

zum

Grünbuch des BMWi „Ein Strommarkt für die Energiewende“

27.02.2015

I. Zusammenfassung

Der VIK begrüßt das vom BMWi vorgelegte Grünbuch zur Strommarktreform als gute Grundlage für den Dialog rund um die Weiterentwicklung des bestehenden Marktsystems. Die Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung auf kosteneffiziente und möglichst marktbasierende Art und Weise, die die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie nicht negativ beeinträchtigt, ist für die Industrie in Deutschland von großer Bedeutung. Das Grünbuch stellt zutreffend dar, dass derzeit in Deutschland und Europa Überkapazitäten in der Stromerzeugung existieren. Da die Lösung der Frage, wie Versorgungssicherheit auch in Zukunft gewährleistet werden kann, nur mit entsprechendem Vorlauf möglich ist, ist es sinnvoll, diese Diskussion bereits zum jetzigen Zeitpunkt zu führen. Dabei darf die Einführung entsprechender Maßnahmen aber weder überhastet noch unter Vernachlässigung eines hinreichenden Vorlaufs zur Realisierung erfolgen.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist angesichts der existierenden und in den nächsten Jahren voraussichtlich weiterhin bestehenden Überkapazitäten kein separater Kapazitätsmechanismus erforderlich. Das Grünbuch betont die große Rolle, die Flexibilität im zukünftigen Energieversorgungssystem spielen soll. VIK unterstützt diesen Ansatz. Flexibles Verhalten der Marktakteure, insbesondere der Verbraucher, kann zu einer Verbesserung der Funktionsfähigkeit des Marktes beitragen und sollte daher auf jeden Fall angereizt werden. Ob die vorhandenen Flexibilitätspotenziale ausreichen, um langfristig Versorgungssicherheit zu den günstigsten Kosten herbeizuführen, ohne negative Auswirkungen auf die deutsche Industrie mit sich zu bringen, lässt sich derzeit nicht abschließend beurteilen. Daher sollte im Rahmen eines kontinuierlichen Monitoringprozesses regelmäßig überprüft werden, ob sich aufgrund der Entwicklung der Versorgungssicherheit, der verfügbaren Kapazitäten und der Strompreise zukünftig ein Bedarf für eine zusätzliche Kapazitätsreserve oder für einen expliziten Kapazitätsmechanismus ergibt.

Die im Grünbuch eingeschlagene Stoßrichtung zur Flexibilisierung von Stromangebot und -nachfrage ist jedenfalls grundsätzlich ein Schritt in die richtige Richtung. Flexibilisierungspotenziale lassen sich durch wirtschaftliche Anreize mobilisieren. Ordnungsrechtliche Maßnahmen zu einer zwangsweisen Flexibilisierung sollten dagegen vermieden werden, weil sie Unternehmen zwingen würden, von ihrer optimalen Betriebsweise abzuweichen und damit unwirtschaftlich zu handeln. Als weiteren wesentlichen Kernpunkt im zukünftigen Strommarktdesign bewertet VIK die Rolle der Eigenerzeugung. Die Bedeutung der Eigenerzeugung auch unter Flexibilitätsgesichtspunkten ist aus unserer Sicht jedoch nicht

umfassend im Grünbuch repräsentiert: Wärmegeführte KWK-Anlagen in Eigenerzeugung bleiben aufgrund ihrer hohen Energieeffizienz und dem Beitrag zur Versorgungssicherheit auch in einem zunehmend volatilen Energiesystem essenziell. Im Rahmen der jüngsten EEG-Novelle sind Einschränkungen der Eigenstromversorgung vorgenommen worden. Die daraus resultierende Regelung ist als absoluter Minimalzustand anzusehen und muss im Sinne des Vertrauensschutzes unbedingt erhalten bleiben.

Zu den wesentlichen flexibilitätssteigernden Maßnahmen gehören folgende:

- Abschaffung der flexibilitätshemmenden Netzentgelteffekte beim Leistungspreis
- Erhalt und Ausbau der systemstabilisierenden Elemente im Netzentgeltsystem
- Flexibilisierung der Fahrweise von KWK-Anlagen durch rein marktwirtschaftliche Signale und Anreize (z. B. Wiedereinführung der Jahressaldierung im EEG)
- Erhalt der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen durch Weiterführung der EEG-Eigenstromregelung über 2017 hinaus
- Keine Verschärfung der Pönalen im Rahmen der Ausgleichsenergiebepreisung, um erhöhte einseitige Kostenrisiken für industrielle Bilanzkreise zu vermeiden
- Beschleunigter Netzausbau innerhalb Deutschlands und an den Grenzkuppelstellen zur Behebung lokaler Versorgungssicherheitsgefährdungen und zur europaweiten Nutzung von Erzeugungskapazitäten

Im Folgenden werden zunächst grundsätzliche Überlegungen zum zukünftigen Strommarktdesign behandelt (Kap. II). Im Anschluss wird auf die einzelnen Aussagen des Grünbuchs ausführlich eingegangen (Kap. III).

II. Grundsätzliche Überlegungen zum zukünftigen Strommarktdesign und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Das künftige Strommarktdesign muss für einen effizienten Kraftwerkseinsatz bei wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien sorgen und zugleich Versorgungssicherheit gewährleisten. Die Sicherheit der Stromversorgung ist für die Industrie von besonderer Wichtigkeit und stellt einen wesentlichen Standortvorteil dar. Zugleich muss Versorgungssicherheit zu wettbewerbsfähigen Kosten für die Industrie gewährleistet werden und für Verbraucher bezahlbar bleiben. Daher sollte diejenige Lösung gesucht werden, die die Versorgungssicherheit, mindestens auf dem bisherigen Niveau, zu geringstmöglichen Kosten gewährleistet.

Aus Sicht des VIK gibt es bislang keinen gesicherten Hinweis darauf, dass in den nächsten Jahren über einen ggf. optimierten Energy-Only-Markt hinaus Kapazitätsmechanismen erforderlich sind. Im Gegenteil: Zumindest derzeit ist die deutsche Erzeugerlandschaft noch von Überkapazitäten geprägt. Diese werden im Zeitablauf abgebaut werden. Wie die Kapazitätsentwicklung hier genau verläuft, ist derzeit noch unklar. Dies hängt auch von den sich ändernden Rahmenbedingungen im Strommarktdesign ab. VIK ist überzeugt, dass der Markt am besten dazu geeignet ist, die Frage der Kapazitätsentwicklung und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu beantworten. VIK ist vor diesem Hintergrund skeptisch gegenüber der unmittelbaren Einführung der beschriebenen Kapazitätsmechanismen, die unmittelbar zu höheren Kosten für die Verbraucher führen, aber aus Gründen der Versorgungssicherheit derzeit nicht erforderlich sind. Mögliche Kapazitätsprobleme in Süddeutschland sind nicht auf zu geringe Erzeugungskapazität in Deutschland zurück-

zuführen, sondern auf bestehende Netzengpässe bzw. lokale Deckungslücken. Demzufolge sollten sie durch einen beschleunigten und in angemessenem Umfang erfolgenden Netzausbau behoben werden. Zugleich dürfen keine Maßnahmen ergriffen werden, die einen Abbau der bestehenden Überkapazitäten, bspw. das Aus-dem-Markt-Nehmen fossiler KW-Kapazitäten, politisch forcieren würden. Dies würde die Versorgungssicherheit schwächen, da dadurch eine Kapazitätsknappheit erst (bzw. zu einem früheren Zeitpunkt) herbeigeführt würde. Gleichzeitig würde eine solche Maßnahme zu höheren Kostenbelastungen für die deutschen Stromverbraucher führen.¹⁾ Ein möglicherweise dadurch erhoffter Beitrag zum Klimaschutz würde sich aufgrund der Vorgaben des europäischen Emissionshandels ebenfalls nicht einstellen, da CO₂-Emissionen, die durch Stilllegung von Kohlekraftwerken vordergründig eingespart werden, durch die vorgegebene Emissionsobergrenze des Emissionshandelssystems an anderer Stelle ausgestoßen würden. Ein Abbau von Überkapazitäten sollte stattdessen immer rein marktgetrieben erfolgen.

In der Fachdiskussion und im Grünbuch werden unter dem Schlagwort „Weiterentwickelter Energy-Only-Markt“ bzw. „Optimierter Strommarkt“ eine Reihe von unterschiedlichen Vorschlägen und Maßnahmen eingebracht. Maßnahmen zur wirksamen Steigerung der Funktionsfähigkeit und Effizienz des Energy-Only-Marktes sind ohne Frage sinnvoll und werden von VIK unterstützt. Allerdings ist es aus Sicht von VIK unbedingt erforderlich, die einzelnen vorgeschlagenen Maßnahmen differenziert und kritisch im Hinblick auf das Ziel einer kostengünstigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu bewerten. Eine vollumfängliche Umsetzung aller vorgeschlagenen Maßnahmen würde erhebliche negative Auswirkungen haben, ohne die Versorgungssicherheit kosteneffizient zu gewährleisten.²⁾

VIK bevorzugt einen in diesem Sinne mit Augenmaß weiterentwickelten Energy-Only-Markt grundsätzlich gegenüber einem expliziten Kapazitätsmechanismus. Mit dem Vertrauen auf die Weiterentwicklung des Energy-Only-Marktes zur Lösung der bestehenden Probleme könnten Politik und Öffentlichkeit zwar gesamtgesellschaftliche Herausforderungen verbinden; diese lassen sich aus Sicht des VIK allerdings lösen: Um mittel- bis langfristig ausreichende Anreize für den Zubau von Erzeugungskapazitäten bzw. zu Investitionen in und Aktivierung von Lastmanagementmaßnahmen setzen zu können, ist das Auftreten von Preisspitzen am kurzfristigen Strommarkt dabei eine notwendige Voraussetzung. Ob diese Preisspitzen letztlich hinreichend sein werden für Investitionen in Erzeugungskapazitäten, wird weiter unten behandelt.³⁾ Das Auftreten von hohen Preisen mag auf den ersten Blick jedenfalls als problematisch für die Verbraucher erachtet werden. Allerdings ist gegen solche am kurzfristigen Strommarkt auftretende Preisspitzen eine Absicherung möglich: Diese kann über den längerfristigen Stromterminmarkt erfolgen. Mit den Preisspitzen am kurzfristigen Strommarkt geht zwar eine entsprechende Steigerung der Terminmarktpreise einher. Allerdings gibt es auch gegenläufige Einflüsse auf den Preis am Terminmarkt, etwa die preissenkende Wirkung durch vermehrte Einspeisung von Erneuerbaren Energien in einzelnen Stunden. Welcher der Effekte im Durchschnittspreis am Terminmarkt überwiegen wird, ist nicht abzusehen. Preissteigerungen sind also nicht auszuschließen. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass auch die Alternative, nämlich die Einführung eines Kapazitätsmechanismus, mit höheren Kosten einhergeht.

Andere Absicherungsmöglichkeiten am Strommarkt werden sich im Laufe der Zeit ergeben. Hier wird der Markt für entsprechende Produkte sorgen. So plant die EEX bereits die Einführung von kurzfristigen finanziellen Absicherungsprodukten, mit denen nicht nur

¹⁾ Es werden ein Preisanstieg um 7-10 €/MWh und damit einhergehend eine Kostenbelastung der Verbraucher in Deutschland von 25 Mrd. € (im Zeitraum bis 2020) erwartet, vgl. r2b/HWWI: „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020: Konsequenzen potenzieller Kraftwerksstilllegungen“, November 2014

²⁾ Eine ausführliche Betrachtung der Einzelmaßnahmen erfolgt in Abschnitt III.

³⁾ Vgl. Kap. III.5.b

längerfristige Terminmarktprodukte, sondern kurzfristig einzelne Stunden preislich abgesichert werden können. Dieses Beispiel zeigt, dass sich der Markt an geänderte Gegebenheiten anpasst und neue Produkte entwickelt, um mit Herausforderungen umzugehen.

Daneben besteht eine weitere Möglichkeit der Absicherung gegen Preisspitzen darin, mit Anpassungen des Verbrauchs zu reagieren, d.h. mit Lastmanagementmaßnahmen. Solche Möglichkeiten bestehen derzeit nicht in allen Unternehmen und Produktionsprozessen. Zudem sind auch diese Maßnahmen nur unter Aufwendung von Kosten zu realisieren. Allerdings ist es bei geeigneten Rahmenbedingungen letztlich in die Entscheidung des einzelnen Unternehmens gestellt, ob es zu einer preislichen Absicherung greift oder in Lastmanagementmaßnahmen investiert. In diesem Zusammenhang muss vor zwei weit verbreiteten Fehleinschätzungen gewarnt werden:

Zum einen stellt Lastmanagement keinen Verzicht auf Stromverbrauch dar, denn sonst würde damit eine sinkende Industrieproduktion einhergehen: Lastmanagement umfasst auch die Erhöhung des Stromverbrauchs zu einem anderen Zeitpunkt als Reaktion bspw. auf erhöhte Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien. Damit werden Lastverschiebungen in zeitlicher Hinsicht ermöglicht, so dass damit im Saldo keine Verringerung der Produktion verbunden wäre. Dies ist von entscheidender Bedeutung für die Industrie: Letztlich wird eine Absenkung der Last zu einem gegebenen Zeitpunkt in der Mehrzahl der Fälle durch eine Lasterhöhung zu einem anderen Zeitpunkt kompensiert werden müssen (Lastverschiebung), denn die betroffenen Verbraucher müssen in erster Linie Produkte für ihre Kunden herstellen und können erst in zweiter Linie – wenn miteinander vereinbar und wirtschaftlich vertretbar - Potenziale der Laststeuerung zur Verfügung stellen.

Zum anderen ist damit die zweite Fehleinschätzung eng verbunden, dass nämlich die bestehenden Potenziale zum Lastmanagement in vollem Umfang zu heben sind, ohne dass vorher die Rahmenbedingungen in geeigneter Weise geändert werden: Lastverschiebung erfordert die Existenz von Speichern oder Lagern für Zwischen- oder Endprodukte sowie von Überkapazitäten in der Produktion. Da bisher nur geringe wirtschaftliche Anreize für Lastverschiebungen existieren, sind die derzeitigen Produktionskapazitäten der Industrie so ausgelegt, dass sie im Idealfall voll ausgelastet werden, d.h. Überkapazitäten vermieden werden. Daraus resultieren bei der Abschätzung von Lastmanagementpotenzial im Status quo nur eher geringe Potenziale.⁴⁾ Dieser Befund stellt aber nur eine Momentaufnahme dar: Bei geänderten Rahmenbedingungen (Auftreten von Preisspitzen, Beseitigung von regulatorischen Hemmnissen wie etwa zusätzlichen Netzentgelten bei flexiblem Strommehrbezug) kann es für Unternehmen wirtschaftlich werden, solche Lastmanagementpotenziale zu identifizieren und zu heben. Dazu sind Investitionsmaßnahmen zur Umgestaltung von Produktionsprozessen erforderlich. Diese stehen dann aber wieder im Wettbewerb zu Investitionen an anderen (ausländischen) Standorten. Daher müssen sinnvolle Anreize für entsprechende Maßnahmen gesetzt werden, ohne die Kostenbelastung der Unternehmen zu erhöhen, da ansonsten das Risiko besteht, dass statt einer innovativen lastmanagementfördernden Investition in Deutschland eine „klassische“ Investition im Ausland erfolgt.

Auch für Haushaltskunden ist eine Absicherung gegen Preisspitzen möglich. Diese erfolgt über den Lieferanten, sei es dass – wie heute – ein fester Strompreis vereinbart wird, der sich im Laufe des Jahres auch bei Preisspitzen und -tälern nicht ändert, sei es, dass über innovative Vertragsgestaltungen auch Lastmanagementmaßnahmen in diesem Bereich vorgenommen werden.

⁴⁾ 4,4, GW negatives, 0,5 GW positives Lastmanagementpotenzial, allerdings bei Beschränkung auf 6 Branchen, vgl. Hartkopf/von Scheven/Prelle, „Lastmanagementpotenziale in der energieintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix“, April 2012.

Preisspitzen sind, wie oben geschildert, eine notwendige Voraussetzung für Investitionen in Kraftwerke oder Lastmanagementmaßnahmen. Daher muss das Auftreten von Preisspitzen und ihre Konsequenzen von der Gesellschaft ausgehalten werden. Dies sieht VIK als unproblematisch an, da die Preisspitzen wie oben gezeigt, nicht in extremer Form beim Verbraucher ankommen. Damit das erhoffte Investitionssignal nicht verpufft und die Versorgungssicherheit in Frage gestellt wird, muss die Politik sich glaubwürdig dazu verpflichten, auch trotz möglichen öffentlichen Drucks bei Auftreten von Preisspitzen keine Preisobergrenzen einzuführen.

Falls es sich im Zeitablauf als notwendig erweist, kann der flexibilisierte Energy-Only-Markt durch einen zusätzlichen Reservemechanismus flankiert werden, der die Versorgungssicherheit in Extremfällen absichern kann. Diese Notwendigkeit könnte sich ergeben, falls die Preissignale des Strommarktes wider Erwarten nicht ausreichen sollten, um Investitionen in neue Kapazitäten und Lastmanagementmaßnahmen nicht in ausreichender Menge oder ausreichend schnell herbeizuführen.

Im Rahmen eines kontinuierlichen Monitorings sowohl der Versorgungssicherheit als auch der damit einhergehenden Kosten (bspw. Entwicklung der Preisspitzen am Großhandelsmarkt) sollte in kurzen Abständen eine Neubewertung der Situation erfolgen. Sollte sich aufgrund der Ergebnisse dieses Monitorings in den kommenden Jahren die Notwendigkeit einer solchen Absicherung erweisen, existiert heute bereits mit der so genannten Netzreserve ein Mechanismus, auf dem aufgesetzt werden kann. Diese sog. „Winterreserve“ im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung ähnelt einer Kapazitätsreserve, wenngleich bei der Netzreserve regionale Gesichtspunkte im Vordergrund stehen. Der Vorteil dieses Mechanismus liegt in der potenziell guten Transparenz der daraus resultierenden Kosten. Die Marktorientierung (Ausschreibung durch die ÜNB mit Kontrolle durch die BNetzA) muss allerdings deutlich verbessert werden. Zudem sollte die zukünftige Reserve technologieoffen ausgestaltet werden und auch die Teilnahme von Lasten zulassen. Unter diesen Umständen könnte derselbe Mechanismus zur Bildung einer Absicherungsreserve herangezogen werden, falls sich dies als erforderlich erweist. – Derzeit ist diese Notwendigkeit aufgrund der bestehenden Überkapazitäten nicht gegeben. Die derzeit im Rahmen der „Winterreserve“ kontrahierte Reserveleistung kann dann bei Bedarf den Kern einer solchen Absicherungsreserve bilden, der ohne zusätzliche Kosten zur Verfügung steht.

Sollte sich darüber hinaus in der längerfristigen Entwicklung herausstellen, dass zur Sicherung ausreichender Erzeugungskapazitäten zusätzliche Kapazitätsanreize erforderlich sind, kann zunächst diese Reserve weiter erhöht werden. Sollte sich die Reserve im Rahmen des kontinuierlich weitergeführten Monitorings im Zeitablauf als offensichtlich ökonomisch ineffizient erweisen, weil die Kosten alternativer Mechanismen dauerhaft überschritten werden, kann dann - ggf. schrittweise - auf einen möglichst marktbasierten, dezentralen Kapazitätsmechanismus übergegangen werden. Auch hier ist darauf zu achten, dass dieser Mechanismus in seiner Ausgestaltung effizienter als Alternativlösungen ist. Dabei ist zu beachten, dass ein solcher Mechanismus die aus dem Strommarkt resultierenden Einsatzsignale nicht verzerrt. Selbstverständlich sollte ein solcher Mechanismus derart ausgestaltet sein, dass die damit verbundenen Kosten, die letztlich von den industriellen Verbrauchern und Haushaltskunden getragen werden müssen, möglichst minimiert werden – unter Beachtung der Zielerreichung „Versorgungssicherheit“.

III. Bewertung der im Grünbuch vorgeschlagenen Einzelmaßnahmen

Im Folgenden wird eine Bewertung der einzelnen im Grünbuch vorgeschlagenen Maßnahmen vorgenommen:

III.1. Herausforderungen – Beurteilung der Situationsanalyse im Grünbuch

Das Grünbuch unterscheidet richtigerweise die beiden problematischen Extremsituationen maximaler und minimaler Residuallast (S. 14ff.). In der Folge wird aber fast ausschließlich die Problematik der minimalen Residuallast, d.h. sehr hoher EE-Einspeisung, thematisiert. Dabei ist diese Situation im Hinblick auf die Versorgungssicherheit vergleichsweise unproblematisch, da hier ein Stromüberschuss existiert. Dieser kann über Speicher und flexiblen Mehrbezug abgefangen werden. Darüber hinaus steht die Möglichkeit der Abregelung der dargebotsabhängigen EE-Anlagen offen. Dies würde jedenfalls die Versorgungssicherheit nicht gefährden. Im Grünbuch wird postuliert, dass eine solche Abregelung von EE-Anlagen keine sinnvolle Alternative zur Absenkung der Mindesterzeugung ist. Einen Nachweis für diese Behauptung bleibt das Grünbuch aber schuldig: Es bleibt z.B. unklar, welche Folgen eine Reduzierung der Mindesterzeugung auf die Systemsicherheit des Netzbetriebs hätte. Daher sollte unter streng wirtschaftlichen Gesichtspunkten geprüft werden, unter welchen Umständen die Abregelung von EE-Anlagen das volkswirtschaftlich sinnvollere Instrument gegenüber regulatorisch angeordneten Eingriffen in regelbare Stromerzeugungsanlagen darstellt. Das Instrument der Abregelung von EE-Anlagen muss dann – ggf. auch über die beabsichtigte Spitzenkappung hinaus – Bestandteil des zukünftigen Strommarktdesigns sein. Dadurch würde auch der Anreiz zur Nutzung von Speichern verstärkt.

Viel problematischer für die Versorgungssicherheit ist dagegen die zweite Extremsituation, nämlich die der maximalen Residuallast, d.h. einer geringen EE-Einspeisung. Für diesen Fall müssen ausreichend Erzeugungskapazitäten oder flexible Lastmanagementmaßnahmen zur Verfügung stehen. Diese zweite Extremsituation darf nicht vernachlässigt werden, sie sollte in den weiteren Diskussionen und Analysen gleichberechtigten Raum finden.

Darüber hinaus dürfen auch andere Problemsituationen nicht vernachlässigt werden, die etwa aus hohen und schnellen Schwankungen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien resultieren, wie etwa sehr schnell eintretende Windflauten oder – als Extrembeispiel – eine Sonnenfinsternis.

An dieser Stelle ist auch darauf hinzuweisen, dass Photovoltaik und Wind nur dann die geringsten Kosten aufweisen (vgl. S.13 des Grünbuchs), wenn rein auf Grenzkosten abgestellt wird. Tatsächlich müssen aber weitere Kostenelemente in die Betrachtung einbezogen werden (trotz zunehmend variabler Laststeuerung erforderliche Absicherung durch Backup-Kraftwerke, Kosten der Förderung, Netzertüchtigung und -ausbau). Innerhalb der Erneuerbaren Energien ist Photovoltaik vergleichsweise teuer, wie anhand der durchschnittlichen Fördersätze zu erkennen ist. Die Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien kann volkswirtschaftlich sinnvoll sein, um z.B. Netzausbau und Regenergiekosten einzusparen. Hierfür müsste die in der Entschädigungsregelung des § 15 EEG vorgesehene Entschädigung von 95 % der entgangenen Einspeisevergütung abgesenkt werden.

Das Grünbuch geht darüber hinaus auf die Anreizung hoher Prognosegütern 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 die Systembilanz erheblich unterdeckt. Die BNetzA konnte jedoch – anders als die Darstellung des Beispiels 1

auf S. 14 des Grünbuchs nahelegt – keine Anhaltspunkte für ein strukturelles Bewirtschaftungsfehlverhalten identifizieren.⁵⁾ Dagegen wurde eine erhebliche Unterdeckung der Differenzbilanzkreise als eine der Ursachen für die Systemunterdeckung ausgemacht. Somit haben offensichtlich die eingesetzten Standardlastprofile den Strombedarf witterungsbedingt nicht adäquat abgebildet. Gerade bei der Verwendung von Standardlastprofilen sind keinerlei Anreize erkennbar, die tatsächliche Last möglichst genau zu prognostizieren. Darüber hinaus wurden signifikante witterungsbedingte Abweichungen von zur Direktvermarktung von EE-Strom geführten Bilanzkreisen als eine Ursache identifiziert. Beide Phänomene wären über ein modifiziertes Anreizregime in Form einer Erhöhung der Ausgleichsenergiepreise allenfalls indirekt beeinflussbar. Verbesserungen könnten in diesen Fällen über die Weiterentwicklung von Standardlastprofilen und Windprognosen erreicht werden. Solche Maßnahmen außerhalb des Anreizsystems des Ausgleichsenergiesystems sollten deshalb mit in die Diskussion aufgenommen werden.

III.2. Flexibilisierung als Antwort auf die Herausforderungen – Beurteilung der „Sowieso-Maßnahmen“ des Grünbuchs

VIK begrüßt, dass das Grünbuch bzgl. der Flexibilitäten auf einen technologieoffenen Wettbewerb zwischen verschiedenen Flexibilitätsoptionen setzt und so die Funktionsfähigkeit des Strommarktes verbessern will. Nur so kann die ökonomisch effiziente Lösung gefunden werden. Dazu sind entsprechende Anreize erforderlich, die über das Preissignal aus dem Großhandelsmarkt gesetzt werden sollen.

Das Preissignal aus dem Stromgroßhandelsmarkt ist als Leitgröße zwar grundsätzlich sinnvoll. Allerdings ist zu beachten, dass es nicht das einzige Kriterium sein kann. So können sich Erfordernisse aus dem Strommarkt und im Netzbereich durchaus unterscheiden. Zum Beispiel wären niedrige Strompreise als Folge hoher EE-Einspeisung ein Signal dafür, dass der Markt zu diesem Zeitpunkt eine Erhöhung des Stromverbrauchs benötigt. Zugleich kann es aber der Fall sein, dass unter Netz Gesichtspunkten (ggf. regional) ein Minderbezug erforderlich ist, weil das Netz bereits stark ausgelastet ist. Eine Reaktion auf das Preissignal des Großhandelsmarktes muss daher im Kontext der Leistungsfähigkeit des Netzes gesehen werden. Eine ausschließliche Reaktion auf das Großhandelspreissignal in dieser Situation ist kontraproduktiv. Dieses Beispiel zeigt, dass im zukünftigen Strommarkt design das Preissignal des Großhandelsmarktes nicht die alleinige Führungsgröße sein darf. Stattdessen darf die Netzsituation nicht außer Acht gelassen werden.

Die im Grünbuch als „Sowieso-Maßnahmen“ bezeichneten Vorschläge zielen i.W. auf die Verbesserung der Funktionsfähigkeit des Stromgroßhandelsmarktes sowie auf den Ausbau der Stromnetze ab. Ziel muss es dabei sein, ein verbessertes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten und gleichzeitig eine weitere Kostenbelastung energieintensiver Verbraucher zu vermeiden. Mit dieser Zielstellung sind allerdings nicht alle im Grünbuch vorgeschlagenen Maßnahmen vereinbar. VIK plädiert daher dafür, diese differenziert und mit Augenmaß zu bewerten und die umzusetzenden Maßnahmen sorgfältig auszuwählen.

Konkret sind hierzu folgende Anmerkungen zu machen:

⁵⁾ Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12, Bundesnetzagentur, Mai 2012

III.2.1. Großhandel und Regelenergie / Ausgleichsenergie

- a. Der VIK begrüßt die bereits erfolgte Einführung von Viertelstundenprodukten am Day-Ahead-Markt. Sie erhöht die Handlungsmöglichkeiten der Akteure am Strommarkt und dürfte daher die Liquidität stärken. Zugleich wird bestimmten Akteuren die Marktteilnahme überhaupt erst ermöglicht, etwa für Lastflexibilitäten, die nur über kürzere Zeiträume verfügbar sind. Durch dieses Produkt können Lastrampen besser abgedeckt und Bilanzkreise einfacher ausgeglichen werden. Dadurch sind ein geringerer Regelenergieeinsatz und damit eine Reduzierung der Kosten zu erwarten.
- b. Die Prüfung späterer Gate-Closure-Zeiten am Spotmarkt ist sehr begrüßenswert. Die Prognosen über EE sowie Informationen über verfügbare flexible Lasten sind umso besser, je näher man an den Erfüllungszeitraum heranrückt. Wenn diese verbesserten Informationen genutzt werden können, kann Regelenergieeinsatz vermieden werden. Mit kürzerer Vorlaufzeit können insbesondere auch nachfrageseitige Flexibilitäten besser vermarktet werden.
- c. VIK begrüßt die Überprüfung der Regelenergie-Ausschreibungsbedingungen. Die Regelleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke kann ihre Flexibilität am Spotmarkt einschränken. Das führt u.a. zu negativen Preisen und damit sehr teurer Integration der EE. Bei hohen Preisen kann beispielsweise das Angebot am Spotmarkt nicht erhöht werden (was preisdämpfend wirken würde), da die angebotene positive Regelleistung entsprechend den Vorgaben des Regelleistungsmarktes vorgehalten werden muss. Das Gleiche gilt analog bei niedrigen Strompreisen, wenn negative Regelleistung vermarktet wurde. Die Bereitstellung von Regelleistung durch zusätzliche, neue Akteure wie z.B. Lasten, Speicher, EE kann demgegenüber Kosten senken. Erforderlich ist dafür die Anpassung der Präqualifikationsbedingungen zur Aufhebung der Diskriminierung zwischen konventionellen Kraftwerken und anderen Anbietern. Um möglichst vielen Akteuren die Teilnahme zu ermöglichen, sollten die Kriterien entsprechend ausgestaltet werden, so sind z.B. sowohl kurz- als auch langfristige Ausschreibungen erforderlich, um ein möglichst großes Teilnehmerpotenzial anzusprechen. Speziell häufigere und kurzfristige Ausschreibungen ermöglichen die Berücksichtigung kurzfristiger Informationen und führen zu einer effizienteren Preisbildung. Auch die Aufhebung der Verpflichtung, Primärregelenergie symmetrisch positiv/negativ zu vermarkten, würde die Anzahl der Teilnehmer erhöhen und sich preisdämpfend auswirken. Gleichzeitig muss jedoch beachtet werden, dass die Lockerung der Ausschreibungsbedingungen nicht zu einem erheblichen Anstieg der Komplexität und des Abwicklungsaufwands führt und dadurch die Vorteile aufgehoben werden.
Am Regelleistungsmarkt erwirtschaftbare Erlöse (Leistungspreise) können zudem für neue Akteure (Lasten, Netzersatzanlagen) wirtschaftliche Anreize zur Flexibilisierung setzen, was aus Systemsicht den Bedarf an gesicherter Kapazität verringern kann. Neben der Anpassung der Präqualifikationsbedingungen müssen auch Hemmnisse an anderer Stelle ausgeräumt werden. Dazu zählt insbesondere das Problem, dass bei der Bereitstellung negativer Regelleistung durch Verbraucher eine individuelle Lastspitze generiert werden kann, die vor dem Hintergrund der Berechnung der Netznutzungsentgelte die Bereitstellung von Regelleistung wirtschaftlich unattraktiv macht und damit die Bemühungen zur Ausweitung der Anbieterseite konterkariert.
- d. Das Grünbuch sieht eine verstärkte Überwachung der aktiven Bilanzkreisbewirtschaftung durch die BNetzA vor und stellt ggf. eine Anpassung des Ausgleichsenergiepreissystems in Aussicht. Aus Sicht von VIK ist hier jedoch keine Änderung am Ordnungsrahmen notwendig. Eine stärkere Überwachung der heute bereits bestehenden Pflichten ist sinnvoll, aber eine Erhöhung der Ausgleichsenergiepreise per se ist abzulehnen, da sie die wesentliche Ursache des Problems nicht behebt und zudem

kleine Bilanzkreise aufgrund des geringeren Portfolioeffekts benachteiligt: Ein Großteil der Bilanzkreisabweichungen entsteht durch EE-Prognoseabweichungen und durch Abweichungen aufgrund ungenauer synthetischer Lastprofile in den Differenzbilanzkreisen. Dieses Problem kann durch höhere Pönalen nicht gelöst werden, da diese zumindest in den folgenden beispielhaften Konstellationen keine Anreizwirkung entfalten. Bspw. ist zu vermuten, dass die Kosten für Abweichungen in den Differenzbilanzkreisen vollständig über die Netzentgelte weitergewälzt werden. Außerdem ist die Güte von EE-Prognosen nicht unbegrenzt verbesserbar. Zudem sind verbrauchsseitige Bilanzkreisabweichungen in der Industrie technisch getrieben und produktionsbedingt und daher nicht immer zu vermeiden. In diesen Fällen würden asymmetrische Ausgleichsenergiepreise lediglich zu hohen Kosten führen. Es ist daher in solchen Fällen nicht zu erwarten, dass durch generell höhere Ausgleichsenergiepreise zukünftig Bilanzkreise, die heute nicht ausgeglichen sind, ausgeglichener werden.

Aufgrund geringerer Portfolioeffekte würden hingegen mittelfristig kleinere – industriell geführte – Portfolien in größeren Bilanzkreisen aufgehen. Hiermit würden die Möglichkeit und der Anreiz zur untertägigen Anpassung der Einspeisung und Entnahme sowie zur bestmöglichen Prognosestreue entfallen, was wiederum – entgegen der ursprünglichen Absicht – zu einer Verschlechterung der Gesamtprognosegüte führen würde.

Sofern eine aktivere Bilanzkreisbewirtschaftung tatsächlich möglich ist, aber heute nicht vorgenommen wird, erscheinen daher eine bessere Kontrolle der Bilanzkreisbewirtschaftung sowie ein Sanktionsinstrumentarium, auf das die kontrollierende Stelle bei missbräuchlichem Verhalten zurückgreifen kann, sinnvoller. Hier könnten sich abgestufte Sanktionen anbieten, die eine mildere Sanktionskaskade darstellen als die direkte Kündigung des Bilanzkreisvertrages. Da eine solche Kündigung faktisch den Marktausschluss eines Akteurs bedeuten würde, ist zu vermuten, dass die Hemmschwelle für eine solche Kündigung seitens der überwachenden Instanz bzw. der ÜNB sehr hoch ist. Damit kann die Androhung der Bilanzkreiskündigung aber gar keine abschreckende Wirkung entfalten. Bei einem drohenden Bußgeld wäre dies sicherlich anders.

III.2.2. Netzentgelte und Umlagen

- a. Das Grünbuch sieht die Öffnung der Sondernetzentgelte für Lastflexibilität vor. Hier sieht VIK sehr zu begrüßende Möglichkeiten, die bestehende Hemmnisse abbauen würden, wie z.B. eine flexiblere Gestaltung der Hochlastzeitfensterregelung bei der atypischen Netznutzung oder eine Nichtberücksichtigung von Flexibilitätserbringung bei der Ermittlung der gleichmäßigen Netznutzung nach §19(2) S.2 StromNEV. Gerade die schlecht prognostizierbare volatile Einspeisung aus Erneuerbaren Energien benötigt Instrumente, die eine flexible Anpassung der Entnahme aus dem Netz ermöglichen. Denkbar wäre ein Abrufsystem, bei dem in Abhängigkeit von der aktuellen Auslastung des Netzes in Abstimmung mit dem Netzbetreiber eine stärkere Netznutzung durch Verbraucher zulässig ist, ohne dass dies für die Einhaltung der Kriterien der o.g. Regelungen relevant wird. VIK begrüßt ausdrücklich, dass in diesem Zusammenhang vorgesehen ist, die bestehenden Begünstigungen zu erhalten, um die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie zu schützen.
- b. Die im Grünbuch vorgeschlagene Stärkung der Leistungspreise im Netzentgeltsystem ist in dieser pauschalen Form abzulehnen. Im Bereich leistungsgemessener Kunden (d.h. ab Mittelspannung aufwärts) erfolgt bereits eine angemessene Beteiligung an den Kosten der Netzinfrastruktur, ausgedrückt durch die Netzentgeltabrechnung auf Basis der in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung. Bei diesen Kunden liegt bereits ein sehr hohes Gewicht auf dem Leistungspreisanteil. Dies erweist sich aber gerade als Hemmnis für Lastflexibilität, da ein Mehrbezug zur Aufnahme eines Überangebots von

Strom (aus EE-Anlagen) durch höhere zu tragende Kosten für die Inanspruchnahme des Netzes gewissermaßen pönalisiert würde. Gleiches gilt bei der Bereitstellung negativer Regelenergie. Dies konterkariert das Bestreben der Integration der Erneuerbaren Energien. Daher ist in diesem Bereich sogar eher ein Absenken des Leistungspreises erforderlich.

Die Überlegung, eine Leistungsbeziehung auf Basis der Netzanschlusskapazität vorzunehmen, ist abzulehnen, da diese Kapazitäten historisch bedingt tendenziell überdimensioniert sind und damit höhere Kosten für die leistungsgemessenen Letztverbraucher entstehen würden.

Auf der Niederspannungsebene ist die Einführung eines Leistungspreises (anstelle eines leistungsunabhängigen Grundpreises) dagegen sinnvoll, um die individuell in Anspruch genommene Netzkapazität zu bepreisen. Dies gilt insbesondere für Kunden, die über Standardlastprofile abgerechnet werden und zugleich PV-Eigenerzeugung betreiben. Diese Art der Eigenerzeugung reduziert den Leistungsbedarf der Kunden in keiner Weise, da der Zeitpunkt der höchsten Entnahme aus dem Netz i.d.R. auf einen Winterabend fällt. Zu diesem Zeitpunkt erfolgt jedoch keine Eigenerzeugung aus der PV-Anlage. Der entsprechende Leistungsbedarf und die damit einhergehende Netzinanspruchnahme können durch eine Leistungspreiskomponente also abgebildet werden. Grundsätzlich sollte eine Überarbeitung der Netzentgeltsystematik dem Leitgedanken der Verursachungsgerechtigkeit folgen.

- c. Zur Stärkung der Flexibilisierungsanreize wäre eine Wiedereinführung des Preissystems „Netzzusatzleistung“ sinnvoll. Dieses Preissystem wurde bis 2011 in der Amprion-Regelzone flächendeckend 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. Eine ausdrückliche Etablierung in der StromNEV wäre sinnvoll, um die vorgenannten Vorteile wieder generieren zu können.
- d. Die vorgeschlagene Dynamisierung der EEG-Umlage ist abzulehnen. Dieser Ansatz kann zwar grundsätzlich eine positive Wirkung im Hinblick auf Flexibilisierungsanreize haben. Im Gegensatz zu einigen anderen oben betrachteten Optionen, wo durch Flexibilisierung tatsächlich gesamtwirtschaftliche Kosten eingespart werden können, handelt es sich bei der EEG-Umlage aber um ein reines Umverteilungssystem. Der Ansatz wirkt sich also unmittelbar negativ auf solche Verbraucher aus, die z.B. aus technischen Gründen ihren Strombezug nicht oder nur in geringem Maße nach dem Strompreis richten können, indem er deren Risiko, „zufällig“ unter hohen Preisen leiden zu müssen, erhöht. Daneben kann die Praktikabilität einer stündlich schwankenden EEG-Umlage in Zweifel gezogen werden, denn es wäre ein sehr hoher Prognose-, Abwicklungs- und auch Erklärungsaufwand gegenüber den Letztverbrauchern erforderlich. Bei Fehlprognosen drohen hohe Fehlbeträge auf dem EEG-Konto und damit eine Erhöhung der EEG-Kosten. Es wäre zudem schwer zu vermitteln, dass gerade in Zeiten hoher EE-Einspeisung (einhergehend mit niedrigeren Strompreisen) die EEG-Umlage niedrig ist, aber in Zeiten geringen EE-Aufkommens hoch. Überlegungen zu einer Flexibilisierung der EEG-Umlage sollten grundsätzlich nur in engem Zusammenhang mit einer entsprechenden Flexibilisierung der Einspeisevergütung bzw. Marktprämie angestellt werden.

III.2.3. Eigenerzeugung

- a. Das Grünbuch wirft die Frage auf, wie Eigenerzeugung und der Strommarkt insgesamt besser aufeinander abgestimmt werden können. So wird auch eine zunehmende Flexibilisierung von Eigenerzeugung, insbesondere wärmegeführter KWK, diskutiert. Ausgangspunkt ist die Feststellung, dass KWK-Anlagen ihre Fahrweise und Auslegung am Wärmebedarf orientieren. Bei hoher EE-Einspeisung könne daher die Stromerzeugung nicht abgesenkt werden, wenn gleichzeitig Wärme bereitgestellt werden muss. Das führe zu ineffizient niedrigen Strompreisen, hohen EEG-Kosten und Abregelung von EE-Anlagen.
- Wärmegeführte KWK-Anlagen bleiben für Unternehmen mit hohem Strom- und Wärmebedarf jedoch aufgrund hoher Effizienz auch in einem Energiesystem mit steigenden Anteilen volatiler erneuerbarer Energien und zunehmenden Flexibilisierungsanforderungen essenziell. Eingebunden in Produktionsverbände ermöglichen sie eine effiziente, sichere sowie wettbewerbsfähige Versorgung mit Prozesswärme und Strom. Hinzu kommt deren Beitrag zur Versorgungssicherheit, z.B. Regelenergiebereitstellung, rotierende Massen zum Phasenausgleich etc. Bei diesen Anlagen steht die Sicherung der Prozesswärmeversorgung im Vordergrund. Zur Flexibilisierung sind zusätzliche Wärme-Backup-Lösungen (Kessel, Elektro-Dampferzeuger, Wärmespeicher) erforderlich, die in die bestehende Strom- und Wärmeinfrastruktur eingepasst werden müssen. Modernisierungsmaßnahmen, die entsprechende Nachrüstungen vorsehen, können verbesserte Nutzung für den Strommarkt erbringen und sollten gefördert werden.
- Grundsätzlich bestehen auch bei wärmegeführten KWK-Anlagen in bestimmtem Umfang technische Flexibilisierungspotenziale. Diese Kapazitäten können mit kurzer Vorlaufzeit flexibel vor- oder zurückgefahren werden. Jede abweichende Kraftwerksfahrweise führt jedoch zu Effizienzverlusten und ggf. erhöhten CO₂-Emissionen und kann u.U. zu Konflikten mit genehmigungsrechtlichen Vorgaben (BlmschG) führen. Diese Konflikte müssen durch Anpassung der entsprechenden gesetzlichen Regelungen aufgelöst werden.
- Zudem werden KWK-Anlagen bereits stromgeführt betrieben, wo es technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist (im Kondensationsteil z.B. durch die Nutzung von Backup-Wärmeesseln oder Überbrückung von Gegendruckturbinen). Insgesamt bescheinigt z.B. die KWK-Potenzialstudie der industriellen KWK eine hinreichende Bereitstellung an Flexibilität.⁶⁾
- Im Bereich von mit Kuppelgasen gefeuerten Eigenerzeugungsanlagen ist eine strommarktgeführte Fahrweise alleine aus technischen Gründen (keine Speicherbarkeit der Produktionsreststoffe) nicht möglich. Die Alternative wäre hier das Abfackeln der Restgase, was aus ökonomischen und ökologischen Gründen nicht sinnvoll ist. Eine Flexibilisierung kann dort, wo sie technisch möglich ist, 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 Stromsteuerspitzenausgleich an Effizienzfortschritte in der Industrie gekoppelt und wäre folglich bei Effizienzverlusten durch die Flexibilisierung gefährdet. Die Flexibilisierung sollte deshalb ausschließlich auf freiwilliger Basis erfolgen. Für solche freiwilligen Maßnahmen müssen geeignete Anreize bzw. Entschädigungsregeln vereinbart werden.
- Flexibilisierungspotenziale im Bereich Eigenerzeugung könnten z.B. durch die Wiedereinführung der Jahresbilanzierung im EEG gehoben werden: Mit dem EEG 2014 wurde eine 15-Minuten-Bilanzierung für Eigenerzeugung eingeführt. Dies führt nun zu einer geänderten Fahrweise von KWK-Anlagen: Z.B. werden aufgrund der Pflicht zur 15-Minuten-Bilanzierung KWK-Anlagen trotz geringeren Wärmebedarfs im Sommer weniger

⁶⁾ „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung sowie Evaluierung des KWKG“, Prognos et. al., Oktober 2014

stark heruntergefahren wie möglich, um den Strombedarf im eigenen Unternehmen decken zu können. Denn anders als bisher kann ein im Sommer erfolgreicher Mehrbezug aus dem Netz nicht durch einen Minderbezug im Winter ausgeglichen werden, so dass der erhöhte Fremdstrombezug im Sommer mit EEG-Umlage belastet würde und somit mit höheren Kosten verbunden wäre. Daraus resultieren höhere Brennstoffverbräuche durch die im Winter entkoppelte Wärmeerzeugung und ggf. höhere CO₂-Emissionen, zugleich wird die netzstützende und systemstabilisierende flexible Fahrweise beschränkt.

Im Rahmen der EEG-Novelle hat der Gesetzgeber bereits zum Ausdruck gebracht, dass bei Eigenerzeugungen, die von der Verfügbarkeit des Einsatzbrennstoffes abhängig sind (Kuppelgasverstromung), auch weiterhin von der 15-Minuten-Bilanzierung abzusehen ist. Gleiches sollte auch für die Eigenerzeugung in KWK-Anlagen gelten, da hier eine entsprechend starke Abhängigkeit von der Wärmeerzeugung gegeben ist.

Auch der oben bereits angesprochene Effekt der Erhöhung der Netzentgelte durch temporären Strommehrbezug aus dem vorgelagerten Netz setzt einen Gegenanreiz für eine flexible Fahrweise industrieller KWK-Anlagen, weil dadurch verhindert wird, dass die Anlage in Zeiten hohen EE-Aufkommens und hoher Netzbelastung zurückgefahren und gleichzeitig Strom aus dem Netz bezogen wird. Damit wird die Möglichkeit, einen system- und netzentlastenden Effekt herbeizuführen, nicht genutzt. Hier würde eine entsprechende Korrektur an der Netzentgeltsystematik, die einen Strommehrbezug nicht mit dem hohen Leistungspreis belastet, systementlastende Anreize setzen.

Eine durch solche Anreize bzw. geeignete Rahmenbedingungen gesteigerte Flexibilität von KWK-Anlagen würde auch im Hinblick auf die im Grünbuch identifizierte Situation der minimalen Residuallast (s.o.) zu einer Entlastung führen, da dadurch die konventionelle Mindestleistung reduziert werden könnte.

- b. Sofern die Überlegungen zu einer anderen Abstimmung zwischen Strommarkt und Eigenerzeugung auf den Aspekt zielen, dass eigenerzeugter Strom grundsätzlich nicht mit Netzentgelten und teilweise nicht mit staatlich veranlassten Preisbestandteilen belastet ist, muss - abgesehen davon, dass vielfach nur Anteile von Standorterzeugungsanlagen zur Eigenversorgung genutzt werden - darauf hingewiesen werden, dass im Rahmen der jüngsten EEG-Novelle die EEG-entlastete Eigenstromerzeugung bereits auf ein Minimum reduziert wurde. Neue Eigenstromanlagen unterliegen der kompletten EEG-Umlage. Lediglich für neue EE- und KWK-Anlagen, deren Fahrweise sich in erster Linie nicht auf den Strommarkt ausrichtet, wird in sehr engen Grenzen eine EEG-Umlagereduzierung gewährt. Selbst in den Bestandsschutz wurde punktuell eingegriffen. Die daraus resultierende Regelung ist als absoluter Minimalzustand anzusehen und muss im Sinne des Vertrauensschutzes unbedingt erhalten bleiben. Die in 2017 geplante Evaluierung darf diese Regelung nicht noch weiter verschärfen.

Die Nichtbelastung des Eigenstroms mit EEG- und anderen Umlagen ist aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und des Vertrauensschutzes essenziell. Motiv für die industrielle Eigenerzeugung ist historisch nicht der Versuch, sich der Zahlung von Umlagen zu entziehen, sondern die effiziente Versorgung (insbes. Deckung des Prozesswärmebedarfs) am Standort. Investitionen in neue und flexible Eigenstromtechnologien sind nur dann wirtschaftlich, wenn die Eigenstromregelung zumindest in der bisherigen Form beibehalten wird.

Zudem wird ein flexibler Mehrbezug vom Strommarkt derzeit durch die Netzentgeltsystematik (Mehrbezug führt zu individueller Lastspitze, für die der hohe Leistungspreis zu zahlen ist) behindert. Ganz generell entfalten administrative Strompreisaufschläge in Perioden hoher EE-Einspeiseleistung eine flexibilitäts-hemmende Wirkung. Daher sollte Strom, der in entsprechenden Situationen unter Substitution von Eigenerzeugungskapazitäten systemstützend aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, grundsätzlich von Umlagen sowie von nachteiligen Effekten auf die individuelle Netzentgeltberechnung (abrechnungsrelevante Netzspitze) freigestellt werden.

Für die Sicherstellung ausreichender Erzeugungskapazität wäre eine Belastung des Eigenstroms darüber hinaus kontraproduktiv, da dann zahlreiche Anlagen wegen Unwirtschaftlichkeit stillgelegt würden. Die verfügbare Kapazität würde weiter sinken. Zusätzlicher Ausbau wäre nicht mehr zu erwarten.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die Darstellung im Grünbuch, wonach die Mehrzahl der Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung in vielen Stunden des Jahres Deckungsbeiträge erwirtschaften (S. 10 des Grünbuchs), nicht zutreffend ist. In der Praxis bestehen auf Grund des ungünstigen Strompreis-Brennstoffpreis-Verhältnisses viele Konstellationen, in denen solche KWK-Anlagen heute bereits kaum bzw. keine Deckungsbeiträge erwirtschaften und am Rande der Wirtschaftlichkeit stehen. Die ressourcenschonende industrielle KWK ist – ähnlich wie die öffentliche – bereits heute in ihrem Bestand gefährdet. Eine weitere Belastung würde daher dazu führen, dass solche Anlagen (noch) eher stillgelegt würden.

III.3. Netzausbau und Netzbetrieb

- a. Im Bereich des Netzausbaus ist die angestrebte zügige Realisierung der Netzausbauvorhaben (sowohl national als auch grenzüberschreitend) sehr begrüßenswert, denn sie ist Voraussetzung für die Nutzung der bestehenden (Über-)Kapazitäten unabhängig von der geographischen Verteilung und schafft ein höheres Maß an Versorgungssicherheit. Bestehende oder drohende lokale Versorgungssicherheitsprobleme bzw. Kapazitätsknappheiten (z.B. in Süddeutschland) können nur durch einen zügigen Netzausbau behoben werden. Zudem ermöglicht nur der Netzausbau mittelfristig den Erhalt der einheitlichen Preiszone Deutschland/Österreich, was für die Liquidität des Strommarktes von hoher Bedeutung ist. Solange der Netzausbauzustand noch nicht ausreichend ist, um die internen Engpässe zu beheben, ist die Verlängerung der Regelungen der Reservekraftwerksverordnung sinnvoll.

Die im Grünbuch beschriebene Zielrichtung, die Stromnetze unter Zulassung einer Spitzenkappung von Windkraft- und PV-Erzeugung nicht bis zur letzten erzeugten Kilowattsunde auszubauen, wird befürwortet. Allerdings erscheint ein Festhalten an der vollständigen Kompensation für EE-Anlagenbetreiber problematisch. Dadurch würden für diese keine Anreize gesetzt, vermehrt Systemverantwortung zu übernehmen bzw. bei ihren Investitionsentscheidungen den Ausbaustand der Netze zu berücksichtigen. Daher wäre ein Festhalten an einer vollständigen Kompensation im Zusammenhang mit einer limitierten Abregelung (im Grünbuch vorgeschlagen sind 3 % der Jahresarbeit) nicht sachgerecht.

- b. Im Bereich des Netzbetriebs ist die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch alternative Techniken und erneuerbare Energien grundsätzlich begrüßenswert, da dadurch die Flexibilität am Stromgroßhandelsmarkt erhöht wird. Zur Auswahl der geeigneten Technologien sollte eine marktbasierende Lösung gefunden werden.
- c. Direkte Eingriffe in die Fahrweise von KWK-Anlagen in Form einer ferngesteuerten Reduktion (oder Erhöhung) der Erzeugung eines Industriekraftwerkes durch einen Externen (Netzbetreiber) würde zu großen Problemen insbesondere für die Stabilität der Prozesse (geordnetes Abfahren) führen. Dies betrifft z.B. auch das Entstehen von Lärm- und Umweltemissionen. Eine durch den Netzbetreiber unmittelbar vorgenommene Abregelung des Kraftwerks darf daher nicht möglich sein. Stattdessen müssen ausschließlich Maßnahmen zulässig sein, die es dem Anlagenbetreiber gestatten, in eigener Verantwortung selbst zu entscheiden, mit welchen konkreten Maßnahmen er auf ein vom Netzbetreiber automatisch übermitteltes Signal entsprechend den Anforderungen nach Anpassung der Leistung reagiert. Hierfür bestehen im Zusammenspiel von Standorterzeugung und Standortstromverbrauch sowie bei ggf. vorhandenen mehreren

Kraftwerken am Standort hinreichend Spielräume. Damit werden die beabsichtigten netzstützenden Wirkungen in gleicher Weise erzielt, aber die mit einem direkten externen Eingriff des Netzbetreibers in die Anlagenfahrweise des Industrieunternehmens verbundenen Probleme vermieden.

III.4. Klimaschutzziele

- a. Das Grünbuch betont in Kap. 8 die zentrale Rolle des Emissionshandelssystems (ETS) zur Erreichung der Klimaschutzziele. VIK unterstützt diese Einschätzung. Zur Stärkung der Funktionsfähigkeit des ETS ist eine grundlegende Reform erforderlich, bei der die industrielle Wettbewerbsfähigkeit gewahrt werden muss. Entsprechende Maßnahmen sind im Rahmen der ETS-Gesetzgebung umzusetzen.⁷⁾ Das bedeutet auch, dass die Verfolgung von Klimaschutzzielen keine Aufgabe des zukünftigen Strommarktdesigns ist. Das Strommarktdesign (Reform des Energy-Only-Marktes, zu gegebener Zeit ggf. unterstützt durch eine Kapazitätsreserve) sollte dazu dienen, die Vorhaltefunktion und die Einsatzfunktion des Strommarktes effizient zu erfüllen. Es sollte aber nicht durch klimapolitische Ziele und Anreize überfrachtet werden. Das impliziert auch, dass die Ausgestaltung einer möglichen Kapazitätsreserve technologieneutral erfolgen sollte und im Rahmen des Strommarktdesigns keine Maßnahmen ergriffen werden sollten, die zum Ziel haben, bestehende Kapazitäten aus dem Markt zu drängen.
- b. Aus dem gleichen Grund ist auch die in Kap. 8.3. zum Ausdruck kommende Absicht, durch das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) „insbesondere emissionsarme KWK“ zu fördern, abzulehnen, soweit sich das Adjektiv „emissionsarm“ hier auf den eingesetzten Brennstoff bezieht. Der Grundgedanke des KWKG ist das Effizienzkriterium, d.h. die Primärenergieeinsparung durch gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme gegenüber einer getrennten Erzeugung. KWK-Anlagen erreichen dieses Ziel unabhängig vom eingesetzten Brennstoff.

III.5. Kapazitätsreserve und Kapazitätsmechanismus – Beurteilung der im Grünbuch vorgeschlagenen Lösungsansätze

- a. Das Grünbuch sieht die Einführung einer Kapazitätsreserve zur Absicherung in der Übergangsphase zum Zielsystem vor. Diese soll auf der bereits bestehenden Netzreserve aufsetzen. Die Ausweitung dieser Netzreserve, deren Verlängerung bis 2022 vom Grünbuch vorgesehen ist, zu einer umfassenderen Kapazitätsreserve zum jetzigen Zeitpunkt ist jedoch abzulehnen, da derzeit noch ausreichend (Über-)kapazitäten zur Verfügung stehen und somit die Verbraucher mit zusätzlichen Kosten belastet würden, ohne dass ein Zusatznutzen erzeugt wird. Stattdessen wäre ein kontinuierliches Monitoring sowohl der Versorgungssicherheit als auch der damit einhergehenden Kosten (bspw. Entwicklung der Preisspitzen am Großhandelsmarkt) sinnvoll, das jährlich eine Neubewertung der Situation ermöglicht. Sollte sich aufgrund der Ergebnisse dieses Monitorings in den kommenden Jahren die Notwendigkeit einer solchen Absicherung erweisen, ist eine Integration der bestehenden Netzreserve zu begrüßen. Die Kraftwerke der Netzreserve stehen zur Verfügung und können dann situationsabhängig sowohl zur Behebung der Nord-Süd-Engpässe im deutschen Stromübertragungsnetz als auch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei Kapazitätsknappheit eingesetzt werden. Auf eine wettbewerbliche und transparente Ausgestaltung ist zu achten. Diese muss

⁷⁾ Konkrete Vorschläge hierzu enthält das VIK-Hintergrundpapier zur Reform des EU-Emissionshandels vom 19.12.2014.

technologieoffen angelegt sein und damit auch die Teilnahme verbrauchsseitiger Lasten ermöglichen.

Keinesfalls dürfen durch gesetzliche Vorgaben zwangsweise existierende fossile Kraftwerke aus dem Strommarkt in eine Kaltreserve überführt werden. Damit würde eine Knappheitssituation am Strommarkt überhaupt erst herbeigeführt und die Notwendigkeit der Reserve überhaupt erst begründet. Ein Ausscheiden von Kraftwerken aus dem Strommarkt muss marktgetrieben erfolgen. Sollten Kraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen aus dem Markt ausscheiden, können diese dann bei der wettbewerblichen Beschaffung der Reservekapazitäten berücksichtigt werden.

Angesichts der derzeit mit der Netzreserve verbundenen Kosten (78 Mio. € für das Winterhalbjahr 2014/2015)⁸⁾ erscheint derzeit eine Kapazitätsreserve, wenn sie sich denn als notwendig erweisen sollte, als eine günstigere Option als jeder der im Grünbuch dargestellten Kapazitätsmechanismen.

- b. Zur grundsätzlichen Frage, wie die Bereitstellung ausreichender Versorgungskapazität zukünftig gewährleistet werden soll, stellt das Grünbuch die Varianten eines weiterentwickelten Strommarktes und eines eigenständigen Kapazitätsmarktes gegenüber. Wie oben bereits dargestellt, ist aus Sicht von VIK derzeit kein separater Kapazitätsmechanismus erforderlich. Selbst die Einführung einer Kapazitätsreserve erscheint zum jetzigen Zeitpunkt nicht notwendig. Generell lässt sich zur Variante des weiterentwickelten Strommarktes festhalten, dass dieser – um seine Ziele im Hinblick auf die Schaffung ausreichender Versorgungssicherheit erreichen zu können – von Zeit zu Zeit sehr hohe Preisspitzen zulassen muss. Es ist aus derzeitiger Sicht nicht abschließend zu beurteilen, ob solche Preisspitzen ausreichende Anreize zur Investition in Kraftwerkskapazitäten oder Lastmanagementmaßnahmen setzen. VIK ist allerdings optimistisch, dass der Markt hier angemessene Lösungen finden wird, etwa durch entsprechende Produkte am Großhandelsmarkt, mit denen sich ein potenzieller Kraftwerksbetreiber gegen das ungewisse zeitliche Auftreten von Preisspitzen absichern kann. Der Markt wird auch Akteure hervorbringen, die sehr schnell aktiv sein können und die benötigten Kapazitäten, insbesondere flexible Gaskraftwerke, innerhalb kurzer Zeiträume planen und errichten können. Dass dies funktioniert, zeigt auch das Beispiel der Niederlande, wo ohne staatliche Eingriffe in das Marktgeschehen, d.h. ohne Kapazitätsmarkt, in der Vergangenheit ein Zubau von Gaskraftwerken erfolgt ist. Das Grünbuch schlägt in diesem Zusammenhang vor, auf eine Preisobergrenze und das Mark-up-Verbot (Verbot von Preisgeboten oberhalb der Grenzkosten für marktbeherrschende Unternehmen) zu verzichten. Eine solche Abschaffung des Mark-Up-Verbotes erscheint im Hinblick auf die Ausübung von Marktmacht allerdings problematisch. Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur haben im Monitoringbericht 2014 eine zwar rückläufige, aber dennoch starke Marktkonzentration festgestellt. Es ist daher laufend zu überprüfen, ob es im relevanten Markt (deutschlandweit bzw. ggf. im gekoppelten nordwesteuropäischen Markt) noch marktbeherrschende Unternehmen gibt. Für solche sollte weiterhin ein Mark-Up-Verbot gelten.
- c. Hinsichtlich der Variante „Kapazitätsmarkt“ stellt das Grünbuch verschiedene Ausprägungen vor, ohne sich für die eine oder andere Variante zu entscheiden. Für den Fall, dass zukünftig ein Kapazitätsmechanismus erforderlich werden sollte (wenn etwa eine Kapazitätsreserve eingeführt wird und die damit verbundenen Kosten im Zeitablauf zu hoch oder ineffizient werden), erscheint aus Sicht des VIK jedenfalls ein dezentraler, technologieoffener Mechanismus vorzugswürdig, der möglichst weitgehend auf etablierte Marktmechanismen setzt. Über die konkreten Ausgestaltungsdetails müsste dann zu gegebener Zeit diskutiert werden.

⁸⁾ BNetzA-/BKartA-Monitoringbericht 2014, S. 54.

- d. Zum jetzigen Zeitpunkt sollte daher zunächst ein kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheit etabliert werden. Auf der Basis der Ergebnisse dieses Monitoringprozesses kann dann regelmäßig geprüft werden, ob eine Kapazitätsreserve gebildet werden muss oder – in einem möglichen dritten Schritt – sogar ein Kapazitätsmechanismus eingerichtet werden muss.

IV. Fazit

Aus der Analyse des Grünbuchs ergibt sich aus Sicht von VIK das folgende Vorgehen im Hinblick auf das zukünftige Strommarktdesign:

- VIK stimmt der Analyse des Grünbuchs dahingehend zu, dass derzeit noch Überkapazitäten bestehen. Daher ist die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zum jetzigen Zeitpunkt nicht sinnvoll, da er lediglich zu höheren Kosten führen würde, ohne die Versorgungssicherheitssituation zu verbessern.
- In einem ersten Schritt sollte der Energy-Only-Markt mit Augenmaß weiterentwickelt werden. Dabei müssen die im Grünbuch enthaltenen Vorschläge differenziert betrachtet werden im Hinblick auf das Ziel der kostengünstigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Besondere Bedeutung kommt dabei der Erhöhung der Flexibilität am Strommarkt zu. Zu den wesentlichen flexibilitätssteigernden Maßnahmen gehören folgende:
 - Abschaffung der flexibilitätshemmenden Netzentgelteffekte beim Leistungspreis
 - Erhalt und Ausbau der systemstabilisierenden Elemente im Netzentgeltsystem
 - Flexibilisierung der Fahrweise von KWK-Anlagen durch rein marktwirtschaftliche Signale und Anreize (z. B. Wiedereinführung der Jahressaldierung im EEG)
 - Erhalt der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen durch Weiterführung der EEG-Eigenstromregelung über 2017 hinaus
 - Keine Verschärfung der Pönalen im Rahmen der Ausgleichsenergiebepreisung, um erhöhte einseitige Kostenrisiken für industrielle Bilanzkreise zu vermeiden
 - Beschleunigter Netzausbau innerhalb Deutschlands und an den Grenzkuppelstellen zur Behebung lokaler Versorgungssicherheitsgefährdungen und zur europaweiten Nutzung von Erzeugungskapazitäten
- Daneben sollte ein engmaschiges Monitoring eingeführt werden, das jährlich die Versorgungssicherheitssituation und die Preis- und Kostenentwicklung bewertet. Sollte sich aufgrund der Ergebnisse dieses Monitorings in den kommenden Jahren die Notwendigkeit einer zusätzlichen Absicherung erweisen, wäre die Einführung einer Kapazitätsreserve sinnvoll. Diese sollte auf der bereits bestehenden Netzreserve aufsetzen und die dort zur Verfügung stehenden Kraftwerke auch zur Gewährleistung ausreichender Erzeugungskapazität nutzen.
- Wenn im Rahmen des fortgeführten Monitorings festgestellt würde, dass die Kapazitätsreserve ökonomisch ineffizient und gegenüber alternativen Mechanismen zu teuer wird, etwa weil sie im Zeitablauf immer weiter ausgedehnt würde, müsste die Einführung eines Kapazitätsmechanismus geprüft werden. Hier erscheint aus Sicht des VIK ein dezentraler, technologieoffener Mechanismus vorzugswürdig, der möglichst weitgehend auf etablierte Marktmechanismen setzt.