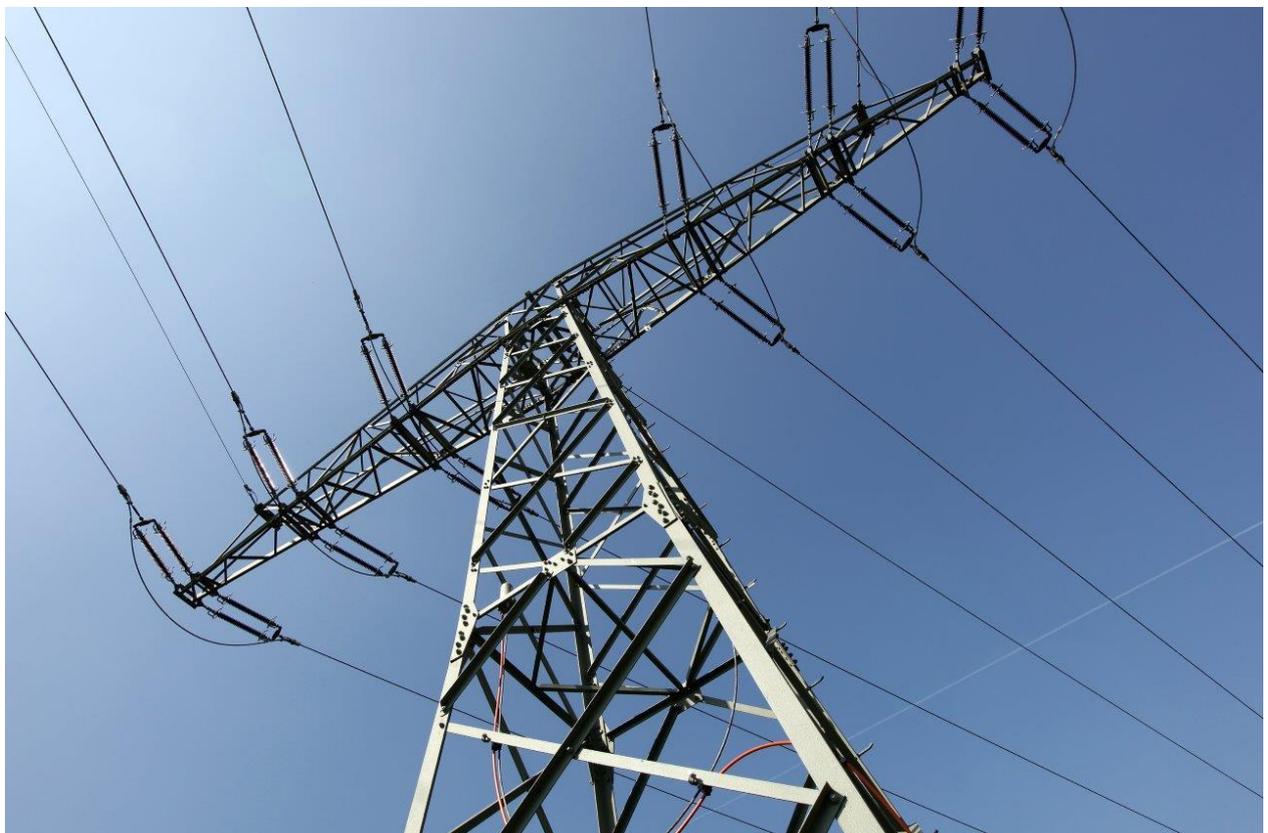


Positionspapier enviaM-Gruppe

Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und weitere energiepolitische Vorhaben für die 18. Legislaturperiode

Chemnitz, 29. September 2014



Mit der Verabschiedung des neuen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) hat die Bundesregierung einen wesentlichen Schritt auf ihrer energiepolitischen Agenda abgeschlossen. Es ist jedoch bereits absehbar, dass diese Veränderungen zur Ausbalancierung des energie-wirtschaftlichen Zieldreiecks aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit nicht ausreichen werden. Beginnend ab dem 2. Halbjahr 2014 sollen deshalb auf Basis eines vom BMWi veröffentlichten Rahmenplanes weitere konzeptionelle und gesetzgeberische Schritte zur Ausgestaltung der Energiewende unternommen werden. Dazu zählt u.a. eine Novelle des zweiten wichtigen Gesetzes der Energiewirtschaft, des Energiewirtschaftsgesetzes.

Einerseits geht es um eine gerechte Lastenverteilung der aus der Energiewende resultierenden Kosten. Auf der anderen Seite steht die Schaffung von Rahmenbedingungen zur Synchronisation des Ausbaus der Erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau sowie die Gestaltung eines zukunftsfähigen Strommarktdesigns, das erneuerbare und konventionelle Energien entsprechend berücksichtigt, im Vordergrund. Auch eine gesetzliche Regelung zur Sicherung der Systemstabilität ist aus unserer Sicht nötig.

Nachstehende Punkte, die besonders für Ostdeutschland relevant sind, sollten aufgegriffen und diskutiert werden:

1. Netzentgeltsystematik verändern

Bislang werden Netzkosten, insbesondere in der Niederspannung, zum größten Teil über verbrauchs-basierte Netzentgelte (je kWh) regional ermittelt. Dies entspricht, vor dem Hintergrund zunehmender Eigenerzeugung, immer weniger einer sachgerechten Verteilung.

Netzkosten sind nur geringfügig vom Verbrauch abhängig, sondern werden vorrangig durch die jeweilige Anschlussleistung bestimmt. Eine wachsende Zahl von Unternehmen und Haushalten (vor allem mit Photovoltaikanlagen und -speichern) produzieren Teile ihres Strombedarfs selbst. Eigenverbraucher reduzieren damit für den selbst erzeugten und verbrauchten Strom ihre Netzkosten sowie die von ihnen zu zahlenden weiteren Umlagen. Das lässt die Kosten für die verbleibenden Verbraucher weiter ansteigen und initiiert einen sich selbstverstärkenden Prozess.

Gleichzeitig profitieren Eigenerzeuger über den gesicherten Stromanschluss von der Sicherheit der öffentlichen Versorgung. Endverbraucher, die ihren Strom vollständig über das Stromnetz beziehen, subventionieren somit die Eigenerzeuger indem sie deren gesparte Kosten übernehmen. Eine faire Lastenverteilung ist damit nicht mehr gewährleistet.

Vorschlag:

Die Fixkosten des Netzes sind verursachungsgerecht auf die Nutzer zu verteilen und es ist ein solidarischer Ausgleich zwischen den Netzkunden mit und ohne Eigenerzeugung zu schaffen. Die Netzentgeltsystematik sollte daher angepasst werden. Neben einer (zukünftig kleineren) verbrauchs-basierten Komponente (Cent je kWh), sollte stärker als bislang, eine Grundpreiskomponente (Euro je Kunde) erhoben werden. Verbraucher zahlen dann einen größeren Teil ihrer Netzentgelte unabhängig vom Verbrauch. Daher ist in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) § 17 entsprechend anzupassen.

2. Mehrbelastungen aus dem Netz für ostdeutsche Verbraucher senken

Der Anteil der Netznutzungsentgelte (NE) am Strompreis beträgt aktuell rund 25%. In Ostdeutschland liegen die NE besonders hoch, im Durchschnitt rund 3 cent bzw. rund 40% über denen in Westdeutschland. Dieser Unterschied resultiert im Wesentlichen

aus zwei Gründen. Zum einen wurden im Osten die Netze in den 90-er Jahren auf Grund des Strukturwandels und des Bevölkerungsrückgangs ein erstes Mal weitgehend erneuert und umstrukturiert. Diese Investitionen erhöhen die Netzentgelte. Zum zweiten waren und sind angesichts des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien weitere umfangreiche Ausbau- und Umstrukturierungsmaßnahmen sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz¹ erforderlich. Hinzu kommen weitere Besonderheiten: In Ostdeutschland verzeichnen wir einen rückläufigen Netzabsatz (geringe Industriedichte, Bevölkerungsrückgang sowie spezifisch geringerer Verbrauch) auf allen Netzebenen. Außerdem fällt hier ein besonders hoher Aufwand für den Ausgleich der volatilen Einspeisungen aus Wind und PV (Absenkung konventioneller Kraftwerksleistung, sog. Redispatch) an. In Summe führt dies zu überproportional hohen und steigenden Netzentgelten. Die höheren Netzentgelte und damit auch Strompreise müssen von der Region getragen werden und reduzieren die Standortattraktivität für Ostdeutschland.

Um hier kostendämpfende Effekt kurzfristig erreichen zu können, sind vor allem folgende Maßnahmen zur Senkung der NE anzugehen:

- Abschaffung vermiedener Netzentgelte für EEG geförderte Anlagen.
- Alle Netznutzer an den Netzkosten beteiligen - Baukostenzuschuss für EEG-Einspeiser einführen.
- Netzausbau vermeiden durch Abregelung von Einspeisespitzen bei volatilen EEG-Einspeisern (dies kann ohne nennenswerten Verlust an regenerativ erzeugter Arbeit erfolgen).

a. Abschaffung vermiedener Netznutzungsentgelte für EEG geförderte volatile und nicht steuerbare Anlagen

Gemäß § 18 StromNEV erhalten „dezentrale Einspeisungen“² vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, sogenannte „vermiedene Netzentgelte“ (vNE). Dieses Entgelt muss den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen. Die Einführung der vNE war von dem Gedanken getragen, dass dezentral einspeisende Anlagen zu einer Reduzierung des vorgelagerten Netzes beitragen. In der Praxis bewirkt die Einspeisung von nicht steuerbaren dezentralen Anlagen jedoch genau das Gegenteil: Da die volatile Einspeisung nicht verlässlich ist, muss das Netz weiterhin auf den vollen Bezug ausgelegt sein, es kommt teilweise sogar zu Rückeinspeisungen in höhere Netzebenen und demzufolge zu Netzausbau.

Gemäß § 57 Absatz 3 EEG gehen die vermiedenen Netzentgelte für EEG-Einspeisungen in Aushöhlung des Solidarprinzips nicht in den bundesweiten EEG-Ausgleich ein, sondern erhöhen die Netzentgelte des jeweiligen regionalen Netzbetreibers. Zudem hat sich die ursprüngliche Intention, Netzkosten zu vermeiden, nicht eingestellt. Vielmehr müssen die Netze in der Region für die Aufnahme und den Transport des erzeugten EEG-Stroms ausgebaut werden. Dezentrale Photovoltaik- und Windanlagen sind inzwischen einer der Haupttreiber für den Netzausbau im Verteilnetz.

Die vNE für EEG-Einspeisung stellen einen großen Kostenblock dar. Durch den zunehmenden EEG-Ausbau werden diese Kosten in den nächsten Jahren noch steigen und die Netzentgelte des betroffenen Netzbetreibers weiter erhöhen. Sie stellen für

¹ Übertragungsnetz: Höchstspannung (220, 380 kV) und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) / Verteilnetz: Hoch- (110 kV), Mittel- und Niederspannung

² Unter der dezentralen Einspeisung sind alle Einspeisungen zu verstehen, die in Hoch-, Mittel- oder Niederspannung einspeisen, also nicht in die Höchstspannung.

die Verbraucher in diesen Regionen eine zusätzliche Belastung dar. So entstanden den Verbrauchern im Netzgebiet von MITNETZ STROM im Jahr 2013 zusätzliche Kosten in Höhe von rund 50 Millionen Euro. Beim Streichen der vNE für EEG-Einspeisung könnte hier eine Senkung der Netzentgelte von rund zehn Prozent erreicht werden.

Vorschlag:

Um diese beschriebene Schieflage zu beheben, ist § 57 Absatz 3 EEG zu streichen. Die Zahlung von vNE gemäß 18 StromNEV ist für EEG-Anlagen vollständig zu streichen.

Mit der Abschaffung der vNE können die Netzentgelte regional angenähert werden, da bislang in der Region verbleibende Belastungen künftig bundesweit (über die EEG-Umlage) gewälzt werden. Diese Regelung würde insbesondere in Ostdeutschland mit viel PV- und Wind-Einspeisungen zu einer Entlastung bei den Netzentgelten führen.

b. Folgekosten des EEG bedingten Netzausbaus für die Allgemeinheit berücksichtigen - Baukostenzuschuss für EEG-Einspeiser einführen

Durch die massiv steigende Zahl von EEG-Anlagen wird für deren Netzanschluss inzwischen ein steigender Netzausbau erforderlich. Betreiber von regenerativen Erzeugungsanlagen sind bisher von einer entsprechenden Kostenbeteiligung für den Netzanschluss ausgenommen. Damit existiert kein Signal (Lokationsanreiz), neue EEG-Anlagen zunächst dort zu errichten, wo im Verteilnetz noch freie Anschlusskapazitäten vorhanden sind und zunächst keine Netzverstärkung bzw. -ausbau erforderlich ist.

Vorschlag:

Daher sollten Betreiber regenerativer Erzeugungsanlagen für den Netzanschluss in Engpassgebieten einen angemessenen Baukostenzuschuss zahlen und somit an den bisher ausschließlich von der Allgemeinheit zu tragenden Folgekosten beteiligt werden. Damit entstehen die notwendigen Lokationsanreize sowie eine räumliche und dimensionelle Lenkungs- und Steuerungswirkung setzt ein. In Regionen, wo bereits Netzengpässe bestehen, wird ein höherer Baukostenzuschuss vereinnahmt als in weniger ausgelasteten Netzgebieten. Planer bzw. Betreiber von neuen EEG-Anlagen werden somit bei ihren Planungen angehalten, Netzengpassgebiete zu berücksichtigen.

Der Zuschuss beteiligt EEG-Einspeiser strikt verursachungsgerecht an den Kosten des Netzausbaus. Nicht zuletzt ist es auf Verbraucherseite seit vielen Jahren üblich, von Strombedarfskunden für den öffentlichen Netzanschluss ihrer Anlage angemessene Baukostenzuschüsse zu verlangen (§ 11 StromNAV/AVBEItV).

Im Ergebnis wird mit diesem Baukostenzuschuss ein weiterer Baustein für die Synchronisation des Ausbaus von Netz und Erneuerbaren eingefügt. Vereinnahmte Baukostenzuschüsse werden kostenmindernd auf die Netzkosten angesetzt und senken damit die Netzentgelte.

c. Netzausbau vermeiden durch Abregelung von Einspeisespitzen

Bereits heute übersteigt in einer zunehmenden Zahl von Regionen die maximale regenerative Einspeiseleistung den Spitzenverbrauch (Last). Die Netzbetreiber sind jedoch verpflichtet die Stromnetze entsprechend dieser maximalen Einspeiseleistung auszubauen, weil auch die letzte dezentral erzeugte Kilowattstunde ins Netz aufge-

nommen werden muss. Eine solche maximale Einspeisung kommt jedoch wetterbedingt nur in wenigen Stunden im Jahr vor.

Diese Regelung ist volkswirtschaftlich ineffizient. Die Kosten des zusätzlichen Netzausbaus auf 100 Prozent der angeschlossenen Einspeiseleistung übersteigen den Wert der verlorenen elektrischen Arbeit, die im Fall der Kappung der Einspeisespitzen verloren geht. Zu diesem Schluss kommt auch die dena-Verteilnetzstudie³ und die Verteilernetzstudie für das Bundeswirtschaftsministerium⁴. Im Hinblick auf die geringe Häufigkeit an Einspeisespitzen wäre der Wertverlust an elektrischer Energie bei der Kappung so gering, dass damit verringerte Netzausbaukosten erreicht werden können. Wenn bis zu 3 % der jährlichen Einspeisemenge von Strom aus erneuerbaren Energien unentgeltlich abgesenkt werden können, ergibt sich eine Senkung der Netzausbaukosten um ca. 40%⁵. Gleichzeitig bietet eine Kappung vor allem in Engpassgebieten eine zusätzliche räumliche und dimensionelle Steuerungswirkung. Dem Gebot des wirtschaftlichen Netzausbaus wird mit der weiterentwickelten Netzausbauverpflichtung Rechnung getragen und gleichzeitig der für die Integration erneuerbarer Energien notwendige Netzausbau gewährleistet.

Vorschlag:

Einspeisespitzen von erneuerbaren Energien sollten künftig unentgeltlich so abgeregelt werden können, dass max. 97% der jährlichen Einspeisemenge aus EEG-Anlagen aufgenommen werden müssen. Die Netzausbauverpflichtung nach § 12 EEG ist im Sinne eines kosteneffizienten Netzausbaus weiterzuentwickeln und auf die Einspeisung von Erzeugungsspitzen ist in Netzen mit Engpässen zu verzichten, ohne dass dies vergütet wird.

3. Regulatorischen Rahmen weiterentwickeln – Investitionsbedingungen verbessern

a. Planbare und sofortige Refinanzierung der Netzinvestitionen

Die aktuell gültige Anreizregulierungsverordnung (ARegV) garantiert für die Verteilnetzbetreiber nach wie vor keine stabilen regulatorischen Investitionsbedingungen. Mit der Novelle der ARegV im Sommer 2013 wurde zwar erreicht, dass die Kapitalkosten von Investitionen der Verteilnetzbetreiber in die Hochspannungsebene (110 kV) über Investitionsmaßnahmen nach §23 ARegV künftig ohne Zeitverzug in den Erlösobergrenzen berücksichtigt werden können.

Für die Investitionen in die Mittel- und Niederspannungsebene besteht der Zeitverzug von bis zu 7 Jahren zwischen Investitionsausgabe und den Kapitalrückflüssen in der Erlösobergrenze weiterhin. Verteilnetzbetreiber können zwar bei der BNetzA mittels eines sogenannten Erweiterungsfaktors⁶ zusätzliche Mittel beantragen. Dieser bildet die Kosten aus gestiegenen Investitionen jedoch nicht in allen Fällen treffsicher ab.

Vorschlag:

Um den Regulierungsrahmen investitionsfreundlich und planungssicher zu gestalten, müssen Investitionen der Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Regulierung zeitnah refinanziert werden. Hierfür sollte das im Sommer 2013 von Bayern und Sachsen im

³ dena-Verteilnetzstudie (2012), S.32 und S.189ff.

⁴ Moderne Verteilernetze für Deutschland (2014), Forschungsprojekt Nr. 44/1, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE), S. 76ff.

⁵ Moderne Verteilernetze für Deutschland (2014), Forschungsprojekt Nr. 44/1, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE), S. VII.

⁶ Der Erweiterungsfaktor soll sicherstellen, dass Steigerungen der Betriebs- und Kapitalkosten, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Der Erweiterungsfaktor ergibt sich aus der Veränderung technischer Parameter (Anzahl Einspeisepunkte, Last, versorgte Fläche); es besteht kein direkter Zusammenhang mit der Höhe der getätigten Investitionen.

Bundesrat eingebrachte Investitionskostendifferenzmodell (IKD)⁷ wieder aufgegriffen und für eine Anwendung in der 3. Regulierungsperiode weiterentwickelt werden. Das vom BDEW vorgeschlagene Antragsverfahren, das für Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf vorsieht, sich alternativ zur heutigen ARegV für das Investitionskostendifferenzmodell (IKD) zu entscheiden, liefert hierzu eine sachgerechte Lösung. Eine entsprechende Novelle der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ist Voraussetzung dafür.

b. Auskömmliche Eigenkapitalverzinsung auch in der 3. Regulierungsperiode sicherstellen

Investitionen in Stromnetze ziehen eine lange Kapitalbindung nach sich. Die Eigenkapitalgeber der Netze fordern deshalb eine stabile regulatorische Verzinsung. Der Eigenkapitalzins setzt sich aus einem in der Strom- und GasNEV vorgegebenem risikolosem Basiszins und einem von der BNetzA festzulegenden Risikozuschlag zusammen. Aufgrund der Verwerfungen der Finanz- und Eurokrise sind die Renditen quasi-risikofreier festverzinslicher Wertpapiere (z.B. Anleihen der öffentlichen Hand) nun seit mehreren Jahren auf einem historisch einmalig niedrigen Niveau (aktuell < 1%). Gleichzeitig sind jedoch die Risikozuschläge, die Kapitalgeber für risikobehaftete Investments fordern, deutlich gestiegen. Diese zwei gegenläufigen Entwicklungen führen dazu, dass die Renditeanforderungen an Investitionen in Strom- und Gasnetze während der letzten Jahre weitestgehend unverändert geblieben sind.

Die bisherige Ermittlungsweise der BNetzA für den regulatorischen Eigenkapitalzins (aktuell 9,05%) bildet diese Effekte aber nicht sachgerecht ab. Der risikolose Basiszins wird gemäß Strom- und GasNEV rückblickend über eine Durchschnittsbetrachtung der letzten 10 Jahre ermittelt (Folge: Extrem niedriges Niveau festverzinslicher Wertpapiere der letzten Jahre wirkt sich sehr stark auf risikolosen Basiszins aus.). Demgegenüber werden beim Risikozuschlag von der BNetzA Betrachtungszeiträume von über 100 Jahren zugrunde gelegt (Folge: Stark gestiegene Risikozuschläge der letzten Jahre fließen nur marginal ein).

Die bisherige Ermittlung des regulatorischen Eigenkapitalzinssatzes ist inkonsistent, da für dessen Komponenten risikoloser Basiszins und Risikozuschlag unterschiedliche Betrachtungszeiträume herangezogen werden.

Wenn die BNetzA bzw. deren Gutachter ihre Ermittlungslogik für den Eigenkapitalzinssatz nicht ändern, droht für die 3. Regulierungsperiode eine viel zu hohe Absenkung der Eigenkapitalverzinsung. Dies würde die Kapitalbeschaffung der Netzbetreiber für die dringend benötigten Investitionen zur Umsetzung der Energiewende erheblich beeinträchtigen. Kleinere Stadtwerke klagen bereits heute über zunehmende Probleme hinsichtlich ihrer Refinanzierungsmöglichkeiten am Kapitalmarkt.

Vorschlag:

Die Methodik der Ermittlung der Eigenkapitalzinssätze sollte für die 3. Regulierungsperiode angepasst werden, um die mit langfristig angelegten Netzinvestitionen erziel-

⁷ Das Investitionskostendifferenzmodell (IKD) zielt darauf ab, den bis zu 7 Jahren andauernden Zeitverzug zwischen Investitionsausgaben und Kapitalrückflüssen in den Erlösobergrenzen (EOG) der Strom- und Gasnetzbetreiber zu heilen. Im Kern sieht es vor, dass die Netzbetreiber die jährliche Differenz aus den zusätzlichen Kapitalkosten für die geplanten Anlagenzugänge eines Geschäftsjahres und den wegfallenden Kapitalkosten aus den jährlichen Anlagenabgängen ohne Zeitverzug in der EOG verdienen können. Die geplanten Anlagenzugänge entsprechen den geplanten Investitionen eines Geschäftsjahres. Die jährlichen Abgänge setzen sich aus den tatsächlichen Anlagenabgängen (Verschrottungen und Verkäufe, aber keine Konzessionsverluste) und den Bestandsanlagen, deren kalkulatorische Nutzungsdauer im jeweiligen Geschäftsjahr abgelaufen ist und für die daher keine Kapitalkosten mehr anfallen, zusammen. Nach Ablauf eines Geschäftsjahres erfolgt ein Plan-Ist-Abgleich zwischen den geplanten Investitionen und den tatsächlich getätigten Investitionen. Resultierende Investitionskostendifferenzen werden auf dem Regulierungskonto berücksichtigt.

bare regulatorische Verzinsung zu stabilisieren. Kurzfristige Effekte wie die massiven Verwerfungen durch die Finanzkrise sollten bei der Zinssatzbestimmung geglättet werden. Die Lösung besteht darin, konsistente (gleich lange) Betrachtungszeiträume bei den Komponenten des Eigenkapitalzinssatzes zugrunde zu legen. Da die Zinssatzermittlung für die 3. Regulierungsperiode voraussichtlich bereits in 2016 erfolgt, ist die Frage, wie das regulatorische Eigenkapitalverzinsungsniveau möglichst stabil gehalten werden kann, bereits jetzt mit Verordnungsgeber und BNetzA zu diskutieren.

4. Verteilnetzbetreiber müssen zukünftig Koordinator für Systemdienstleistungen sein

Die in den Übertragungsnetzen einspeisenden Großkraftwerke werden immer mehr durch dezentrale Erzeuger abgelöst. 97 Prozent der aktuell mehr als 1,5 Mio nach EEG geförderten Anlagen sind in den Verteilnetzen (bis 110 kV Spannung) angeschlossen. Zusätzlich wird in den nächsten Jahren die Anzahl der steuerbaren Verbraucher stark ansteigen. Die Einflussfaktoren auf die Systemsicherheit, wie z. B. Anlagenanzahl, Anlagenvielfalt sowie die Volatilität der Erzeugung bei schlechter Prognostizierbarkeit werden größer. Daher nehmen die Anforderungen an die Gewährleistung der Systemsicherheit erheblich zu.

Die ostdeutschen Flächennetzbetreiber übernehmen schon heute immer mehr steuernde und koordinierende Aufgaben. Sie unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber bei der Aufrechterhaltung der Netzstabilität und Netzsicherheit, müssen aber auch verstärkt Maßnahmen zur Systemsicherheit in Ihrem eigenen Netz ergreifen. So ist schon heute die Zahl der Eingriffe zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit im Netzgebiet von MITNETZ STROM von 16 in 2010 auf 159 in 2013 gestiegen.

Diese werden damit zu Systemkoordinatoren, die sogenannte Systemdienstleistungen (SDL) erbringen bzw. die Übertragungsnetzbetreiber bei der Erbringung unterstützen. Dazu zählen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung.

Die Verteilnetzbetreiber bekommen damit eine neue bedeutende Rolle, die sie so bisher nicht hatten. Die besonders betroffenen Verteilnetzbetreiber der Regelzone 50Hertz haben daher gemeinsam mit 50Hertz Transmission das „10-Punkte-Programm zur Systemsicherheit“ initiiert. Mit diesem gemeinsamen Programm zur Systemsicherheit haben wir uns verbindlich zu dieser Rolle bekannt und entsprechende Maßnahmen abgeleitet. In diesem Kooperationskreis werden Lösungen gemeinsam entwickelt.

Vorschlag:

Verteilnetzbetreiber werden zukünftig Koordinator für die in den Verteilnetzen angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen (darunter 97 % der EE-Anlagen) und steuerbaren Verbraucher. Die Verteilnetzbetreiber werden diese Koordinatorenfunktion volkswirtschaftlich sinnvoll und diskriminierungsfrei erfüllen und ermöglichen dadurch den stabilen Netzbetrieb bei freiem Markttagieren.

Die Rolle der Verteilnetzbetreiber als Systemdienstleister und ihre Mitverantwortung für die Systemsicherheit muss wahrgenommen und unterstützt werden. Sie ist analog den Übertragungsnetzbetreibern im Energiewirtschaftsgesetz zu definieren und in den § 13 und 14 EnWG gesetzlich zu regeln. Dies betrifft insbesondere auch die Durchgriffsrechte gegenüber angeschlossenen Anlagen in kritischen Netzsituationen (Ampelmodell).

Die durch die Erfüllung dieser Rolle entstehenden Kosten (z.B. hochverfügbare Breitbanddatennetze, Datenmanagement, Vergütung für SDL-Leistungen aus dezentralen Anlagen) sind wie bei den ÜNB regulatorisch zu vergüten.

5. Smart Meter Rollout

Mittelfristig steht die Einführung bzw. der Rollout von intelligenten Messsystemen⁸ und intelligenten Zählern in Deutschland an. Bezugskunden mit einem Jahresverbrauch größer 6.000 kWh/Jahr, EEG-Anlagen einer Anschlussleistung größer 0,25 kW und Neubauten sollen solche Messsysteme erhalten.⁹ Bei kleineren Verbräuchen (weniger als 6.000 kWh pro Jahr) ist die flächendeckende Installation intelligenter Zähler geplant. Die Einführung und insbesondere der flächendeckende Rollout von intelligenten Messsystemen und Zählern sind jedoch mit erheblichen Investitions- und vor allem Betriebskosten, technischen Herausforderungen und Risiken verbunden. Vor diesem Hintergrund ist kritisch zu prüfen, welchen Nutzen diese Systeme bei den Punkten Stromkosteneinsparung, Vermeidung von Netzinvestitionen sowie Prozessverbesserungen tatsächlich stiften. Auf dieser Grundlage ist der Umfang des Rollouts nach volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten festzulegen.

Vorschlag:

Für den sicheren Einsatz von Smart Metern sollten verlässliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Entsprechende Verordnungen sind mit Augenmaß und unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit für Netzbetreiber und Netzkunden auszugestalten. Ein wichtiger Aspekt ist die Begrenzung des Rollouts von intelligenten Messsystemen auf Verbrauchsstellen über 10.000 kWh Jahresverbrauch. Diese Begrenzung sollte auch bei Neubauten und Renovierungen gelten. Derzeit installierte Zähltechnik (herkömmliche Zähler) sollte bis zum Erreichen der Eichgültigkeitsgrenze weiter genutzt werden können. Ein vorzeitiger Austausch gegen intelligente Zähler ist technisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll.

Eine Refinanzierung der Anlagen ohne Zeitverzug (Investitions- und Betriebskosten) sowie eine eindeutige Klärung der notwendigen Marktprozesse ist zwingend erforderlich. Der Gewährleistung von Interoperabilität¹⁰ sowie Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen ist besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Diese Bestimmungen sind gesetzlich zu regeln.

6. Versorgungssicherheit gewährleisten - gesicherte Leistung konventioneller Kraftwerke vergüten

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit Wind und Sonne fluktuiert. Strom kann nicht in nennenswertem Umfang gespeichert werden. In Zeiten schwachen Windaufkommens und geringer Sonnenstrahlung müssen Kraftwerke Versorgungssicherheit und Netzstabilität gewährleisten. Diese Kraftwerke werden momentan nur durch den Strommarkt nicht ausreichend refinanziert.

Die Strompreise sind am Großhandelsmarkt momentan extrem niedrig und fallen weiter. Das bringt alle konventionellen Kraftwerksbetreiber in eine kritische Lage, egal ob es sich um große oder kleine, kommunale oder private Unternehmen handelt. In Folge des großen volatilen Angebots und des Einspeisevorranges der Erneuerbaren Energien stehen große Teile der Gaskraftwerksflotte und oft über Monate still. Die Fixkosten für Personal und Instandhaltung können nicht mehr erwirtschaftet werden. Es ist deshalb möglich, dass immer mehr Gas- und zunehmend auch Kohlekraftwer-

⁸ Intelligente Messsysteme bestehen aus einem intelligenten Zähler und einer Kommunikationseinheit

⁹ Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, Ernst & Young für das BMWi (2013)

¹⁰ Als Interoperabilität bezeichnet man die Fähigkeit zur Zusammenarbeit von verschiedenen Systemen, Techniken oder Organisationen. Dazu ist in der Regel die Einhaltung gemeinsamer Standards notwendig

ke in die Unwirtschaftlichkeit und früher oder später in die Stilllegung getrieben werden.

Sollte dieser Fall eintreten, wäre die Versorgungssicherheit in Deutschland gefährdet. Die erneuerbaren Energien können Gas- und Kohlekraftwerke in kritischen Situationen nicht ersetzen. Die gesicherte Leistung der erneuerbaren Energien ist äußerst gering, da die regenerative Stromproduktion von den Wetterbedingungen abhängt

Vorschlag:

Vor diesem Hintergrund ist die Einführung eines Marktes für Versorgungssicherheit notwendig, der die Vorhaltung gesicherter Leistung vergütet. Wichtig ist ein dezentraler Mechanismus (d.h. Nachfrage nicht zentral durch Regulierer vorgegeben, sondern entsprechend der Leistungsnachfrage der Marktteilnehmer), der im Einklang mit europäischen Regelungen steht. Zu beachten ist das Gebot der diskriminierungsfreien Technologie (d.h. die verschiedenen Kraftwerkstypen, Speicher und auch Nachfrageflexibilität sind gleichberechtigt). Mit dem Vorschlag der Branchenverbände BDEW und VKU zu einem dezentralen Leistungsmarkt liegt bereits ein tragfähiger Lösungsansatz vor. Entsprechende Regelungen sind insbesondere im Energiewirtschaftsgesetz zu fixieren.

Der Kapazitätsbedarf wird in diesem Modell von den Marktteilnehmern bestimmt. Die Vertriebe ermitteln, wie viel gesicherte Leistung sie für ihre Kunden brauchen. Die Kunden bezahlen die Kapazitätsvorhaltung, die sie brauchen. Können sie ihren Leistungsbedarf in kritischen Stunden senken, müssen sie weniger bezahlen.

Kraftwerke bieten im Leistungsmarkt mit den vom Strommarkt nicht gedeckten Kosten an. Finanziert also der Strommarkt hinreichend Erzeugungskapazitäten, dann ist der Preis für gesicherte Leistung Null. Finanziert der Strommarkt aber nicht genügend Kapazitäten, dann entspricht der Preis für die gesicherte Leistung genau dem Betrag, der für die Vorhaltung des letzten benötigten Kraftwerks fehlt. Der dezentrale Kapazitätsmarkt entfaltet somit nur dann eine Wirkung, wenn der Strommarkt aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien nicht funktioniert.

Der dezentrale Leistungsmarkt führt also zu folgenden Ergebnissen:

- Er finanziert genau so viel gesicherte Leistung, wie die Vertriebe für die sichere Versorgung ihrer Kunden brauchen. Kraftwerke, die nicht zur Leistungsdeckung benötigt werden, werden aus dem Markt ausscheiden.
- Er liefert auch nicht mehr Erträge als ein funktionierender Strom-Großhandelsmarkt
- Er ermöglicht es den benötigten Kraftwerken, ihre abbaubaren Fixkosten zu decken. eine Vollkostendeckung ist nicht garantiert. Fehlinvestitionen bleiben bestehen.

Der dezentrale Leistungsmarkt stellt somit keinen Subventionstatbestand dar.

7. Energieeffizienz weiter ausgestalten

Ein wesentlicher Hebel zur Umsetzung der Energiewende ist die Energieeffizienz. Die EU gibt dabei mit der Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) den Rahmen vor. Im Mittelpunkt der Richtlinie stehen Energieeffizienzverpflichtungen. Demnach müssen die EU-Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass von 2014 bis 2020 jährlich 1,5 Prozent des durchschnittlichen jährlichen Endenergieabsatzes der Jahre 2010 bis 2012 eingespart werden. Bei der Erfüllung dieses Ziels haben die Länder die Wahl, ob sie Energieversorgungsunternehmen verpflichten, dieses Einsparziel zu erreichen (Energieeffizienzverpflichtungssystem), oder alternative Instrumente wie zum Beispiel Förderpro-

gramme oder Energiesteuern dafür nutzen. Weiterhin sind die EU-Staaten verpflichtet, bis April 2014 und danach alle drei Jahre in nationalen Energieeffizienzaktionsplänen (NEEAP) über die Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz sowie die erwarteten und erzielten Energieeinsparungen zu berichten. Die EU-Energieeffizienz-Richtlinie setzt stark auf Eingriffe und Vorgaben. Ein funktionsfähiger Markt für Energiedienstleistungen steht nicht im Fokus. Es besteht die Gefahr, dass insbesondere die Mitgliedsstaaten bestraft werden, die bisher erfolgreich Energieeffizienzpolitik betrieben haben. Dazu gehört Deutschland.

Die Ausgestaltung und Zielerreichung liegt allerdings primär in den Händen der Mitgliedsstaaten. Die Bundesregierung erarbeitet zurzeit den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz. Dieser soll die Effizienzziele sowie die Verantwortungsbereiche der einzelnen Akteure zusammenfassen, den Energieeffizienzfonds als Finanzierungsinstrument stärken und geeignete Effizienzinstrumente definieren.

Vorschlag:

Leider setzt die Energieeffizienzrichtlinie zu stark auf Eingriffe und Vorgaben und zu wenig auf einen funktionierenden Markt für Energiedienstleistungen. Die Effizienzpolitik muss, gerade wenn sie selber effizient sein will, marktgetrieben sein, so dass sich die volkswirtschaftlich sinnvollsten Lösungen durchsetzen. Es gilt daher:

- Energieeffizienzverpflichtungssysteme nur dort einzusetzen, wo ein wettbewerblicher Effizienzmarkt nicht existiert bzw. funktioniert,
- sofern Energieeffizienzverpflichtungssysteme eingeführt werden, alle Energieunternehmen davon in gleicher Weise betroffen sind, um Wettbewerbsverzerrungen zulasten der Energieeffizienz zu vermeiden,
- kein Energieunternehmen bei der Erbringung von Energiedienstleistungen benachteiligt oder sogar davon ausgeschlossen wird.

Die enviaM-Gruppe

Die enviaM-Gruppe ist der führende regionale Energiedienstleister in Ostdeutschland. Der Unternehmensverbund versorgt rund 1,5 Millionen Kunden mit Strom, Gas, Wärme, Wasser und Energie-Dienstleistungen. Zur Unternehmensgruppe mit mehr als 4.100 Beschäftigten gehören die envia Mitteldeutsche Energie AG (enviaM), Chemnitz, sowie weitere Gesellschaften, an denen enviaM mehrheitlich beteiligt ist. Gemeinsam gestalten sie die Energiezukunft für Ostdeutschland. Anteilseigner der enviaM sind die RWE AG mit 58,6 Prozent und rund 650 ostdeutsche Kommunen mit 41,4 Prozent.

Netzbetreiber der envia Mitteldeutsche Energie AG (enviaM) ist die 100-prozentige Tochtergesellschaft Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM) mit Sitz in Halle (Saale). Als größter regionaler Verteilnetzbetreiber in Ostdeutschland ist MITNETZ STROM unter anderem für Planung, Betrieb und Vermarktung des enviaM-Stromnetzes verantwortlich. Das durch das MITNETZ STROM betreute Stromverteilnetz hat eine Länge von rund 76.000 Kilometern.

Ansprechpartner:

envia Mitteldeutsche Energie AG
Unternehmenskommunikation/Umfeldmanagement
Herr Sven Schulze
Chemnitztalstraße 13
09114 Chemnitz

sven.schulze@enviam.de
www.enviaM.de
www.Energiezukunft-Ostdeutschland.de

Bildnachweis:
Roland Hottas