



VCI-Position zum Thema:

Konsultation des Grünbuchs „Ein Strommarkt für die Energiewende“

1. Hintergrund

Mit der Veröffentlichung und Konsultation des Grünbuchs zum Strommarktdesign ermöglicht das BMWi den Marktteilnehmern eine Beteiligung an der Diskussion zu den zukünftigen Weichenstellungen zum Strommarktdesign und zur Grundsatzfrage der Einführung eines Kapazitätsmechanismus. Der VCI begrüßt diese Möglichkeit ausdrücklich und nimmt nachfolgend zum Grünbuch Stellung. Entscheidend für den VCI ist, dass die Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns neben der Marktintegration und zunehmenden Systemverantwortung erneuerbarer Energien Versorgungssicherheit gewährleistet und weitere politisch induzierte Kostensteigerungen vermeidet.

2. Die wichtigsten Anmerkungen und Forderungen des VCI im Überblick

- Gewährleistung von Versorgungssicherheit
 - Aufgrund vorhandener Überkapazitäten besteht in den nächsten Jahren keine Notwendigkeit für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus
 - Ertüchtigung des Energy-Only-Marktes mittels dezidierter jedoch nicht aller im Grünbuch vorgeschlagenen Maßnahmen
 - Die bestehende Netzreserve („Winterreserve“) muss als integraler Bestandteil einer ggf. erforderlichen Kapazitätsreserve eingesetzt werden
 - Ausbau und Ertüchtigung der Übertragungs- und Verteilnetze muss mit höchster Priorität vorangetrieben werden – dies gilt auch für die Grenzkuppelstellen
 - Nur falls ein ertüchtigter Strommarkt, flankiert durch die in Ausnahmefällen einzusetzende Kapazitätsreserve, Versorgungssicherheit nicht zu ökonomisch effizienten Bedingungen gewährleisten kann, wäre die Einführung eines marktbasieren und technologieoffenen dezentralen Kapazitätsmechanismus erforderlich
- Flexibilisierung
 - Beseitigung flexibilitätshemmender Fehlanreize, z.B. netzentgeltwirksame Leistungsspitzen und Umlagebelastungen bei systemstützenden Mehrentnahmen
 - Beseitigung energiewirtschaftlich unbegründeter regulatorischer Barrieren, z.B. 110 kV-Mindestspannungsebene zur Bereitstellung abschaltbarer Lasten
 - Mehr Flexibilität durch Aufweitung der Präqualifikationskriterien für Regelleistungserbringung

- Eigenerzeugung
 - ▶ Erhalt der Wirtschaftlichkeit von industriellen KWK-Anlagen zur Eigenversorgung durch dauerhafte Nicht-Belastung mit der EEG-Umlage
 - ▶ Flexibilisierung von KWK-Anlagen ausschließlich durch energiewirtschaftliche Anreize (z.B. EEG-Jahressaldierung) und im Rahmen der betrieblichen und wirtschaftlichen Möglichkeiten
- Bilanzkreisverantwortung
 - ▶ Keine Verschärfung der Pönalen im Rahmen der Ausgleichsenergiebepreisung für unabwendbare produktionsbedingte Bilanzabweichungen: Industrielle Bilanzkreise, die ohnehin nahe am Optimum bewirtschaftet werden, würden ansonsten selektiv erhöhten Kostenrisiken ausgesetzt
- Administrative Strompreisbestandteile
 - ▶ Keine pönalisierende Wirkung systemstützender Flexibilität durch Netzentgelte
 - ▶ Grundsätzlicher Erhalt der systemstützenden Sonderformen der Netznutzung (§ 19 Abs. 2 StromNEV)
- Klimaschutzziele
 - ▶ Keine ordnungsrechtlichen oder kurzfristigen Eingriffe in den Emissionshandelsmarkt oder in Anlagen, die in dessen Anwendungsbereich liegen; langfristige Planungsbasis schaffen und erhalten
 - ▶ Wahrung der europäischen Wettbewerbsfähigkeit durch wirksame Maßnahmen gegen Carbon Leakage

3. Gewährleistung von Versorgungssicherheit durch geeignetes Marktdesign

Für industrielle Letztverbraucher sind wettbewerbsfähige Energiekosten ein wesentlicher Standortfaktor. Darüber hinaus ist für eine zuverlässige Planung und Aufrechterhaltung einer möglichst störungsfreien Industrieproduktion ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit erforderlich. Folglich muss aus Sicht der Industrie das Strommarktdesign Versorgungssicherheit auf gegenwärtigem Niveau zu den geringstmöglichen Kosten gewährleisten.

Vor diesem Hintergrund erkennt der VCI gegenwärtig keine Notwendigkeit für eine sofortige Einführung eines Kapazitätsmechanismus, welcher bei den aktuellen Gegebenheiten bestehender Überkapazitäten aller Voraussicht nach zu höheren Kosten für die Letztverbraucher führen würde, jedoch nicht zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Grundsätzlich erfolgt bereits heute eine implizite Bepreisung gesicherter Leistung, da Energieversorgungsunternehmen mit ihren Kunden Liefervereinbarungen vertraglich abschließen, die – sofern keine marktbasiertere Unterbrechung vereinbart wurde – Ausfallrisiken, z.B. durch knappe Erzeugungskapazitäten, berücksichtigen. Am Großhandelsmarkt geschieht dies analog durch Terminprodukte.

Zum langfristigen Erhalt der Versorgungssicherheit sieht der VCI zunächst die Notwendigkeit einer Optimierung der Funktionalität und Effizienz des Energy-Only-Marktes (EOM). Den diesbezüglichen Vorschlägen des Grünbuchs („Sowieso-Maßnahmen“) stimmt der VCI weitgehend, jedoch nicht vollumfänglich zu. Im nachfolgenden Kapitel 4 nimmt der VCI zu

diesen Vorschlägen differenziert Stellung.

Zur Flankierung der derzeitigen Übergangssituation am Strommarkt kann ggf. die lt. Grünbuch geplante Kapazitätsreserve notwendig werden. Gegenwärtig besteht im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung (die lt. Grünbuch bis 2022 verlängert werden soll) bereits ein ähnlicher Mechanismus, dessen Einsatz örtliche Gegebenheiten berücksichtigt und ausschließlich zur Bewältigung von Netzengpässen eingesetzt werden soll. Die im Rahmen dieses Mechanismus bereits regelmäßig kontrahierten (und künftig bis auf 7000 MW erhöhten) Kraftwerkskapazitäten stellen einen „sowieso-finanzierten“ Grundstock der geplanten Kapazitätsreserve dar, der bei Bedarf unter Sicherheitsgesichtspunkten noch erweitert werden könnte. Die in diesem Rahmen erforderlichen Kapazitäten sollten jedoch durch die Übertragungsnetzbetreiber in einem transparenten und marktorientierten Verfahren ausgeschrieben werden. Nur falls auch diese Maßnahme Versorgungssicherheit mittelfristig zu nicht mehr akzeptablen und ökonomisch effizienten Bedingungen gewährleisten kann, wäre die Einführung eines marktwirtschaftlich organisierten, technologieoffenen und dezentralen Leistungsmarktes erforderlich. Der Abbau der gegenwärtigen Überkapazitäten wird durch den Kernenergieausstieg bis 2022 beschleunigt. Dieser Effekt sollte nicht durch weitere regulatorische Maßnahmen verstärkt werden. Die Konsolidierung des Kraftwerksparks sollte idealerweise ausschließlich marktbasierend erfolgen.

Grundsätzlich gilt, dass der angestrebte Netzausbau (Übertragungs- und Verteilnetz) deutlich schneller vorankommen muss, um mit den EE-Ausbaupfaden Schritt zu halten. Sollte dies nicht geschehen, sind teure regionale Sonderlösungen (übermäßige Abregelung von EE, zusätzlicher Reservekraftwerksbedarf etc.) wahrscheinlich.

4. Anmerkungen zu den Kapiteln des Grünbuchs

4.1. Kapitel 1: Funktionsweise des Strommarktes

Das in Abschnitt 1.2 des Grünbuchs thematisierte Peak-Load-Pricing ermöglicht Grenzkraftwerken die Erwirtschaftung von Deckungsbeiträgen in Knappheitssituationen. Andererseits können aber auch Letztverbraucher durch Lastmanagement in entsprechenden Situationen reagieren: Beispielsweise können sie in Knappheitssituationen bereits am Terminmarkt gekauften Strom weiterverkaufen oder bei einem Überangebot die Stromnachfrage kurzfristig erhöhen.

Hierzu bedarf es jedoch eines politischen und rechtlichen Rahmens, der eine Hebung von Lastmanagementpotenzialen auf ausschließlich freiwilliger Basis forciert und diese marktbasierend integriert. Diesbezüglich besteht nach Ansicht des VCI folgender politischer Handlungsbedarf:

- Beseitigung flexibilitätshemmender Fehlanreize, z.B. netzentgeltwirksame Leistungsspitzen oder Umlagebelastung der Aufnahme von Strom zu Zeiten extremen Überangebots (Integration von EE) und bei der Erbringung negativer Regelleistung.
- Beseitigung der flexibilitätsfeindlichen hohen Leistungspreisanteile insbesondere in dem für die industrielle Energieversorgung besonders relevanten Mittel- und Hochspannungsbereich
- Beseitigung energiewirtschaftlich unbegründeter regulatorischer Barrieren, die eine Bildung von „Closed Shops“ statt der Hebung größtmöglicher Potenziale begünstigt (bspw. übertriebene Anforderungen an abschaltbaren Lasten und regulatorisch festgesetzte statt marktorientierte Vergütungen im Rahmen der AbLaV).

Grundsätzlich können sich Strommarkt- und Netzsituation unterscheiden. Eine hohe Einspeisung erneuerbarer Energien führt im Spotmarkt aufgrund niedriger Preise zu einer verstärkten Anreizung von Entnahmen, während durch den hohen Übertragungsbedarf lokale Netzengpässe entstehen können und in der Folge in entsprechenden Netzbereichen ein Minderbezug für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität notwendig werden kann. In solchen Situationen würde der Großhandelspreis aus Netzführungssicht kontraproduktive Anreize setzen. Aus diesem Grund sollte der Großhandelspreis nicht die einzige Führungsgröße in einem zukünftigen Strommarktgefüge sein, sondern im Kontext zur sicheren Elektrizitätsübertragung/-verteilung gesehen werden. Es muss weiterhin in den notwendigen Netzausbau investiert werden.

Die in Abschnitt 1.2 getroffene Aussage wonach „die Mehrzahl der Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung in vielen Stunden des Jahres Deckungsbeiträge“ erwirtschaften, ist irreführend: Entscheidend ist nicht die Frage, ob in „vielen Stunden“ Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden, sondern ob diese kumuliert ausreichen, um KWK-Anlagen wirtschaftlich sinnvoll zu betreiben. Viele industrielle KWK-Anlagen – insbesondere bei der Verwendung des Brennstoffes Erdgas – befinden sich aufgrund des zunehmend ungünstigen Strompreis-/Brennstoffverhältnisses am Rande der Wirtschaftlichkeit, wodurch auch Investitionen in Neubauprojekte gehemmt werden. Nicht zuletzt aus diesem Grund sollte auch die Sicherstellung international wettbewerbsfähiger industrieller Gaspreise (beispielsweise durch Maßnahmen zur Intensivierung von Wettbewerb im Gasmarkt und dessen Harmonisierung in der EU) im Rahmen der Strommarktdiskussion berücksichtigt werden.

4.2. Kapitel 2: Herausforderungen

4.2.1. Übergangsphase des Strommarktes

Abschnitt 2.1 geht auf einige erfolgte und mittelfristig anstehende Entwicklungen des Strommarktes ein. Wind und Sonne werden als Energiequellen „mit den größten Potenzialen und den geringsten Kosten“ dargestellt. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien zusätzliche Kosten im Gesamtsystem verursachen. Solange Systemdienstleistungen und Backup konventionell bereitgestellt werden, ist auch auf eine Mindestattraktivität für diese Anlagen zu sorgen.

4.2.2. Synchronisierungsaufgabe des Strommarktes

Abschnitt 2.2 geht auf die Anreizung einer hohen Prognosegüte mit Bezug auf das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem am Beispiel der Netzengpässe im Februar 2012 in Deutschland ein. In der Kältewelle vom 6. bis 14. Februar 2012 war zwar – wie im Grünbuch zutreffend beschrieben – die Systembilanz erheblich unterdeckt. Entgegen der Darstellung im Grünbuch konnte die BNetzA jedoch keine Anhaltspunkte für ein strukturelles Bewirtschaftungsfehlverhalten identifizieren¹. Vielmehr wurden u.a. erhebliche Unterdeckungen der Differenzbilanzkreise durch unzulänglich eingesetzte Standardlastprofile als eine der Ursachen für die Systemunterdeckung ausgemacht. Darüber hinaus wurden signifikante witterungsbedingte Abweichungen speziell in den zur Direktvermarktung von EE-Strom geführten Bilanzkreisen als wichtige Ursache identifiziert. Beide Phänomene wären über ein modifiziertes Anreizregime im Rahmen der Bilanzkreisbewirtschaftung allenfalls indirekt beeinflussbar, da bspw. Netzbetreiber die Kosten ihrer Differenzbilanzkreise über die Netzentgelte weiterwälzen. Verbesserungen könnten jedoch über die Weiterentwicklung von

¹ Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12, Bundesnetzagentur, Mai 2012

Standardlastprofilen und Windprognosen in Verbindung mit einer zielgerichteten Anreizsetzung (bspw. für Netzbetreiber) erreicht werden.

4.2.3. Mindestniveau der konventionellen Stromerzeugung zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität

Grundsätzlich scheint im Zuge des Zubaus erneuerbarer Energien eine mittel- bis langfristige maßvolle Absenkung der konventionellen Mindesterzeugung sinnvoll, wenn die Kosteneffizienz für die Bereitstellung der im Stromversorgungssystem notwendigen Systemdienstleistungen und -eigenschaften (Blind- und Regelleistung, Momentanreserve, Kurzschlussfestigkeit, Redispatchpotenzial, Schwarzstartfähigkeit) garantiert ist. Der VCI gibt jedoch zu bedenken, dass dabei auch Restriktionen hinsichtlich der Stromübertragung und der Netzplanung zu berücksichtigen sind. Gerade hier leisten große stromintensive Letztverbraucher in der Nähe zu geeigneten Kraftwerken einen Beitrag, auch in Zukunft notwendige Leistung aus umlaufenden Massen am Netz zu halten und das Netz dabei nur minimal zu belasten. Eine Reduktion der Mindestleistung sollte im Rahmen technisch-wirtschaftlicher Grenzen jedoch grundsätzlich durch marktbasierende Anreize und Abbau von Flexibilisierungshemmnissen erfolgen. Insbesondere bestehen im gegenwärtigen Rechtsrahmen zur Eigenerzeugung Flexibilitätshemmnisse, wie weiter unten ausgeführt (siehe 4.4.4).

Die Beschaffung von Systemdienstleistungen, z. B. Blindleistung, sollte möglichst konsequent marktbasierend - beispielsweise mittels Ausschreibungen und Zuschlägen entsprechend einer preisbasierten Merit-Order - erfolgen, um die entstehenden Kosten im Wettbewerb zu minimieren.

Die Problemanalyse des Grünbuchs bzgl. Extremsituationen der Leistungsbilanz in Stromnetzen legt großes Gewicht auf den Fall einer minimalen Residuallast (entspricht einer hohen EE-Erzeugung). Entsprechende Situationen können durch Stromexport, negative Regelleistung, Lastmanagement, Speicherung oder der Abregelung erneuerbarer Energien entspannt werden. Das Grünbuch suggeriert die Absenkung der Mindesterzeugung als eine kosteneffiziente Alternative im Vergleich zur Abregelung erneuerbarer Energien. Einen Nachweis hierfür bleibt das Grünbuch jedoch schuldig. Der VCI plädiert nachdrücklich für die Durchführung eines objektiven volkswirtschaftlichen Kostenvergleichs, bevor existierende Stromerzeugungsanlagen regulatorisch zu zusätzlichen kostenträchtigen Maßnahmen veranlasst werden. Die umgekehrt gelagerte Extremsituation, gekennzeichnet durch eine geringfügige EE-Einspeisung (entspricht einer maximalen Residuallast), kann längerfristig nur durch hinreichende gesicherte Erzeugungskapazitäten in Verbindung mit Lastmanagement und Speicherkapazitäten gelöst werden. In den weiteren Diskussionen und Analysen sollte nicht verkannt werden, dass es sich hierbei um ein deutlich kritischeres weil tendenziell systemgefährdendes Szenario handelt. Dezentrale Eigenstromerzeugungsanlagen in der Nähe von Lastschwerpunkten liefern erhebliche Beiträge zur Netzstabilität im Stromversorgungssystem - insbesondere in Situationen mit maximalem Residuallastbedarf. Jene tragen somit zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit signifikant bei, ohne die Übertragungsnetze zu belasten. Erhalt und Ausbau insbesondere hocheffizienter KWK-Anlagen stützen somit die Ziele der Energiewende und die des künftigen Strommarktdesigns.

4.3. Kapitel 3: Flexibilität als eine Antwort

Der VCI unterstützt die Schaffung eines technologieoffenen Wettbewerbs von Flexibilitätsoptionen und den beabsichtigten Abbau von Hemmnissen. Ein entsprechender marktwirtschaftlich strukturierter Wettbewerb schließt eine ausschließlich freiwillige Marktteilnahme potenzieller Flexibilitätsanbieter ein. Die thematisierte Speicherung von

Wärme, Kälte und Zwischenprodukten im Rahmen des industriellen Lastmanagements ist unter Beachtung der technischen, betrieblichen und wirtschaftlichen Integrierbarkeit grundsätzlich möglich. Entsprechende technische Flexibilitätsoptionen erfordern jedoch häufig Investitionen und/oder kostenintensive Optimierungen der betrieblichen Abläufe, um deren Integration in bestehende industrielle Infrastrukturen zu ermöglichen. Dies setzt geeignete und stabile wirtschaftliche Rahmenbedingungen voraus; so sollte etwa die Abnahme der „überschüssigen“ Strommengen nicht mit Umlagen - insbesondere der EEG-Umlage - belastet werden. Verbraucherseitige Flexibilität unterstützt kurzfristig insbesondere die Einsatzfunktion des Strommarktes, den Netzbetrieb sowie die Integration erneuerbarer Energien.

4.4. *Kapitel 4: Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher stärken*

4.4.1. Weiterentwicklung der Spot- und Regelleistungsmärkte

Die in Abschnitt 4.1 beschriebenen Maßnahmen hinsichtlich der Weiterentwicklung der Stromhandelsprodukte werden seitens des VCI begrüßt (Ausweitung und europäische Harmonisierung des viertelstundenbasierten Handels, Verkürzung des Gate Closure). Die Vorschläge zur Harmonisierung der Regelleistungsmärkte, die Stärkung des Wettbewerbs in diesem Marktsegment, eine Evaluierung der Markteintrittsschwelle sowie die Prüfung einer situationsbasierten Ausschreibung von Regelleistung werden im Grundsatz unterstützt. Allerdings erfordern diese Maßnahmen detaillierte Beschreibungen der jeweiligen Ausgestaltung.

Kürzere Ausschreibungszeiträume in der Primär- und Sekundärregelleistung, die Aufhebung der Verpflichtung Primärregelleistung symmetrisch positiv und negativ zu vermarkten und die Möglichkeit regelzonenübergreifenden Poolens von Regelleistung würde die Anzahl der Marktteilnehmer erhöhen und folglich preisdämpfend wirken. Die Bereitstellung von Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke kann deren Flexibilität am Großhandelsmarkt kostentreibend einschränken, da bspw. bei der Vorhaltung positiver Regelleistung eine Vermarktung am Großhandelsmarkt ausgeschlossen ist. Hingegen kann eine Ausweitung der Regelleistungsmärkte auf bisher nicht berücksichtigte potenzielle Marktteilnehmer (z. B. Netzersatzanlagen oder Verbraucher) zur Senkung der Kosten beitragen und helfen, Kraftwerkskapazitäten sinnvoller zu nutzen. Hierfür müssten jedoch die Präqualifikationsbedingungen entsprechend angepasst werden. Gleichzeitig muss ein erheblicher Anstieg der Komplexität und des Abwicklungsaufwands vermieden werden.

4.4.2. Stärkung der Bilanzkreisverantwortung

Wie im Grünbuch erwähnt, wurde die Ausgleichsenergiebepreisung 2012 nachgeschärft. Motivation für das einschlägige Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur (Az. BK6-12-024) waren unter anderem die Engpasssituationen im Stromnetz im Februar 2012. Wie in dieser Stellungnahme zu Kapitel 2 des Grünbuchs (s.o.) dargestellt, gingen die für die Netzengpässe ursächlichen Bilanzkreisunterspeisungen nicht auf systematisches missbräuchliches Marktverhalten zurück.

Grundsätzlich können auch bei sorgfältigster Bilanzkreisbewirtschaftung residuale Bilanzabweichungen nicht ausgeschlossen werden. Letztere resultieren im industriellen Umfeld aus nicht vorhersehbaren produktionsbedingten Bedarfsschwankungen, die kurzfristig auftreten und sowohl Day-Ahead als auch Intraday nicht planbar sind. Industriebetriebe unterliegen grundsätzlich internen betriebswirtschaftlichen Anreizen, entsprechende außerplanmäßige Produktionsschwankungen zu minimieren. Diese zusätzlichen zu den seitens der Bilanzkreisbewirtschaftung bestehenden Anreizen stellen ein Alleinstellungsmerkmal industrieller

Bilanzkreisführung dar. Vor diesem Hintergrund streben industrielle Bilanzkreisverantwortliche grundsätzlich bestmögliche Fahrplantreue an; dennoch sind Fahrplanabweichungen, wie oben beschrieben, nicht immer auszuschließen. Industrielle Bilanzkreise zur Selbstversorgung umfassen i.d.R. überschaubare Portfolien, welche nicht die ausgeprägten Durchmischungseffekte der größeren Bilanzkreise von Energiehandelsgesellschaften aufweisen, sondern oftmals nur zur Bewirtschaftung weniger großer Verbrauchs-/Erzeugungseinheiten dienen. Somit kann der Ausfall eines einzelnen Aggregats, einer einzelnen Anlage oder, in der Folge, eines ganzen Produktionsverbundes unmittelbar eine spezifisch hohe Bilanzkreisabweichung verursachen. Nachschärfungen der Ausgleichsenergiebepreisung, z.B. erhöhte Multiplikatoren, asymmetrische Ausgleichsenergiepreise oder auch bestimmte Maßnahmen, die derzeit im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur Änderung des Bilanzkreisvertrags Strom diskutiert werden – z.B. die Einschränkung der nachträglichen Nominierung – erhöhen daher die Kostenrisiken für industrielle Bilanzkreise selektiv, ohne dass die gewünschte Steuerungswirkung eintreten könnte. Insgesamt führt dies für industrielle Bilanzkreise im Vergleich zu Bilanzkreisen mit größeren gemischten Portfolien zu einer überproportionalen Kostenbelastung. Dies hätte zweierlei potenzielle Folgen:

1. Erhöhung der Markteintrittsschwelle und
2. Verdrängung von Marktteilnehmern in Form des Anschlusses kleinerer Portfolien industrieller Bilanzkreise an Bilanzkreise mit größeren Portfolien aufgrund der höheren Ausgleichsenergiekostenrisiken.

Infolgedessen wäre mittelfristig mit der Herausbildung oligopolistischer Marktstrukturen und abnehmendem Wettbewerb zu rechnen.

Der VCI hält daher eine pauschale Nachschärfung der Anreize für kontraproduktiv und nicht zielführend. Der im Grünbuch erfolgte Vorschlag zur Modernisierung der Standardlastprofile kann hingegen zu einer erheblichen Verbesserung der Prognosegüte von i.d.R. untertäglich nicht aktiv bewirtschafteten Differenzbilanzkreisen beitragen.

Um eine aktivere Bilanzkreisbewirtschaftung in denjenigen Fällen zu forcieren, in denen heute eine unzureichend aktive Bewirtschaftung erfolgt, könnte eine verstärkte Kontrolle der Bewirtschaftungspflichten in Verbindung mit einem gestuften und verhältnismäßigen Sanktionsinstrumentarium erfolgen. In diesem Zusammenhang könnten Bußgelder oder z.B. ein Ausschluss missbräuchlich agierender Marktteilnehmer vom Einsatz bestimmter Bewirtschaftungsinstrumente, wie beispielsweise der nachträglichen Fahrplananmeldung, zur Anwendung kommen. Die Kündigung eines Bilanzkreisvertrages ist vermutlich mit einer erheblichen Hemmschwelle seitens der ÜNB und der Regulierungsbehörde verbunden, wodurch eine steuernde Wirkung dieses Instruments ggü. den Marktteilnehmern angezweifelt werden kann. Letzteres trifft nicht auf die vorgenannten moderateren Instrumente zu.

4.4.3. Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile optimieren

Die im Grünbuch dargestellte flexibilitätshemmende Wirkung hoher Leistungspreisanteile wird seitens des VCI geteilt. Im Zusammenhang mit der Lieferung von Systemdienstleistungen vorübergehend auftretende Leistungsspitzen (z.B. infolge Erbringung negativer Regelleistung) sowie einem gezielt erhöhten Stromverbrauch als Reaktion auf ein hohes Angebot aus erneuerbaren Energien, dürfen künftig nicht mehr zu erhöhten Leistungsentgelten führen. Unabhängig davon sollte der Leistungspreisanteil generell abgesenkt werden, da er systemimmanent Flexibilität entgegen wirkt (Minderverbrauch zu Hochpreiszeiten muss durch Mehrverbrauch in Niederpreiszeiten ausgeglichen werden). Diese Zielsetzung kann jedoch nicht durch eine, wie auf S. 25 angedachte Stärkung des Leistungspreises durch dessen Bemessung an der „Größe des Netzanschlusses“ (gemeint ist vermutlich die kontrahierte

Vorhalteleistung) erreicht werden. Eine entsprechend pauschalierte Tarifierung würde von vorne herein Letztverbraucher mit unverhältnismäßigen und energiewirtschaftlich nicht adäquaten Kosten belasten. Eine verursachungsgerechte Kostenallokation ist im Falle von RLM-Entnahmen nicht durch eine in Abhängigkeit der kontrahierten Vorhalteleistung abgerechnete Leistungsspitze abbildbar; dies wird nur durch die Abrechnung der jeweils gemessenen Jahreslastspitze – unter Abzug der Spitzenlastanteile als Folge der Erbringung negativer Regelleistung – erreicht. Aus den genannten Gründen sollte aus Sicht des VCI von einer Leistungspreistarifierung auf der Basis der Netzanschlussleistung abgesehen werden.

SLP-Kunden auf Niederspannung mit PV-Eigenerzeugung beanspruchen das Stromnetz mit derselben Lastspitze wie im Falle einer nicht vorhandenen Eigenversorgung, da die Lastspitze regelmäßig an Wintertagen in den frühen Abendstunden auftritt und die PV-Anlage gerade dann keinen Strom erzeugt. Jedoch bewirkt die Eigenerzeugung eine geringere Entnahme von Jahresarbeit, wodurch entsprechende Letztverbraucher vermindert an den Netzkosten beteiligt werden. Eine Anwendung von Leistungspreisen anstatt Grundpreisen für entsprechende SLP-Entnahmen im Bereich der Niederspannung, wäre deshalb energiewirtschaftlich sachgerecht und angemessen.

Das Grünbuch thematisiert eine Optimierung der Anreizwirkung von Sondernetzentgelten. Die Regelung gem. § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV berücksichtigt die Lage großer stromintensiver Verbraucher (>7.000 Bh/a / >10 GWh/a), die u.a. eine verbesserte Planbarkeit von Netzbetrieb- und einen effizienteren Ausbau ermöglicht. Darüber hinaus trägt ein gleichmäßiges Entnahmeverhalten zu einer stabilen Netzgrundlast bei, welche gegenwärtig und auch mittelfristig notwendig ist, u.a. um konventionelle Erzeugungskapazitäten zur Erbringung der im Zusammenhang mit der Mindesteinspeisung bereits genannten Systemdienstleistungen am Netz zu halten oder die Abregelung von EE-Anlagen zu vermindern. Daher erachtet der VCI die Regelung als ein energiewirtschaftlich valides Instrument zur Anreizung systemstützenden Abnahmeverhaltens, welches unbedingt weiterhin Bestand haben muss. Gleichwohl soll die Regelung auch temporärem Flexibilitätsbedarf gerecht werden. Dies kann durch die Bereinigung der Benutzungsstundenzahl, welche im Rahmen des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV zur Prüfung der Eingangsvoraussetzungen herangezogen wird, von der Erbringung von Regelleistung erreicht werden. D.h. Änderungen der jeweiligen Jahreslastspitze oder der elektrischen Jahresarbeit aufgrund von Regelleistungserbringung und anderer systembedingter, seitens des jeweiligen ÜNB angeforderter Anpassungen der Entnahme, gehen nicht in die Berechnung der Jahresbenutzungsstunden ein. Eine entsprechende regulatorische Umsetzung des § 19 Abs. 2 S. 2 würde zu einer Harmonisierung der unterschiedlichen Anreizinstrumente beitragen und zu jeder Zeit systemstützendes Abnahmeverhalten anreizen.

Die Regelung zur atypischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) reizt die Verlagerung von Lastspitzen in Niedriglastfenster des jeweiligen Anschlussnetzes an. Einem Auseinanderfallen von Hochlast- bzw. Niedriglastfenstern und der tatsächlichen Netzsituation kann mit einer kurzfristigeren Definition der Fenster – z.B. auf Monatsbasis – entgegengewirkt werden. Der VCI begrüßt die im Grünbuch formulierte Absicht, Sonderregelungen für Netzentgelte beizubehalten, ausdrücklich.

Daneben wäre aus Sicht des VCI auch eine Re-Etablierung des Preissystems „Netzzusatzleistung“ wünschenswert. Dieses Preissystem wurde bis 2011 in der Amprion-Regelzone flächendeckend von den Verteilnetzbetreibern wie auch vom damaligen Übertragungsnetzbetreiber angeboten. Die Netzzusatzleistung erlaubte einen leistungspreisfreien Strombezug für Betreiber von Erzeugungsanlagen nach Anmeldung beim und Freigabe durch den Netzbetreiber. Damit waren diverse Vorteile verbunden: Die Eigenerzeugungsanlage konnte zunächst bei ausreichender Stromkapazität im Netz abgeschaltet werden, weil keine Belastung durch eine Erhöhung der Jahreshöchstlast drohte. Damit wurden sinnvolle Anreize zur Einsparung fossiler Primärenergie gesetzt. Zudem wurde ein Beitrag zur Netzstabilisierung erreicht. Schließlich konnte der Netzbetreiber einen zusätzlichen Ertrag durch die anfallenden Arbeitsentgelte für die Netznutzung vereinnahmen. Trotz ursprünglicher Genehmigung durch

die Bundesnetzagentur für den Zeitraum 2006–2008 wurde das Produkt dann aber nicht mehr angeboten. Eine ausdrückliche Etablierung in der StromNEV, etwa durch die Ergänzung des § 19 Abs. 2 S. 1 durch ein kurzfristiges Ampelsystem des Netzbetreibers wäre sinnvoll, um die vorgenannten Vorteile wieder generieren zu können.

Weiterhin wäre es sinnvoll, wenn die Entgelte für Netzreservekapazität eindeutiger definiert würden. § 30 Abs. 2 Nr. 7 StromNEV ermächtigt die Regulierungsbehörden zum Erlass einer Festlegung dazu, die jedoch bisher nicht genutzt wurde. In der Praxis werden Entgelte für Netzreservekapazität bisher für maximal 600 Stunden/Jahr angeboten. Das reicht jedoch für Betreiber einer Erzeugungsanlage dann regelmäßig nicht aus, wenn eine Revision der Anlage erforderlich ist. Daher wäre eine Erhöhung der maximalen Inanspruchnahme auf eine höhere Stundenzahl wünschenswert.

Die Dynamisierung von administrativen Strompreisbestandteilen ist für nicht direkt am Strommarkt beschaffende Letztverbraucher problematisch, da diese der entsprechenden Dynamik ausgesetzt werden, ohne selbst am Markt darauf reagieren zu können. Es ist daher fraglich, ob eine Dynamisierung der Preisaufschläge zu einer signifikanten Hebung von Lastmanagementpotenzialen beitragen kann. Darüber hinaus wäre mit einer Dynamisierung ein erheblicher administrativer Aufwand erforderlich. Fehlprognosen können zur Unterdeckung des EEG-Kontos führen. Die Höhe einer dynamisierten EEG-Umlage verhielte sich invers zur EE-Einspeisung: In Zeiten hoher EE-Einspeisung wäre die EEG-Umlage analog zu den Großhandelspreisen niedrig, bei geringer EE-Einspeisung würde die Umlage ansteigen. Diese Effekte wären dem Markt schwer vermittelbar. Eine flexible EEG-Umlage sollte daher nur im Zusammenhang mit einer Dynamisierung der Einspeisevergütung und Marktprämie erörtert werden.

4.4.4. Eigenstromerzeugung

Das Grünbuch wirft die Frage nach der Abstimmung von Eigenerzeugung und Strommarkt auf. Industrielle Eigenerzeugung erfolgt in der chemischen Industrie weitgehend mittels ressourcenschonender KWK. Diese Anlagen erzeugen am jeweiligen Standort die für die Produktion notwendige Prozesswärme sowie den Strom zumeist als Koppelprodukt. Dementsprechend ist industrielle KWK i.d.R. wärmegeführt und somit vom Strommarkt systeminhärent entkoppelt.

Maßnahmen zur Flexibilisierung dürfen die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen nicht gefährden. Hocheffiziente wärmegeführte KWK-Anlagen bleiben auch in einem Energiesystem mit steigenden Anteilen volatiler erneuerbarer Energien und zunehmenden Flexibilisierungsanforderungen essentiell. Eingebunden in Verbundstrukturen ermöglichen sie eine effiziente, sichere sowie wettbewerbsfähige Versorgung und leisten einen wichtigen Beitrag zur Stabilität des Energiesystems insgesamt – sofern folgende politische Rahmenbedingungen erfüllt und mittel- bis langfristig stabil sind:

- Eigenerzeugungsanlagen (inkl. Ersatzinvestitionen und insbesondere Bestandsanlagen) auf KWK-Basis sowie lastnah verbrauchter Eigenstrom aus Bestandsanlagen (z.B. industrielle Wasserkraft) dürfen auch über 2017 hinaus nicht mit EEG-Umlage belastet werden.
 - Eine EEG-Umlage-Belastung bedroht die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen unmittelbar. Industrielle Anlagenbetreiber erhielten den fragwürdigen wirtschaftlichen Anreiz, ihre Anlagen zu entkoppeln und Dampf separat zu produzieren. Der Vorteil des hohen Energienutzungsgrades der Anlagen und des gesamten Standorts ginge hierbei verloren. Industrielle KWK, die als Beitrag zur effizienten Nutzung von Energie politisch gewollt ist und einen Beitrag zur CO₂-Reduktion leistet, wäre wirtschaftlich nicht mehr

- darstellbar.
- Auch der energiewirtschaftliche Beitrag von Eigenerzeugern zur regionalen Versorgungssicherheit und Systemstabilität (z.B. Regelleistungsbereitstellung, rotierende Massen zum Phasenausgleich) würde entfallen.
 - Eine Belastung des eigenerzeugten Stroms mit der EEG-Umlage würde zur Stilllegung zahlreicher Anlagen führen, was das Ziel der Sicherung von Erzeugungskapazitäten konterkarieren würde.
- Die Flexibilisierung von Eigenerzeugung sollte ausschließlich mit wirtschaftlichen Anreizen (z.B. EEG-Jahresbilanzierung) erfolgen. Eine ordnungsrechtliche Zwangsflexibilisierung ist nicht zielführend.
- Grundsätzlich bestehen bei industrieller KWK unter Berücksichtigung der technisch-betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen Flexibilisierungspotentiale. Diese Kapazitäten können mit kurzer Vorlaufzeit flexibel vor- oder zurückgefahren werden. Jede abweichende Kraftwerksfahrweise führt jedoch zu Effizienzverlusten und ggf. erhöhten CO₂-Emissionen. Standortbetreiber der chemischen Industrie nehmen bereits heute mit anteiligen Kapazitäten ihrer KWK-Anlagen am Regelleistungsmarkt teil. Die KWK-Potenzialstudie² bescheinigt industrieller KWK eine hinreichende Bereitstellung an Flexibilität.
 - Eine Flexibilisierung kann deshalb nur erfolgen, wenn eine veränderte Fahrweise nicht durch andere Regelungen (EEG, Energieeffizienzvorgaben, Spitzensteuerausgleich, etc.) und ggf. höhere Belastungen sanktioniert wird: So ist z.B. der Spitzenausgleich an Effizienzfortschritte in der Industrie gekoppelt und wäre folglich bei Effizienzverlusten durch die Flexibilisierung gefährdet.
 - Direkte externe Eingriffe in die Anlagenfahrweise wären nicht akzeptabel. Ein Austausch zwischen der Leitwarte des jeweiligen Netzbetreibers und dem Anlagenbetreiber ist für eine Anpassung der Wirk- und Blindleistung einer industriellen KWK-Anlage zwingend erforderlich, um nachteilige Effekte - Beeinträchtigung der Dampfversorgung, Ausfall von Produktionsanlagen mit entsprechendem Rückgang des Stromverbrauchs, Verletzung der vertraglichen Verpflichtungen, genehmigungsrechtliche Auflagen u.a. - zu vermeiden.
 - Administrative Strompreisaufschläge entfalten in Perioden hoher EE-Einspeiseleistung eine flexibilitätshemmende Wirkung. Daher sollte Strom, der in entsprechenden Situationen unter Substitution von Eigenerzeugungskapazitäten systemstützend aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, grundsätzlich von Umlagen freigestellt werden.
 - Der Gesetzgeber hat im Rahmen der EEG-Novelle 2014 zum Ausdruck gebracht, dass bei Eigenerzeugungen, die von der Verfügbarkeit des Einsatzbrennstoffes abhängig sind (Kuppelgasverstromungen), auch weiterhin von der 15 Minuten-Bilanzierung abzusehen ist. Gleiches sollte auch für die Eigenerzeugung in KWK-Anlagen gelten. Dort ist eine starke Abhängigkeit von der Wärmeerzeugung gegeben, die wiederum mit der benötigten Prozesswärme, z.B. in chemischen Prozessen, korreliert. Mit der Rückkehr zur Jahresbilanzierung von Ein- und Ausspeisung können darüber hinaus Flexibilisierungspotentiale effizienter KWK-Anlagen mobilisiert werden (systemstabilisierender Zukauf hauptsächlich in Überschusszeiten im Sommer bzw. Ausspeisung im Winter).

² Studie zur Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult Rastatt, prognos, Oktober 2014

Auf S. 25 wird ein Zusammenhang der Fahrweise von KWK-Anlagen und der „Art der Begünstigung“ hergestellt. Die dort geäußerte Vermutung, dass Marktpreise für die Fahrweise von Eigenerzeugungsanlagen nur eine marginale Rolle spielen, trifft regelmäßig nicht zu. Zutreffend ist, dass vorhandene Flexibilisierungspotentiale im Rahmen der technischen und betrieblichen Möglichkeiten, aufgrund vorhandener regulatorischer bzw. gesetzlicher Rahmenbedingungen nicht ausgeschöpft werden können. Grundsätzliche Voraussetzung für den Betrieb von KWK-Anlagen ist Wirtschaftlichkeit. Letztere ist gewährleistet, wenn der Anlagenbetrieb dem Betreiber etwa gleichwertige Renditen im Vergleich zu Investitionsoptionen ermöglicht. Andernfalls stellen Investitionen in KWK-Anlagen keine betriebswirtschaftliche Option dar. Die Rendite aus dem KWK-Anlagenbetrieb ist u.a. eine Funktion des KWK-Förderzuschlags, der Differenz zwischen Stromgestehungskosten und den Kosten externen Strombezugs sowie den Kosten für eine alternative Dampferzeugung. Die chemische Industrie hat viel in entsprechende Anlagen investiert, sieht jedoch unter den aktuellen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbestandes zum Teil gefährdet. Zudem sind die Anreize für künftige Investitionen in Modernisierung und Ausbau von KWK äußerst gering. Die KWK-Potenzialstudie³ bestätigt u.a. für KWK-Anlagen in energieintensiven Branchen, so auch in der Chemie, unzureichende Wirtschaftlichkeit. Die Stilllegung von KWK-Anlagen aus ökonomischen Gründen sowie ausbleibende Investitionen in Neubauten und Modernisierungen können eine Kapazitätsunterdeckung im Erzeugungssektor begünstigen bzw. verschärfen. Zur Anreizung von Investitionen und somit der Hebung dezentraler Flexibilitätspotenziale müsste der bestehende Förderrahmen angepasst werden.

4.5. Kapitel 5: Stromnetze ausbauen und optimieren

4.5.1. Stromnetze ausbauen

Der VCI unterstützt einen bedarfsgerechten Netzausbau. Auf Übertragungsnetzebene stehen mit dem Szenariorahmen, den Netzentwicklungsplänen (NEP und Offshore-NEP) sowie dem Bundesbedarfsplan valide Instrumente zur Netzplanung zur Verfügung. Das den Netzentwicklungsplänen zugrundeliegende NOVA-Prinzip (Netzoptimierung, -verstärkung, -ausbau) befördert eine kostenoptimierende Netzplanung. Die im Grünbuch beschriebene Zielrichtung, unter Zulassung einer Spitzenkappung von Windkraft- und PV-Erzeugung die Stromnetze nicht bis zur letzten erzeugten Kilowattsunde auszubauen, wird grundsätzlich seitens des VCI unterstützt. Allerdings sieht der VCI ein Festhalten an der vollständigen Kompensation für Anlagenbetreiber kritisch. Im Zuge des Ausbaus und der notwendigen Marktintegration erneuerbarer Energien muss diesen auch vermehrt Systemverantwortung zukommen. Daher wäre eine vollständige Kompensation im Zusammenhang mit einer limitierten Abregelung (im Grünbuch sind 3% der Jahresarbeit vorgeschlagen) nicht sachgerecht. Sollte dennoch an einer Kostenkompensation festgehalten werden, müsste die Schwelle der Spitzenkappung durch eine Kosten-Nutzen-Analyse in Relation mit den vermiedenen Netzertüchtigungsmaßnahmen und Systemdienstleistungen plausibilisiert werden. Ein nicht auf die Aufnahme der vollumfänglichen Erzeugungsleistung ausgebautes Netz ist volkswirtschaftlich nur dann sinnvoll, wenn die EE-Kompensationskosten kleiner sind als die Opportunitätskosten (vermiedene System- und Netzertüchtigungskosten).

Der Einsatz innovativer und kostensparender Netzbetriebsmittel wird seitens des VCI unterstützt. Der Ausbau von Grenzkuppelstellen gem. TYNDP ist im Zuge des Vorantreibens des europäischen Energiebinnenmarktes zu begrüßen. Allerdings sollte dies mit einer voranschreitenden Binnenmarktintegration einhergehen (z.B. Harmonisierung der Regelleistungsmärkte, der Förderung erneuerbarer Energien u.a.).

³ siehe 2

4.5.2. Netze sicher betreiben

Redispatch ist ein kurativ oder präventiv einsetzbares Instrument des Netzbetriebs zur Wahrung des (n-1)-Kriteriums. Darüber hinaus wird Redispatch gegenwärtig zur Kompensation unzureichender Netzkapazitäten, insbesondere in Süddeutschland eingesetzt. Die Stilllegung der verbleibenden Kernkraftwerke wird das Auftreten von Netzengpässen und den Bedarf an Redispatch weiter erhöhen. Insbesondere deshalb begrüßt der VCI die im Grünbuch dargestellte Dringlichkeit der Umsetzung der gesetzlich festgelegten Netzertüchtigungsmaßnahmen. Eine Prüfung der Aktivierbarkeit von Netzersatzanlagen im Rahmen des Redispatch wird begrüßt. Im Zuge der angekündigten Verlängerung und Novellierung der Reservekraftwerksverordnung sollte ein Wechsel zu einem transparenten, kostenoptimierenden markt- und wettbewerbsbasierten Auktionierungsmodell erfolgen.

4.5.3. Systemdienstleistungen mit weniger Mindesterzeugung bereitstellen

Hinsichtlich der Mindesterzeugung wird auf die Ausführungen zu Kapitel 2 des Grünbuchs weiter oben verwiesen. Für eine mittelfristige Absenkung der Mindesterzeugung sind aus Sicht des VCI netztechnische und energiewirtschaftliche Instrumente zu prüfen. Die im Grünbuch vorgeschlagenen Prüfungen netztechnischer Optionen - z.B. Phasenschieber, Umrichter mit der Möglichkeit der leistungselektronischen Nachbildung einer Momentanreserve und FACTS - wird seitens des VCI begrüßt. Grundsätzlich stehen die vorgenannten Technologien bereits zur Verfügung. Der Einsatz jener Optionen sowie entsprechender Weiterentwicklungen sollten unbedingt kostenoptimierend erfolgen. Wie bereits in den Ausführungen zu Kapitel 2 des Grünbuchs erwähnt, sollte eine mittelfristige Umstellung von der gegenwärtig bilateralen Beschaffung von Systemdienstleistungen (z.B. Blindleistung) auf eine marktbasierende Auktionierung im Sinne einer volkswirtschaftlichen Kostenoptimierung geprüft werden.

4.6. *Kapitel 6: Einheitliche Preiszonen erhalten*

Die deutsch-österreichische Gebotszone weist im Vergleich zu anderen europäischen Handelsplätzen eine überdurchschnittlich hohe Liquidität im Termin- und Spotmarkt auf. Große Marktgebiete befördern die Liquidität auch für die Bereitstellung von Flexibilität und Kapazitäten. Daher befürwortet der VCI den Erhalt der deutsch-österreichischen Gebotszone mittels eines forcierten Netzausbaus zur Parallelisierung von Strom- und Handelsflüssen.

4.7. *Kapitel 7: Die Europäische Kooperation intensivieren*

Die beschriebenen Schritte zur Beförderung des europäischen Energiebinnenmarktes, insbesondere das Vorantreiben der Erstellung der Netzkodizes sowie die dargelegten grenzüberschreitenden Aktivitäten zum Thema Versorgungssicherheit, werden seitens des VCI begrüßt.

4.8. *Kapitel 8: Die Klimaschutzziele erreichen*

4.8.1. Das Emissionshandelssystem reformieren

Die Ausführungen des Grünbuchs zur Verknappung von ETS-Zertifikaten sieht der VCI kritisch. Die EU-Kommission hat im Rahmen des Energie- und Klimapaketes 2030 dazu einen

Vorschlag in Form der sogenannten Marktstabilitätsreserve veröffentlicht. Diese soll einen angeblichen Überschuss an Zertifikaten „im Umlauf“ reduzieren und den Zertifikatspreis steigern. Aber bereits die vorgesehene Verschärfung des Klimaziels (-40% Treibhausgase bis 2030 im Vergleich zu 1990) und die damit verbundene Steigerung der jährlichen Verringerung der Emissionshandelszertifikate von 1,74 auf 2,2 % ab 2021 wird laut EU-Kommission zu einem Zertifikatspreis von 40 Euro führen⁴. Da der Zertifikatspreis unmittelbar als variables Kostenelement in den Großhandelspreis eingeht, entstünden allein durch diese Klimazielsverschärfung in der deutschen chemischen Industrie jährlich Strommehrkosten von 2,2 Mrd. €. Der VCI hat an anderer Stelle Vorschläge bzgl. der Marktstabilitätsreserve unterbreitet⁵.

Auch wenn höhere Zertifikatspreise unter gewissen Umständen zu einer besseren Rentabilität beispielsweise von in der chemischen Industrie betriebenen KWK-Anlagen im Vergleich zur entkoppelten Strom- und Wärmeerzeugung führen können, bewirkte die Mehrbelastung insgesamt in der Branche eine gravierende Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit und die Forcierung des Carbon-Leakage-Effekts.

4.8.2. Die Rolle der KWK beim Umbau des Kraftwerksparks klären

Zur Flexibilisierung von KWK-Anlagen wird auf die Ausführungen zu Kapitel 4 des Grünbuchs weiter oben verwiesen. Der VCI hat sich zum Thema gesondert mit einer Stellungnahme im Rahmen der Konsultation der Studie zur Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014 geäußert⁶.

4.9. Kapitel 9: Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt

Gegenwärtig bestehen erzeugungsseitige Überkapazitäten. Dementsprechend sieht der VCI derzeit keine Notwendigkeit für die Einführung eines Kapazitätsmarktes. Zunächst sollte der Strommarkt, wie vorangehend ausgeführt, optimiert werden. Investitionsanreize für neue Kraftwerkskapazitäten würden i.W. von temporär auftretenden Preisspitzen ausgehen. Die einhergehende Preisvolatilität böte eine Grundlage für die Anreizung verbraucherseitiger Lastmanagementmaßnahmen. Eine Regulierung von Preisspitzen würde die genannten Anreize abmildern. In diesem Zusammenhang unterstützt der VCI die Abschaffung des Mark-Up-Verbots, sofern hierdurch kein Missbrauchspotential durch marktbeherrschende Akteure entsteht.

Nur falls ein ertüchtigter Strommarkt, flankiert durch die in Ausnahmefällen einzusetzende Kapazitätsreserve, Versorgungssicherheit nicht zu ökonomisch effizienten Bedingungen gewährleisten kann, wäre die Einführung eines marktbasiereten und technologieoffenen dezentralen Kapazitätsmechanismus erforderlich. Dieser sollte marktwirtschaftlich organisiert und technologieoffen ausgestaltet werden.

⁴ Europäische Kommission, SWD (2014) 15 final, Januar 2014

⁵ VCI-Stellungnahme zur Ausgestaltung des Zuteilungssystems im EU-Emissionshandel ab 2021 und Bewertung der Marktstabilitätsreserve, September 2014

⁶ VCI-Stellungnahme zur Studie zur Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014, Oktober 2014

4.10. Kapitel 10: Zusammenarbeit mit Nachbarländern

Der VCI unterstützt die im Grünbuch geschilderten Vorhaben zur Koordination und Abstimmung energiepolitischer Maßnahmen nachdrücklich. Auch wenn die grenzüberschreitende Nutzung von Kapazitäten aufgrund von Synergieeffekten kostendämpfend wirken kann und deshalb seitens des VCI Unterstützung findet, sollten die zwischen den Staaten austauschbaren Kapazitätspotenziale auch netzseitig betrachtet werden. Europa ist keine Kupferplatte; die jeweiligen Interkonnektorenkapazitäten begrenzen die länderübergreifende Nutzung der vorhandenen Erzeugungspotenziale.

4.11. Kapitel 11: Kapazitätsreserve zur Absicherung

Das Grünbuch sieht die Einführung einer auf der bestehenden Netzreserve aufsetzenden Kapazitätsreserve vor. Aufgrund der gegenwärtigen Überkapazitäten sieht der VCI zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine Notwendigkeit einer weiteren Kapazitätsreserve. Sollten sich zukünftig – basierend auf einem kontinuierlichen Monitoring – flankierende Maßnahmen für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit als notwendig erweisen, begrüßt der VCI zunächst die Verwendung der bestehenden Netzreserve als Kapazitätsreserve, die dann ggf. erhöht werden könnte. In einem entsprechenden System würden die Netzreserve-Kraftwerke neben ihrer Redispatch-Funktion zusätzlich zur Kapazitätssicherung in Knappheitssituationen beitragen. Zudem sollte die Reserve technologieoffen ausgestaltet sein und auch die Teilnahme flexibler Lasten zulassen. Die Kosten der Kraftwerksreserve betragen für den Winter 2014/15 78 Mio. €⁷. Sofern die Einführung einer Kraftwerksreserve zukünftig notwendig würde, erscheint diese – basierend auf den vorgenannten gegenwärtigen Kosten der Netzreserve – als eine erheblich kostengünstigere Option zur kurz- bis mittelfristigen Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Bei Einführung einer Kapazitätsreserve ist auf eine transparente und marktbasierende Ausgestaltung zu achten.

⁷ BNetzA-/BKartA-Monitoringbericht 2014