

zum

Referentenentwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 14.09.2015

28. September 2015

Zusammenfassung

VIK begrüßt die Ansätze des Strommarktgesetzes, die Funktionsfähigkeit des Strommarktes zu verbessern und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ohne einen expliziten Kapazitätsmechanismus einzuführen. Eine Reihe von wichtigen Einzelmaßnahmen wird allerdings nicht im Gesetz selbst getroffen, sondern über Verordnungs- und Festlegungsermächtigungen auf den Ordnungsgeber bzw. die Regulierungsbehörde verlagert. Bei der Umsetzung der Ermächtigungen muss mit Augenmaß vorgegangen werden, um die Funktionsfähigkeit des Strommarktes zu stärken. Die im Strommarktgesetz enthaltenen konkreten Vorgaben sind aus VIK-Sicht folgendermaßen zu bewerten:

- Eine glaubwürdige Bindung des Staates zum Verzicht auf regulatorische Eingriffe in die Preisbildung, direkt oder indirekt, ist unbedingte Voraussetzung für das Funktionieren des Strommarktes.
- Die Spitzenkappung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien bei der Netzausbauplanung ist zu begrüßen, im Fall einer Abregelung sollte die Härtefallregelung allerdings ausgesetzt werden.
- Bei den verschiedenen Informationspflichten sollte darauf geachtet werden, dass die mehrfache Meldung derselben Informationen unterbleibt, dass Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse geschützt werden und unnötiger bürokratischer Aufwand vermieden wird.
- Die Kraftwerke der Netzreserve sollten in einem wettbewerblichen Verfahren transparent und diskriminierungsfrei beschafft werden.
- Das Monitoring der Versorgungssicherheit im Netzbereich sollte auch um kürzere Unterbrechungen mit einer Dauer von weniger als drei Minuten ergänzt werden.
- Das Klimasegment der Kapazitäts- und Klimareserve erbringt keinen klimapolitischen Mehrwert, sondern schwächt den Strommarkt durch Bindung wettbewerbsfähiger Stromerzeugungskapazitäten in der Reserve.
- Eine Abschaffung der Entgelte für dezentrale Einspeisung zugunsten von lastnaher Erzeugung, die nachweislich Netzkosten vermeidet, sollte unterbleiben.
- Eine pauschale Erhöhung der Ausgleichsenergiepreise durch Einpreisung der Regenergie-Vorhaltekosten ist nicht zielführend, um die Bilanzkreistreue zu stärken.

Grundsätzliches – die wichtigsten Punkte

VIK begrüßt die im Weißbuch des BMWi getroffene und im Strommarktgesetz umgesetzte Grundsatzentscheidung für einen verbesserten Strommarkt und gegen die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zum jetzigen Zeitpunkt. Ein weiterentwickelter Strommarkt muss Flexibilitätspotenziale nutzen, die sich auch im Bereich des industriellen Lastmanagements finden. Hierzu müssen Hemmnisse für ein flexibles Verbrauchsverhalten abgeschafft werden. Dazu gehört insbesondere die Beseitigung der flexibilitätsfeindlichen hohen Leistungspreisanteile insbesondere in dem für die industrielle Energieversorgung besonders relevanten Mittel- und Hochspannungsbereich. Gegenwärtig führen hohe Leistungspreisanteile dazu, dass ein flexibler Strommehrbezug, der mit einer Erhöhung der Lastspitze verbunden ist, zu einer Steigerung der vom Letztverbraucher zu zahlenden Netzentgelte führen würde, die die flexible Fahrweise wirtschaftlich unattraktiv macht. Der gleiche Effekt verhindert etwa die Bereitstellung negativer Minutenreserve durch industrielle Letztverbraucher. Im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ wurde hier die Entwicklung eines Zielmodells für die Netzentgeltsystematik angekündigt. Im Kontext des Strommarktdesigngesetzes sollte hierfür zumindest der Prozess – auch in zeitlicher Hinsicht – skizziert werden.

Im Zusammenhang mit dem Thema „Erhöhung der Flexibilität“ sind die vorgesehenen Maßnahmen zur Stärkung des Regelenergiemarktes zu begrüßen. Im Hinblick auf die Stärkung der Bilanzkreistreue sollte darauf geachtet werden, dass hier zielgenaue Maßnahmen ergriffen werden. Insbesondere für die von Netzbetreibern geführten Differenzbilanzkreise sind verstärkte Anreize zur Bilanzkreistreue erforderlich. Zugleich muss verhindert werden, dass kleine Bilanzkreise durch hohe finanzielle Belastungen übermäßig stark behindert werden.

Die vorgesehene pauschale Abschaffung der Entgelte für dezentrale Einspeisung ist abzulehnen. Hier muss eine differenzierte Betrachtung erfolgen. Lastnahe dezentrale Erzeugung kann nachweislich das Netz entlasten und Netz(ausbau)kosten vermeiden. Für solche dezentrale Erzeugungsanlagen muss die bestehende Regelung zu Entgelten für dezentrale Erzeugung bestehen bleiben, um eine angemessene Vergütung dieses Beitrags zu ermöglichen und Anreize für netzentlastende dezentrale Erzeugung zu schaffen.

Begrüßenswert sind ebenfalls die Vorgaben zur Erweiterung des Monitorings der Versorgungssicherheit. Dieses ermöglicht es, rechtzeitig mit flankierenden Maßnahmen zu reagieren, falls es trotz der vorgesehenen Ertüchtigung des Strommarktes zukünftig zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommen sollte.

Die Einführung einer Kapazitätsreserve zum jetzigen Zeitpunkt ist aus Sicht des VIK nicht erforderlich. Die derzeit im relevanten Markt (sowohl in Deutschland als auch in den benachbarten europäischen Staaten) existierenden Überkapazitäten sprechen gegen einen solchen Mechanismus. Voraussetzung für die Nutzung europäischer Kapazitäten sind allerdings hinreichende grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten (Kuppelstellen).

Die im Kontext der Reserve geplante Überführung alter Braunkohlekraftwerke in das Klimasegment der Reserve ist kritisch zu sehen, denn durch eine solche administrativ verfügte Stilllegung von Kraftwerken, die derzeit am Markt wirtschaftlich betrieben werden können, wird ein möglicher Bedarf für eine Reserve ja gerade erst ausgelöst. Insofern ist diese Maßnahme unter Versorgungssicherheitsaspekten kontraproduktiv.

Das für das Klimasegment der Reserve angeführte Argument, dadurch nationale Klimaziele erreichen zu wollen, ist vor dem Hintergrund des europäischen Emissionshandels nicht haltbar, denn die durch die faktische Stilllegung von Kraftwerken freiwerdenden CO₂-Zertifikate werden in anderen EU-Staaten bzw. Wirtschaftssektoren genutzt werden, so dass sich innerhalb des Emissionshandelssystems keine tatsächliche CO₂-Vermeidung ergibt. Es könnte lediglich eine bilanzielle nationale CO₂-Reduzierung errechnet werden, mit der aber kein echter Klimaschutzeffekt verbunden ist.¹

Ein wichtiger Aspekt, der den Kern der zukünftigen Sicherheit des Stromversorgungssystems berührt, ist die Tatsache, dass der Ausbau der (Netz-)Infrastruktur nicht Schritt hält mit dem Zubau der Erneuerbaren Energien. Sollten Netzausbau und EE-Ausbau nicht aufeinander abgestimmt werden, wird dies zwangsläufig zu einer immer stärkeren Abregelung von EE-Anlagen führen oder aber zu einer Verlagerung ins Ausland. Dies wiederum birgt die Gefahr, dass perspektivisch der Druck steigt, den einheitlichen deutschen Strommarkt in mehrere Marktgebiete aufzuteilen. Die am 23.09.2015 veröffentlichte Einschätzung von ACER, dass an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich Engpassmanagementverfahren eingeführt werden sollten, womit das bisherige einheitliche Marktgebiet Deutschland/Österreich zerrissen werden würde, weist bereits in diese Richtung. Dem kann nur durch raschen und ausreichenden Netzausbau innerhalb Deutschlands entgegengewirkt werden.

Kommentierung im Einzelnen

Artikel 1 – Änderung des EnWG

- §1 und 1a

VIK begrüßt die in den Zielen des Gesetzes und den Grundsätzen des Strommarktes verankerte Entscheidung für die Stärkung des Energy-Only-Marktes. Der hier ausgedrückte Verzicht auf regulatorische Eingriffe in die Preisbildung ist folgerichtig, denn die Großhandelspreise senden Signale, auf die die Marktakteure in ihrem Erzeugungs- bzw. Verbrauchsverhalten flexibel reagieren können. Auftretende Preisspitzen senden Signale für Investitionen in Erzeugungskapazitäten, aber auch in Speicher oder Lastmanagementmaßnahmen. Insofern ist der in §1a (1) geäußerte Grundsatz zu begrüßen. Es stellt sich aber die Frage, ob dies mit ausreichender Sicherheit dazu führt, dass potenzielle Investoren auf das Ausbleiben staatlicher Eingriffe vertrauen. Eine Zielbestimmung mit Gesetzesrang kann im Zweifelsfall durch eine Gesetzesänderung aufgehoben werden. Zudem spielen nicht nur direkte regulatorische Eingriffe in die Preisbildung am Strommarkt eine Rolle. Auch regulatorische Eingriffe auf anderen Gebieten haben indirekte Auswirkungen auf die Preisbildung. So könnten sich beispielsweise Eingriffe im Bereich des Emissionshandels oder bei umweltrechtlichen Vorgaben für Kraftwerke deutlich auf die Häufigkeit und die Höhe von Preisspitzen auswirken und damit Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von Investoren verändern.

Der Gesetzgeber müsste sich daher ebenfalls glaubwürdig dazu verpflichten, solche

¹ Aus klimapolitischer Sicht ist die „Braunkohlenkapazitätsreserve“ das Resultat aus der Diskussion um den BMWi-Vorschlag eines Klimabeitrages von Anfang März dieses Jahres. Das Instrument des Klimabeitrages hätte die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten unnötig erheblich erhöht. Eine CO₂-Minderung wäre – wenn überhaupt – nicht auf dem Weg der geringsten Kosten erfolgt. Daneben wären aber auch Strompreissteigerungen mit entsprechenden negativen Auswirkungen im Bereich der Arbeitsplätze und der Standortattraktivität Deutschlands zu erwarten: Die offensichtliche Verteuerung der industriellen Standortversorgung mit Strom und Dampf hätte damit effizient ausgelegte energieintensive Industrieproduktionen gefährdet. Darüber hinaus ist der nationale Klimaschutzbeitrag ordnungspolitisch fragwürdig und stößt auf rechtliche Bedenken. Daher ist das Instrument des nationalen Klimabeitrages, ungeachtet der Kritik an der Braunkohlenkapazitätsreserve, klar abzulehnen.

indirekten Eingriffe zu unterlassen, um den Marktakteuren das Vertrauen zu geben, das notwendig ist, um die erforderlichen Investitionen in Angriff zu nehmen. Insgesamt ist unklar, welche rechtliche Qualität den „Grundsätzen des Strommarktes“ konkret zukommen soll. Die Begründung spricht von einem „Normprogramm zur Weiterentwicklung des Strommarktes“. Es bleibt offen, welcher Stellenwert dem Normprogramm zukommen soll und wie es umgesetzt wird. Deshalb ist auch unklar, wie die Grundsätze klare rechtliche Rahmenbedingungen für die Teilnahme am Strommarkt schaffen sollen. Hier sollte der Gesetzgeber zu Gunsten der Kalkulierbarkeit künftiger rechtlicher Rahmenbedingungen eine entsprechende Klarstellung vornehmen.

- *§ 11 – Netzausbauplanung*

VIK begrüßt, dass Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zukünftig die Möglichkeit einer Spitzenkappung gegenüber angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu drei Prozent haben und dies entsprechend in der Netzausbauplanung berücksichtigen dürfen.

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 ist ein Festhalten an einer vollständigen Kompensation im Zusammenhang mit einer limitierten Abregelung nicht sachgerecht. Wenn die im Rahmen der Netzausbauplanung berücksichtigte und dokumentierte Spitzenkappung dazu führt, dass EE-Anlagen tatsächlich abgeregelt werden, sollte die Härtefallregelung des § 15 EEG für diese Fälle ausgesetzt werden.

- *§12 – Informationsbereitstellung*

Der VIK begrüßt die Änderung in § 12 Abs. 4, dass Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen anstelle des Auskunftsverlangens nach Satz 1 das Marktstammdatenregister (MaStR) nach § 111e nutzen sollen, sobald und soweit ihnen das MaStR den Zugriff auf Daten im Sinne des Satzes 2 eröffnet.

Die Änderung in §12 lässt leider immer noch offen, ab welcher Größenordnung industrielle und gewerbliche Letztverbraucher oder Anbieter von Lastmanagement zur Meldung verpflichtet werden. Insbesondere die Meldung von Planungs- und Echtzeitdaten bereitet den industriellen- und gewerblichen Letztverbrauchern und Erzeugern große Probleme, erfordert zusätzliches Personal, IT-Anbindung und somit Aufwand und Kosten. Bereits in der Diskussion um die BNetzA-Festlegung zum Energieinformationsnetz (BK6-13-200) haben sich neben dem VIK eine Vielzahl von Marktteilnehmern für eine Grenze der Meldepflicht bei einer Anschlusskapazität von 50 MW (bezogen auf die Anschlussleistung von Anlagen oder von nachgelagerten Netzen an Netze der allgemeinen Versorgung) ausgesprochen, da erst ab dieser Größenordnung von einer Beeinflussung des Netzes auszugehen ist. Die Meldung von Echtzeitdaten sollte der Netzbetreiber am Netzübergabepunkt zu seinem Netz abgreifen können, da Erzeugungs- und/oder Verbrauchsänderungen nur dort Einfluss auf das vorgelagerte Netz haben. Grundsätzlich liefern Planungsdaten bspw. von Eigenerzeugungsanlagen nur in der Kombination mit den entsprechenden Verbrauchsdaten für die Netzsteuerung brauchbare Informationen. Alle diese Planungsdaten erhält der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) über entsprechende Fahrplaninformationen (MS-CONS und MS-PROD), die ihm vom Bilanzkreisverantwortlichen für jede Abnahmestelle gemeldet werden. Auch Informationen über

Angebote zum Lastmanagement liegen den ÜNB vor und brauchen somit nicht erneut gemeldet zu werden. Die Festlegung BK6-13-200 der BNetzA sollte auf Basis von Ziffer 6 vom Gesetzgeber kritisch hinterfragt werden. Ebenfalls sollte nach Einführung eines MaStR die zusätzliche Daten-Meldepflicht an einen Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes beendet werden.

- *§ 13 – Redispatchmaßnahmen*

VIK begrüßt, dass der Adressatenkreis in § 13 EnWG gegenüber der ursprünglichen Festlegung der BNetzA (BK6-11-098) nicht erweitert wurde. Danach sind Betreiber von Erzeugungsanlagen ab 10 MW verpflichtet, nach Aufforderung durch den ÜNB gegen angemessene Vergütung die Wirkleistung- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen. Da die Vorschrift allerdings ohnehin neu geordnet wird, bietet es sich an, entsprechend der Regelung in der Festlegung der BNetzA (BK6-11-098) klarzustellen, dass Erzeugungsanlagen, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, bzw. KWK-Anlagen, die aufgrund der Wärmeproduktion Einschränkungen bei der Anpassung der Leistung unterliegen, nicht für Anpassungen der Wirk- oder Blindleistung heranzuziehen sind.

- *§§ 13a-c – Netzreserve*

Die vorgesehenen Änderungen sind aus Sicht des VIK nicht zu beanstanden. Grundsätzlich sollte die Beschaffung und Vergütung von Netzreserve wettbewerblich in einer transparenten und diskriminierungsfreien Form geschehen.

- *§§ 13d-e – Kapazitäts- und Klimareserve*

§§ 13d und 13e führen eine Kapazitäts- und Klimareserve ein, um den weiterentwickelten Strommarkt zusätzlich abzusichern. Aus Sicht des VIK ist eine solche Reserve zum jetzigen Zeitpunkt nicht erforderlich. Derzeit bestehen ausreichend Überkapazitäten, um die Versorgung zu sichern. Darüber hinaus sichern eine Vielzahl von Unternehmen schon heute Versorgungssicherheit mit eigenen Erzeugungsanlagen oder mit langfristig vertraglich gesicherten Erzeugungskapazitäten ab. Eine zusätzliche Reserve würde daher lediglich zu zusätzlichen Kostenbelastungen führen, ohne einen positiven Zusatznutzen für die Versorgungssicherheit mit sich zu bringen.

Das Klimasegment der Reserve soll zu einer zusätzlichen Emissionsminderung führen. VIK stellt fest, dass durch dieses Instrument im Kontext des europäischen Emissionshandelssystems eine CO₂-Minderung nicht erreicht werden kann, denn die durch die faktische Stilllegung der Braunkohlekraftwerke freiwerdenden CO₂-Zertifikate werden in anderen EU-Staaten bzw. Wirtschaftssektoren genutzt werden, so dass sich innerhalb des Emissionshandelssystems keine tatsächliche CO₂-Vermeidung ergibt. Es könnte lediglich eine bilanzielle nationale CO₂-Reduzierung errechnet werden, mit der aber kein echter Klimaschutzeffekt verbunden ist. Sollte eine Kapazitätsreserve trotz der oben geäußerten Bedenken bereits zum jetzigen Zeitpunkt eingeführt werden, so ist auf eine marktkonforme Ausgestaltung zu achten. Die zumindest im Bereich des Kapazitätssegmentes vorgesehene wettbewerbliche Beschaffung ist daher zu begrüßen. Konkrete Details zum Beschaffungsprozess, zum Einsatz und zu den Kostentragungsregeln können erst bei Vorliegen der Verordnung nach §13e bewertet werden.

Die Verordnungsermächtigungen zu den beiden Segmenten der Kapazitäts- und Klimareserve bedürfen nicht der Zustimmung des Bundesrates. Angesichts der

enormen Bedeutung und Auswirkung, die dieses Instrument auf den zukünftigen Strommarkt haben kann, sollte hier eine Befassung des Parlamentes vorgesehen werden.

- *§ 51 Monitoring der Versorgungssicherheit*

VIK begrüßt die in § 51 verankerten Vorgaben für das Monitoring der Versorgungssicherheit. Dieses soll zukünftig zum einen den probabilistischen Charakter von Versorgungssicherheit berücksichtigen sowie den grenzüberschreitenden Ausgleichseffekten Rechnung tragen. Dabei ist darauf zu achten, dass die theoretisch möglichen Ausgleichseffekte auch praktisch nutzbar gemacht werden, indem der grenzüberschreitende Netzausbau und damit die Integration der europäischen Strommärkte forciert werden. Dieses Monitoring bietet dann die Basis dafür, über ggf. weitere notwendige Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu entscheiden.

Im Hinblick auf die netzseitige Versorgungsqualität (Abs. 3 Ziff. 5 und 6) sollte klargestellt werden, dass – anders als bisher praktiziert – auch Versorgungsstörungen und Spannungseinbrüche mit einer Dauer unterhalb von 3 Minuten zu erfassen sind. Gerade im Segment der Industriekunden haben bereits Störungen von kürzerer Dauer erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen und dürfen daher in einer Beurteilung der Versorgungssicherheit nicht vernachlässigt werden. Zudem können kürzere Störungen einen Frühindikator für eine sich verschlechternde Versorgungssicherheit im Netzbereich darstellen.

Eine Erfassung solcher kürzerer Unterbrechungen empfiehlt auch die Bundesnetzagentur in ihrem Evaluierungsbericht nach § 33 ARegV vom 21.01.2015 (S. 305).

- *§§ 111d-f Informationsplattform, Marktstammdatenregister*

Der VIK beurteilt die Einführung des Marktstammdatenregisters kritisch. Erste Konsultationsrunden bei der Bundesnetzagentur haben gezeigt, dass die Überführung bestehender Informationsauskunftssysteme in ein einziges Marktstammdatenregister unrealistisch ist. Selbst die Bundesnetzagentur räumt ein, dass es zu Doppelmeldungen kommen wird. Industrie- und Gewerbekunden sehen sich bereits heute mit einer Vielzahl von unterschiedlichen Informationsauskunftsansprüchen konfrontiert. In Kürze wird Remit starten, was eine besondere Herausforderung für Unternehmen darstellt. Auch geschlossene Verteilernetzbetreiber müssen bereits heute eine Reihe von Informationspflichten erfüllen. Es bestehen große Bedenken, dass das gutgemeinte Ziel der Vereinfachung der Datenmeldungen in das Gegenteil verkehrt wird.

Wenn eine Einführung dennoch geplant ist, muss dies unter strikten Regeln erfolgen, die das Ausmaß der Zusatzbelastung für Unternehmen minimieren. D.h. insbesondere, dass das Marktstammdatenregister zunächst mit den Daten arbeitet, die schon im Markt vorhanden sind, und auf bestehende Datenbanken zugreift.

Relevante Daten müssen automatisiert und ohne Doppelmeldungen durch die Nutzer automatisch in das Marktstammdatenregister integriert werden. Organisatorisch ist das Marktstammdatenregister bei der Markttransparenzstelle anzusiedeln, da diese schon erste Erfahrungen durch die Arbeit mit Remit gesammelt hat.

Im Falle der Ausübung einer Verordnungsermächtigung durch das BMWi sind mögliche betroffene Marktteilnehmer frühzeitig und transparent in den Erstellungsprozess mit einzubeziehen. Dies sollte in der Verordnungsermächtigung verankert werden. Daneben ist insbesondere auch das Zusammenspiel mit den Festlegungskompetenzen aus dem Markttransparenzstellengesetz zu berücksichtigen.

Artikel 3 – Änderung der StromNEV

- *§18 Entgelt für dezentrale Einspeisung*

Das Element der „vermiedenen Netzentgelte“ nach § 18 StromNEV dient der Honorierung des netzentlastenden Verhaltens dezentraler Erzeugungsanlagen und soll nach Ansicht des VIK weiterhin in den Fällen Anwendung finden, in denen diese netzentlastende Wirkung und/oder die Vermeidung von Netzausbauten entstehen. Lastnahe industrielle und gewerbliche Stromerzeugungsanlagen (i.d.R. KWK-Anlagen oder auch Bahnstromanlagen) können hierzu einen bedeutenden Beitrag leisten. Die netzentlastende Wirkung gilt es, auch weiterhin angemessen monetär durch den Netzbetreiber zu berücksichtigen. Nur dort, wo nachweislich keine Netzkosten erspart werden, sollte auch keine Vergütung für dezentrale Einspeisung erfolgen. Statt einer generellen Abschaffung des §18 StromNEV ist daher eine entsprechende Anpassung geboten.

Artikel 4 – Änderung der StromNZV

- *§8 Abrechnung der Vorhaltung von Regelleistung*

Auf den ersten Blick erscheint die Änderung in § 8 Abs. 1 StromNZV, welche vorsieht, dass Kosten für denjenigen Teil der Vorhaltung von Regelleistung aus Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung, der durch das Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen in ihrer Gesamtheit verursacht wird, über die Ausgleichsenergie abgerechnet wird, als verursachungsgerecht. Diese Vorgehensweise hätte den Effekt, dass die Ausgleichsenergiepreise zwangsläufig steigen werden. Das Ansinnen einer möglichst großen Bilanzkreistreue ist damit jedoch nicht gelöst. Ein Großteil der Bilanzkreisabweichungen entsteht durch EE-Prognoseabweichungen und durch Abweichungen aufgrund ungenauer synthetischer Lastprofile in den Differenzbilanzkreisen. Allerdings reichen gerade die Bilanzkreisverantwortlichen, die diese Bilanzkreise bewirtschaften, die Kosten für die Ausgleichsenergie weiter. Aufgrund dieser nicht vorhandenen Betroffenheit besteht hier weitgehend unabhängig von der Höhe der Preise für die Ausgleichsenergie kein Anreiz zur besseren Bilanzkreisbewirtschaftung. Auch Lieferanten werden diese geplante Erhöhung der Ausgleichsenergiekosten ggf. an ihre letztverbrauchenden Endkunden weitergeben. Somit sind lediglich industrielle Bilanzkreisverantwortliche, die sich selbst versorgen, vom Risiko der Ausgleichsenergiekosten unmittelbar betroffen und bewirtschaften daher schon heute ihre Bilanzkreise äußerst sorgfältig und nach bestem Wissen und Gewissen. Folglich besteht - gerade an dieser Stelle - unabhängig von der Höhe des Ausgleichsenergiepreises wenig Optimierungspotenzial.

Insbesondere kleinere industrielle Bilanzkreise mit nur einer geringen Durchmischung unterschiedlicher Verbrauchsprofile (Portfolioeffekt) können u.U. trotz ansonsten guter Bilanzkreisprognose produktionsbedingt von der Lastprognose abweichen. Mit der vorgeschlagenen Neuregelung würden hier gegenüber großen Lieferantenbilanzkreisen höhere Kostenrisiken entstehen. Eine eigene Bilanzkreisbewirtschaftung müsste daher unter Risikogesichtspunkten aufgegeben werden und es käme – aus wettbewerblicher Sicht – zu einer nachteiligen Überführung in größere Handelsbilanzkreise. 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 Sanktions-

instrumentarium, auf das die kontrollierende Stelle bei missbräuchlichem Verhalten zurückgreifen kann, sinnvoller. Somit wäre auch eine pauschalisierende Betrachtung zur Ermittlung der Kosten, wie im Referentenentwurf vorgeschlagen wurde, nicht zielführend.

- *§ 26 Bilanzkreisvertrag*

Seitens VIK ist zu begrüßen, dass durch die Änderung auch Anbietern von Dienstleistungen im Bereich des Lastmanagements, die zum Beispiel mehrere Stromverbraucher bündeln (so genannte Aggregatoren), der Zugang zum Sekundärregelenergiemarkt erleichtert wird, welcher zunehmend für flexible Stromverbraucher relevant wird. Ebenso ist die Gleichstellung von Minutenreserve und Sekundärregelung positiv zu sehen.

Artikel 6 – Änderung der Reservekraftwerksverordnung

- *§ 4 Verfahren zur Interessensbekundung*

In der Vergangenheit wurden die Interessensbekundungsverfahren für die Marktteilnehmer in einer intransparenten Weise durchgeführt. Aus Sicht des VIK ist es erforderlich, dass die ÜNB der Bundesnetzagentur die Ergebnisse der Interessensbekundungsverfahren vor Vertragsunterzeichnung zur Genehmigung vorlegen. Hierbei können die ÜNB eine gewisse Vorauswahl von Anlagen treffen, die aus ihrer Sicht für die sichere Versorgung besonders geeignet sind – diese Auswahl und entstehende Kosten sind gegenüber der Behörde nachvollziehbar zu begründen.

- *§ 13 Evaluierung*

In § 13 NetzResV müssen die Zeiten und Fristen für die Bedarfsprüfung der Netzreserve entsprechend i.S. von § 3 NetzResV angepasst werden.

Artikel 8 – Änderung des EEG

- *§ 24 – negativer Marktpreis*

Die Ergänzung in § 24 Abs. 1 EEG stellt auf eine kumulativen Betrachtungsweise von Intraday- und Day-Ahead-Markt ab, d.h. die EE-Förderung wird nur dann verringert, wenn sich an sechs aufeinanderfolgenden Stunden im Day-Ahead-Markt und im Intradaymarkt negative Preise einstellen. In der Gesetzesbegründung wird die Eignung der kumulativen Betrachtungsweise mit dem Beispiel negativer Day-Ahead-Preise und positiver Intraday-Preise dargelegt, dass in einem solchen Fall eine Aufrechterhaltung einer vollumfänglichen Förderung gerechtfertigt sei, da zum Erfüllungszeitpunkt positive Intraday-Preise vorliegen. Dies verkennt die Tatsache, dass der volumenmäßig bedeutsame Markt der Day-Ahead-Markt ist. Am Intradaymarkt werden v.a. Prognoseabweichungen gehandelt, insbes. mit Blick auf EE- und PV-Prognosen. Damit hat der Intradaymarkt zwar eine wesentliche korrektive Funktion für den Bilanzausgleich, letztlich sind die auf die Prognoseabweichungen zurückgehenden Ausschläge der Volumina und Preise am Intradaymarkt aber eher zufällig, das heißt, sie können sowohl in die eine als auch in die andere Richtung vorkommen. Damit ist der Day-Ahead-Markt der verlässliche und relevante Indikator für die Preisbildung. Demzufolge sprechen negative Day-Ahead-Preise gegen die Gewährung der Marktprämie. Der Wert eines Stundenkontrakts sollte im Sinne des § 24 EEG also dann als negativ gelten, wenn der Day-Ahead-Preis negativ ist, unabhängig vom Vorzeichen des Intraday-Preises.