für die Unternehmen besteht somit der Zwang zu einer weitreichenden Überführung von Mitarbeitern aus dem Mutterunternehmen oder von konzernfremden Mitarbeitern in die Netzgesellschaft. Dies greift jedoch tief in die strategische Gestaltungsfreiheit der Unternehmen ein. Die Auslagerung bestimmter Leistungen war i.d.R. das Ergebnis betriebswirtschaftlicher Erfordernisse und diente dazu, Effizienzen im Netzbetrieb aus spartenübergreifenden Synergien und Kooperationen zu heben.

#### 4. Sachgerechte Berücksichtigung der Anschlussdichte im Effizienzvergleich

Der **Parameter Anschlussdichte** (Verhältnis von Zählpunkten pro Anschlusspunkt im Strom, sowie das Verhältnis von Messstellen pro Ausspeisepunkt im Gas) muss im Rahmen des Effizienzvergleichs für betroffene Unternehmen sachgerecht berücksichtigt werden.

##### **Begründung:**

Die Anschlussdichte ist ein wesentlicher Kostentreiber in der Netzwirtschaft, der im Effizienzvergleich eine Berücksichtigung finden muss. Zusätzlich ist im Projekt „Benchmarking Transparenz 2008“, welches eine Nachbildung des Effizienzvergleichs der Regulierungsbehörde darstellt, festgestellt worden, dass Netzbetreiber mit einer höheren Anschlussdichte grundsätzlich schlechter im Effizienzvergleich abschneiden. Da dieses unter dem Begriff „City-Effekt“ bekannte Phänomen für einen nicht geringen Teil der Netzbetreiber gilt, wird seitens des VKU die Anerkennung einer höheren Anschlussdichte als strukturelle Besonderheit im Rahmen des Effizienzvergleiches gefordert.

#### 5. Anerkennung von Kosten des open-season-Verfahrens von nachgelagerten Netzbetreibern

Nachgelagerte Netzbetreiber müssen entstehende Kosten durch den Ausbau des vorgelagerten Netzes (open season Verfahren) aufgrund des erforderlichen Anschlussbegehrens neuer Ausspeisepunkte (z.B. Gaskraftwerke und Speicher) im eigenen Netz wie die sonstigen vorgelagerten Netzkosten in die Kostenwälzung bei der Netzentgeltermittlung einbeziehen dürfen.

##### **Begründung:**

Der Ausbau des vorgelagerten Netzes soll zukünftig durch die Befragung des Marktes und des sich hierbei ergebenden Ausbaubedarfs geklärt werden. Die Regelung soll neue Speicher und Gaskraftwerke betreffen. Dies bedingt zum Teil den Ausbau der vorgelagerten Netze. Nachgelagerte Netzbetreiber, als Beteiligte an diesen open-season-Verfahren, sind aufgrund der Bedingungen der Verfahren meist bis zu 15 Jahre finanziell daran gebunden, obwohl sich die Ausbaumaßnahme nicht durch den Netzbetreiber selbst, sondern durch einen im Netz des Netzbetreibers anzuschließenden Kunden in der Zukunft ergibt.

Nachgelagerte Netzbetreiber haben jedoch keine Möglichkeit, die Kosten des Ausbaus des vorgelagerten Netzes auch ebenso langfristig mit dem Anschlussbe-

gehenden zu vereinbaren. Ohne eine entsprechende Kostenanerkennung würde der Netzbetreiber das Risiko tragen, dass der Anschlussbegehrende den Anschluss ggf. verweigert, nachdem der Netzbetreiber sich bereits langfristig finanziell am Ausbauprojekt – aufgrund der Verfahrensvereinbarung – beteiligen musste.

## **6. Ungeminderte Übernahmen von Kosten aus der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens sowie für neue IKT-Technik**

Kosten, die durch gesetzliche Verpflichtungen auf Grund der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens entstehen und daher nicht vom Netzbetreiber beeinflusst werden können, müssen ungemindert und ohne Zeitverzug in die Erlösbergrenze übernommen werden.

Damit die Entwicklung für den zentralen Baustein der zukünftigen Smart Grids – die intelligenten Verteilnetze – in der notwendigen Geschwindigkeit und Umfang erfolgt, bedarf es eines investitionsfreundlichen Rahmens. Insbesondere die umfangreichen Investitionen in neue IKT-Technik auf der Ebene der Verteilnetze müssen im regulatorischen Rahmen ebenfalls uneingeschränkt und ohne Zeitverzug in die Erlösbergrenzen einbezogen werden.

### **Begründung:**

Mit dem Beginn der Anreizregulierung ab 1. Januar 2009 fand in der Regulierung ein Systemwechsel statt. Die Kostenbasis für dieses neue System wurde jedoch bereits in 2007/2008 ermittelt und bildet den Maßstab für die Erlöse der Netzbetreiber in den kommenden Jahren. Die Erlösbergrenze kann dabei jährlich um bestimmte Komponenten angepasst werden. Dies gilt bislang jedoch nicht für Mehrkosten, welche im Zusammenhang mit der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens oder der zukünftig notwendigen IKT-Infrastruktur entstehen. Erstere können erst in der darauffolgenden Regulierungsperiode durch Zuschläge auf die Erlösbergrenze berücksichtigt werden.

Netzbetreiber müssen die Infrastruktur des gesamten Messstellenbetriebs bis zum letzten Zähler im dazugehörigen Verteilernetz aufrechterhalten, auch wenn der mehrheitliche Anteil der Zähler bzw. Messeinrichtungen bereits von fremden Messstellenbetreibern abgedeckt wird. Darüber hinaus muss der Netzbetreiber nach § 21b Abs.1 EnWG weiterhin die Rückfallposition übernehmen, wenn sich fremde Messstellenbetreiber aus dem Geschäft zurückziehen, was nicht zuletzt bei säumigen Zahlern häufig der Fall sein kann.



Zusätzlich muss der Netzbetreiber von ihm nicht zu vertretende Mehrkosten im Rahmen seiner eichrechtlichen Verpflichtungen billigend in Kauf nehmen.

Derartige Entwicklungen führen zu deutlichen Mehrkosten und erfordern entsprechend höhere Messentgelte, welche jedoch in der bisherigen Anreizregulierungsverordnung nicht berücksichtigt werden. Es ist daher zwingend notwendig, dass im Rahmen der Anreizregulierung derartige Kosten ebenfalls jährlich vom Netzbetreiber angepasst werden können bzw. als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden.

## 7. Entfernung des X-allgemein aus der Regulierungsformel

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach §9 ARegV ist aus der Regulierungsformel zu entfernen.

### **Begründung:**

Wie im VKU-Rechtsgutachten von BBH bereits dargelegt, ist die Einbeziehung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nicht mit §21a Abs. 5 Satz 1 EnWG vereinbar. Zudem verstößt die Festlegung der Höhe des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors gegen das Erfordernis der Methodenrobustheit nach §21a Abs. 5 Satz 5 EnWG. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor ist folglich mit höherrangigem Recht nicht vereinbar und somit rechtswidrig.

Mittlerweile haben auch einige Oberlandesgerichte die Unvereinbarkeit der Regelung mit dem EnWG festgestellt (z.B. OLG Naumburg).

Die Netzentgeltverprobungen in der VKU-Referenzgruppe haben aufgezeigt, dass die notwendigen Soll-Einsparungen zur Erreichung der zu Beginn formulierten Leitlinie bei Vorhandensein des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors in der Regulierungsformel nicht erreichbar und übertreffbar sind.

POSITIONSPAPIER

# **„Stadtwerke in den Smart Grids der Zukunft“**

Berlin, 17.01.2011

# Gliederung

## 1. Zielstellung

## 2. Zusammenfassung der Herausforderungen

## 3. Herausforderungen für die einzelnen Wertschöpfungsstufen

3.1 Auswirkungen auf die Erzeugung

3.2 Auswirkungen auf die Netze

3.3 Auswirkungen auf zukünftige Speicher

3.4 Auswirkungen auf den Vertrieb

## 4. Schlußbetrachtung mit Handlungsoptionen

# 1. Zielstellung

Die Energiewirtschaft steht am Beginn einer neuen Ära, die geprägt sein wird von dezentralen Strukturen, bidirektionaler Kommunikation und Steuerung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung von Energie sowie dem Zusammenwachsen von IKT- und Energieinfrastruktur zu „intelligenteren Systemen“ - sogenannten „Smart Grids“. Die bisherige Einbahnstraße Netz wird - entsprechend der sich entwickelnden Anforderungen verschiedener bestehender und neuer Marktakteure wie (dezentralen) Erzeugern, Händlern oder lokalen Speicherbetreibern - zukünftig in beiden Fahrtrichtungen mehrspurig ausgebaut und mit einem IKT-Leitsystem ausgestattet werden. Dieses Leitsystem sorgt dann - je nach „Verkehrsaufkommen“ - dafür, dass ausreichend Fahrspuren zur Verfügung stehen und leitet „Energieströme“ automatisch um, wenn es an Knotenpunkten zu Engpässen kommen sollte.

Derzeit wird die Diskussion um Smart Grids durch Großprojekte wie bspw. Desertec oder die Einbindung von Offshore-Windparks und skandinavischen Wasserkraftwerken in das länderübergreifende Nordsee-Supernetz Seatec geprägt. Unbeschadet der Faszination, die visionäre Vorhaben ausstrahlen, liegt die eigentliche Herausforderung bei der Evolution des Energiesystems zum Smart Grid auf der Verteilungsnetzebene. Es muss zukünftig gelingen, die in verstärktem Maße sich ausbreitende dezentrale Erzeugung mit ihren häufig fluktuierenden Einspeisungen mit lokalen Verbrauchern und dezentralen Energiespeichern durch moderne IKT-Technik intelligent zu vernetzen.

Dies setzt leistungsfähige Partner mit einem starken regionalen Bezug voraus - Anforderungen wie geschaffen für die Stadtwerke und Verteilungsnetzbetreiber. Sie verfügen über das notwendige Wissen, um komplexe lokale Erzeugungs- und Verbrauchsverhältnisse in steuer- und regeltechnisch beherrschbaren „Microgrids“ auf lokaler und regionaler Ebene zu bündeln. Durch diesen lokalen – zellulären – Ansatz wird gewährleistet, dass sich bei zukünftig stark steigender Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien die Lastschwankungen nicht über mehrere Netzebenen „ausdehnen“, sondern bereits vor Ort weitestgehend ausgeglichen werden. Neben diesem wichtigen Beitrag zur Systemstabilität leisten lokale und regionale intelligente Netzinfrastrukturen einen Beitrag zur effizienten Verwendung von Energie, da Strom „vor Ort“ erzeugt, gespeichert und verbraucht wird und nicht über lange Strecken und über verschiedene Netzebenen – mit möglicherweise hohen Verlusten – transportiert werden muss.

**Ziel dieses Papiers ist es, Öffentlichkeit, Politik und Regulierungsbehörden die Rolle der Verteilungsnetzbetreiber als Dienstleister für verschiedene Wertschöpfungsstufen in den intelligenten Energiesystemen der Zukunft zu verdeutlichen und darzulegen, welche Handlungsoptionen sich daraus für die Unternehmensstrategien der Stadtwerke ableiten lassen.**

## 2. Zusammenfassung der Herausforderungen

In der **Erzeugung** werden mittelfristig mehr flexible Kraftwerke für die Mittel- und Spitzenlast benötigt werden. Alternativ könnte die Vielzahl von dezentralen Erzeugern zu virtuellen Kraftwerken gebündelt und - wie die Mittel- und Spitzenlastkraftwerke - zum Ausgleich volatiler Einspeisungen dienen. Für die Steuerung der dezentralen Erzeugung kann erwartet werden, dass sich diese zunehmend auf die unteren Netzebenen verlagern wird. Gleichzeitig müssen Anreize geschaffen werden, um die dezentralen Erzeugungsanlagen zu einem effizienteren Einspeiseverhalten zu motivieren (z.B. Direktvermarktung).

Die Dezentralisierung der Erzeugung auf die Mittel- und Niederspannung erfordert Anpassungen in den **Verteilnetzen**. Energie muss nicht mehr nur verteilt, sondern gleichermaßen in die Übertragungsnetze zurückgespeist werden. Ein Umstand, welcher hohe Investitionen in die Infrastruktur (z.B. regelbare Trafos, Erneuerung Ortsnetzstationen) erfordert. Darüber hinaus erhalten zeitnahe Informationen über Netzzustände eine größere Bedeutung für die Netzsteuerung. Bei den Netznutzern entstehen mit Smart Metering große Datenmengen, die bewältigt werden müssen. Hier bedarf es einer Umgestaltung und Erneuerung der IT-Landschaft in den Unternehmen. Als wesentliche Trends für die Verteilungsnetze können demnach der Ausbau und Investitionen in IT und Infrastruktur sowie nicht zuletzt Investitionen in die Aus- und Fortbildung der Mitarbeiter zur Bewältigung der neuen Aufgaben genannt werden.

Bei den **Speichern**, welche einen wesentlichen Beitrag zur Implementierung eines Smart Grid leisten müssen, wird es mittelfristig um die Entwicklung marktreifer und kostengünstiger Lösungen für Stadtwerke und Verteilungsnetzbetreiber gehen. Ein Trend zum Einsatz innovativer, aber auch zur stärkeren Nutzung konventioneller Technologien ist deutlich erkennbar. Allerdings stehen diese größtenteils noch am Beginn ihrer Entwicklung (z. B. Elektromobilität). Auch die Nutzung der Erdgasnetze (Power to gas) für die Speicherung von Strom in Form von Erdgas kann zukünftig eine Alternative sein.

Für den **Handel und Vertrieb der Stadtwerke** ergeben sich eine ähnliche Anzahl neuer Ansätze und Auswirkungen wie für die übrigen Wertschöpfungsstufen. Volatile Preise und die Bereitstellungen von Mengen aus Speichern bieten neue Chancen, aber auch Risiken für die Beschaffung von Energie. So können negative Preise bei einem hohen Stromangebot und gleichzeitig geringer Nachfrage für die Beschaffung genutzt werden. Auch die Vermeidung von Spitzen bei der Beschaffung am Spotmarkt kann Vorteile für den Handel erschließen. Für die Vertriebe ergeben sich mit den gesetzlichen Anforderungen aus der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens unmittelbare Handlungsnotwendigkeiten. Lastvariable Tarife müssen seit Ende 2010 eingeführt sein und neue Preismodelle für Speicher, Elektromobilität usw. perspektivisch entwickelt werden. Hinzu kommt die Ausweitung von Energiedienstleistungen, welche in der „neuen Energiewelt“ stetig an Bedeutung gewinnen.

**Stadtwerke und Verteilungsnetzbetreiber werden im Smart Grid der Zukunft eine Schlüsselrolle einnehmen.** Der Umbau des Energiesystems birgt dabei eine Reihe von Risiken, bietet aber auch zahlreiche Chancen. Auf allen Wertschöpfungsstufen müssen Veränderungen vorgenommen werden, die es schon heute zu planen gilt. Das Positionspapier „Stadtwerke in den Smart Grids der Zukunft“ soll hierfür Impulse geben und erforderliche Schritte aufzeigen.

## 3. Herausforderungen für die einzelnen Wertschöpfungsstufen

### 3.1 Auswirkungen auf die Erzeugung

Die zukünftige Kraftwerksstruktur muss dem von der Politik angestrebten wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien Rechnung tragen. Der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert Maßnahmen, die die fluktuierende Einspeisung aus Wind- und Solarenergie flankieren. Wichtige zukunftsweisende Technologien wie Druckluftspeicher oder Elektromobilität stehen noch am Anfang ihrer technologischen wie wirtschaftlichen Entwicklung. Somit übernimmt der Kraftwerkspark eine wichtige Funktion bei der Absicherung des Strombedarfs. Hierbei werden hohe Anforderungen an die Flexibilität fossiler und in technisch begrenztem Umfang auch an die nuklearen Stromerzeugungsanlagen gestellt.

Der konventionelle Kraftwerkspark wird in Zukunft weniger auf Dauerbetrieb und mehr auf eine flexible Fahrweise ausgerichtet sein müssen. Hierfür werden **Kraftwerke für die Mittel- und Spitzenlast** benötigt, die schnell an- und abgefahren werden können, um auf die volatile Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne reagieren zu können. Die Fähigkeit eines schnellen Regelverhaltens ist Voraussetzung von Neuinvestitionen im Kraftwerksbereich. Wichtige technische Kriterien sind dabei kurze Mindest-Stillstandzeiten, geringe Anfahrtdauer und kurze Mindest-Betriebszeiten – d. h. diese Kraftwerke müssen sich schnell und flexibel einem schwankenden Bedarf anpassen können. Die bestehenden konventionellen und nuklearen Grundlastkraftwerke – zum weit überwiegenden Teil betrieben durch die großen Energiekonzerne - prägen derzeit noch den deutschen Kraftwerkspark. Diese Kraftwerke erfüllen diese Kriterien nicht und sind daher nicht geeignet, die fluktuierende Windstromeinspeisung auszugleichen. Die zwischen der Bundesregierung und den Konzernen ausgehandelte Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken erschwert die Integration der erneuerbaren Energien. Es besteht die Gefahr, dass die dringend benötigten flexiblen Kraftwerke durch den Weiterbetrieb der bereits abgeschriebenen Kernkraftwerke in der sog. „merit order“ an der EEX aus dem Markt verdrängt werden. Gleiches gilt für KWK-Anlagen, die in Verbindung mit thermischen Speichern einen großen Beitrag zur Glättung der fluktuierenden Windstromeinspeisung leisten könnten.

Um den Ausbau der erneuerbaren Energien ungeachtet der Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken fortsetzen zu können, sind **Kompensationsmaßnahmen** erforderlich, die neben der Förderung regenerativer Technologien auch die zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung erforderlichen Maßnahmen berücksichtigen. Selbst eine im Vergleich zum Status quo größere Anzahl von Stromspeichern wird diese Aufgabe nicht bewältigen können. Erforderlich sind darüber hinaus flexible Kraftwerke und KWK-Anlagen.

Infolge der dezentralen, oftmals fluktuierenden Einspeisung wird sich die **Systemführung und -überwachung auf die unteren Netzebenen** verlagern. Diesem Umstand kann durch die informationstechnische Vernetzung von einzelnen, kleineren Stromerzeugern zu virtuellen Kraftwerken Rechnung getragen werden. **Virtuelle Kraftwerke** bieten gegenüber konventionellen Kraftwerken vergleichbare Möglichkeiten bezüglich der Planbarkeit, Regelung und Vermarktung. Außerdem kann die fluktuierende Einspeisung der an dem Verbund teilnehmenden Stromerzeugungsanlagen geglättet werden. Durch den Verbund ergeben sich darüber hinaus Vermarktungsmöglichkeiten, die für die einzelne dezentrale Anlage auf-

grund zu geringer Kapazität nicht möglich wären, wie z. B. die Teilnahme am Stromhandel oder das Anbieten von Systemdienstleistungen.

Das vom Fraunhofer ISE entwickelte innovative Energiemanagement- und Kommunikationssystem (vgl. ISE-Pressemitteilung vom 09.11.2009) versetzt einen virtuellen Kraftwerksbetreiber in die Lage, die Steuerung nicht nur der Erzeugung, sondern auch der Lasten zu übernehmen, gegebenenfalls indirekt durch variable Tarife. Durch solche netzwerk-basierten Konzepte lassen sich Erzeugung und Bedarf optimal aufeinander abstimmen.

Denkbar ist auch die **Bündelung mehrerer EEG-Anlagen** zu sogenannten **Kombikraftwerken**: Windenergieanlagen und Solarmodule, die je nach Verfügbarkeit von Wind und Sonne Strom erzeugen, werden mit Biogas- oder Wasserkraftanlagen verknüpft, die bedarfsgerecht eingesetzt werden. Die dezentrale Vernetzung erlaubt es, die Wind-, Solar-, Wasserkraft- und Biogasanlagen wie ein herkömmliches Kraftwerk – also nahezu mit „Bandeinspeisungsniveau“ - zu steuern. Dadurch könnten die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien selbst zur Lösung des Problems der fluktuierenden Einspeisung beitragen.

Neben dem Betrieb von Kombikraftwerken ist auch die Verknüpfung von EEG-Anlagen mit Speichertechnologien eine sinnvolle Maßnahme zur Glättung der Stromeinspeisung.

Um Betreiber von EEG-Anlagen zu veranlassen, entsprechende Investitionen zu tätigen, ist eine Weiterentwicklung des EEG erforderlich. Das EEG berücksichtigt in seiner Vergütungsstruktur nicht die tatsächliche Nachfrage nach Energie. Vielfach wird gerade dann besonders viel Strom aus Erneuerbaren Energien eingespeist, wenn die Nachfrage gering ist, z. B. nachts. Vom Fraunhofer ISI wurde ein Modell entwickelt, welches Anreize setzt, die Einspeisung von EEG-Strom – gegebenenfalls durch die Nutzung von Speichertechnologien oder die Vernetzung unterschiedlicher EEG-Anlagen – an die Nachfrage anzupassen. Nach diesem Modell werden Betreiber von EEG-Anlagen, die freiwillig auf den Abnahme- und Vergütungsanspruch gemäß EEG verzichten, um ihren Strom selbst zu vermarkten, durch eine sogenannte **Direktvermarktungsprämie** unterstützt.

Auch Anlagenbetreiber, die sich gegen eine Direktvermarktung entscheiden, sollten motiviert werden, die Stromeinspeisung am Bedarf auszurichten. Daher bietet es sich an, eine Regelung in das EEG aufzunehmen, wonach die **bedarfsorientierte Verlagerung** der Einspeisung von EEG-Strom mit einer Extrazahlung vergütet wird.

## 3.2 Auswirkungen auf die Netze

Für die Netze lassen sich aus den dargestellten Entwicklungen die folgenden **Trends** ableiten:

- **Trend zur Dezentralisierung der Erzeugung in der Mittel- und Niederspannung**  
Die effiziente, diskriminierungsfreie Einbindung einer Vielzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen als „**virtuelle Kraftwerke**“ über alle Größenklassen hinweg. Dies wirkt sich insbesondere für die Verteilungsnetze aus, da – abgesehen von den Windparks – der Anschluss der zukünftigen dezentralen Erzeugungsanlagen nahezu vollständig auf der Ebene der Verteilungsnetze stattfinden wird.



- **Trend zur lastfernen, zentralen Erzeugung in der Hoch- und Höchstspannung**  
Die effiziente, diskriminierungsfreie Integration geplanter **fluktuierender lastferner Erzeugungsquellen** mit großen Leistungen (Windenergie Onshore/Offshore) in die Übertragungsnetze (Hoch- und Höchstspannung) wird durch den politisch forcierten Ausbau der Offshore-Kapazitäten und durch das „Repowering“ bestehender Anlagen getrieben. Damit geht der Aus- bzw. Neubau von Übertragungsnetzkapazitäten einher. Dieser wurde in der aktuellen dena II-Studie untersucht und auf rund 3.500 km geschätzt.
- **Trend zum erzeugungsgeführten Netzmanagement**  
Der Ausbau dargebotsabhängiger, erneuerbarer Erzeugungskapazitäten zieht die effiziente, zeitnahe Steuerung regel- bzw. abschaltbarer Verbraucher nach sich. Bei der Windkraft ist mit einer installierten Leistung von derzeit 20 GW eine Größenordnung erreicht, die ein anspruchsvolles Netzmanagement erfordert. In Starkwindzeiten und Schwachlastphasen kann es bereits heute vermehrt zu negativen Strompreisen an der EEX kommen. Grundsätzlich muss die dazu notwendige Regelenergie allein schon aus Kostengründen auf ein Minimum begrenzt werden.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass die Anforderungen an die Netze der Zukunft durch die verstärkte Steuerung und Einbindung einer Vielzahl dezentraler Erzeugungskapazitäten bzw. die Koordination dieser Erzeugung in „**virtuellen Kraftwerken**“ und virtuellen bzw. realen Speichern geprägt sein werden. Dabei wird den Verteilungsnetzbetreibern zukünftig in verstärktem Maße die Rolle eines Infrastrukturdienstleisters zukommen, der entsprechend den Anforderungen von anderen Marktakteuren, wie dezentralen Erzeugungsanlagen, Speicherbetreibern oder Dienstleistern die netzseitige Plattform für deren Leistungen anbietet. Die dabei für den Verteilungsnetzbetreiber entstehenden Zusatzkosten müssen im Rahmen der zukünftigen Geschäftsmodelle durch die neuen Marktrollen übernommen werden, sofern sie nicht bereits als „Leistungen von allgemeinem Interesse“ durch die Regulierungsbehörden anerkannt werden. Konkret stehen die Netzbetreiber vor folgenden kostenwirksamen Herausforderungen:

- Schon seit geraumer Zeit zeichnen sich Veränderungsprozesse in Verteilungsnetzen ab, die in den folgenden Jahren bzw. Anreizregulierungsperioden erhebliche Konsequenzen auf die Betriebs- und Netzführung haben werden. Durch den Ausbau der dezentralen Einspeisung sind erhebliche Mehraufwendungen für die Planung, Projektbegleitung, Inbetriebnahme und letztlich Überwachung der Anlagen entstanden. Dies gilt für große und kleine Erzeugungsanlagen. Große Erzeugungsanlagen über der 100kW-Grenze und alle Trafostationen (insbesondere MS-Kundenübergabestationen) werden in zunehmendem Maße an Informationsnetze angeschlossen und in die Leittechnik integriert. Darüber hinaus sind auch zahlreiche konventionelle Netzausbau-, Netzbau- und Netzerweiterungs-/verstärkungsmaßnahmen zum Anschluss der dezentralen Erzeugungsanlagen erforderlich.

**Der Ausbau von Informationsnetzen ist eine wichtige Rahmenbedingung für die Entwicklung von Smart Grids. Jedoch liegen bislang keine belastbaren Informationen der Regulierungsbehörden über die anerkennungsfähigen Kosten in der Regulierung vor. Letzteres gilt in gleichem Maße für konventionelle Investitionen und deren Berücksichtigung in der Anreizregulierung.**

- In den nächsten Geschäftsjahren ist bereits bei einer Vielzahl von Verteilungsnetzbetreibern die Kopplung von Leittechnik und Netzberechnung geplant, um mit Momentanwerten Netzanalysen und entsprechende Berechnungen durchzuführen. Diese sollen dazu dienen, im Rahmen eines Netzmonitorings mögliche Netzzustände zu simulieren und damit notwendige Schalthandlungen zu unterstützen bzw. in Störungsfällen Handlungshilfen für die entsprechenden Netzfürer von Leitstellen zu geben.

**Deshalb sind Investitionen in die Softwarelandschaft zur Kopplung von Leittechnik und Netzberechnung dringend notwendig.**

- Die vorgeschriebenen Anschlüsse von dezentralen Erzeugungsanlagen können dazu führen, dass in bestimmten Netzbereichen die internationalen Parameter der Spannungsqualität (EN-Norm 50160) nicht mehr eingehalten werden. Der Netzbetreiber hat das Problem, dass die einzelnen Anschlüsse jeder für sich die Einhaltung von Parametern nachweisen bzw. der Netzbetreiber dies fordern kann. Jedoch führen die Summe der Erzeugungsanlagen und der angeschlossenen Letztverbraucher aufgrund des in zunehmendem Maße nicht linearen Verbrauchs zu Überschreitungen.

**Eine Anerkennung der Kosten für Investitionen in Monitoring und Netzausbau im Rahmen der Anreizregulierung ist daher zukünftig auch für Verteilungsnetzbetreiber zwingend erforderlich.**

- Nicht nur der Ausbau der technischen Voraussetzungen ist für die Stadtwerke und Verteilungsnetzbetreiber in Zukunft wichtig, sondern auch die Sensibilisierung und Ausbildung von Personal „für die neue Welt“. Der zunehmenden Zahl von computergestützten Anwendungen bis in die untersten Netzbereiche stellen für fast das gesamte Betriebs- und Netzführungspersonal neue Herausforderungen dar, welche bis dato beim "herkömmlichen" Netzbetrieb nicht notwendig und somit auch nicht bekannt waren.

**Stadtwerke und Verteilungsnetzbetreiber müssen daher frühzeitig in die Qualifizierung und Weiterbildung von Personal investieren.**

### 3.3 Auswirkungen auf zukünftige Speicher

Die dargestellten Entwicklungen erfordern vermehrt Investitionen in innovative Speichertechnologien. Für Stadtwerke und Verteilungsnetzbetreiber kann daraus – als lokaler Partner vor Ort – zukünftig ein lukratives Geschäftsfeld mit großem Potential entstehen. Allerdings ist nicht jede der nachfolgend genannten Technologien eine primär von Stadtwerken bzw. Verteilungsnetzbetreibern nutzbare Option.

#### ▪ **Trend zum Einsatz innovativer Speichersysteme**

**Pumpspeicherkraftwerke** sind die derzeit flexibelste Speichertechnologie zur Bereitstellung von Regelenergie. Sie benötigt aus dem Stillstand eine Anfahrzeit von nur 2 Minuten. Die verfügbaren Kapazitäten in Deutschland sind jedoch bereits weitestgehend erschlossen.

Eine vielversprechende Zukunftstechnologie sind **Druckluftspeicherkraftwerke**. Mithilfe elektrischer Kompressoren wird in solchen Anlagen Luft in lastschwachen, aber windstarken Zeiten verdichtet. Diese wird dann in Untertagekavernen gepresst. Bei Bedarf und hoher Nachfrage wird die Luft wieder ausgespeichert und zur Stromerzeugung auf eine Turbine gelenkt. Druckluftspeicher benötigen ausgehöhlte, luftdichte **Salzstöcke** und sind deshalb ebenso wie Pumpspeicherkraftwerke an geologisch geeignete Standorte gebunden. Bei der Abschätzung der geologischen Potenziale ist die Konkurrenz zu anderen Nutzungen wie CCS, Geothermie, Erdgasspeicher oder Atommülllagern zu berücksichtigen.

Energiespeicher müssen nicht unbedingt Stromspeicher sein. **Stromgeführte KWK-Anlagen** in Verbindung mit thermischen Speichern sind eine kostengünstige Alternative zum Stromspeicher. Auf diese Weise lässt sich die KWK-Technologie zum virtuellen Spitzenlastkraftwerk aufrüsten, das fluktuierende Stromerzeugung ausgleichen kann.

Dies gelingt nicht nur mit Wärme, sondern auch mit Kälte: Bei kräftigem Wind lassen sich die **Temperaturen im Tiefkühlager** tiefer fahren als unbedingt nötig; bei steigender Stromnachfrage können die Kühlmaschinen ausgeschaltet werden. Auch Elektrolysen und Schmelzöfen in der Industrie können für einige Zeit abschalten und so als Stromspeicher fungieren. Diese Vorteilskombination besitzt keine andere (ungekoppelte) Technologie, vor allem nicht zu vergleichbar geringen Kosten.

Weitere Speichermöglichkeiten bieten **Batterien**. Hierbei handelt es sich bislang noch um eine kostspielige Technologie, ohne die das Energieversorgungssystem jedoch auf Dauer vermutlich nicht auskommen wird. Ein Beleg dafür, dass sich hier ein Zukunftsmarkt entwickelt, ist u.a. das starke Interesse an elektrischen Großbatterien mit einer Leistung von 1 MW.

Große Energieversorger investieren derzeit in Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zur Anwendung von innovativen Speichertechnologien – so beteiligt sich RWE bspw. im Rahmen eines Konsortialprojekts an der Entwicklung eines „adiabatischen Druckluftspeichers“ (ADELE) mit einem Zielwirkungsgrad von bis zu 70 Prozent.

#### ▪ **Trend zur Elektromobilität**

Nicht zuletzt bietet der angestrebte Ausbau der **Elektromobilität** mit perspektivisch deutlich steigender Anzahl von Elektrofahrzeugen gegebenenfalls die Möglichkeit, Batteriekapazitäten als „virtuelle Speicher“ für Lastspitzen zu nutzen. Daraus könnte sich auch ein neues Geschäftsfeld für die Stadtwerke, Energieversorgungsunternehmen oder Verteilungsnetzbetreiber entwickeln, als Energiedienstleister für Elektromobilität: Intelligentes Lademanagement zur Vermeidung von Kapazitätsengpässen.

Elektromobilität befindet sich derzeit noch in der Phase der Marktvorbereitung. Die erfolgreiche Einführung von Elektromobilität erfordert nicht nur funktionsfähige Fahrzeuge und Batterien, sondern auch nachhaltige, lokale Mobilitätskonzepte und nicht zuletzt die Bereitschaft der Autofahrer, ihr Fahrzeug als Stromspeicher zur Verfügung zu stellen.

#### ▪ **Trend zur Umwandlung in Erdgas (Power to gas)**

Eine weitere Möglichkeit „Überschussstrom“ aus regenerativen Energiequellen zu speichern, bietet dessen elektrochemische Umwandlung in Erdgas und die Einspeisung in das verfügbare Gasnetz oder in Speicher als synthetisch erzeugtes Gas. Technologisch

ist dieser Prozess nicht neu, bei einer effizienten Verbindung von Strom- und Gasnetz bietet er jedoch eine sinnvolle Möglichkeit, ansonsten nicht eingespeisten regenerativ erzeugten Strom direkt vor Ort umzuwandeln und entweder als Energie zu speichern oder im angrenzenden Gasversorgungsnetz für die allgemeine Versorgung zu verwenden. Durch die gasseitige Verwendung würde zudem die Importabhängigkeit reduziert.

Dieses als „Methanisierung“ bezeichnete Verfahren mit einem derzeitigen Wirkungsgrad von bis zu 60 % hat zum Ziel, als „bidirektionale Verknüpfung“ die existierenden Infrastrukturen Gas und Strom als neuartiges Last- und Erzeugungsmanagement zu verbinden. Zusätzlich würden die Aufnahme hoher Anteile fluktuierender Stromerzeugung aus regenerativ erzeugten Energien ermöglicht und damit Funktionen der Netzstabilisierung übernommen. Diese als *Power to Gas* bezeichneten Anlagen ermöglichen eine universelle Verwendung der gespeicherten Energie und verbinden somit die Strom-, Gas- und Wärmemärkte. Um auch zu Zeiten von wenig verfügbarem regenerativen Strom (z. B. bei Flaute oder in den Nachstunden bei Photovoltaik) ausreichend Strom zur Verfügung zu stellen, ist eine Kombination von *Power to Gas* mit „Gas zu Strom“ durch konventionelle Gaskraftwerke ein vorstellbares Konzept.

### 3.4 Auswirkungen auf den Handel/Vertrieb

Der fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energien wird Auswirkungen sowohl auf den Handel als auch den Vertrieb haben. Chancen, die aus dieser Entwicklung entstehen, gilt es zu nutzen. Die **Liberalisierung** des Energiemarktes hat mit dem Großhandel ein neues Geschäftsfeld innerhalb der Wertschöpfungsstufen eröffnet, das eine Mittlerfunktion zwischen der Erzeugung und der Belieferung von Endkunden übernimmt. Der Vorteil des „idealen Handels“ besteht insbesondere darin, Angebot und Nachfrage durch transparente Preissignale effizient aufeinander abzustimmen.

Somit ist auch der Handel neben den unter 3.1 und 3.3 aufgeführten Maßnahmen zur **Lastgangglättung** geeignet, die Auswirkung von fluktuierender Einspeisung aus Wind- und Solarenergie auszugleichen. Voraussetzung dafür ist eine marktgeprägte Fortentwicklung in den unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen, die das Verhältnis von verfügbarer und nachgefragter Energie über den entsprechenden Preis widerspiegelt.

Der Handel mit Strommengen findet u. a. an den Energiebörsen statt. Aufgrund der am 01.01.2010 in Kraft getretenen Reform des **EEG-Wälzungsmechanismus** ist die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien für die Vertriebe wesentlich einfacher und transparenter zu handhaben als im zuvor geltenden Wälzungssystem. Insbesondere durch den Wegfall der Pflicht zur Abnahme von EEG-Monatsbändern wurden die kommunalwirtschaftlichen Stromvertriebe von erheblichen finanziellen Risiken befreit.

Durch die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien, der seit Jahresbeginn 2010 von den ÜNB am Spotmarkt verkauft wird, ist damit zu rechnen, dass sich die Preisvolatilität weiterhin erhöht. Darüber hinaus kann es zu einem Überangebot von Elektrizität in Schwachlastzeiten in Verbindung mit hoher Windstromeinspeisung kommen. Die Folge davon kann sein, dass die ÜNB bei der Vermarktung von EEG-Strom nur geringe oder negative Preise erzielen. **Niedrige Börsenpreise** sind ein Signal für ein Überangebot zu einem bestimmten Zeitpunkt und schaffen Anreize, die Flexibilität und damit die Wirt-

schaftlichkeit von Kraftwerken, z.B. mit Unterstützung von elektrischen oder thermischen (KWK) Speichern zu verbessern, beziehungsweise, ineffiziente oder teure Erzeugungskapazitäten aus dem Markt zu nehmen.

Darüber hinaus ist es sinnvoll, den Aufbau von **Märkten für Speicherkapazitäten** zu befördern und nicht durch regulative Vorgaben zu behindern. Ziel muss sein, die Verfügbarkeit von Kapazitäten administrativ einfach sowie transparent darzustellen und Engpässe zu bepreisen.

Auch **Vertriebe** können von den zusätzlichen Anforderungen der zunehmenden fluktuierenden Einspeisung profitieren, wenn es möglich ist, Produkte zu kostendeckenden Preisen zu entwickeln und am Markt zu platzieren. Zum Einen kann es vorteilhaft sein, Speicher zu betreiben, die kurzfristig mit preiswertem Strom aufgefüllt werden können. Eine weitere interessante Option besteht darin, Produkte für Kunden zu entwickeln, die einen Anreiz bieten, kurzfristig zusätzliche Strommengen abzunehmen, z. B. weil diese Kunden über stationäre oder mobile Speicher (z.B. Elektrofahrzeuge) oder speicherähnliche Einrichtungen (z. B. Kühlhäuser) verfügen oder Lasten verlagern können. Auch ein umgekehrtes Szenario ist denkbar, in dem Produkte verkauft werden, die die Berechtigung beinhalten, Kunden in Zeiten großer Nachfrage abzuschalten. Auf diesem Wege können die Vertriebe Produkte und Dienstleistungen entwickeln, die durch Flexibilisierung aus schwankender Einspeisung und Nachfrage eine zusätzliche Wertschöpfung erzielen.

Darüber hinaus sind Energieversorger nach § 40 Abs. 3 EnWG verpflichtet, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, ab dem 30.12.2010 Tarife einzuführen, die einen Anreiz zur Steuerung des Energieverbrauchs setzen. Das können z. B. **lastvariable oder zeitvariable Tarife** sein. Dabei sind Echtzeitvisualisierungen nach Einbau von Smart Metern, nach § 21b EnWG, eine zu prüfende Option.

Ein weiteres Betätigungsfeld, das immer stärker in den Fokus der Vertriebe rücken könnte, sind **Energiedienstleistungen**. Zum Beispiel könnte der Vertrieb, wenn es wirtschaftlich von Nutzen ist, dem Kunden den Einbau einer KWK- oder PV-Anlage inkl. eines Erzeugungs-/Verbrauchsmanagements als Dienstleistung anbieten. Der Kunde erhält durch das KWKG und EEG einen höheren Anreiz für die selbstgenutzte Energiemenge, die aus seiner Anlage erzeugt wird.

## 4. Schlussbetrachtung mit Handlungsoptionen

In diesem Kapitel wird - in Form einer Matrix - eine Bündelung der wesentlichen Entwicklungslinien und Trends sowie eine Ableitung möglicher Handlungsoptionen (und –notwendigkeiten) entlang der einzelnen Wertschöpfungsstufen für Stadtwerke und Verteilungsnetzbetreiber dargestellt.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang der Hinweis, dass das **Smart Grid der Zukunft durch ein Zusammenwachsen der verschiedenen Wertschöpfungsstufen und Marktrollen** - insbesondere von Erzeugung und Verbrauch – geprägt sein wird. Die Netzbetreiber können dazu die geeignete technische Plattform schaffen, ein wirklich intelligentes Netz kann aber erst durch das enge Zusammenspiel aller beteiligten Marktrollen erfolgen.

Die nachstehende Tabelle soll daher einen ersten Blick auf die **anstehenden Aufgaben, Chancen und notwendigen Rahmenbedingungen zur Entwicklung neuer Geschäftsfelder** ermöglichen und für die einzelnen Marktrollen sensibilisieren. Die strategischen Handlungsoptionen bzw. –notwendigkeiten finden sich für den jeweiligen Trend und die jeweilige Wertschöpfungsstufe im Schnittpunkt der entsprechenden Zeilen und Spalten der Matrix.

Speicherbetreiber wurden als mögliche zukünftige eigenständige Marktrolle in die Matrix aufgenommen. Damit kommt es zwangsläufig in der letzten Zeile „Trend zum Einsatz innovativer Speichersysteme“ zu Überschneidungen mit den bereits in den anderen „Speicherzeilen“ getroffenen Aussagen. Die herausgehobene Bedeutung der Speichertechnologien – neben dem Ausbau der IKT-Infrastruktur – in den zukünftigen Smart Grids rechtfertigt jedoch diese Redundanz. Durch die Darstellung der eigenständigen Marktrolle des Speicherbetreibers werden zudem die daraus ableitbaren strategischen Handlungsnotwendigkeiten transparenter.

Trend	Erzeugung	Handel	Vertrieb	Übertragungsnetz	Verteilungsnetz	Speicher
<p><b>Trend zur Dezentralisierung der Erzeugung mit Anbindung in der Mittel- und Niederspannung</b></p>	<p>Investition in dezentrale Erzeugungskapazitäten, Mini-BHKW, <b>virtuelle Kraftwerke</b></p> <p>Vermarktung von dezentraler Speicherkapazität in Kombination mit fluktuierenden Erzeugungsanlagen zur „Bandlieferung“</p> <p><b>Direktvermarktung von EEG-Strom – finanzielle Anreize (Direktvermarktungsprämie) erforderlich</b></p>	<p>Bündelung von vielen DE-Anlagen zu virtuellen Kraftwerken und Vermarktung der Kapazität zu Hochpreiszeiten bzw. als Regelenergie – Stichwort „Schwarmstrom“</p> <p>Aufbau eines Handels mit Speicherkapazität</p>	<p>Angebot von Contracting-Modellen für Mini-BHKW</p> <p>Investition in Echtzeit-Visualisierungstechnik (Metering) zur Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch – <i>kann auch in Kooperation mit weiteren Markttrollen wahrgenommen werden – bspw. mit den Systemdienstleistungen des Verteilnetzbetreibers</i></p>	<p>Ausbau von Umspannstationen zur Schaffung ausreichender Kapazitäten für eine verstärkte Rückspeisung aus der Mittel- in die Hochspannungsebene</p> <p>Ausbau der Hochspannungsebene zum Abtransport der hochgespeisten Energiemengen aus Erzeugungsschwerpunkten der Mittel- bzw. Niederspannung</p>	<p>Prüfung von Anpassungsbedarf in den bestehenden Netzentgeltmodellen bei verstärkter dezentraler Erzeugung</p> <p>Investition in Steuerungs- und Regeltechnik um den Netzbetrieb zu gewährleisten</p> <p>Entwicklung von Systemdienstleistungen als Geschäftsfeld</p>	<p>Investition in innovative Speichertechnologien</p> <p>Vermarktung von dezentraler Speicherkapazität in Kombination mit fluktuierenden Erzeugungsanlagen</p> <p>Handel mit Speicherkapazität</p>
<p><b>Trend zur Flexibilisierung der Stromerzeugung</b></p>	<p>Investitionen in Mittel- und Spitzenlastkraftwerke mit schneller Regelbarkeit</p>					



<p><b>Trend zur lastfernen, zentralen Erzeugung mit Anbindung in der Hoch- und Höchstspannung</b></p>			<p>Entwicklung von zeit- und lastabhängigen Tarifen als neue Vertriebsprodukte (bedingt evtl. Abkehr von Beschaffung auf SLP-Basis)</p>	<p>Verstärkter Ausbau von Hoch- und Höchstspannungstrassen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten, Optimierung der Infrastruktur (Bspw. Leiterseilmonitoring), Aufbau eines europ. Stromverbundes</p>	<p>Berücksichtigung und unmittelbare Anpassung der steigenden vorgelagerten Netzkosten beim Verteilungsnetzbetreiber – bspw. durch zeitnahe Auflösung des Regulierungskontos</p>	<p>Investition in innovative Speichertechnologie – bspw. adiabatische Druckluftspeicher, Großbatterien, Elektromobile, etc.</p> <p>Ausbau von Höchstspannungsnetzen zur Einbindung von zusätzlicher Speicherkapazität</p>
<p><b>Trend zum erzeugungsgeführten Netzmanagement</b></p>	<p>Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen in einen lokalen Marktplatz für Erzeuger und Verbraucher</p>	<p>Handel mit „abschaltbaren Kapazitäten“ durch Bündelung und Vermarktung aufbauen</p>	<p>Entwicklung neuer Vertriebsprodukte unter Berücksichtigung abschaltbarer Leistung („Negawatt-Bonus“)</p>	<p>Lastmanagement bei regelbaren Großverbrauchern entwickeln und integrieren.</p>	<p>Schaffung der technischen und organisatorischen Voraussetzungen für einen lokalen Marktplatz von Erzeugern und Verbrauchern.</p> <p>Erhöhung des Automatisierungsgrades des Netzes, Anpassung des Netzschutzes, Spannungsüberwachung, weitergehende Messtechnische Erfassung und Ausbau der Fernwirktechnik</p>	<p>Pufferung und Vermarktung der trotz abschaltbarer Last noch benötigten Energiemenge</p>

<b>Trend zur Elektromobilität</b>	Neue Produkte für Elektrofahrzeuge – bspw. Solartankstellen mit integriertem Speicher		Neue Stromprodukte für E-Mobilisten, Stromtankstellen im Netzgebiet als Vertriebsmaßnahme		Schaffung der technischen und organisatorischen Anschlussbedingungen für Stromtankstellen/-ladestationen im Netzgebiet mit z.T. Kurzzeitladung	Zukünftig verstärkte Einbindung und Vermarktung der Speicherkapazität der Fahrzeugbatterien – bspw. zur Kappung von Lastspitzen
<b>Trend zum Einsatz innovativer Speichersysteme</b>	Einsatz von lokalen Speichern zur Kompensation von kurzfristigen Lastschwankungen von EE  <b>Einsatz stromgeführter KWK-Anlagen in Verbindung mit thermischen Speichern</b>	Vermarktung von verfügbarer Speicherkapazität	Neue Vertriebsprodukte mit „Speicherbonus“	Entwicklung und Erprobung neuer Speichertechnologien – bspw. den „adiabatischen Druckluftspeicher“ zur Abpufferung von Erzeugungsspitzen	Schaffung der technischen und organisatorischen Anschlussbedingungen für Speicher.  Aufbau von Kooperationen mit Speicherbetreibern f. Systemstabilität	Bündelung von verfügbarer Speicherkapazität auf virtuellen Marktplätzen, bspw. Nutzung von dezentralen „Kurzzeitspeichern“ (Wärmepumpe“)