

bne-Stellungnahme zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“

Stellungnahme zum Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Berlin, 23. Februar 2015. Die im Grünbuch dargelegten Vorschläge zur Weiterentwicklung des Energiemarktes sind in weiten Teilen gut geeignet, die Energiewende voranzubringen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Wenn dieser Weg konsequent umgesetzt und langfristig eingehalten wird, kann eine umweltfreundliche, sichere und preisgünstige Energieversorgung gelingen. Für diesen Fall ist auch kein umfassender Kapazitätsmarkt notwendig. Einige wichtige Aspekte werden jedoch aus Sicht der neuen Energiewirtschaft nicht ausreichend gewürdigt, hierzu zählt insbesondere die aktuell ungeeignete Netzbetreiberstruktur in Deutschland sowie die Verzahnung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr.

Die Problembeschreibung im Grünbuch ist in großen Teilen gut gelungen. Die daraus abgeleiteten Vorschläge zur Weiterentwicklung des Strommarktes weisen in die richtige Richtung. Marktmechanismen zu stärken und auf diesem Wege die Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung zu gewährleisten, sind die richtigen Ansätze, um die Herausforderungen der Energiewende zu meistern. Klar ist: Nur mit einem wettbewerblichen Ansatz lassen sich die notwendigen Lösungen effizient erschließen und damit eine sichere, kostengünstige und umweltfreundliche Energieversorgung erreichen. Den Blick auf den Strommarkt zu legen ist dabei der erste Schritt. Auch der Wärmemarkt und der Verkehrssektor müssen in ein Gesamtkonzept einfließen, nur so lassen sich vorhandene Synergien ausschöpfen.

Das Grünbuch benennt Flexibilität richtigerweise als ein zentrales Element. Wichtige begleitende Regelungen werden im Grünbuch jedoch nicht angesprochen. Ein Beispiel: Um die Flexibilität auch bei Verbrauchern ohne Leistungsmessung nutzen zu können, muss für diese eine kostengünstige, den Anforderungen der Marktparteien entsprechende Messinfrastruktur vorhanden

sein. Eins ist klar: Die Chancen, die sich aus der Digitalisierung auch für die Energiewirtschaft ergeben, können nur dann genutzt werden, wenn diese Messinfrastruktur auch Raum für innovative Lösungen lässt.

Zudem muss endlich die Rolle der Netzbetreiber geschärft werden. Nur wenn diese gegenüber allen wettbewerblichen Anbietern neutral handeln, können sich innovative Ideen durchsetzen. Die Dringlichkeit wird durch die aktuelle Entwicklung gar erhöht: Mit Geschäftsfeldern in den Bereichen Elektromobilität und Speicher oder dem Aggregator drängen neue Akteure in die Energiewirtschaft, die auf neutrale und transparente Rahmenbedingungen angewiesen sind.

Eingriffe der Netzbetreiber in marktgetriebene Angebote sind auf Notsituationen zu begrenzen. Der bne hat mit dem Flexmarkt ein Modell vorgestellt, mit dem sich berechnete Interessen der Netzbetreiber im Falle von Leitungsempfängen mit marktnahen Maßnahmen wahren lassen.

Allerdings stellt dabei die große Anzahl der Verteilnetze ein dauerhaftes und immer größeres Hemmnis für die Weiterentwicklung der Märkte dar. Hier müssen die Netzbetreiber durch Kooperationen in der Betriebsführung und der Abwicklung der Marktprozesse zu strukturellen Verbesserungen beitragen.

Mit der Weiterentwicklung des Strommarktes zum EOM 2.0 kann auch die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Verbleibende Marktrisiken, aber auch politische Risiken, können mit einer Kapazitätsreserve abgefangen werden. Diese sollte jedoch keinesfalls als strategische Reserve ausgestaltet werden.

Nachstehend werden die Vorschläge des Grünbuchs den Kapiteln folgend bewertet.

Kapitel 4 Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher stärken

Die Rolle der Marktpreissignale als zentrales Steuerungssignal für Erzeuger und Verbraucher zu stärken, ist eine entscheidende Voraussetzung, um erneuerbare Energien in das Stromversorgungssystem zu integrieren und durch Wettbewerb eine effiziente, kostengünstige Versorgung zu gewährleisten. Bei den Großhandelsmärkten ist elementar, dass die Marktteilnehmer einen leichten Zugang haben und die Produkte dem Bedarf entsprechen.

4.1 Spot- und Regelleistungsmärkte weiterentwickeln

Großhandel

Im Grünbuch wird die Einführung neuer Börsenprodukte für den ¼-Stunden-Handel zu Recht hervorgehoben. Diese wurde im Dezember 2014 realisiert. Damit steht den Marktakteuren endlich das seit langem eingeforderte

Großhandelsinstrument zur 1/4-Stunden-Bewirtschaftung der Bilanzkreise zur Verfügung. Zudem besteht mit der Ausweitung der Direktvermarktung und der zunehmenden Steuerung von Verbrauchern die berechtigte Hoffnung, dass der kurzfristige Handel zunimmt. Diese Entwicklung ist bereits jetzt zu beobachten. Die Beibehaltung der negativen Preise ist ebenfalls zu begrüßen, um damit Anreize zur Flexibilisierung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch aufrechtzuerhalten.

Handelsschluss am Intra-Day-Markt

Den Handelsschluss am Intra-Day-Markt näher an den Lieferzeitpunkt heranzuführen, wird die Möglichkeiten der Marktteilnehmer verbessern, auf kurzfristige Veränderungen zu reagieren. Damit kann Regelenergie und Regelleistung eingespart werden. Zur Erreichung dieses Ziels müssen vor allem Börsen und Übertragungsnetzbetreiber eng zusammenarbeiten. Derzeit wird die Verkürzung der Frist allerdings durch ein Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur (BNetzA) gefährdet. Diskutiert wird dabei eine Abschaffung der nachträglichen Fahrplananmeldung. Damit kann eine sichere Abwicklung von sehr kurzfristigen Geschäften durch die Händler nicht mehr gewährleistet werden, die Vorlaufzeiten würden faktisch verlängert. Hier muss unbedingt auf Synchronisation der Regulierungsvorgaben mit den politischen Zielen geachtet werden, um Verschlechterungen zu verhindern.

Marktkopplung

Das Ziel einer Marktkopplung auf 1/4-Stunden-Basis im Rahmen der Schaffung eines EU-Binnenmarktes begrüßt der bne. Hier kann das BMWi auf eine weitere Harmonisierung der Regeln Einfluss nehmen.

Regelleistungsmarkt

Mit dem Regelleistungsmarkt beschaffen Übertragungsnetzbetreiber die notwendigen Kapazitäten um die unplanbaren Abweichungen zwischen Erzeugung und Last auszugleichen. Die Netzbetreiber sind darauf angewiesen, dass der Markt ausreichende Kapazitäten vorhält. Auch wenn mittlerweile die Präqualifikationsmaßnahmen verbessert wurden, können noch immer viele potentielle Anbieter nicht an diesem Markt teilnehmen, da sie die geforderten technischen Bedingungen nicht erfüllen.

Um auch in Zukunft ausreichend Regelleistung zur Verfügung zu haben, ist eine Weiterentwicklung dieses Marktsegments wie folgt unumgänglich:

Adaptive Bedarfsdimensionierung

Die adaptive Bedarfsdimensionierung, d.h. eine stärker an der kurzfristig zu erwartenden Situation des Gesamtsystems orientierte Beschaffung von Regelenergie, ist sinnvoll. Es muss allerdings ein hohes Maß an Transparenz beibehalten werden und die Beschaffung dauerhaft überwacht werden. Hier

besteht ansonsten die Gefahr einer zu hohen Beschaffung durch die Übertragungsnetzbetreiber mit entsprechenden Zusatzkosten für die Verbraucher.

Präqualifikationsvorgaben / technische Voraussetzungen

Durch die Weiterentwicklung der Präqualifikationsbedingungen für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt können neue Marktteilnehmer für die Regelleistung gewonnen werden. Die technischen Möglichkeiten, sowohl auf Seiten der Anbieter, aber auch auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber, entwickeln sich immer weiter. Die Präqualifikationsbedingungen sollen daher regelmäßig überprüft werden. Auch sollten sie, soweit dies noch mit einem sicheren Systembetrieb vereinbar ist, flexibel gehandhabt werden, um neue Angebote, die bisher nicht vorgesehen waren, ausprobieren zu können. Hierzu sollten Anbieter von Regelernergie grundsätzlich die Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber verlangen dürfen. Dazu gehören auch angemessene, die besonderen Bedingungen der Anbieter berücksichtigende, Nachweisverfahren zur Erbringung der Regelernergie, zum Beispiel die Präqualifikation von Pools anstelle von Einzelanlagen. Es müssen zudem geeignete Vorgaben für die zu verwendende Mess- und Fernwirktechnik entwickelt werden, damit kleinere Anbieter nicht von vornherein aufgrund prohibitiv hoher Kosten ausgeschlossen sind.

Vorlaufzeit für Gebote und Zeitscheiben

Für die Teilnahme von Erneuerbaren-Erzeugern und Verbrauchern an den Regelleistungsmärkten ist auch die Vorlaufzeit und die Bindungsdauer der Auktionen maßgeblich. Bisher werden die Primär- und Sekundärregelleistung für eine ganze Woche ausgeschrieben. Wetterprognosen sind jedoch erst kurz vor dem Erfüllungszeitraum ausreichend verlässlich. Die Auktionen für Primärregelleistung und Sekundärregelleistung sollten daher täglich erfolgen.

Zudem sind nicht alle potentiellen Anbieter in der Lage, über die vollen 24 Stunden eines Tages anzubieten. Um auch diesen Anbietern die Teilnahme zu ermöglichen, sollte die Regelleistung in für EE-Anlagen und Verbraucher geeigneten Zeitscheiben ausgeschrieben werden.

Für die Primärregelleistung sollte die Möglichkeit geprüft werden, negative und positive Regelleistung getrennt zu beschaffen. Auch damit könnten insbesondere EE-Anlagen und Verbraucher leichter an den Märkten teilnehmen.

Pooling, ggf. auch Regelzonenübergreifend

Schon jetzt ist es möglich, Regelernergie aus mehreren, verteilten Anlagen zu erbringen. Dieses Pooling sollte ausgedehnt werden. Insbesondere das regelzonenübergreifende Pooling, d.h. die Möglichkeit, die Regelernergie aus Anlagen in verschiedenen Regelzonen bereitzustellen, ist eine gute Möglichkeit, weitere Anlagen für die Regelernergie zu gewinnen. Nach Auffassung des bne ist ein regelzonenübergreifendes Pooling auch effektiver als die ebenfalls diskutierte Absenkung der in den Auktionen definierten Mindestgröße der teilnehmenden

Anlagen. Grundsätzlich sind aber beide Maßnahmen geeignet, neue Anbieter zu aktivieren und damit das Angebot an Regelleistung zu erhöhen.

Ausweitung der Kooperation auf benachbarte Netzgebiete

Damit die Marktteilnehmer die vorhandenen Flexibilitäten nutzen können, ist entscheidend, dass sie möglichst kurzfristig auf Veränderungen in ihrem Portfolio reagieren können. Die weitere Verkürzung der Vorlaufzeiten der Handelsgeschäfte bis zur physischen Erfüllung wird bisher durch die Melde- und Abstimmungsprozesse der Übertragungsnetzbetreiber behindert. Um hier weitere Fortschritte zu erzielen, müssen die Übertragungsnetzbetreiber enger zusammenarbeiten. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber müssen dazu ihre bisherige Kooperation in Form des Netzregelverbundes zum zentralen Netzregler weiterentwickeln. Diese zentrale Bewirtschaftung als eine deutsche Regelzone kann durch den Wegfall bisher notwendiger Abstimmungsprozesse der deutschen Übertragungsnetzbetreiber den zeitlichen Vorlauf für Handelsgeschäfte an den Börsen verkürzen und die Anbindung von Anlagen zur Erbringung von Regelleistung vereinfachen. Auf diese Weise wird ein deutschlandweites Pooling von Anlagen ermöglicht, für Bilanzkreisverantwortliche vereinfachen sich so die Geschäftsprozesse.

Sofern sich der Handelsschluss des Intra-Day-Handels an den Börsen auf eine Viertelstunde vor physischer Erfüllung verkürzen lässt und der Markt ausreichend liquide ist, sollten die Übertragungsnetzbetreiber einen Teil der Minutenreserve über den Intra-Day-Markt beschaffen. Dies gilt für den Fall, dass die Beschaffung günstiger ist als der Abruf der vorgehaltenen Regelleistung.

Mit den Übertragungsnetzbetreibern der Nachbarländer sollte das Konzept des Netzregelverbunds weiter ausgebaut werden. Damit können gegenläufige Abweichungen in den Regelzonen genutzt werden und somit insgesamt der Bedarf an Regelleistung vermindert werden. Auch eine stärkere gemeinsame Beschaffung von Regelleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber ist sinnvoll und kann die Ausgleichsenergiekosten begrenzen.

4.2 Bilanzkreisverantwortung stärken

Die Aussagen im Grünbuch zur Stärkung der Bilanzkrestreue, insbesondere Vorwürfe einer Nichtbewirtschaftung von zahlreichen Bilanzkreisen, sind dringend aufklärungsbedürftig. Zum einen sind die den Aussagen zugrundeliegenden Daten augenscheinlich veraltet. Seit 2012 wurden die Bilanzierungsregeln durch die Bundesnetzagentur angepasst. Es hat sich ein zunehmend liquider Intra-Day-Markt entwickelt, zudem hat die Börse EPEX-Spot kürzlich ein neues Viertelstundenprodukt eingeführt. Diese Änderungen hatten und haben Einfluss auf die Bilanzkreisbewirtschaftung. Es dürfen nicht auf Basis von veralteten

Auswertungen weitreichende Regeländerungen vorgenommen werden. Zusätzliche Risiken für die Marktteilnehmer, z.B. in Form von Pönalen oder überhöhten Ausgleichsenergiepreisen, können zu systematisch schlechteren Ergebnissen für die Systemsicherheit führen und verursachen in jedem Fall eine Erhöhung der Kosten.

Transparenz

Die Forderung nach besserer Bewirtschaftung der Bilanzkreise ist bisher nicht ausreichend begründet. Die bisher veröffentlichten Problembeschreibungen sind für eine fundierte Beurteilung nicht ausreichend. Es müssen zunächst die detaillierten Auswertungen der Übertragungsnetzbetreiber und der BNetzA veröffentlicht und mit dem Markt diskutiert werden. Erst wenn diese Analyse erfolgt ist, können sinnvolle Schlüsse zur Weiterentwicklung des Bilanzierungssystems gezogen werden. Die bisher getätigten, eher pauschalen Vorwürfe gegen Bilanzkreisverantwortliche führen nicht weiter.

Die derzeitigen Indikatoren wie Volatilität der Intra-Day-Preise sowie der tatsächlichen Abruf der Regelenergie deuten jedenfalls darauf hin, dass die Anreize im derzeitigen System greifen und grundsätzliche Änderungen nicht notwendig sind. Auch die anfänglichen Probleme mit der Prognosegüte der Direktvermarktung sind längst überwunden.

Pönalen

Die Einführung von Pönalen lehnt der bne ab. Pönalen bedeuten höhere Risiken für die Bilanzkreisverantwortlichen. Diese Risiken führen in der Folge zu höheren Preisen für Letztverbraucher. Pönalen enthalten, je nach Ausgestaltung, auch Anreize, die Bilanzkreise systematisch zu über- oder unterspeisen, da höhere Kosten für die (nicht planbaren) Abweichungen auf diese Weise vermieden werden können. Eine solche Entwicklung gab es bereits bei der Pönalisierung durch asymmetrische Preise. Solche Fehlanreize sind aber gerade nicht Systemstabilisierend.

Pönalen sind auch nicht notwendig. Der Markt hat sich bereits deutlich weiter entwickelt und wird sich auch in der Zukunft weiter entwickeln. Für die im Wettbewerb stehenden Unternehmen sind bereits ausreichend Anreize im Markt und im Ausgleichsenergiesystem vorhanden, ihre Bilanzkreise so gut wie möglich zu bewirtschaften. Die zunehmenden Preisspreads im EOM werden diese Anreize weiter verstärken.

Für Netzbetreiber müssen die Anreize zur Bewirtschaftung der Differenz- und Verlustbilanzkreise verschärft werden. Nur wenn die Netzbetreiber bei mangelhafter Bewirtschaftung dieser Bilanzkreise auch die dadurch entstehenden Kosten tragen müssen, werden sich Verbesserungen einstellen. In Zukunft sollten Netzbetreiber nur effiziente Kosten im Rahmen der Anreizregulierung anerkannt bekommen.

Wichtiger als die Einführung von Pönalen erscheint, Systembelastungen insgesamt weiter abzubauen. Dazu würde beitragen, die Pflicht zur Direktvermarktung auszudehnen und damit noch mehr Anlagen in die Direktvermarktung zu bekommen.

Verbesserung der Standardlastprofile (SLP)

Es sollte vorerst am synthetischen Standardlastprofil-Verfahren festgehalten werden. Dieses hat noch immer große Vorteile bei der Belieferung von Kunden mit geringem Verbrauch, da die Mess- und Abwicklungskosten gering sind. Das SLP-Verfahren ist somit bis auf weiteres die Grundlage für kostengünstige Stromlieferungen an Kunden mit kleinen Verbräuchen.

Die bisher verwendeten SLP stimmen allerdings nicht mehr mit dem Verbrauchsverhalten der Letztverbraucher überein. Die SLP müssen in Zukunft regelmäßig überarbeitet und angepasst werden. Die Vorgaben zur Anpassung der Profile durch die Netzbetreiber müssen daher verschärft werden. Dabei muss es bei einer überschaubaren Zahl an SLP bleiben.

Darüber hinaus lässt sich feststellen, dass Kunden vom Netzbetreiber immer wieder den falschen Lastprofilen zugeordnet werden. Es muss daher ein Anspruch der Lieferanten auf Einordnung in ein anderes Profil eingeführt werden, wenn Hinweise vorliegen, dass die bisherige Zuordnung nicht stimmt. Hier liegt auch ein typisches Diskriminierungspotential für die vielen integrierten Versorger, die auf diese Weise ihre eigenen Vertriebe bevorteilen können.

Bei bestimmten Kundengruppen wird es jedoch sinnvoll sein, auf andere Verfahren umzustellen, dies könnte etwa die Zählerstandsgangmessung sein. In diesen Fällen werden dann auch andere Messkonzepte benötigt. Dies geht von einer zusätzlichen Leistungsmessung bis hin zu einer Fernübertragung von Messwerten und der Einrichtung einer Steuerungsinfrastruktur. Die Einführung dieser Maßnahmen muss aber marktgetrieben erfolgen.

Das analytische Standardlastprofilverfahren muss hingegen abgeschafft werden. Netzbetreiber ordnen den Verbrauchern in diesem Verfahren die nach Abzug der RLM-gemessenen Kunden verbleibenden Mengen zu. Dabei wird auf Basis von festgelegten Faktoren eine Aufteilung auf Kundengruppen vorgenommen. Diese Verteilung ist nicht mehr repräsentativ für die Verbräuche der Kundengruppen. Zudem ist das Verfahren sehr anfällig für Störungen bei der Ermittlung der RLM-Verbräuche, wodurch in der Praxis regelmäßig die für die Prognosen der Lieferanten notwendigen Werte nicht vorliegen. Insgesamt verlagern die Netzbetreiber damit Risiken auf die Lieferanten, die jedoch schon aufgrund der zu späten Messwertübermittlung keine ausreichenden Mittel zur Bewirtschaftung dieser Risiken haben. Dieses Verfahren ist damit ungeeignet, die steigenden

Anforderungen an die Prognose der Verbräuche und die Bewirtschaftung der Bilanzkreise zu erfüllen.

Messwerte

Eine weitere Verbesserung der Bilanzkreisbewirtschaftung vor dem Hintergrund der Weiterentwicklung des EOM und der damit angestrebten kurzfristigen Reaktion der Lieferanten auf Marktentwicklungen, setzt auch voraus, dass die Marktteilnehmer Ist-Messwerte zur Verfügung haben. Diese Ist-Werte sind die Grundlage für die kontinuierliche Anpassung der Beschaffung. Bisher werden standardmäßig nur täglich rückwirkend die ¼-Stunden-RLM-Werte übermittelt. In Zukunft müssen die Werte kurzfristiger, zum Beispiel stündlich, übermittelt werden. Perspektivisch muss auch eine online-Übermittlung möglich sein. Auch hierfür sind jetzt die Voraussetzungen zu schaffen.

4.3 Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile optimieren

Grundsätzliche Erwägungen:

Das Zusammenspiel von Flexibilität, Dezentralität und Netzausbau

Bevor auf die einzelnen Punkte des Grünbuchs zur Netzentgeltsystematik eingegangen wird, soll hier ein Punkt dargelegt werden, der vom Grünbuch nicht berücksichtigt wird – aber gleichzeitig für einen künftigen Strommarkt von maßgeblicher Bedeutung ist:

Ein zentrales und störungsfreies Marktpreissignal ist aus Sicht des bne elementar für einen funktionsfähigen Strommarkt. Auch hält der bne prinzipiell Netzausbau auf allen Ebenen für erforderlich. Aufgrund des immer weiter wachsenden Volumens an Erzeugungsanlagen und Verbrauchern auf den niederen Spannungsebenen (Dezentralität) nimmt aber auch die Bedeutsamkeit von regionalen Bewirtschaftungsmöglichkeiten zu. Der bne sieht eine gewaltige Herausforderung darin, eine Bewirtschaftung marktkonform und dennoch mit der mittelfristig erforderlichen Granularität möglich zu machen. Als Lösungsansatz für diese schwierige Gratwanderung hat der bne seine Flexmarktkonzeption vorgestellt und bereits als Stellungnahme zum Grünbuch am 15.12.2014 eingereicht. Die Berührungspunkte zu den unter 4.3 im Grünbuch dargestellten Punkten sind groß, deshalb wird im Weiteren an den jeweiligen Stellen der Bezug zur Flexmarktkonzeption hergestellt.

Preisbestandteile

Der bne begrüßt, dass das Ministerium die Bedeutung der staatlich veranlassten Preisbestandteile in den Mittelpunkt stellt. In der Tat ist der Einfluss der Preiskomponenten ein maßgeblicher Faktor. Für die neue Energiewirtschaft ist eine Erarbeitung von systematischen Grundlagen in diesem Bereich vordringlich.

Die Problematik lässt sich gut am Beispiel von Heizungen illustrieren: Wenn der Endverbraucher alternativ mit Strom (mit dem höchsten Erneuerbaren-Anteil), Erdgas, Erdöl oder anderweitig heizen kann, stehen die Energieträger in einem Konkurrenzverhältnis. Da bezogen auf die eingesetzte Energie ausgerechnet beim Strom die staatliche Abgabenlast am höchsten ist, kommt eine stromgeführte Heiztechnologie wie z.B. eine Wärmepumpe selbst dann nicht zum Zuge, wenn diese effizienter ist als alle anderen Heiztechnologien. Vielmehr muss über staatliche Lenkungsansätze dieser Nachteil ausgeglichen werden. Aus Sicht des bne ist eine ambitionierte Effizienzpolitik nur dann zu erreichen, wenn diese Lenkungswirkungen systematisch überprüft, hinterfragt und auf die eigentlichen Ziele angepasst werden.

Problematische Grünbuch-Prämisse

Einleitend und auch im Fazit zu 4.3 finden sich im Grünbuch Aussagen, dass die bestehenden Begünstigungen im Rahmen der Netzentgeltssystematik erhalten bleiben sollen. So heißt es: „Sonderregelungen bei Netzentgelten und staatlich veranlassten Preisbestandteilen bleiben erhalten.“ Diese Aussage steht im Widerspruch zu den im Text befindlichen Problembeschreibungen. Wie aus den Passagen selbst deutlich und richtigerweise hervorgeht, gibt es in der jetzigen Netzentgeltssystematik derart viele Ausnahme- und Ermäßigungstatbestände, die allesamt die Energiewende nicht nur kostenmäßig belasten, sondern auch insbesondere Flexibilität massiv behindern. Der im Grünbuch beschriebene Ansatz erscheint daher äußerst fragwürdig.

Dabei will der bne explizit klarstellen, dass eine Weiterentwicklung und Umschreibung der Ermäßigungstatbestände auf andere Kriterien und Entlastungstatbestände durchaus wünschenswert ist. Nur müssen die neuen Kriterien sachgerecht sein und insbesondere die technische Transformation der Erneuerbaren in das System voranbringen. Die neue Energiewirtschaft hat mit dem Flexmarkt genau dafür einen Vorschlag gemacht.

Eine Optimierung innerhalb der bestehenden Systematik hält der bne auch deshalb für verfehlt, da die Netzentgeltstrukturen für eine andere Situation geschaffen wurden. Eine Situation, in der zentrale, individuell große Kraftwerke ihre Erzeugung der jeweiligen Verbrauchssituation angepasst haben. Nur so lässt sich erklären, dass schematische Zeitfenster (wie die Tag-Nacht-Tarifierung etc.) und die Orientierung am Höchstlastzeitfenster als Schlüsselkriterien in nahezu jeder Regelung zu finden sind. In wenigen Jahren wird der Großteil der Stromerzeugung auf den niederen Spannungsebenen zu finden sein. Die regionalen Wettereinflüsse werden ein wichtiger Faktor und die konventionelle Erzeugung wird nicht mehr der relevante Steuerungshebel sein. Es wird zu einer wichtigen Herausforderung, ohne Komforteinbußen den Verbrauch zu optimieren und idealerweise die dezentrale Netzsituation im Blick zu haben. Wenn man sich diesen grundlegenden Wandel vergegenwärtigt, wird klar, dass diese Aufgabe nicht mit einer Kleinstreform adäquat gelöst werden kann. Die neue Energiewirtschaft ist deshalb der

Überzeugung, dass hier eine grundlegende Reform und Neuausrichtung erforderlich ist.

Nicht ausschließlich auf den politisch verlockenden Weg einer Umlagendynamisierung setzen

Derzeit sind die Preissignale im Großhandel noch nicht ausreichend, um Flexibilitätspotenziale zu heben. Dennoch sollten jetzt nicht überstürzt problematische Maßnahmen eingeführt werden:

In den dargestellten Ansätzen für Handlungsempfehlungen findet sich die sogenannte Dynamisierung der EEG-Umlage. Die neue Energiewirtschaft wird diesen Vorstoß nicht rundweg ablehnen, sondern sich an einer Diskussion grundsätzlich konstruktiv beteiligen, wenngleich wir derartigen etatistischen Ansätzen grundsätzlich eher skeptisch gegenüberstehen.

Die wichtigste Zielsetzung ist es, wieder mehr Markt in den Energiesektor zu bringen, nicht ein weiteres staatliches Instrument zur Ver(schlimm)besserung eines bestehenden Umlagesystems zu etablieren.

Die Umstellung der Netzentgeltssystematik und die Beseitigung der massiven Fehlanreize ist für die Umsetzung der von der Politik gewünschten Flexibilisierungsoptionen von exorbitant größerer Bedeutung als die vorgeschlagene Dynamisierung. Es ist aus Sicht des bne wichtiger, moderne und kostengünstige Bilanzierungsverfahren für alle Kundensegmente zu finden, die Netze intelligenter zu machen und besser zu bewirtschaften sowie die Hemmnisse in der Anreizstruktur zu beseitigen, statt einen zusätzlichen streit- und regulierungsträchtigen künstlichen Hebel neben den als mangelhaft empfundenen Marktpreisen einzuführen. Grundsätzlich sollten Preise und Knappheitssignale sich im marktlichen Bereich bilden und nicht im staatlichen bzw. regulierten Bereich zu dem auch die EEG-Umlage und eine dortige Hebelung gehört. Die Gefahr widersprechender potenzierender oder neutralisierender Signale und damit massiver Marktstörungen ist sehr hoch. Zudem wirft eine Dynamisierung mindestens drei zentrale Probleme auf, auf die im Folgetext noch expliziter eingegangen wird.

Zu den einzelnen Punkten:

Netzentgeltstruktur

Die Netzstrukturen der untergelagerten Spannungsebene müssen in eine energiewendefähige neue Struktur gebracht werden.

Inzwischen unbestritten ist, dass insbesondere die aktuell fast 900 Stromverteilernetzbetreiber, von denen etwa 800 weniger als 100.000 Netznutzer aufweisen, weder den Personalaufwand noch die Fachexpertise erbringen können,

das zunehmend komplexe dezentrale Handling von regionalen Erzeugern und Verbrauchern zu übernehmen.

Die aktuelle Anreizstruktur gibt demgegenüber den kleineren Netzbetreibern – wie im Evaluierungsbericht der BNetzA auch festgestellt worden ist – einen Anreiz, an kleinteiligen Strukturen festzuhalten. Neue Aufgaben etwa bei der IT, denen sich auch die Verteilernetzbetreiber stellen werden müssen, dürfen daher keinesfalls an eine Mindestgröße eines Netzgebiets gekoppelt werden, sondern sind ohne Einschränkungen von allen zu erfüllen. Aus Sicht der neuen Energiewirtschaft bietet es sich an, die komplizierteren Aufgaben bei etwa 25 größeren regionalen Netzclustern oder Kooperationen anzusiedeln. Das kommunale Eigentum an den Netzen bliebe dabei unangetastet.

Leistungskomponente des Jahresleistungsentgelts steht Flexibilisierung entgegen

Die neue Energiewirtschaft teilt die Einschätzung, dass die Berechnung des Jahresleistungsentgelts gem. § 17 Abs.2 StromNEV bei größeren Netznutzern einer Flexibilisierung entgegensteht. Eine Lösung könnte in einem ersten Schritt dergestalt gefunden werden, dass im Falle der Erbringung von Regelleistung keine Anrechnung dieser Zeitfenster erfolgt. In einem zweiten Schritt sollte gemäß dem bne-Flexmarktkonzept eine Trennung danach erfolgen, ob der Netznutzer dazu bereit ist, Flexibilität dezentral einzubringen. In diesem Fall könnte beispielsweise eine Möglichkeit für das dezentrale Netzcluster vorgesehen werden, die Flexibilität vom Übertragungsnetzbetreiber zu den gleichen Konditionen zu übernehmen. Nur dann sollte eine Fortführung dieser Ausnahme von der Anrechnungspflicht vorgesehen werden.

Aus Sicht der neuen Energiewirtschaft ist bei der Umstellung der Entgeltstruktur von Anfang an darauf zu achten, dass die Bereitschaft zum dezentralen Einsatz von Flexibilität als geldwerte isolierbare Leistung verstanden wird, die zwar mit Netzentgelten verrechenbar sein kann, aber nicht zwingend sein muss. Nur dann lässt sich sicherstellen, dass sich dort ein wirklicher Markt bildet, der auch diskriminierungsfrei zugänglich ist. Die europäisch bereits viel weiter fortgeschrittene Diskussion um die zukünftige Funktion und Aufgabe von Aggregatoren sollte unbedingt Berücksichtigung finden.

2.500-Stunden-Regel problematisch

Ein weiterer der Flexibilität entgegenstehender Gesichtspunkt ist die 2.500-Stunden-Regel, die sich aus Nr.5 der Anlage 4 zur StromNEV ergibt. Nach der gängigen Praxis wird diese Regel dergestalt angewendet, dass unter 2.500 Benutzungsstunden ein hoher Arbeitspreis mit einem niedrigen Leistungspreis gekoppelt wird. Ab 2.500 Benutzungsstunden kehrt sich dieses Verhältnis um. Insbesondere im Bereich der Elektromobilität – aber auch bei anderen Verbrauchern – ist die Teilnahme an Flexibilitätsmärkten deshalb mit der Gefahr verbunden, durch das Überschreiten der Grenze das Risiko deutlich höherer

Netzentgeltbelastungen einzugehen. Aus diesem Grund hält die neue Energiewirtschaft es für sachgerecht, die Bereitschaft und tatsächliche Teilnahme an Flexibilitätsmärkten mit einer höheren Grenzstundenzahl zu verknüpfen. Bis zur Einführung des vom bne vorgeschlagenen Flexmarktes könnte man alternativ die Präqualifikation für den Regelleistungsmarkt als Eintrittskriterium für die höhere Grenzbenutzungsstundenzahl festlegen. Dies würde auch der Sinnhaftigkeit des Knickpunktes der Gleichzeitigkeitsfunktion bei 2.500 Stunden entsprechen. Schließlich sind die geringeren Leistungsentgelte unterhalb dieser Grenze vor allem aufgrund der Durchmischungseffekte der unterschiedlichen Verbraucher begründet. Mit der grundsätzlichen Bereitschaft, an einem Flexmarkt teilzunehmen, wäre ein geeignetes Kriterium für eine höhere Benutzungsstundenzahl gefunden.

Ausgestaltung Sondernetzentgelte extrem problematisch – ablösen durch Flexkriterium

Die derzeitige Ausgestaltung der Sondernetzentgelte steht einer Flexibilisierung des Gesamtsystems ebenfalls massiv entgegen. Dazu zählt etwa das reduzierte Netzentgelt gem. § 14a EnWG, von dem nicht leistungsgemessene unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen wie Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen profitieren können. Trotz des Fehlens einer konkretisierenden Normierung und Festlegung durch die Bundesnetzagentur wird dabei üblicherweise in den Verteilernetzen ein zweigliedriger Ermäßigungstatbestand angewendet. Dieser sieht vor, dass eine bis zu 80-prozentige Ermäßigung greift, sofern Steuerungsmöglichkeiten durch den Netzbetreiber über eine sogenannte Rundsteuerung greifen bzw. die Jahreshöchstlast beim Fahrplan Berücksichtigung findet. Sofern keine getrennte Tag-Nacht-Messung erfolgt, ist regelmäßig eine bis zu 60-prozentige Reduktion vorgesehen, wenn sichergestellt ist, dass eine Entnahme nicht innerhalb des Hochlastzeitfensters im Winter vorliegt. Erschwerend kommt hinzu, dass die aktuelle technische Handhabung trotz der expliziten Einbeziehung von Elektromobilen im Gesetzeswortlaut ins Leere läuft. Die knapp 900 Netzbetreiber verwenden unterschiedliche Steuerungstechniken, zudem gibt es keine standardisierte und damit handhabbare Steuerschnittstelle. Auch aus diesem Grund sollte der §14a EnWG unbedingt zügig fortentwickelt werden. Als Lösung könnte gemäß der bne-Flexmarkt-konzeption der Aufbau einer einheitlichen und transparenten Signalinfrastruktur durch etwa 25 regionale Netzcluster erfolgen.

Diese im dreistelligen Millionenbereich zu verortenden Ermäßigungen stellen durch das Tag-Nacht-Kriterium und die Berücksichtigung von Hochlastzeitfenstern auf Kriterien ab, die es so im zukünftigen Energiesystem nicht mehr geben wird. Dies liegt daran, dass insbesondere die zunehmende Menge an Windstrom unabhängig von der Tageszeit im System ankommt und die höchste Residuallast zunehmend in den frühen Vormittagsstunden und späten Nachmittagsstunden zu finden ist. Hinzu kommt, dass durch die Entkoppelung der Residuallast von der Jahreshöchstlast der Sinngehalt der Regelung auch aus dem Blickwinkel des

Erzeugungsparks entstellt wird. Analog zu den SLP-Kunden gelten auch für diese Kundengruppe die Einschränkungen, die sich aus den „starrten“ Lastprofilen ergeben – eine intelligente Energiebeschaffung ist damit nicht möglich.

Für die Kunden mit einer registrierenden Leistungsmessung (RLM) existieren mehrere Probleme, die netzdienlicher Flexibilität entgegenstehen. Zum einen ist hier § 19 Abs. 2 StromNEV zu nennen, der zwei Alternativen beinhaltet: Dabei ermöglicht S. 1 eine Entgeltreduktion für „atypische Netznutzungen“ auf bis zu 20 Prozent des „normalen“ Entgelts. Dies setzt voraus, dass der Verbraucher eine erhebliche Lastabweichung im Vergleich zum festgelegten Höchstlastzeitfenster aufweist. Desweiteren ist die Ermäßigung in S. 2 für Großverbraucher ab 10 GWh Jahresverbrauch auf mindestens 7.000 Vollbenutzungsstunden ausgelegt. Daraus resultiert ein massives Interesse, ein möglichst konstantes, nicht zu hohes, also nicht flexibles Entnahmeniveau zu erreichen.

Diese Sonderregeln sollten grundsätzlich neu und flexibilisierungsfördernd aufgesetzt werden. Dabei könnten günstigere allgemeine Entgelte – sofern dies aus industriepolitischer Sicht gewollt ist – für Großverbraucher vorgesehen werden. Ermäßigungstatbestände sollten sich an der Bereitschaft und der tatsächlichen Erbringung dezentral einzusetzender Flexibilitäten ausrichten. Eine Ausgestaltungsmöglichkeit dafür hat der bne mit der Flexmarkt-konzeption konkretisiert.

Starre Zeitfenster mit festen Preisen streichen

Die Aufteilung in unterschiedliche Entgelte für Haupt- und Nebenzeiten findet sich nicht nur in den Netzentgelten, sondern auch bei den Konzessionsabgaben. Diese Regelung ist veraltet und für ein auf erneuerbare Energien und dezentrale Erzeugung und Verbrauch ausgerichtetes Stromsystem gänzlich ungeeignet. Es ist erforderlich, die tatsächlichen Netz-situationen abzubilden und diese nicht mehr, wie bisher, in starre Schemata einzuordnen. Die Regelung sollte deshalb ersatzlos gestrichen werden und analog zu den Sondernetzentgelten in ein Flexibilitätskriterium überführt werden. Es muss allerdings betont werden, dass eine derartige Überführung faire und angemessene Übergangsregelungen erfordert, um den Netznutzern eine Umstellung ihrer Systeme von der beschriebenen „starrten Flexibilität“ in eine wirklich netz- und energiedienliche Flexibilität möglich zu machen.

Eigenerzeugung – Leistungskomponente

Die im Beispiel 2 aufgeführte Eigenerzeugungsproblematik wird durch die bne-Flexmarkt-konzeption ebenfalls adressiert. Der Anreiz aus dem Strommarkt verfehlt seine Wirkung, wenn die eingesparten Entgelte und Umlagen diesen Betrag übersteigen. Aufgrund dessen sollte für alle Gruppen von flexiblen Verbrauchern (Eigenerzeuger gehören dazu) zumindest eine starke Leistungskomponente bei den Netznutzungsentgelten eingeführt werden, auch eine reine Leistungsbepreisung kann in Betracht kommen. Die normalen Haushaltskunden wären davon in der

Regel erst einmal nicht betroffen, hätten aber die optionale Möglichkeit, an einem solchen System teilzunehmen. Jedwede Ermäßigungsmöglichkeit sollte sich daran orientieren, dass der Netznutzer diese Leistung im Sinne des Flexibilitätskriteriums einzusetzen bereit ist. In diesem Fall wäre eine Eigenverbrauchsoptimierung unabhängig vom Strompreis jedenfalls mit einem adäquaten Netzpreis verbunden. Zudem würde ein an Engpasssituationen angepasstes Verbrauchsverhalten mit einem eigenständigen Anreiz versehen. Die Eigenerzeugungsproblematik würde sich dann so nicht mehr stellen.

Wärme und Verkehr stärker in den Strombereich verlagern

An erster Stelle ist zu bemerken, dass die Aufzählung im Beispiel 3 fehlt geht. „Strom, Wärme und Verkehr“ lassen sich so nicht in eine gemeinsame Auflistung bringen. Dennoch hält der bne die Fragestellung dahinter für eine der zentralsten politischen Aufgaben. Stromanwendungen im Wärme- und Verkehrsbereich stellen sowohl das Marktdesign als auch die Infrastruktur vor neue Herausforderungen.

Dies beginnt bei den deutlich günstigeren staatlichen Kostenbelastungen der fossilen (sekundären) Energieträger. Wie dargestellt, sollten hier systematische Untersuchungen eingeleitet werden. Aus Sicht der neuen Energiewirtschaft sind Lösungen ausschließlich über Ausnahmeregelungen unangebracht – vor allem hinsichtlich einer zukünftigen Systemintegration. Das bestehende flexible Potential vieler Wärme- und Verkehrsanwendungen sollte nutzbar gemacht werden. Auch hier bieten Flexibilitätskriterien einen guten Ansatzpunkt, um genau diejenigen Anwendungen zu adressieren, die für das Stromsystem gebraucht werden. Wichtig ist, keine spezifischen technologiebezogenen Sonderregelungen vorzusehen, sondern eine tragfähige strukturelle Lösung in den Blick zu nehmen.

Weiter sind die Zugangsregelungen der Netze an die Erfordernisse insbesondere von Verkehrsanwendungen anzupassen. Dies betrifft sowohl die Bilanzierungsregeln als auch die bundesweit 884 unterschiedlichen Preisblätter für Netznutzungsentgelte.

Leistungspreise stärken

Die neue Energiewirtschaft hält eine starke Leistungspreiskomponente in den Netzentgelten bei allen Verbrauchergruppen für sinnvoll, die flexible Verbrauchsfahrpläne aufweisen. Maßgeblicher Treiber hierfür ist die zunehmende private und industrielle Eigenerzeugung. Dadurch, dass Erzeugung und Verbrauch zunehmend in den niederen Netzebenen zusammenfallen, kann nur über eine Leistungsbepreisung sichergestellt werden, dass eine ausgewogene und gerechte Finanzierung der Netzinfrastuktur über alle Nutzergruppen hinweg erfolgt. Vorteile sind insbesondere in den Fällen denkbar, in denen aufgrund einer grundsätzlichen Bereitschaft oder der tatsächlichen Nutzung die Flexibilität zur Minimierung der Infrastrukturkosten eingesetzt wird.

Dynamische EEG-Umlage

Neben den oben angesprochenen ordnungspolitischen Fehlern sind es drei Fragestellungen, die bei einer Dynamisierung der EEG-Umlage zu klären sind:

Dies ist zum einen der volkswirtschaftliche Nutzen einer derartigen Dynamisierung, wobei insbesondere auf die in der AG Flexibilisierung des BMWi artikulierten Bedenken noch einmal ausdrücklich hingewiesen sei. Zum zweiten stellt sich die Frage, wie eine derartige Ausgestaltung unbürokratisch umzusetzen wäre. Es würde jedenfalls ein sehr erheblicher Abrechnungsaufwand verursacht. Zum Dritten besteht die Gefahr, dass insbesondere bei den Netzbetreibern, die das analytische Verfahren verwenden, eine große Gefahr bestünde, dass die nachträglich gemeldeten Verbrauchskurven zum Vorteil der verbundenen Vertriebe optimiert würden. Es wäre demnach zwingend erforderlich, das analytische Verfahren zu beseitigen. Dieses Verfahren ist ohnehin ungerecht, da hier Risikozuordnung und Verantwortlichkeit auseinanderfallen.

Smart Meter/Messwesen

Die Abbildung von Flexibilitäten erfordert die Möglichkeit, dass Verbrauchs- bzw. Leistungswerte auch tatsächlich erfasst werden können – zumindest in dem regelmäßig relevanten Viertelstundenfenster. Eine solche Erfassung muss in der Bilanzierung berücksichtigt werden können und eichrechtlich valide sein. Nur in diesem Fall lassen sich unterschiedliche Preise an den Spotmärkten bis zu den Verbrauchern transportieren. Dies erfordert neben der entsprechenden Verfügbarkeit von Digitalzählern und Kommunikationsmodulen eine Reihe an Marktregeln.

Der bne schlägt ein zweigeteiltes System vor, mit dem die Probleme beim Smart Meter Rollout ebenfalls in den Griff zu bekommen wären. Bei den Verbrauchern ohne Flexibilitäten soll bis auf weiteres über (verbesserte) Lastprofile abgerechnet werden – „normale“ Digitalzähler ohne Gateway wären über das Auslaufen der Eichfristen einzubauen. Bisher ist vorgesehen, dass bei einem angeschlossenen Digitalzähler die Kunden über ihre Daten allenfalls über ein festinstalliertes Display informiert werden können. Ein weitergehender Nutzen, der insbesondere für Dienstleistungen und die Prüfung von Flexibilitätpotenzialen erforderlich wäre, ist nicht zugelassen. Sofern selbst bei aktiver Einwilligung des Verbrauchers über klar definierte Daten und einen vordefinierten Zeitraum keine Möglichkeit besteht, zu prüfen, ob der Kunde über Flexibilitäten verfügt, ist die Nutzung eines Digitalzählers energiewirtschaftlich nicht sinnvoll. Aus diesem Grund sollten für klar definierte Anwendungen die technischen Richtlinien und insbesondere die Definition des FNN-Basiszählers angepasst werden.

Für alle Verbraucher, die sich an dezentralen Flexibilitätsmärkten beteiligen wollen, muss demgegenüber ein intelligentes Messsystem (bestehend aus Digitalzähler und Kommunikationsmodul) als Zugangsvoraussetzung eingebaut

werden. Sobald die Rahmenvoraussetzungen dafür geschaffen sind, sollte keiner dieser Verbraucher über Lastprofile bilanziert werden, auch um einen Nachweis zu führen und den eichrechtlichen Voraussetzungen zu genügen. Desweiteren ist es erforderlich, ein kostengünstiges Bilanzierungsverfahren für Verbraucher mit einem Verbrauch unter 100.000 kWh zu entwickeln – die Zählerstandgangbilanzierung eignet sich dabei als Anknüpfungspunkt. Hier müssen endlich die erforderlichen Festlegungen getroffen werden. Hemmnisse wie das Abrechnungsentgelt sind zu beseitigen bzw. durch wettbewerbliche Lösungen zu ersetzen. Die Bedeutung dieses Hemmnisses ist derart fundamental, dass selbst die Gutachter des BMWi in den jüngst veröffentlichten Variantenrechnungen zum Smart-Meter-Rollout davon ausgehen, dass eine Beibehaltung dieser Abrechnungspraxis die gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit des Gesamtvorhabens konterkarieren würde.

Kapitel 5 Stromnetze ausbauen und optimieren

5.1 Stromnetze ausbauen

Ein angemessener Netzausbau ist Voraussetzung für die Energiewende. Dabei gibt es Potential, durch neue Netzplanungsgrundsätze und mit modernen Betriebsmitteln die Kosten zu begrenzen. Allerdings sind in der Anreizregulierung derzeit nicht die notwendigen Anreize enthalten, um die Netzbetreiber zu den dafür erforderlichen ökonomischen Abwägungen zu bewegen – noch immer wird der konventionelle Netzausbau im Grundsatz belohnt. Hier muss eine Nachbesserung innerhalb der Anreizregulierung erfolgen.

Dies gilt auch für die Einführung von Leistungsbegrenzungen für die Einspeisung von dezentralen Anlagen. Die Netzbetreiber sollen die ökonomischen Anreize haben um die Abwägung zwischen Netzausbau oder Leistungsbegrenzung im Einzelfall durchführen zu können. Dies würde dann bedeuten, dass die Entschädigungszahlungen an die Anlagenbetreiber zumindest teilweise von den Netzbetreibern zu tragen sind. Bisher ist dies nicht vorgesehen und muss in Zukunft in die Anreizregulierung eingefügt werden.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass Eingriffe der Netzbetreiber in die Erzeugung von Erneuerbaren-Anlagen immer auch mit zusätzlichen Risiken für die vermarktenden Unternehmen einhergehen. Es muss noch ein Konzept entwickelt werden, um diese Risiken für die Vermarkter auf ein handhabbares Maß zu begrenzen.

5.2 Netze sicher betreiben

Der Netzausbau, insbesondere der Übertragungsnetze, ist von zentraler Bedeutung, um die weiter wachsende Zahl an Erneuerbaren-Anlagen zu integrieren. Die heutigen Vorgaben zum Redispatch können nur eine

vorübergehende Lösung sein. Der Schwerpunkt der politischen Arbeit sollte daher darauf liegen, die Hindernisse des Netzausbaus zu beseitigen. Die Verlängerung bzw. Weiterentwicklung der Reservekraftwerksverordnung erscheint angesichts des schleppenden Netzausbaus unvermeidlich. Die Verordnung sollte jedoch weiter nur als temporäre Lösung ausgestaltet werden.

Kapitel 6 Einheitliche Preiszone erhalten

Die einheitliche Preiszone ist von überragender Bedeutung um einen insgesamt effizienten Erzeugungsmix und damit eine kostengünstige Stromversorgung zu gewährleisten. Durch die Beseitigung von Netzengpässen zu den Nachbarländern ließen sich hier weitere Effizienzgewinne erzielen. Mit einer Vergrößerung des heutigen deutsch/österreichischen Marktgebiets, d.h. einer Ausdehnung auf weitere Nachbarländer, ließen sich zum einen natürliche Ausgleichseffekte nutzen, zum anderen auch der Erzeugungsmix weiter optimieren. Hierfür müssen jetzt die Voraussetzungen geschaffen werden.

Kapitel 7 Die europäische Kooperation intensivieren

Eine enge europäische Kooperation und die Verwirklichung des Binnenmarktes bieten für alle Länder Vorteile und können die Energiekosten auch EU-weit auf ein volkswirtschaftlich effizientes Niveau herabsenken. Wichtig wird sein, Marktverzerrungen durch staatliche Beihilfen oder ungeeignete Kapazitätsmärkte zu verhindern.

Kapitel 8 Klimaschutzziele erreichen

Das Emissionshandelssystem muss so schnell wie möglich reformiert werden, um seine zentrale Funktion zur Steuerung der CO₂-Verminderung wiedererlangen zu können. Es ist dabei darauf zu achten, dass es nicht durch Ausnahmen für einzelne Technologien zu Marktverzerrungen zwischen den Erzeugern kommt.

Kapitel 9 Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt

Bereits mit den im Grünbuch als „Sowieso-Maßnahmen“ bezeichneten Weiterentwicklungen des Strommarktes werden starke Anreize geschaffen, auch langfristig für ausreichend Erzeugungskapazität zu sorgen. Grundsätzlich sollten diese Anreize ausreichen und keine weiteren Maßnahmen erforderlich machen. Allerdings bestehen heute große Unsicherheiten zur zukünftigen Entwicklung der Märkte – nicht zuletzt durch die häufigen Änderungen der Rahmenbedingungen durch die Gesetzgeber in Deutschland und den angrenzenden Staaten. Es kann daher heute nicht ausgeschlossen werden, dass der Markt nicht ausreichend Kapazität zur Verfügung stellt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sofern sich herausstellt, dass eine zusätzliche Absicherung notwendig ist, könnte mit einer Kapazitätsreserve diesem Risiko begegnet werden. Dabei müssen die Gefahren von Strukturkonservierung, Wettbewerbsbehinderung und Mitnahmeeffekten unbedingt vermieden werden.

Umfassende Kapazitätsmärkte sind nach Auffassung des bne nicht notwendig. Insbesondere umfassende dezentrale Kapazitätsmärkte, mittels eines zu kreierenden Zertifikatemarktes für Vertriebe, haben erhebliche Nachteile. Sie drohen die Transformation des Kraftwerksparks zu verzögern, indem alte Kraftwerke bis zu ihrer technischen Sterbelinie im Markt gehalten werden. Dadurch würden es neue, innovative Lösungsbeiträge lange Zeit sehr schwer haben, sich am Markt durchzusetzen.

Zudem ist ein weiteres zusätzliches Ansteigen der Strompreise die Folge. Die Versorgungssicherheit wird aus dem bestehenden System herausgelöst und in der Folge als ein separates, eigens zu bezahlendes Gut in Form von zusätzlichen Zertifikaten verkauft. Die Lieferanten müssen die Kosten der Zertifikate in Form einer separaten Preiskomponente oder allgemeiner Preiserhöhungen an die Kunden weiterreichen. Dem steht auch keine entsprechende Absenkung durch den Verfall der Großhandelspreise entgegen, weil diese Effekte bereits durch die Veränderung weiterer Preisbestandteile kompensiert wurden.

Der dezentrale Zertifikatemarkt ist dabei für das angestrebte Ziel langfristiger Investitionssicherheit für den Kraftwerkszubau zudem völlig ungeeignet. Denn die Zertifikatemarkte würden nur einen kurzen Zeithorizont abdecken, da die Vertriebe sich höchstens für die Laufzeit ihrer Verträge mit den Kunden eindecken. Diese laufen aber nur zwei ggf. drei Jahre. Dieser Zeithorizont ist deutlich kürzer als die Amortisationszeit neuer Kraftwerke. Es ist vor diesem Hintergrund eher abwegig, dass Investoren auf das Preissignal eines derart kurzfristigen Zertifikatemarktes reagieren.

Ein Zertifikatemarkt bedeutet zudem den Einstieg in die Regulierung des Vertriebs und des Erzeugungsmarktes. Denn sowohl Menge und Stückelung der Zertifikate, der Auslösepreis als auch die Pönalisierungssysteme zwischen Erzeugern und Vertrieben sowie zwischen Vertrieben und deren Kunden sind unvermeidbar streitbefangen und würden wegen ihrer grundsätzlichen Bedeutung zu regulieren sein.

Darüber hinaus besteht ein großes Risiko der Fehlparametrierung eines Zertifikatemarktes. Der Preis für nicht gedeckte Kapazität entscheidet darüber, ob ein effizientes Niveau für die Erzeugungskapazität erreicht wird. Ist der Preis zu gering, wird nicht genug Kapazität bereitgestellt, ist er zu hoch, wird zu viel Kapazität bereitgestellt. Diese Preissetzung wird letztlich zentral vorgenommen und nicht vom Markt entschieden. Damit ist aber auch der Zertifikatemarkt kein reines Marktinstrument, sondern letztlich ein zentral gesteuerter Markteingriff.

Schließlich müssen zusätzlich zur Handelsinfrastruktur umfassende Überwachungsmechanismen eingeführt werden, um die Erfüllung der Verpflichtungen durch die Marktparteien zu prüfen und die Strafzahlungen für zu geringe Leistungskontrahierung auszulösen. Hier droht durch die umfassende

Regulierung des Vertriebs- und Erzeugungsbereiches ein hoher bürokratischer Aufwand für alle Beteiligten.

Für Kapazitätsmärkte kommen daher nur Ansätze in Frage, die die problematischen Ausgestaltungsfragen direkt adressieren, das Beschaffungsvolumen begrenzen und den Transformationsprozess des Erzeugungsparks besser steuern. Solche Ansätze bieten auch die Möglichkeit zur Berücksichtigung der temporären Netzengpässe. In den Gutachten zu Kapazitätsmärkten wurden solche Modelle ebenfalls geprüft, allerdings wurde bei der Bewertung dieser Modelle nicht ausreichend beachtet, dass das derzeitige CO₂-Handelssystem schwerwiegende Konstruktionsfehler enthält, die eine Transformation des Erzeugungssystems ausbremsen. Dezentrale Kapazitätsmärkte könnte diese Fehlsteuerung nicht auffangen. Sie würden, anders als in den Gutachten herausgestellt, zu einem ineffizienteren Erzeugungspark führen.

Kapitel 10 Zusammenarbeit mit Nachbarländern

./.. siehe Anmerkungen zu Kapitel 6 und 7

Kapitel 11 Kapazitätsreserve zur Absicherung

Bei der im Grünbuch vorgeschlagenen Kapazitätsreserve bleiben noch Fragen offen. Eine wettbewerbliche Beschaffung dieser Kapazitäten, wie sie dort skizziert wird, lässt grundsätzlich auch Raum für Bestandsanlagen. Es ist allerdings fraglich, ob aufgrund der geringen potentiellen Anbieterzahl wirklich angemessene Preise erzielt werden können. Hier drohen die gleichen massiven Nachteile wie bei der „strategischen Reserve“, durch strategisches Gebotsverhalten einiger weniger, die voneinander wissen. Wenn die Kapazitätsreserve entsprechend der vorliegenden Vorschläge zur strategischen Reserve ausgestaltet wird, wird sie nach Auffassung des bne nicht effizient sein, sondern nur hohes Mitnahmepotential für einige ältere Anlagen bieten – ein „goldenes Ende“ für einige alte Kraftwerke zu Lasten der Verbraucher. Ein derartiges Ausschreibungsverfahren für Bestandskraftwerke muss daher ausgeschlossen werden.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft

Der bne ist die schlagkräftige Interessenvertretung für die wettbewerbliche neue Energiewirtschaft. Im Unterschied zu Anbietern mit verbundenem Netz sind unsere Mitglieder frei von Monopolinteressen. Sie kämpfen für Wettbewerb, Vielfalt und Fairness im Energiemarkt. 2014 haben bne-Mitgliedsunternehmen in Deutschland über sieben Millionen Kunden zuverlässig mit Strom, Gas oder energienahen Dienstleistungen beliefert.