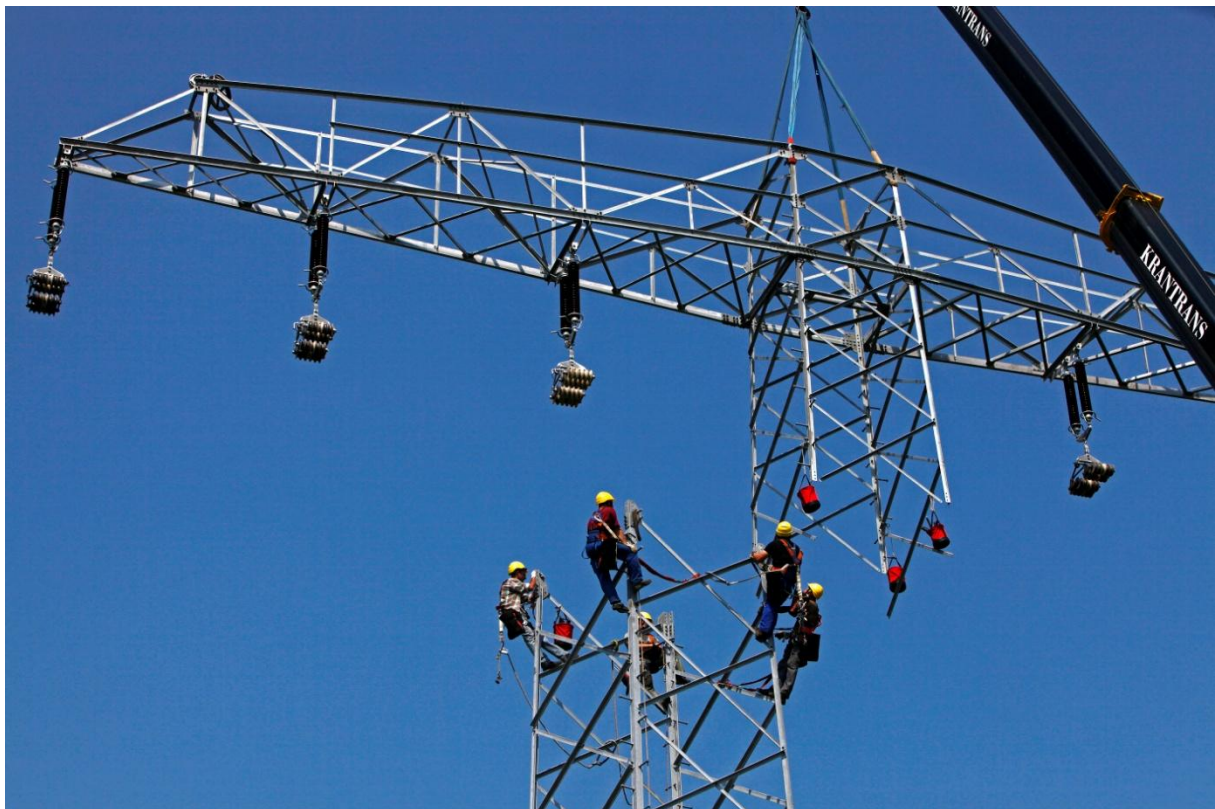


**Positionspapier der enviaM-Gruppe zur weiteren Ausgestaltung der
Energiewende –**

**Schritte für das Verteilnetz der Zukunft sowie einen verlässlichen
und langfristigen Netzausbau**

Chemnitz, 3. April 2014



Zusammenfassung

Mit den Ansätzen zur Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hat die Bundesregierung einen ersten wichtigen Schritt für einen Neustart der Energiewende unternommen. Leistungsfähige und intelligente Stromnetze sind aber ein ebenso wichtiger Erfolgsfaktor für den Umbau der Energieversorgung.

Die ostdeutschen Verteilnetzbetreiber in Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen stehen dabei vor einer besonderen Herausforderung. Aufgrund des großen Flächenangebotes und der günstigen klimatischen Bedingungen ist Ostdeutschland ein Vorreiter für den Ausbau der erneuerbaren Energien. 97 Prozent der Erneuerbare-Energien-Anlagen sind in den Verteilnetzen angeschlossen. In Verbindung mit einer geringen Bevölkerungs- und Industriedichte sowie einer weiter rückläufigen demografischen Entwicklung führt dies schon heute zu einem Überschuss von regenerativ erzeugtem Strom im Vergleich zur Netzlast. Und dieses Ungleichgewicht wird immer größer.

Die Überschüsse müssen über die Verteilnetze aufgenommen und abtransportiert werden. Netze entwickeln sich weg von ihrer reinen Versorgungsaufgabe und werden zu Flächenkraftwerken. Auch muss der Netzausbau angemessen finanziert werden und Akzeptanz in der Bevölkerung finden.

Im Koalitionsvertrag und im EEG-Eckpunktepapier sind die Synchronisation des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Netze sowie die neue Rolle der Verteilnetze in diesem Prozess als wichtige politische Ziele verankert. Das begrüßen wir sehr.

Aus Sicht der enviaM-Gruppe sollten die entsprechenden Maßnahmen jedoch nicht auf einen späteren Zeitpunkt verschoben werden, denn sie tragen den energiepolitischen Zielen Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit Rechnung. Zum einen sind die aus unserer Sicht kurzfristig notwendigen Maßnahmen größtenteils im EEG enthalten und damit in einem Maßnahmenpaket umsetzbar. Zum anderen können diese Maßnahmen die Kosteneffizienz beim Ausbau der Erneuerbaren erhöhen. Dazu gehören eine volkswirtschaftlich effizientere Gestaltung des Netzausbaus und eine auch im Sinne Ostdeutschlands sachgerechte Verteilung der Kosten der Energiewende.

Die enviaM-Gruppe schlägt für einen ersten Schritt folgende Maßnahmen vor, die bereits **kurzfristig im Rahmen der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes** realisiert werden können:

- Vermiedene Netznutzungsentgelte für volatile EEG-Einspeiser sind abzuschaffen.
- Die Netzausbauverpflichtung nach § 9 EEG ist im Sinne eines kosteneffizienten Netzausbaus weiterzuentwickeln und auf die Einspeisung von Erzeugungsspitzen zu verzichten.
- EEG-Einspeiser in Netzengpassgebieten sind über einen Baukostenzuschuss an den Kosten des Netzausbaus zu beteiligen (§ 5 a EEG „Baukostenzuschüsse“).

Nach der EEG-Reform müssen 2014 in einem zweiten Schritt folgende Maßnahmen ergriffen werden:

- Mit der Energiewende werden Verteilnetzbetreiber zu Systemkoordinatoren. Der gesetzliche Rahmen muss diesen Rollenwandel abbilden.
- Für den Netzausbau in allen Spannungsebenen sind Investitionen ohne Zeitverzug anzuerkennen (§ 23 ARegV).
- Für Netzinvestitionen ist eine planbare und auskömmliche Verzinsung sicherzustellen.
- Für Netznutzungsentgelte ist in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) eine Leistungskomponente einzuführen, um eine langfristig ausgewogene Kostenverteilung zu erreichen und bestehende Fehlanreize zum Eigenverbrauch zu reduzieren.
- Die Redispatch-Kosten für Kraftwerke sind bundesweit auszugleichen.
- Investitionen, die Verteilnetzbetreiber für den Rollout von Smart Metern tätigen, müssen sie ohne Zeitverzug erwirtschaften können.

Forderung:

Vermiedene Netznutzungsentgelte für volatile EEG-Einspeiser sind abzuschaffen.

Dafür ist § 35 Absatz 2 EEG zu streichen. Im EEG ist zu regeln, dass § 18 StromNEV nicht für EEG geförderte Anlagen gilt und in der StromNEV muss analog klargestellt werden, dass § 18 StromNEV nicht für das EEG gilt.

Gemäß § 18 StromNEV erhalten „dezentrale Einspeisungen“¹ vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, sogenannte „vermiedene Netznutzungsentgelte“ (vNNE). Dieses Entgelt muss den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen. Die Einführung der vNNE war von dem Gedanken getragen, dass dezentrale KWK-Anlagen und EE-Erzeuger zu einer Reduzierung des Netzausbaus beitragen würden. Es wurde angenommen, dass dezentrale Einspeisung höhere Netzebenen entlastet. In der Praxis bewirkt die EEG-Einspeisung jedoch genau das Gegenteil: Es kommt teilweise zu massiven Rückeinspeisungen und demzufolge massivem Netzausbau in den Netzebenen. Dies gilt vor dem Hintergrund, dass sich die dezentralen Einspeiser in Regionen ansiedeln, in denen wenig Last herrscht.

Gemäß § 35 Absatz 2 EEG gehen die vermiedenen Netznutzungsentgelte für EEG-Einspeisung 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 vNNE für EEG-Einspeisung stellen damit einen der größten Kostenblöcke der gesamten Netzkosten der Verteilnetzbetreiber 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 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 vNNE könnte hier eine Senkung der Netzentgelte von rund acht Prozent erreicht werden.

Um diese beschriebene Schieflage zu beheben, haben sich die betroffenen Netzbetreiber immer wieder intensiv für die Streichung des § 35 Absatz 2 EEG eingesetzt. Für den Anlagenbetreiber ist diese Regelung ergebnisneutral, da der Wegfall der Vergütung bei Fortbestand der derzeitigen Rechtslage über die EEG-Umlage ausgeglichen würde.

Der Vorschlag zur Abschaffung der vNNE führt zu einer lokalen/regionalen Entlastung von Netzbetreibern, die von PV- und Wind-Einspeisungen stark betroffen sind. Diese Netze, in denen aktuell und zukünftig die volatile Einspeisung als (weiterer) Kostentreiber wirkt, würden zu Lasten der deutschlandweiten EEG-Umlage entlastet. Damit entspricht der Vorschlag den im Bundesrat geäußerten Vorstellungen einiger Länder und der im EnWG neu verankerten Verordnungsermächtigung, EEG-bedingte Mehrkosten bundesweit umzulegen.

¹ Unter der dezentralen Einspeisung sind alle Einspeisungen zu verstehen, die in Hoch-, Mittel- oder Niederspannung einspeisen, also nicht in die Höchstspannung.

Forderung:

Die Netzausbauverpflichtung nach § 9 EEG ist im Sinne eines kosteneffizienten Netzausbaus weiterzuentwickeln und auf die Einspeisung von Erzeugungsspitzen zu verzichten.

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 aufgenommen werden muss. Eine solche maximale Einspeisung kommt jedoch nur selten 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-Verteilnetzstudie. Im Hinblick auf die geringe Häufigkeit an Einspeisespitzen wäre der Verlust an elektrischer Energie bei der Kappung so gering, dass damit verringerte Netzausbaukosten erreicht werden können. Dem Gebot des wirtschaftlichen Netzausbaus wird mit der weiterentwickelten Netzausbauverpflichtung Rechnung getragen und gleichzeitig der für die Integration erneuerbarer Energien notwendige Netzausbau gewährleistet.

Für einen volkswirtschaftlich effizienten Netzausbau und damit zur Kostendämpfung sollte die Ausbauverpflichtung zur Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien weiterentwickelt werden. Hierzu sollte der § 9 Abs. 3 EEG entsprechend angepasst werden:

Netzbetreiber gelten ihrer Verpflichtung nach Absatz 1 als nachgekommen, wenn die Netzkapazität ausreicht, um 95 Prozent der jährlichen Einspeisemenge von Strom aus erneuerbaren Energien im gesamten Netzgebiet aufzunehmen.

Forderung:

EEG-Einspeiser in Netzengpassgebieten sind über einen Baukostenzuschuss an den Kosten des Netzausbaus zu beteiligen (§ 5 a EEG „Baukostenzuschüsse“)

Durch die massiv steigende Zahl von EEG-Anlagen, besonders in Ostdeutschland, wird für deren Netzanschluss inzwischen ein ständig 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.

Daher sollten auch die Betreiber regenerativer Erzeugungsanlagen an den Netzbetreiber für den Netzanschluss in Netzengpassgebieten einen angemessenen Baukostenzuschuss zahlen. Damit entstehen die notwendigen Lokationsanreize und eine räumliche Steuerungswirkung setzt ein. Planer bzw. Betreiber von neuen EEG-Anlagen werden bei ihren Planungen Netzengpassgebiete berücksichtigen.

Der Zuschuss beteiligt EEG-Einspeiser strikt verursachungsgerecht an den Kosten des Netzausbaus. Mit dem Baukostenzuschuss für neue Anlagen werden nur zusätzliche Kosten für die Erstellung oder Verstärkung der Verteilnetzanlagen gedeckt. Nicht zuletzt ist es auf Verbraucherseite seit vielen Jahren üblich, von Strombedarfskunden für den öffentlichen Netzanschluss ihrer Anlage angemessene Baukostenzuschüsse zu verlangen (§ 11 NAV/AVBEItV).

Im Ergebnis wird mit diesem Baukostenzuschuss ein weiterer Baustein für die Synchronisation des Ausbaus von Netz und Erneuerbaren eingefügt und Netzausbaukosten werden insgesamt gedämpft.

Der Zuschuss ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz (§ 5 a „Baukostenzuschüsse“) zu ergänzen und kann dabei auf § 11 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) wie folgt aufbauen:

„Die Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber haben an den Netzbetreiber einen angemessenen Baukostenzuschuss zu zahlen. Dieser Baukostenzuschuss umfasst nur die Kosten, die durch eine wirtschaftlich effiziente Betriebsführung für die Erstellung oder Verstärkung der Netzanlagen des Netzbetreibers entstehen, soweit sich die Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas ganz oder teilweise dem Netzbereich zuordnen lassen, in dem der Anschluss erfolgt.“

Forderung:

Mit der Energiewende werden Verteilnetzbetreiber zu Systemkoordinatoren. Der gesetzliche Rahmen muss diesen Rollenwandel abbilden.

Die Rollen und Aufgaben in der Energiewirtschaft ändern sich grundlegend. Der Trend hin zu einer dezentralen, regenerativen Energieversorgung setzt sich fort und immer weniger konventionelle Kraftwerke werden in Zukunft Energie erzeugen. Erneuerbare Energien als langfristiger Hauptträger der Energieversorgung müssen in diesem Rollenwechsel daher zwingend Aufgaben für die Netzstabilität übernehmen, die bisher von den Großkraftwerken geleistet wurden.

Großkraftwerke speisen in Übertragungsnetze ein. Im Gegensatz dazu sind 97 Prozent aller nach EEG geförderten Anlagen im Verteilnetz (bis 110 kV Spannung) angeschlossen. Die Verteilnetzbetreiber werden zukünftig mehr steuernde Aufgaben übernehmen müssen und dadurch die Übertragungsnetzbetreiber bei der Aufrechterhaltung der Netzstabilität und Netzsicherheit unterstützen. Sie werden damit zu Systemkoordinatoren, die sogenannte Systemdienstleistungen erbringen. Dazu zählen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung.

Hinzu kommt die Herausforderung, dass die Aufgaben zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität stark zunehmen werden. Das ist zum einen in der gestiegenen Akteursvielfalt (viele Stromerzeuger) und zum anderen in der höheren Volatilität einer regenerativen Energieversorgung und damit verbundenen Prognoseabweichungen begründet. Damit bekommt die Funktion des Verteilnetzbetreibers als Systemkoordinator eine noch größere Bedeutung.

Verteilnetzbetreiber können diese Koordinatorfunktion volkswirtschaftlich sinnvoll und diskriminierungsfrei erfüllen und sind heute schon Garant für den sicheren Netzbetrieb. Dies betrifft auch die Aufgaben zur Kommunikationsanbindung dezentraler Anlagen sowie das Daten- und Sicherheitsmanagement, insbesondere von Smart Metern.

Die Rolle des Verteilnetzbetreibers als Systemkoordinator ist dafür im gesetzlichen Rahmen abzubilden. Dazu sind die Verantwortlichkeiten und Rahmenbedingungen analog den Übertragungsnetzbetreibern zu definieren und im EnWG gesetzlich zu regeln. Dies betrifft auch die Durchgriffsrechte gegenüber angeschlossenen Anlagen.

Kosten die aus dieser neuen Rolle wie auch aus den zahlreichen zusätzlichen Aufgaben in der Abwicklung, Steuerung und Abrechnung der ca. 750.000 Einspeiser in Deutschland entstehen, sind auch für die Verteilnetzbetreiber anzuerkennen.

Forderung:

Für den Netzausbau in allen Spannungsebenen sind Investitionen ohne Zeitverzug anzuerkennen (§ 23 ARegV).

Das bestehende System, wie Erlöse aus dem Netzbetrieb reguliert werden (Anreizregulierung), setzt für die Netzbetreiber starke Anreize für Effizienzsteigerungen und Netzentgeltsenkungen. Die Effizienzsteigerungen erreicht das System weitgehend. Ein Kernelement dieses Regulierungsregimes ist ein Zeitversatz, mit dem Investitionen und Aufwendungen der Verteilnetzbetreiber erst bis zu sieben Jahre später anerkannt und in den Netzentgelten abgebildet – also verdient – werden können. Dieser Regulierungsansatz geht von einem stetigen energiewirtschaftlichen Umfeld wie vor der Energiewende aus. Der rasante Ausbau erneuerbarer Energien setzt in Folge jedoch eine starke Ausbaudynamik in den Verteilnetzen in Gang. Die Verteilnetzstudie der dena von 2012 bestätigt den immensen Netzausbaubedarf, der Investitionen in die Netze von Regionalversorgern und Stadtwerken von bis zu 42,5 Mrd. EUR bis 2030 erforderlich macht. Diese neue Dynamik des Ausbaus der Verteilnetze kann vom statischen Rahmen des heutigen Regulierungssystems jedoch nicht mehr erfasst werden.

Die Anreizregulierung muss folglich dem dynamischen Umfeld der Energiewende angepasst werden. Damit die Netzbetreiber investitionsfähig bleiben und beim Netzausbau überhaupt mit dem Ausbau der Erneuerbaren Schritt halten können, müssen die Investitionen ohne Zeitverzug und vollständig refinanziert werden können. Damit stehen schneller wieder Finanzmittel für den weiteren Netzausbau zur Verfügung.

Gelöst wird dies konkret, indem Verteilnetzbetreiber Investitionsmaßnahmen nach § 23 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) für ihre Investitionen beantragen können. Für die Hochspannung (110 kV) wurde dies 2013 teilweise erfolgreich umgesetzt. Damit können die Kosten für den Netzausbau im Hochspannungsnetz auf Antrag ohne Zeitverzug in den Erlösbergrenzen bzw. in den Netzentgelten berücksichtigt werden. Nur bei Aufhebung dieses Zeitverzuges kann zudem die regulatorisch vorgesehene Rendite überhaupt erreicht werden. So bestätigt die dena-Verteilnetzstudie ebenfalls, dass Verteilnetzbetreiber mit hohem Ausbaubedarf in den ländlichen Gebieten von diesem Zeitversatz besonders benachteiligt werden und damit die vorgesehen Renditen nicht erreichen können.

In der Folge dieser Anpassung von § 23 ARegV werden der Ausbau der erneuerbaren Energien, der folgende Netzausbau und dessen Refinanzierung in einen Zusammenhang gestellt. Mithin ist diese Abschaffung des Zeitverzuges ein wirksamer Beitrag, wie von der Bundesregierung anvisiert, den Ausbau von Netz und erneuerbaren Energien zu synchronisieren.

Forderung:

Für Netzinvestitionen ist eine planbare und auskömmliche Verzinsung sicherzustellen.

Investitionen in Stromnetze ziehen eine lange Kapitalbindung nach sich. Daher kommt es bei Netzinvestitionen auf weitestgehend stabile regulatorische Zinssätze im Zeitablauf an. Diese werden von der Bundesnetzagentur bzw. in der Netzentgeltverordnung festgelegt.

Kurzfristige Effekte wie die massiven Verwerfungen an den Kapitalmärkten werden bei der Bestimmung der Zinssätze bisher ungenügend berücksichtigt. So sind in Folge der Finanzkrise die Renditen quasi-risikoloser festverzinslicher Wertpapiere zwar deutlich gesunken. Gleichzeitig sind die Risikoprämien für Investitionen in risikobehaftete Investments stark angestiegen. In Summe haben sich die Renditeforderungen von Investoren für Energienetze eigentlich kaum verändert. Die bislang von der BNetzA angewandte Methodik zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes (EK I) kann diese zweiseitige Entwicklung dennoch nicht sachgerecht abbilden. Die Zinssatz senkende Entwicklung wird hier übergewichtet, weil bei der Ermittlung der Zinssatzkomponenten auf unterschiedliche Zeiträume abgestellt wird (kurzfristig beim risikolosen Basiszins, langfristig beim Risikozuschlag). Es besteht daher die Gefahr, dass die tatsächlichen Kapitalkosten der Netzbetreiber unterschätzt, zu geringe Zinssätze festgelegt und in der Folge Investitionen gehemmt werden können.

Handlungsbedarf besteht ebenso bei der Ermittlung des EK II-Zinssatzes (sogenanntes EK II > 40%). Die mit der Novellierung der Netzentgeltverordnungen 2013 geschaffene Neuregelung in § 7 Abs. 7 Strom/GasNEV enthält keinen angemessenen Risikozuschlag und unterschätzt damit die kapitalmarktüblichen Zinssätze für Fremdkapital im Netzgeschäft.

Damit Netzbetreiber das Kapital für Investitionen im Netz auch heben können, ist jedoch auch in der 3. Regulierungsperiode ab 2018 (Gas) bzw. 2019 (Strom) eine auskömmliche kapitalmarktübliche Verzinsung sicherzustellen. Diese ist Voraussetzung dafür, dass Netzbetreiber ihren Beitrag zur Synchronisierung des Ausbaus von Netz und erneuerbaren Energien leisten können.

Forderung:

Für Netznutzungsentgelte ist in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) eine Leistungskomponente einzuführen, um eine langfristig ausgewogene Kostenverteilung zu erreichen und bestehende Fehlanreize zum Eigenverbrauch zu reduzieren.

Die derzeitige Wälzung der Netzkosten allein über verbrauchsbasierte Netzentgelte entspricht immer weniger einer sachgerechten Verteilung. Netzkosten sind zum größten Teil fix, sind also nur geringfügig vom Verbrauch abhängig. Bisher werden die Umlagen auf Basis des Verbrauchs (Kilowattstunden) gezahlt. Eine wachsende Zahl von Unternehmen und Haushalten (vor allem mit Photovoltaikanlagen und -speichern) produzieren Teile ihres Strombedarfs selbst. Die steigenden Endverbraucherpreise sind ein Katalysator für diesen Anreiz. Selbstverbraucher scheidern damit für den eigenerzeugten Stromverbrauch aus der Bezahlung der Netzkosten aus. Das wird die Kosten für die verbleibenden Verbraucher weiter ansteigen lassen und initiiert einen sich selbstverstärkenden Prozess.

Gleichzeitig profitieren die Eigenerzeuger über den gesicherten Stromanschluss im gleichen Umfang weiterhin von einem sicheren öffentlichen Netz. Aufgrund des reduzierten Strombezugs leisten sie jedoch einen geringeren Beitrag zum Netzausbau, obwohl sie diesen überproportional verursachen. Endverbraucher, die ihren Strom vollständig über das Stromnetz beziehen, subventionieren die Eigenerzeuger indem sie deren gesparte Kosten übernehmen. Netzentgelte sollten jedoch sachgerecht von allen getragen werden, die daraus einen Nutzen ziehen. Daher sollten in der Tarifstruktur fixe Bestandteile einen größeren Teil einnehmen. Verteilungseffekte müssen berücksichtigt werden.

Für die sachgerechte Verteilung der Netzkosten auf die Verbraucher und damit die Berechnung der Netznutzungsentgelte sollte die verbrauchsbasierte Berechnung (elektrische Arbeit) anteilig um eine Leistungskomponente (elektrische Leistung) erweitert werden. Verbraucher zahlen dann einen Teil ihrer Netzentgelte zum Beispiel auf Basis der gewünschten Anschlussleistung, unabhängig vom Verbrauch.

Diese Strukturreform ist ein Beitrag, die neue Welt der zunehmend dezentralen Stromerzeugung in den Netzentgelten abzubilden und zu einer ausgewogen verteilten Bemessung der Netzentgelte zurückzukehren. Gleichzeitig werden bestehende Fehlanreize zum Eigenverbrauch und damit ein Grund für die zunehmende Entsolidarisierung reduziert.

Forderung:

Die Redispatch-Kosten für Kraftwerke sind bundesweit auszugleichen.

Treten in einem Übertragungsnetz Engpässe auf, dürfen Übertragungsnetzbetreiber die Betreiber von konventionellen Kraftwerken anweisen, die Einspeiseleistung abzusenken (Redispatch). Dieses Verfahren hilft, Engstellen im Netz zu entlasten. Die Anlagenbetreiber erhalten für entgangene Einnahmen Entschädigungszahlungen. Die Kosten werden bisher in den Netzentgelten einer Regelzone, z. B. 50Hertz, und nachgelagert auf die dortigen Letztverbraucher gewälzt. Dort führen sie zu einer Mehrbelastung der Verbraucher. In der Folge weisen Regionen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien überproportional hohe Netzentgelte auf, was zu einer volkswirtschaftlichen Benachteiligung führt. Die vergleichsweise hohen Redispatch-Kosten in Ostdeutschland sind auf die große und stark volatile regenerative Stromerzeugung zurückzuführen.

Mit dem Redispatch wird die Netzstabilität jedoch nicht nur in der Regelzone, sondern auch bundesweit gesichert. Die Kosten für den Redispatch nach § 13 Absatz 1 EnWG sollten daher bundesweit umgelegt werden. Dazu ist § 13 Absatz 1 EnWG entsprechend zu ändern und näheres in einer Verordnung zu regeln.

Eine deutschlandweite Umlegung der Redispatch-Kosten würde nicht nur der Systematik entsprechen, bundesweite Aufgaben wie Netzstabilität auch bundesweit zu finanzieren (EEG-Wälzmechanismus), sondern auch einen substanziellen Beitrag zur ausgewogenen Kostenverteilung bei der Energiewende leisten.

Forderung:

Investitionen, die Verteilnetzbetreiber für den Rollout von Smart Metern tätigen, müssen sie ohne Zeitverzug erwirtschaften können.

Mittelfristig steht die Einführung bzw. der Rollout von Smart Metern in Deutschland an. Dazu sollen Smart Meter zum Beispiel in größeren Kundenanlagen, die mehr als 6000 kWh pro Jahr an Energie verbrauchen, installiert werden. Die Einführung und insbesondere der flächendeckende Rollout von intelligenten Messsystemen sind jedoch mit nicht unerheblichen Kosten, technischen Herausforderungen und Risiken verbunden.

Für den sicheren Einsatz von Smart Metern müssen verlässliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Vor dem geplanten Rollout sind die Rollen und die Sicherheitsaspekte klar zu definieren. Der Gewährleistung von Interoperabilität sowie Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen ist dabei besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Vor diesem Hintergrund ist kritisch zu prüfen, welchen Nutzen die intelligenten Messsysteme bei den Punkten Stromkosteneinsparung, Vermeidung von Netzinvestitionen sowie Prozessverbesserungen tatsächlich stiften. Auf dieser Grundlage ist der Umfang des Rollouts nach volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten festzulegen.

Der Rollout führt zudem zu erheblichen Mehrkosten bei den ohnehin schon stark belasteten Verteilnetzbetreibern. Voraussetzung für den Rollout ist, dass die daraus resultierenden Investitionen ohne Zeitverzug erwirtschaftet werden können. Dies ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht möglich. Zusätzlich ist ein Ausgleich vorzusehen, wenn noch nicht abgeschriebene konventionelle Zähler auszutauschen sind.

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