

Positionspapier

Der Flexmarkt

Eckpunkte zur Ausgestaltung eines
wettbewerblichen Rahmens für
nachfrageseitige Flexibilität

Seite 2 Einleitung

Seite 4 Prämissen und Vorfestlegungen

Seite 6 Problemstellung der Nachfrageflexibilisierung

Seite 7 Eckpunkte für ein Gesamtkonzept

Seite 7 Problemkreis Wissen

Seite 10 Problemkreis Können

Seite 12 Problemkreis Wollen

Seite 16 Problemkreis TUN

Seite 17 Zusammenfassung und Handlungsbedarf

Berlin, 20. November 2014. Die Energiewende macht die Synchronisierung von Angebot und Nachfrage erforderlich. Zwangsläufige Folge der dafür erforderlichen Flexibilisierung ist, dass sich das Verbrauchsverhalten auf den unteren Spannungsebenen ändern wird. Viele Netznutzer werden zur gleichen Zeit auf Marktsignale mit einem ähnlichen Verhalten reagieren. Diese Verhaltensänderung und die damit zunehmende Gleichzeitigkeit im Verbrauchsverhalten können sehr leicht zu einer Erhöhung des Netzausbaubedarfs führen – vor allem auch dort, wo neue substantielle Verbraucher – wie etwa Elektromobile – hinzukommen. Bisher war es so, dass das Netz von den Durchmischungseffekten profitiert hat, da bei der Netzauslegung die maximal mögliche Leistung um den entsprechenden Faktor reduziert wurde. Das wird sich künftig ändern. Dazu kommt ein weiterer Effekt: Das Marktsignal wird immer wieder gegenläufig zur Wetter- und Erzeugungssituation in einer bestimmten Region sein. Um auch diese Situationen in den Griff zu bekommen, führt kein Weg an der Entwicklung eines dezentral einsetzbaren Instruments vorbei, das zudem auch noch mit den Marktsignalen des Spotmarktes kompatibel sein muss – dem FLEXMARKT.

I. Einleitung

Die Energiewende hat zahlreiche leidenschaftliche Diskussionen ausgelöst, die oftmals ihre Ursache in Verteilungsfragen haben. Diese entstehen vor allem aus der Vielzahl an kostensenkenden Sonderregelungen für bestimmte Branchen, Technologien und Anwendungen. Der eigentliche Auslöser dieser Sonderregelungen und damit auch der Auseinandersetzung ist allerdings darin zu sehen, dass das jetzige Energiesystem nicht auf eine Optimierung von Angebot und Nachfrage ausgelegt ist, sondern historisch die Erzeugung dem Verbrauch gefolgt ist. Um eine energie-logistische Optimierung zu erreichen, führt kein Weg daran vorbei, auch die Anpassung des Verbrauchsverhaltens an die dargebotene Energie in den Fokus zu rücken. Es ist dabei klar, dass der im Grünbuch des Bundeswirtschaftsministeriums¹ vorgezeichnete diesbezügliche Weg einer Synchronisierung von Angebot und Nachfrage nur dann von Erfolg gekrönt sein kann, wenn die Netzinfrastruktur dafür passend gemacht wird.

Eine Bedingung liegt dabei in der „Nichtüberlastung“ der Infrastruktur – den Übertragungs- und Verteilernetzen. Es ist zudem klar, dass die Netze in vielen Fällen modernisiert und ausgebaut werden müssen. Der klassische ausbaurelevante Auslegungsfall auf Verteilernetzebene stellte dabei bisher in der Regel auf das jeweilige verbrauchsseitige Höchstlastzeitfenster ab. Maßgeblich wird zukünftig aber in zahlreichen Verteilernetzen auch ein unterstellter Schwachlastfall bei gleichzeitig starker Einspeisung aus EE-Anlagen sein². Vor allem der aus dem letzteren Auslegungsfall entstehende erhebliche Ausbaubedarf erklärt sich daraus, dass der alte Erzeugungspark vornehmlich auf den höheren Spannungsebenen zu finden gewesen ist und die Nachfrage vornehmlich auf den niederen Spannungsebenen.

¹ „Ein Strommarkt für die Energiewende“, Grünbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 28.10.2014.

² Vgl. E-Bridge et.al. für BMWi, „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, 12. September 2014, S. 86.

Im Zuge der Energiewende verändert sich die energiewirtschaftliche Struktur: Der neue Erzeugungspark findet sich zunehmend auf den niederen Spannungsebenen und die Nachfrage muss sich aufgrund der Volatilität der Erzeugungsanlagen an dieses Angebot anpassen. Es werden verstärkt Situationen auftreten, in denen sich das Preissignal, das aus der Gesamtheit des angebotenen Stroms resultiert, von der tatsächlichen Situation in einem bestimmten Netz massiv unterscheiden kann. Die installierte Leistung von Photovoltaik und Windkraft beträgt aktuell (2014) bereits über 75 Gigawatt (GW) und wird 2020 szenarioabhängig um die 100 GW³ betragen. Es wird künftig verstärkt Situationen geben, bei denen die alleinige Erzeugung aus fluktuierenden Quellen (Wind und Photovoltaik) größer sein wird als die allgemeine Nachfrage.

Situationen, in denen sich die Menge der angebotenen Energie im Gesamtsystem massiv von der tatsächlichen Situation in einem bestimmten Netz unterscheidet, werden sich häufen. In solchen Fällen kann ein Preissignal, das auf der angebotenen Energiemenge im Gesamtsystem basiert, einen negativen Einfluss auf die spezifische Netzsituation ausüben. Insofern muss die Anpassung des Verbraucherverhaltens die regionale Situation berücksichtigen können.

Dies gründet vor allem auf zwei Aspekten, die in besonderem Maße hervorzuheben sind. Zum einen ist abzusehen, dass in den kommenden Jahren eine Flexibilisierung des Verbraucherverhaltens stattfinden muss und wird. Das Grünbuch beinhaltet dahingehend ein eindeutiges politisches Bekenntnis. Diese erwünschte Flexibilisierung führt gerade auch aufgrund der zu erwartenden Automatisierung zur deutlichen Zunahme von Gleichzeitigkeiten im Lastverhalten. Bisher wird hier über die meisten Verbraucher hinweg ein Durchmischungsfaktor angenommen, der davon ausgeht, dass die Netznutzer gerade kein gleichförmiges Verbraucherverhalten aufweisen. Zum zweiten werden die notwendigen Anpassungen der Netzinfrastruktur nicht schlagartig vorgenommen werden, sondern der Zubau an Erneuerbaren bzw. die Zunahme dieser Gleichzeitigkeiten wird früher oder später im jeweiligen Strang oder Netzpunkt einen Grenzwert überschreiten, der den Ausbaubedarf auslöst. Von Relevanz ist daher, ob dieser ausbauauslösende Zeitpunkt durch Bewirtschaftungsoptionen nach hinten verschoben werden kann. Die Bedeutung einer solchen Bewirtschaftungsoption wird dadurch verdeutlicht, dass der momentan prognostizierte erforderliche Netzausbau auf Verteilernetzebene von insgesamt etwa 130.000 Kilometern⁴ zu etwa 75% in den nächsten zehn Jahren anfällt.

Aus dem beschriebenen Sachverhalt folgt, dass die Netzrestriktionen in den Gesamtmarkt einzubeziehen sind. Die Herausforderung, der sich die Verteilernetzbetreiber dabei stellen müssen, ist komplex. Es ist aufgrund dieser Verknüpfung des Gesamtmarktes mit regionalen Ausnahmesituationen für einen funktionierenden Strommarkt essentiell, dass die Verteilernetzbetreiber und die Bewirtschafteter dieser Märkte voneinander vollständig entflochten sind. Dies ist hierzulande bei etwa 900

³ Hier wird abgestellt auf das Ausbauszenario, das der EEG-Novelle 2014 zugrunde lag.

⁴ Vgl. E-Bridge et.al. für BMWi, „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, 12. September 2014, S. 39. Hier wiederum abgestellt auf den Ausbaubedarf nach EEG 2014-Szenario.

Verteilernetzbetreibern, von denen die meisten aufgrund der Unterschreitung der De-Minimis-Regelung⁵ nicht entflochten sind, schwer vorstellbar.

Im Folgenden wird ein Modell für die dezentrale Angebots- und Nachfrageseite entwickelt, das in der Folge als „Flexmarkt“ bezeichnet wird und eine mit den Energy-Only-Märkten vereinbare Ergänzung darstellt. Um die Wirkungszusammenhänge deutlich zu machen, wird dieses Modell im Folgenden in einen größeren energiewirtschaftlichen Gesamtkontext eingebettet. Die Ausgestaltung jedes einzelnen Teilbereichs kann aufgrund dieses kontextualen Anspruchs nicht bis ins letzte Detail dargestellt werden. Zu den einzelnen Teilbereichen sind bzw. werden weitere ausführliche Positionspapiere vom bne in die Diskussion eingebracht.

Im Kern schlägt das „Flexmarkt“-Modell ein System vor, das die zentralen Märkte um einen dezentralen Markt erweitert, der die jeweiligen Flexibilitätsanbieter auf regionaler Ebene in eine eigene Logik einbindet. Dabei erhalten diejenigen, die bereit sind, in einem definierten Maße dezentral erforderliche Flexibilität zur Engpassbewirtschaftung zur Verfügung zu stellen, ein reduziertes Netzentgelt, das die bestehenden Ermäßigungen des § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) ersetzt. Für all diejenigen, die das definierte Mindestmaß an Flexibilität garantieren können, gelten dabei die gleichen Voraussetzungen. Basierend auf diesen Flexmarktteilnehmern wird in der Folge ein System entwickelt, das eine effiziente Abwägung zwischen Netzausbau und wettbewerblich abrufbaren Optionen zulässt.

II. Prämissen und Vorfestlegungen

1. Flexibilität – Zwei Systeme sind erforderlich

Bei der nachfrageseitigen Flexibilität sind zwei Systeme zu unterscheiden. Der erste Bereich wird hier als die zentrale, bundesweit erzielbare Flexibilität definiert. Für diese besteht heute u.a. bereits ein Marktrahmen in Form der Regelleistungsmärkte sowie des Day-Ahead- und Intraday-Marktes. Die eingangs beschriebene Herausforderung eines zunehmenden Flexibilitätsbedarfs macht auch in diesem Bereich Anpassungen erforderlich, die im vorliegenden Papier allerdings nicht erörtert werden. Natürlich sind diese zentralen Märkte weiter von großer und zentraler Bedeutung, denn gerade sie sollen die maßgeblichen Preissignale aussenden. An dieser Stelle sind viele der Vorschläge, die dazu im Grünbuch aufgelistet werden, geeignet, die Herausforderung auf zentraler Ebene zu lösen und werden als Maßnahmenpaket vom bne grundsätzlich begrüßt und konstruktiv begleitet.

Die Netzinfrastruktur muss allerdings als Korrektiv in ein solches System eingebettet werden – und zwar mindestens solange, wie Netzrestriktionen existieren. Dieser Aspekt wird durch die „Kupferplattenannahme“ der dem Grünbuch zugrundeliegenden Studien außer Acht gelassen, darf in einer Gesamtbetrachtung allerdings nicht fehlen. Zu den zentralen Regelleistungsmärkten, die auf der Übertragungsebene die Systemstabilität gewährleisten, wird auch ein Instrument für die untergelagerten Netzebenen hinzukommen müssen. Die unter anderem diesem In-

⁵ Vgl. § 7 Abs. 2 S. 1 EnWG.

strument zugrundeliegenden Netzrestriktionen müssen allerdings objektivierbar gemacht werden (auf Basis eines bundesweit einheitlich vorgegebenen Instrumentenkastens); ansonsten erhalten regulierte Akteure eine Marktmacht, die gerade bei nicht entflochtenen Netzbetreibern zugunsten des eigenen Stromvertriebs bzw. Erzeugungsparks eingesetzt werden könnte. Dass dies zu massiven Marktverzerrungen führen würde, liegt auf der Hand⁶.

Eine allgemeine Steigerung der Flexibilität im Gesamtsystem ohne ein derartiges dezentrales Korrektiv führt neben der allgemein beschriebenen Problematik zu weiteren negativen Effekten: Ohne eine regionale Bewirtschaftungsoption von Engpässen bzw. eine Kommunikation der zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten, müssen die Netze stärker ausgebaut werden; damit steigen die Netzentgelte. Ohne eine regionale Bewirtschaftung sind mehr EE-Anlagen mit entsprechenden Kostenfolgen abzuregeln. Hinzu kommt, dass individuellen Netznutzungsverträgen weiter Vorschub geleistet wird, die eine Entsolidarisierung bei den Infrastrukturkosten befördern. Verschärfend tritt hinzu, dass beispielsweise durch Elektromobilität, Speicher oder den „Power-to-X-Anwendungen“ perspektivisch auch auf der Nachfrageseite netzengpassrelevante zusätzliche Lasten an das Netz angeschlossen werden. Gehen all diese Situationen in die Netzplanung dergestalt ein, dass die ungünstigste Auslegungssituation den Netzausbaubedarf bestimmt, liegt es auf der Hand, dass dieses System nicht optimal parametrisiert ist.

Dabei sind wie beschrieben zwei Problemsituationen denkbar: Einmal können die Spotmärkte durch niedrige Preise einen sehr starken Anreiz zur Lasterhöhung und eine dadurch verursachte hohe Gleichzeitigkeit aussenden – aber gleichzeitig besteht in einer Region das Bedürfnis zur Senkung bzw. nicht weiteren Erhöhung der Last – oder eben die umgekehrte Situation.

2. Der Grundgedanke der Netzampel

Aufgrund dieser negativen Auswirkungen wird im Zusammenhang mit dem § 14a EnWG seit längerem ein Netzampelmodell diskutiert, bei dem vor allem die Lastabschaltung im Mittelpunkt steht. Im Kern geht es bei der Netzampel um drei Phasen: In der grünen Phase läuft der Markt uneingeschränkt, in der gelben Phase könnte es absehbar zu Problemen im Netz kommen, in der roten Phase ist ein netzkritischer Zustand erreicht; der Netzbetreiber muss und darf unter Aussetzung der üblichen Marktspielregeln handeln. Um eine Bewirtschaftung der regionalen Engpasssituationen (Erzeugung und Nachfrage) durch Flexibilitäten auszulösen, ist der Grundgedanke der Netzampel der richtige Weg. Vor allem die gelbe Phase, die die Übergangsphase zwischen freiem Markt und Markteingriffen zur Netzstabilisierung darstellt, muss dabei modelliert werden.

⁶ Als aktuelles Veranschaulichungsbeispiel lässt sich die Problematik im Enervie-Netz heranziehen; vgl. ZfK vom 02.10.14: „Nun sieht die Einigung vor, dass die Enervie-Kraftwerke nicht mehr im Markt, sondern nur auf Anforderungen des Verteilnetzbetreibers Enervie Asset-Network (EAN) zur Versorgungssicherheit eingesetzt werden. Die entstehenden Kosten für den Betrieb der Kraftwerke sollen durch höhere Netzentgelte im Netzgebiet der EAN ausgeglichen werden.“

Das Signal in dieser Phase sollte idealerweise dahingehend Wirkung entfalten, dass ein Eintritt in die rote Phase nicht stattfindet und eine Rückführung in die grüne Phase erfolgt. Es soll also die Kappung von Lastspitzen genauso zum Gegenstand haben wie die regionale Verwendung von Überschüssen. Das hier dargestellte Flexmarktmodell bezieht diesen Grundgedanken der Netzampellogik ein und beinhaltet eine Fortentwicklung der dazu erfolgten Überlegungen.

3. Entwicklung eines Marktrahmens und Zuteilung der Marktrollen

Ein Marktrahmen für Flexibilität sollte so ausgestaltet werden, dass grundsätzlich allen Flexibilitätsanbietern der Zugang möglich ist. Das Feld an möglichen Angeboten ist dabei höchst heterogen. Von unterbrechbaren Versorgungseinrichtungen wie Wärmepumpen, Speicherheizungen und Elektromobilität bis hin zu Power-to-X-Anwendungen, elektrischen Speichern, Klimatisierung und gewerblichen und industriellen Verbrauchern existiert eine Vielzahl an Demand-Response-Potenzialen, bei denen sich heute noch nicht absehen lässt, welche Anwendungsfälle zukünftig in welchem Umfang zur Gestaltung eines Flexmarktes beitragen können. Die Entscheidung über die optimale Lösung kann dabei am Besten im Wettbewerb erfolgen.

Dabei ist klar, dass der jetzige Marktrahmen die Situation im Netz nicht ausreichend berücksichtigen kann. Insofern müssen die regionalen Netze ein Engpasssignal aussenden. Dieses ist diskriminierungsfrei als ein Baustein in die Marktausgestaltung mit aufzunehmen.

Da wie in II.1. beschrieben zwei Flexibilitätssysteme – nämlich das zentrale Preissignal an den Regelleistungs- und Spotmärkten und der Flexmarkt als dezentrales Korrektiv – aufeinander abzustimmen sind, stellt sich zusätzlich die Frage der Verknüpfung dieser Systeme. Dabei sollten Marktakteure, die sich am Flexmarkt beteiligen, die Möglichkeit haben, auch an den zentralen Märkten teilzunehmen. Da die Funktion des Flexmarktes als Korrektiv nur dann zu erzielen ist, wenn ein Zusammenwirken der beiden Systeme erfolgt, beinhaltet das vorliegende Modell einen solchen Vorschlag.

III. Problemstellung der Nachfrageflexibilisierung

Im Kern bestehen für eine wirksame Einbindung von Flexibilitäten in das Gesamtsystem vier Problemkreise, für die Antworten zu finden sind.

Problemkreis 1: WISSEN – Kenntnis und Planbarkeit des Bedarfs an Flexibilitäten aus Sicht des Anbieters von Flexibilität

Problemkreis 2: KÖNNEN – Zugang und technische Möglichkeit, die Flexibilität zu steuern

Problemkreis 3: WOLLEN – Ausreichender Anreiz, die Flexibilität auch tatsächlich dann zu verwenden, wenn Sie benötigt wird

Problemkreis 4: TUN – Zuordnung, Bilanzierung und Abrechnung der tatsächlich abgerufenen und verwendeten Flexibilitäten

IV. Eckpunkte für ein Gesamtkonzept

WISSEN

Grundsätzlich können Flexibilitäten frei genutzt werden. Eine andere Sichtweise kommt hinzu, sobald der Eintritt netzkritischer Zustände droht. In diesen Fällen besteht ein Bedarf der netzdienlichen Nutzung von Flexibilitätpotenzialen. Dies erfordert Kenntnis darüber, zu welcher Zeit und in welchem Netz diese einzusetzen sind. Dafür müssen die erforderlichen Daten und Informationen eingeholt werden, zu einem Marktsignal weiterentwickelt und dieses Marktsignal dem Flexmarkt zugänglich gemacht werden.

1. Gewinnung der Netzzustandsdaten

Die etwa 900 Verteilernetzbetreiber Strom haben die Marktrolle inne, die Kenntnis über etwaige Netzengpässe haben sollte. Dabei ist die Kenntnis umso besser, je höher die Spannungsebene ist. Die Kenntnis darüber auf der Niederspannungsebene ist kaum vorhanden. Auf allen Spannungsebenen der Verteilernetzebene (Hoch-, Mittel-, Niederspannung) existiert heute zudem kein wirksames Regime zur engpassbezogenen Flexibilitätsbewirtschaftung, da dies in der Vergangenheit aufgrund eines funktionierenden „Kupferplattenprinzips“ auch nicht erforderlich war. Die Herausforderungen im Rahmen einer Flexibilitätsbewirtschaftung sind dabei höchst heterogen und abhängig von regionalen Faktoren und der Spannungsebene. Im Niederspannungsnetz besteht beispielsweise die Besonderheit, dass die verfügbare Flexibilität im Fall einer eintretenden hohen Gleichzeitigkeit massiven Einfluss auf die Netzauslegung haben kann. Das bedeutet, dass in der Mehrheit der Fälle ein oder sehr wenige Flexibilitätsanbieter individuell reagieren müssten, wenn kein negativer Effekt für das Netz eintreten soll. Diese starke Granularität bei Berücksichtigung der letzten Meile führt zu einem Konflikt, den es aufzulösen gilt: Auf der einen Seite ist es nachvollziehbar, dass aus Netzsicht nur die Flexibilität angereizt werden soll, die auch tatsächlich zur Lösung eines konkreten Problems führt. Auf der anderen Seite führt die Beschränkung auf den konkreten Netzanschluss automatisch zu Diskriminierungsproblemen und vor allem zur Nichtaktivierung von Potenzialen aufgrund der Kleinteiligkeit und fehlenden Massenmarkttauglichkeit.

Dieses Dilemma lässt sich allerdings auflösen, sofern man die Funktionalität der eingesetzten Flexibilitäten in den Blick nimmt. In aller Regel werden bereits die auf Übertragungsebene eingesetzten Flexibilitäten in den meisten Fällen von sich aus helfen, netzkritische Situationen zu vermeiden. Da wie dargestellt aber die Anfälligkeit der dezentralen Infrastruktur durch die Zunahme dieser Flexibilitäten deutlich ansteigt, sind dezentral einsetzbare Flexibilitäten als ein dieser Problematik entgegenwirkendes Instrument erforderlich. Im Kern sollen die dezentral einsetzbaren Flexibilitäten als Instrument ihre Dienlichkeit dadurch erzielen, dass a) eine Bewirtschaftung der Höchstlastzeitfenster erfolgen kann, b) Gleichzeitigkeiten vermieden werden können und c) Schwachlastzeitfenstern mit starker lokaler Einspeisung entgegengewirkt werden kann. Auf einer weiteren Stufe ist mittelfristig in den Blick zu nehmen, ob eine konkrete Engpasssituation an einem ganz bestimmten Knotenpunkt/Strang/Transformator gezielt durch genau lokalisierbare Flexibilitäten zu beseitigen ist. Um derartige Signale gezielt zur Bewirtschaftung einsetzen

zu können, sind mehrere Schritte erforderlich. Elementar ist in jedem Fall der Aufbau einer Signalinfrastruktur. Um einerseits die regionalen Besonderheiten und netztopologischen Voraussetzungen zu berücksichtigen, und sich andererseits aber nicht in einem unübersichtlichen Klein-Klein der Anreizstruktur zu verstricken, sollte mit regionalen Signalen unter Berücksichtigung der zentralen Dienlichkeiten begonnen werden. Dies hätte zum einen den Vorteil, dass die potenziell problematischen „Krisenherde“ meist im Voraus bekannt wären und dementsprechend der Ermittlungsaufwand einer absehbaren Engpasssituation gut abzubilden wäre und andererseits eine aufgrund der Großteiligkeit eher zu erwartende Massenmarkttauglichkeit der Flexibilitätsbewirtschaftung Auftrieb verleihen dürfte. Die erforderliche Granularität könnte dann stufenweise erreicht werden. Zudem wäre die Umstellung, die auch bei den Sondernetzentgelten erfolgen müsste, leichter umsetzbar.

2. Transformation der Daten in ein Flexmarktsignal

Bei der Umwandlung der Netzzustandsdaten in ein Signal, das die Steuerung der Flexibilitäten auslösen soll, stehen zwei Aspekte im Vordergrund: Zum einen muss das Signal den Flexmarktteilnehmer sicher und widerspruchsfrei erreichen. Zum anderen muss dieses Signal für den Flexmarktteilnehmer in der Umsetzung beherrschbar sein.

Dabei stellt sich wiederum die Frage, wie ein einfaches und leicht beherrschbares System implementiert werden kann, das zeitnah in ein kleinteiligeres und damit tatsächliche Engpassbewirtschaftung ermöglichendes System fortentwickelt werden kann. Es ist festzustellen, dass die Anzahl der Verteilernetzbetreiber Strom (aktuell knapp 900) die Einführung eines solchen Systems behindern würde, wenn jeder dieser Verteilernetzbetreiber (von denen gut 800 nicht entflochten sind, sondern gleichzeitig ein eigenes Vertriebsinteresse aufweisen⁷) für ein oder gar mehrere eigene Flexmarktsignale verantwortlich zeichnen würde. Von Anfang an müssten diese Signale einheitlich, einfach abrufbar und transparent bundesweit zur Verfügung stehen. Die Anzahl an Signalgebern sollte deshalb von Anfang an auf eine Zielgröße von etwa 25 Netzclustern ausgerichtet sein. Diese Bündelung ist Voraussetzung dafür, dass bundesweit agierende Anbieter von Flexibilitäten diesem Markt überhaupt erst beitreten können – schon allein deshalb, weil anderenfalls in der unübersichtlichen Vielzahl an Netzgebieten Portfolioeffekte kaum zu heben wären. Neben der Unbrauchbarkeit für den Wettbewerb würde eine Signalgebung durch den einzelnen Verteilernetzbetreiber zudem einen deutlich erhöhten Kontrollaufwand auslösen und zu höheren Preisen für das Gesamtsystem führen. In einem ersten Schritt sollte das Signal folglich zuerst einmal grobkörniger für die jeweiligen Netzcluster festgelegt werden.

Auf der Ebene dieser größeren Einheiten wird in der Folge eine Signalinfrastruktur errichtet, die bei kleineren Verteilernetzbetreibern netzbetreiberübergreifend gestaltet werden könnte. Eine Zielgröße beim Aufbau des Flexmarktes von 25 Signalinfrastrukturen erscheint dabei eine angemessene Größe, sofern man die beste-

⁷ Nach dem Monitoringbericht 2013 der Bundesnetzagentur sind 76 Verteilernetzbetreiber oberhalb der „De-Minimis-Grenze“, vgl. S. 25.

henden netztopologischen, geografischen und erzeugungsstrukturellen Voraussetzungen der Regionen betrachtet. Alle Flexmarktteilnehmer erhalten die Möglichkeit, in dieser regionalen Signalinfrastruktur das/die Signale zu empfangen und mit einer Ansteuerung der Anlagen zu reagieren. Dabei muss aufgrund des Markteinflusses sichergestellt sein, dass der Signalgeber nicht gleichzeitig Vertriebsinteressen verfolgt – ein faktisch entflochtener Signalbetrieb ist unabdingbar. In einem ersten Schritt könnte mit einem einfachen Signal beim Betrieb der Signalinfrastruktur begonnen werden, die perspektivisch immer weiter verfeinert wird, um mittelfristig eine Adressierung von Engpassituationen auf Mittel-, und schließlich auch auf Niederspannungsebene bewältigen zu können. In einem ersten Schritt ist aber das zentrale Erfordernis, dass die Signalinfrastruktur für größere Regionen eingerichtet wird, als maßgeblich anzusehen. Damit stünde dieses einer hinreichend großen Zahl an Flexibilitätsanbietern zur Verfügung. Nur, wenn dies gelingt, kann absehbar ein wirklicher Markt um dezentral eingesetzte Flexibilitäten entstehen.

3. Zeitlicher Vorlauf des Flexmarktsignals

Grundsätzlich erscheint es von der Zielsetzung sinnvoll, kurzfristige Reaktionen durch das Signal auszulösen. Allerdings ist dies bei der Einführung des Signals erst einmal unpraktikabel. Dies liegt daran, dass kurze Reaktionszeiten ein sehr hohes Maß an Automatisierung erfordern und insbesondere die wechselseitige Kommunikation der Markttrollen noch zu entwickeln ist. In einem ersten Schritt scheint es deshalb sachgerecht, einen Vorlauf von etwa 24 Stunden vorzusehen. Dem Signalgeber ermöglicht dies, auf der Grundlage von Erfahrungswerten und aktueller Wetter- und Netzdaten eine Einschätzung vorzunehmen, ob am Folgetag eine Anpassung des Nachfrageverhaltens sinnvoll erscheint. Den Flexmarktteilnehmern ermöglicht dies, sich mit vertretbarem Aufwand in den Markt zu tasten. In welchem Umfang dieses Instrument die Bewirtschaftung von Engpassituationen erleichtert, wird sich erst dann einschätzen lassen, wenn der Flexmarkt einen gewissen Umfang erreicht hat. Erst auf Grundlage weitergehender Erfahrungswerte sollte in einem zweiten Schritt über die Einführung von kurzfristigeren Signalen entschieden werden.

Neben dem zeitlichen Vorlauf ist an dieser Stelle auch zu berücksichtigen, dass das Flexmarktsignal (zumindest in der hier beschriebenen Basisvariante) nicht dauerhaft bzw. permanent eingesetzt wird, sondern vom Grundverständnis ein Instrument für besondere Situationen sein soll. Dies unterscheidet den Flexmarkt insofern auch maßgeblich von den zentralen Regelleistungsmärkten.

4. Kanalisierung Flexmarkt-Signal

Das Flexmarktsignal muss bis zum Verbraucher transportiert werden. Die Übermittlung umfasst dabei zwei Stufen: In einem ersten Schritt muss der Signalgeber das Signal dem Anbieter der Flexibilität (Vertrieb bzw. Aggregator) zur Verfügung stellen. In einem zweiten Schritt muss dieser Anbieter beim Endverbraucher die Verhaltensänderung entweder direkt vornehmen oder ein verhaltensänderndes Signal aussenden. Die Steuerbefugnis folgt dabei einer inneren Logik. Da die Flexibilität einer Nutzung des Eigentums gleichkommt, ist der Eigentümer auch als

Steuerungsberechtigter anzusehen. Aufgrund der erheblichen bilanzierungstechnischen Auswirkungen sollte dabei aber grundsätzlich klargestellt sein, dass nur derjenige Steuerbefugnis hat, der auch die Folgen von Verbrauchsänderungen in seinem Bilanzkreis zu tragen hat. Diese Vorgehensweise sollte im Sinne der Findung optimaler Lösungen wettbewerblich erfolgen, da genau hier unterschiedliche Lösungsansätze miteinander konkurrieren. Deshalb ist durch eine Festlegung vor allem sicherzustellen, dass eine Veröffentlichung des Anforderungssignals diskriminierungsfrei erfolgt. Für den ersten groben Schritt mit einer überschaubaren Anzahl an Gesamtsignalen könnte dies eine Internetplattform sein, die Schritt für Schritt mit zunehmender Granularität durch die Einbindung in eine automatisierte Marktkommunikation abgelöst wird.

5. Kein Bedarf an regionaler Flexibilität – Kein Signal

Sofern ein Netzbetreiber keinen regionalen Bedarf an Flexibilitäten hat, da sich beispielsweise der Netzausbau als der ökonomischere Weg erwiesen hat, verbleibt für die regionalen Anbieter dennoch die Möglichkeit, ihre Flexibilitäten im Regelleistungsmarkt oder in den Spotmärkten einzusetzen. Die Fragestellung, die im Falle eines nicht erforderlichen regionalen Flexmarktes entsteht, betrifft insbesondere die Preisbildung der Netzentgelte und wird im Rahmen der Erörterung der Anreizthematik dargestellt. Um den Flexmarkt sinnvoll einzuführen, und die Anwendung dieses Instruments auch tatsächlich als Alternative für etwaigen Netzausbau verwenden zu können, sollte zu Beginn der Einführung allerdings eine bundesweite Definition dezentraler Flexibilitäten vorgenommen werden. Um sicherzustellen, dass nicht Sonderlösungen angestrebt werden, müsste damit ein klares Verbot für den Abschluss individueller Netznutzungsverträge mit einzelnen Flexibilitätsoptionen verknüpft werden.

6. Teilnahme am Flexmarkt/Ausgangssignal

Die angebotenen Flexibilitäten sollten im ersten Schritt daran gemessen werden, dass sie einen Mindeststandard erbringen können müssen. Voraussetzung bei einer gemeldeten Pool- oder Einzelleistung von 10 MW wäre also zum Beispiel, diese Leistung in der Engpasssituation zwischen 1-9 MW variieren lassen zu können. Das Signal im ersten grobkörnigen Flexmarkt würde also durch die einfache 24-Stunden vorher durchgeführte Angabe „20 Prozent von 11.00-15.00 Uhr“ alle Flexibilitätsteilnehmer dazu veranlassen, den Pool oder die Einzelanlage so zu steuern, dass diese 20 Prozent (im oben genannten Beispiel 2 MW) tatsächlich konstant über den Zeitraum abgefahren werden.

KÖNNEN

Neben den Vorgaben, die das Flexmarktsignal selbst betreffen, muss die Möglichkeit bestehen, das Signal beim Kunden umzusetzen. Hier ist zu klären, welche mess- und steuerungstechnischen Voraussetzungen vorliegen müssen und inwiefern sich daraus Anforderungen an Gatewayadministration und Marktkommunikation ergeben.

1. Grundvoraussetzung: Intelligentes Messsystem i.S.d. § 21d EnWG

Für alle Flexmarktteilnehmer ergeben sich technische Mindestvoraussetzungen, die die Teilnehmer erfüllen müssen. Da der Signalgeber nicht direkt in die Steuerung eingreifen soll und darf, muss sichergestellt sein, dass die behauptete Flexibilität auch tatsächlich geleistet wurde. Diese Voraussetzung kann nur eingehalten werden, wenn der Flexibilitätsteilnehmer über Verbrauchs- bzw. Leistungswerte in einer entsprechenden zeitlichen Auflösung verfügt. Für die Kundengruppe mit einem Jahresverbrauch von über 100.000 Kilowattstunden (kWh) (registrierende Leistungsmessung) liegt diese Voraussetzung grundsätzlich vor. Für alle Kunden unterhalb dieser Schwelle ist dafür ein intelligentes Messsystem i.S.d. § 21d EnWG Voraussetzung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aus heutiger Sicht mit einer Implementierung von BSI-konformen intelligenten Messsystemen und vor allem einer funktionierenden Infrastruktur inkl. Gatewayadministration, Steuerung und Marktkommunikation nicht vor 2020 zu rechnen sein wird. In einem ersten Schritt wird es also darauf ankommen, als Vorgabe am Einbau eines intelligenten Messsystems festzuhalten, sich dabei aber auf die Messung als zentrale Voraussetzung zu beschränken und auch alternative Steuerungsmöglichkeiten zuzulassen. Dabei geht es vor allem um Anwendungsmöglichkeiten in einer Übergangszeit. Sofern die Messinfrastruktur mit Gatewayadministration etc. ausgestaltet und funktionsfähig ist, sollte auch der Flexmarkt darin integriert werden.

2. Flexmarkt als Basisdienst, um Messstellenbetreiber im Rahmen der Gateway-Administration zu berücksichtigen

Die Einbindung und Verwaltung von intelligenten Messsystemen zur Nutzung in einem Flexmarkt wird mittelfristig der Aufgabe Gatewayadministration zugeordnet werden. Zuständig für diese Aufgabe wird der Messstellenbetreiber sein, der heute in vielen Fällen noch gleichbedeutend mit den Verteilernetzbetreibern ist, grundsätzlich aber als wettbewerblicher Akteur im EnWG verankert ist. Die Flexibilisierung der Nachfrage bietet große Chancen für dieses Aufgabenfeld, eine Belebung hin zu energiewirtschaftlich optimalen Produkten zu erzeugen. Dies setzt allerdings voraus, dass sich die für die Gatewayadministration in Frage kommenden Dienstleister frühzeitig mit dem Flexmarkt auseinandersetzen können, um in ihrem Produktportfolio auch passende Produkte anbieten zu können. Da aufgrund der erwartbar hohen Anzahl an zu verwaltenden Gateways (Berechnungen gehen hier meist von etwa 500.000 Messsystemen aus) zur Erreichung der Wirtschaftlichkeitsschwelle hier nur eine sehr kleine Zahl an Unternehmen Fuß fassen wird, ist es von großer Bedeutung, zeitnah den künftigen Rahmen festzulegen. Anderenfalls ist zu befürchten, dass eine erste Implementierung der Gateway-Prozesse noch keine marktgängigen Angebote für die Flexmarktausgestaltung beinhaltet.

3. Ausgestaltung der Marktkommunikation

Die Nutzung von intelligenten Messsystemen im Sinne der gesetzlichen Vorgaben des § 21d EnWG i.V.m. der Messsystemverordnung (MSysVO) (notifiziert, aber noch nicht in Kraft getreten) macht eine Neuausgestaltung der Marktkommunikation erforderlich. Dabei ergeben sich einige Kernanforderungen. Die Vielfalt an Handlungsoptionen im Bereich der Flexibilitäten führt grundsätzlich dazu, dass es jeder Marktrolle überlassen sein sollte, die für sie relevanten Parameter und Werte

selbstständig mit dem Messstellenbetreiber (und damit mit dem Gateway-Administrator) auszutauschen. Zur Erleichterung der Einführung sollten allerdings Basisdienste festgelegt werden, die zur Erfüllung zentraler Funktionen mit dem zuständigen Netzbetreiber ausgetauscht werden. In der Ausgestaltung ist dabei sicherzustellen, dass über die Marktkommunikation auch derjenige die erforderlichen Daten erhält, der für die Signalgebung (s.o.) zuständig ist.

4. Finanzierung des Rollouts

Noch ist umstritten, wie eine Finanzierung des Rollouts von intelligenten Messsystemen erfolgen kann. Im Kern besteht das Grundproblem, dass die in der Kosten-Nutzen-Analyse des Bundeswirtschaftsministeriums⁸ aufgeworfenen 90 Euro pro Messsystem und Jahr in irgendeiner Weise finanziert werden müssen. Die Sozialisierung über die Netzentgelte (auch nur anteilig) ist dabei keine erstrebenswerte Option, da dies dazu führen würde, dass der Wettbewerb im Messwesen durch Quersubventionierung gänzlich zum Erliegen kommen würde⁹. Ein Grundproblem der Vollfinanzierung durch den zum Einbau Verpflichteten, also beispielsweise einen Kunden über der Verbrauchsgrenze von 6.000 kWh im Jahr führt jedoch zu einer erheblichen Kostenbelastung, der momentan kein nennenswerter Mehrwert entgegensteht. Die Aufsetzung eines Flexmarktes würde genau an dieser Stelle Abhilfe schaffen können, indem energiewirtschaftlich und individuelle wirtschaftliche Vorteile zusammen kämen, die gleichzeitig die Finanzierung von intelligenten Messsystemen ermöglichen würden.

Durch die Verlagerung der Zuständigkeit auf nur wenige Netzbetreiber bzw. Kooperationen wären zudem die Schwierigkeiten im Rahmen der Anreizregulierung isolierbar und leichter einer sinnvollen Lösung zuführbar.

WOLLEN

Um die erforderliche Flexibilität zu erzielen, ist ein entsprechender Preisanreiz unabdingbare Voraussetzung. Dabei sind mehrere Stufen zu berücksichtigen: Auf der ersten Stufe stellt sich die Frage, welche Struktur für welchen Anreiz vorzusehen ist. Auf der zweiten Stufe sind – sofern vorhanden – die Flexibilitätshindernisse der Struktur zu beseitigen. Sofern die Beseitigung der Hindernisse nicht ausreicht, ist ein hinreichender Flexibilitätsanreiz zu erarbeiten.

1. Zuordnung des Flexmarktes zu einer Preisbildungsebene

Für zentrale, bundesweit eingesetzte Flexibilitäten sind u.a. die Regellenergie- und Spotmärkte die geeigneten Zielmärkte. Unbedingt zu berücksichtigen ist dabei allerdings, dass diese Märkte nur bundesweite Signale abbilden, d.h. eine Engpasssituation im regionalen Netz nicht abbilden können – und auch nicht abbilden sollen.

Da die Zielstellung des Flexmarktes vor allem darin zu sehen ist, dass eine Bewirtschaftung von Engpasssituationen der Verteilernetze erreicht werden soll, ist eine Verortung in der Preisbildungsebene der Verteilernetze vorzunehmen. Denkbar ist

⁸ „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“ von Ernst&Young im Auftrag des BMWi vom 31.07.2013.

⁹ Vgl. insoweit auch das Regulierungsgutachten (3. Teil) der „Dena-Smart-Meter-Studie“ vom 09.07.2014.

eine Einbeziehung in der Netzentgeltstruktur durch Ermäßigungstatbestände. Im Falle der Erbringung von Flexibilitäten durch nicht netzentgeltpflichtige Flexibilitätsanbieter kommen direkte Zahlungen in Betracht.

2. Wesentliche Hemmnisse für Flexibilität in der Netzentgeltstruktur

Die bestehende Netzentgeltstruktur wirkt an mehreren Stellen einer netzdienlichen Flexibilisierung entgegen.

Für alle Standardlastprofil (SLP) – Kunden gilt, dass durch den gleichbleibenden Arbeitspreis gem. § 17 Abs. 6 S. 1 StromNEV eine Berücksichtigung von Flexibilität grundsätzlich nicht vorgesehen ist. Die Ausnahme im bestehenden Entgeltsystem bilden reduzierte Netzentgelte 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 für den Verbrauch in den Nachtstunden greift, sofern die Jahreshöchstlast nicht in den Nachtstunden liegt. 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 vorliegt¹⁰.

Die 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 resultiert daraus, 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 „starren“ 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 mit dem festgelegten Höchstlastzeitfenster aufweist. Des Weiteren 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 und nicht zu hohes Entnahmeniveau

¹⁰ Vgl. exemplarisch das Rundschreiben der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg, das auch die § 14a EnWG-Auslegung beinhaltet: http://www.versorger-bw.de/fileadmin/BENUTZERDATEN/Erhebungsboegen/Rundschreiben/2013/RS_2013-05_-_Mitteilungspflichten.pdf

veau zu erreichen. Einer Flexibilisierung des Entnahmeverhaltens steht dies entgegen.

Hinzu kommt für alle leistungsgemessenen Kunden der starke Preisanreiz des Leistungspreises. Dieser Anreiz führt bei allen Großverbrauchern, deren Verbrauch nicht alleine saisonal ist, zu einem dauerhaften Glättungsanreiz, der der Flexibilitätsbewirtschaftung massiv entgegenwirkt.

Insgesamt zeigt sich, dass der Flickenteppich der Netzentgeltsystematik der Nutzung von Flexibilitäten entgegensteht und insbesondere die §§ 14a EnWG und 19 Abs. 2 StromNEV dringend einer Überarbeitung bedürfen.

Hinzu kommt mit den Abrechnungsentgelten noch ein weiteres wesentliches Hemmnis. Diese stellen aufgrund des enormen Diskriminierungspotenzials ein massives Wettbewerbshindernis für alternative Mess- und Bilanzierungskonzepte dar und stehen damit auch einer Flexibilisierung entgegen. Die Abrechnungsentgelte sind als separater Entgeltposten abzuschaffen. Zum Hintergrund und der Problematik der Abrechnungsentgelte wird an dieser Stelle auf die Untersuchung und das entsprechende Positionspapier des bne verwiesen¹¹.

Wie bei den Abrechnungsentgelten im Besonderen ist für die Netzentgelte auch allgemein festzuhalten, dass eine transparente und klare Netzentgeltstruktur für die Synchronisierung von Angebot und Nachfrage unerlässlich ist, um die Verzerrung von Preissignalen zu verhindern – dies gilt auch für den Flexmarkt. Sondernetzentgelte und Ausnahmeregelungen sind dabei möglichst vollständig zu vermeiden.

3. Netzentgeltstruktur für den Flexmarkt

Da die Teilnahme am Flexmarkt als Mindestvoraussetzung den Einbau eines intelligenten Messsystems voraussetzt, ist in Konsequenz daraus eine Teilhabemöglichkeit nur auf Basis einer Bilanzierung vorzusehen, die auf Viertelstundenbasis angelegt sein sollte. Mit der SLP-Bilanzierung, die das Verbrauchsverhalten des einzelnen Kunden über alle Kunden hinweg verwischt, ist eine derartige Flexibilität nicht nachzuvollziehen. Damit sollte mit dem Einbau von intelligenten Messsystemen der § 14a EnWG nicht mehr auf SLP-Kunden angewendet werden. In einer festgelegten Übergangszeit sollten selbstverständlich die herkömmlichen verwendeten Instrumente wie etwa „Rundsteuerung“ noch Anwendung finden können, allerdings nur als Übergangsregelung bis zur vollständigen Implementierung der neuen Messinfrastruktur (s.o.).

Drei Kundengruppen und Netzentgelttypen werden im Folgenden unterschieden: Standardlastprofil (SLP), Zählerstandgangbilanzierung (ZSG) und Registrierende Leistungsmessung (RLM). Als Systematik schlagen wir vor, an der bisherigen SLP-Entgeltsystematik festzuhalten und diese um eine Entgeltsystematik für Flexmarkt-

¹¹ Ausführlich dazu: bne-Positionspapier vom 26.03.2014: <http://www.neue-energieanbieter.de/de/system/files/files/attachment/20140326%20Positionspapier%20Abrechnungsentgelt.pdf>

kunden zu erweitern. Diese soll aus einem deutlichen Leistungspreisanteil am Gesamtentgelt bestehen, der für diejenigen Marktteilnehmer, die sich zur Bereitstellung von dezentral eingesetzter Flexibilität bereit erklären, ermäßigt wird. Dabei soll ein einheitlicher Korridor festgelegt werden, in dem sich diese Ermäßigung bewegen muss (z.B. zwischen 20 und 70 Prozent des Normalentgelts). Diese Grundsystematik kann sowohl für die RLM-Kunden, als auch die Flexmarktkunden unter 100.000 kWh Jahresverbrauch eingeführt werden und insofern die Ermäßigungstatbestände des § 14a EnWG und des § 19 Abs. 2 StromNEV ersetzen.

Die bisher für die SLP-Kunden angewandten Verfahren sind wie beschrieben ungeeignet für die Adressierung von Flexibilitäten. Ein Wechsel in das RLM-Verfahren scheitert an den hohen Kosten, die nicht zuletzt durch das Abrechnungsentgelt verursacht werden. Flexible SLP-Kunden sollen künftig in eine andere Entgelt- und Bilanzierungsform wechseln: die Zählerstandsgangbilanzierung (ZSG). Mit Zunahme von Flexibilitäten und Intelligenzen ist damit zu rechnen, dass die Größe der SLP-Kundengruppe abnimmt. Damit verbleiben die zählerstandsgangbilanzierten und leistungsgemessenen Kunden. Im Kern bestehen für diese beiden Gruppen keine relevanten Unterscheidungen, abgesehen von einigen kleineren Details (z.B. Blindleistungsmessung, Ersatzwertbildung etc.). Es bietet sich folglich an, die noch vollkommen offene ZSG (siehe auch Problemerkis 4) derart auszudefinieren, dass sich diese und die registrierende Leistungsmessung perspektivisch angleichen. Dementsprechend macht es Sinn, auch bei der Entgeltstruktur die Kriterien Schritt für Schritt anzugleichen, um die Systematiken ineinander überführen zu können.

Nach der heutigen Regelung würden alle Kunden unterhalb von 100.000 kWh Jahresverbrauch der SLP-Entgeltstruktur eines Arbeitspreises (gekoppelt in vielen Netzgebieten an einen niedrigen Grundpreis) unterliegen. Für alle Flexmarktkunden soll aber gerade gelten, dass diese gegenüber dem klassischen SLP-Kunden ein deutlich abweichendes Verbrauchsverhalten aufweisen sollen. Um dieses Verhalten adäquat zu bepreisen, erscheint ein nur am Arbeitspreis ausgerichtetes Entgelt aufgrund der innewohnenden Gefahr einer Entsolidarisierung bestimmter Kundengruppen¹² ungeeignet. Daher ist in jedem Fall eine starke Leistungskomponente zusätzlich zum Arbeitspreis für die Flexmarktkunden vorzusehen. Die Leistungskomponente sollte dabei als Bemessungsgrundlage einen wirtschaftlichen Anreiz beinhalten, der einen Pönalisierungseffekt in den aufgrund des Flexmarktes angereizten hohen Lastphasen vermeiden sollte. Im Ergebnis sollte also für Flexmarktteilnehmer unabhängig von der ZSG/RLM-Zuordnung eine Leistungs-/Arbeitspreiskombination entwickelt werden, die für die Bereitschaft zur Darbietung der Flexibilität einen ermäßigten Leistungstarif enthält. Die Sonderregelungen des § 14a EnWG und § 19 II StromNEV sollten durch dieses Kriterium ersetzt werden. Denkbar ist, für die einzelne besonders relevante Anlage (an der jeweiligen Netzebene) eine weitere noch günstigere Stufe vorzusehen, die allerdings auch vordefiniert sein sollte.

¹² Wie beispielsweise der neudeutsch als „Prosumer“ bezeichnete Kunde.

Bei der Reform der Netzentgeltstruktur sind auch die für die kleineren Verbraucher relevanten Anteile der Mess- und Abrechnungsentgelte¹³ zu berücksichtigen. Da dieser Fixkostenanteil insbesondere bei den RLM-Kunden heute jährlich etwa 600-1.000 Euro beträgt, ist es zwingend erforderlich, insbesondere für die ZSG einen deutlich kleineren Betrag aufzurufen.

Für alle Varianten gilt: Die Rahmenvorgaben müssen im Verordnungsweg oder über Festlegung der Bundesnetzagentur getroffen werden. Dabei muss der Rahmen für einen prozentualen Ermäßigungssatz gegenüber einer Standard-SLP-Abrechnung festgelegt werden. Das Verhältnis Arbeitspreis und Leistungspreis sollte aus Gründen einer einheitlichen Handhabung ebenfalls als Korridor festgelegt werden.

TUN

Die Flexibilitäten, die über den Flexmarkt gehoben werden können, müssen gemessen, bilanziert und abgerechnet werden. Das momentan bestehende SLP- und RLM-Bilanzierungssystem ist dafür ungeeignet. SLP ist zu unflexibel und RLM zu teuer.

1. Ausgestaltung der Zählerstandgangbilanzierung

Die Zählerstandgangmessung und –bilanzierung ist bisher noch nicht ausdefiniert, sondern in § 12 I Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) als Alternative zur RLM vorgesehen. Eine konkrete Festlegung durch die Bundesnetzagentur steht noch aus. Die ZSG muss dabei in jedem Fall die durch das Flexmarktsignal verursachte Lastverlagerung abbilden können.

Die Zählerstandgangbilanzierung muss mindestens eine Teilnahme am Flexmarkt möglich machen – sollte aber auch geeignet sein, eine sichere Bilanzierung bei einer Teilnahme an den zentralen Flexibilitätsmärkten zu ermöglichen.

Die Kunden werden dabei für die ZSG-Bilanzierung angemeldet. Diese Kunden sollten dabei durchgängig auf Viertelstundenwerten bilanziert werden. Dabei wird der Zählerstandgang einmal täglich an den zuständigen Netzbetreiber zur Bilanzierung vollständig übermittelt. Der Lieferant kann daneben von Anfang an die Messwerte in dem von ihm gewünschten Turnus erhalten. Sind die Zählerstandgänge teilweise unvollständig, so findet ein definiertes, möglichst automatisiertes Verfahren zur Ersatzwertbildung statt.

Für jeden Kunden mit intelligentem Messsystem sollte die Pflicht zumindest zur Zählerstandgangbilanzierung greifen. Ab 100.000 kWh Jahresverbrauch findet die Bilanzierung über RLM statt.

2. Bilanzrisiko adressieren

Das Bilanzrisiko für SLP-Kunden trägt bisher die Gesamtheit der Netznutzer über die Sozialisierung der Netzentgelte, bzw. beim analytischen Verfahren der Lieferant direkt. Für alle leistungsgemessenen Kunden trägt generell der Lieferant das Risiko, indem er zur Beschaffung von Ausgleichsenergie im Fall von Abweichungen verpflichtet ist. Diese Risikoadressierung sollte auch für alle eingebrachten Flexibilitä-

¹³ Vgl. auch das bne-Positionspapier zu den Abrechnungsentgelten vom 26.03.2014.

ten erfolgen. Daraus ergibt sich allerdings, dass für nicht zu verantwortende Abweichungen auch kein Risiko entstehen darf. Das analytische Verfahren würde damit hinfällig.

Desweiteren müssen klare Vorgaben dafür erarbeitet werden, in welchen Fällen bilanzierungsrelevante Eingriffe vorgenommen werden dürfen und wer die wirtschaftlichen Risiken zu tragen hat. Diese Problematik muss einer Lösung zugeführt werden. Schaltungen, die dem Lieferanten nicht bekannt sind, dürfen grundsätzlich nicht vorgenommen werden, es sei denn, es handelt sich um einen klar definierten Ausnahmefall wie etwa eine Gefährdungssituation im Verteilernetz, das aber gleichzeitig die Haftungsfolge klar beim Verteilernetzbetreiber (rote Ampelphase) verortet. Im Gegenzug muss ein Verfahren implementiert werden, das sicherstellt, dass Flexibilitäten auch tatsächlich adressiert werden können. Hier ist ein Neuzuschnitt des Bilanzierungssystems erforderlich, der einen Ausgleich zwischen den beiden widerstreitenden Interessen herbeiführt. Dabei ist sicherzustellen, dass der Bilanzkreisverantwortliche wirtschaftlich kein Risiko trägt, das er nicht selbst verursacht und auf das er keinen Einfluss hat.

V. Zusammenfassung und Handlungsbedarf

Wie aufgezeigt umfasst die Adressierung nachfrageseitiger Flexibilitäten eine Vielzahl kleiner und größerer Arbeitsschritte. Die Vorschläge sind jeweils isoliert sinnvoll, entfalten die volle Wirkung jedoch vor allem in ihrer Gesamtheit.

Der Anspruch dieses Vorschlags ist nicht, das Modell hinsichtlich jedes Details bereits „durchparametrisiert“ zu haben, sondern einen Lösungsvorschlag zu skizzieren, der in der schwierigen Balancefindung von Akzeptanz, Kosten, Erneuerbaren Zubau, Netzausbau und Verteilungsfragen und insbesondere dem Spannungsverhältnis zwischen reguliertem und wettbewerblichem Bereich eine besondere Ausgewogenheit verspricht.

Mit dem dargestellten Flexmarktmodell werden dabei einige virulente Problemstellungen einer strukturellen Gesamtlösung zugeführt. Das Konzept berücksichtigt dabei die Herausforderungen im Bereich der Netzentgeltstruktur, benennt einen aus Netz- und Marktsicht sinnvollen Anwendungsfall für intelligente Messsysteme, löst eine Reihe an akuten Bilanzierungsproblemen, löst die Flexibilitätshemmnisse im Großkundenbereich und führt für das Kleinkundensegment eine massenmarktaugliche Lösung herbei, die energiewendebezogenes Verbrauchsverhalten mit einem Preis versieht.

Der wesentliche Handlungsbedarf für die Umsetzung des Flexmarktmodells besteht darin, dass

- **etwa 25 Cluster bzw. Netzkooperationen gebildet werden**, die für die Ermittlung des Flexmarktsignals zuständig sind. Durch die Konzentration auf größere räumliche Einheiten kann von Anfang an dem Verdacht entgegen gewirkt werden, dass die Signalgebung marktmißbräuchlich eingesetzt wird. Zudem kann nur so die hohe Komplexität der Informationsgewinnung

hinsichtlich des Netzzustands bewältigt werden, die Regulierung und Kontrolle durch die Behörden wird erleichtert, eine höhere Kosteneffizienz für die Durchführung ist zu erwarten und die Signale sind geeignet, einen Massenmarkt an Flexibilitäten (zentral wie dezentral) auszulösen.

- **eine diskriminierungsfreie Netzinfrastruktur geschaffen wird.** Dazu müssen bestehende Quersubventionierungsmöglichkeiten beseitigt werden. Abrechnungsentgelte sind abzuschaffen, die Regulierung des Messwesens muss in einem separaten Effizienzvergleich erfolgen oder ggf. vollständig wettbewerblich organisiert werden. Sondernetzentgelte sind unzulässig.
- **intelligente Messsysteme als Grundlage für den Flexmarkt eingesetzt und konzipiert werden.** Damit können zwei Fliegen mit einer Klappe geschlagen werden: Zum einen erhält der Nutzer einen dezentralen Basisanwendungsfall, der es ihm erlaubt, an der Energiewende teilzuhaben. Zum anderen kann eine aufkommensneutrale Finanzierungsmöglichkeit entwickelt werden, die einen wettbewerblich durchführbaren Umbau der Messinfrastruktur beinhaltet.
- **eine Leistungspreiskomponente in den Netznutzungsentgelten für die Teilnehmer an einem Flexmarkt eingeführt wird.** Diese Komponente erlaubt der Netzinfrastruktur eine auskömmliche und planungssichere Finanzierungssituation, sichert andererseits die faire Beteiligung der Netznutzer an den Infrastrukturkosten ab und ist wettbewerbsverträglich und diskriminierungsfrei durchführbar. Netzdienliches Verhalten wird berücksichtigt, indem die veralteten und teuren Ermäßigungstatbestände der §§ 14a EnWG und 19 Abs. 2 StromNEV in einer neuen Flexibilitätskomponente – der Bereitschaft zum Mitwirken am Flexmarkt – aufgehen.
- **eine Bilanzierungsform festgelegt und konkretisiert wird, die eine Flexibilisierung aller Kundensegmente zulässt.** Für die Kleinkunden ist dies aufgrund der Bilanzierung über Standardlastprofile bisher nicht durchführbar bzw. eine RLM-Bilanzierung ist zu teuer. Die erforderliche Umschreibung der Bilanzierungsvorgaben steht im Zusammenhang mit regulatorischen Problemen, die vor allem in den Diskriminierungspotenzialen der aktuellen Entgeltstruktur bestehen.