

Grünbuch Strommarkt für die Energiewende



Zusammenfassung:

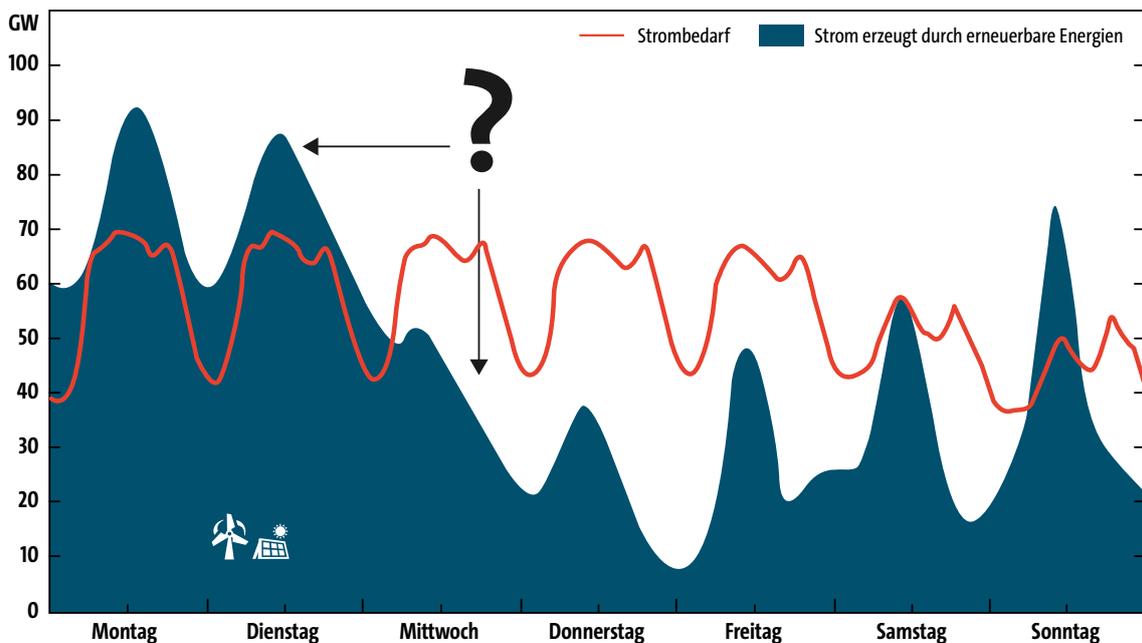
1. Der BITKOM lehnt die Einführung eines Kapazitätsmarktes ab. Stattdessen sollte das Preissignal des Großhandels freigelegt und gestärkt werden.
 2. Der BITKOM fordert die Weiterentwicklung der Infrastruktur der Stromnetze zu einem Smart Grid. Erst auf der Grundlage von digitalen Intelligenten Netzen kann sich der Strommarkt der Zukunft abspielen.
 3. Der BITKOM spricht sich dafür aus, die Flexibilität der Nachfrage deutlich zu steigern, indem die aktive Teilnahme an den Energiemärkten einfach, sicher und bezahlbar gemacht wird.
-

1 Grundsatz: Ein neues Marktdesign für die Energiewende

Der BITKOM begrüßt die Initiative des BMWi, den Strommarkt an die Veränderungen durch die Energiewende anzupassen. Wir ermutigen den Gesetzgeber, ein Marktdesign zu wählen, das die anstehenden Herausforderungen der Energiewende zuerst durch Innovation löst und zugleich die Versorgungssicherheit erhält. Die Energiewende ist seit spätestens 2011 beschlossene Sache. Sie tritt in die nächste Phase ein, in der die volatilen Erneuerbaren Energien dem Strom-Mix nicht mehr einfach beigemischt werden können. Vielmehr beginnen ihre besonderen Eigenschaften das Energiesystem als Ganzes zu prägen. Das Marktdesign muss diese grundsätzliche Transformation widerspiegeln. Erst dann können effiziente Lösungen für die neuen Herausforderungen der Energiewende gefunden werden. Es ist daher höchste Zeit, dass ein neues Strommarktdesign entwickelt wird.

Die Abstimmung zwischen volatiler Erzeugung, flexiblen Verbrauchern, begrenzten Netzkapazitäten und gesicherter Leistung rückt in den Mittelpunkt der Koordinierungsfunktion des Strommarktes. In der ersten Phase der Liberalisierung sollte der Strommarkt vor allem den effizienten Kraftwerkseinsatz anreizen. Sein Design ermittelte erfolgreich eine auf Grenzkosten basierende Reihenfolge der eingesetzten fossilen Kraftwerke. In der nächsten Phase der Energiewende muss der Strommarkt jetzt eine deutlich komplexere Frage beantworten: Wer kann sich im neuen Energiesystem wie weit auf wen zubewegen? Im Einzelnen müssen vor allem die Fragen beantwortet werden: Wieviel berechenbarer können die Erneuerbaren für die anderen Akteure des Energiesystems werden? Wie flexibel können Verbraucher auf die Grenzkostenlose, aber leider volatile Erzeugung aus Wind und Sonne reagieren? Wie können Netze optimal ausgestaltet werden? Welche Rolle können Speicher spielen? Welche fossilen Kraftwerke braucht es noch als Backup und welche nicht mehr?

Problem: Szenario 2033

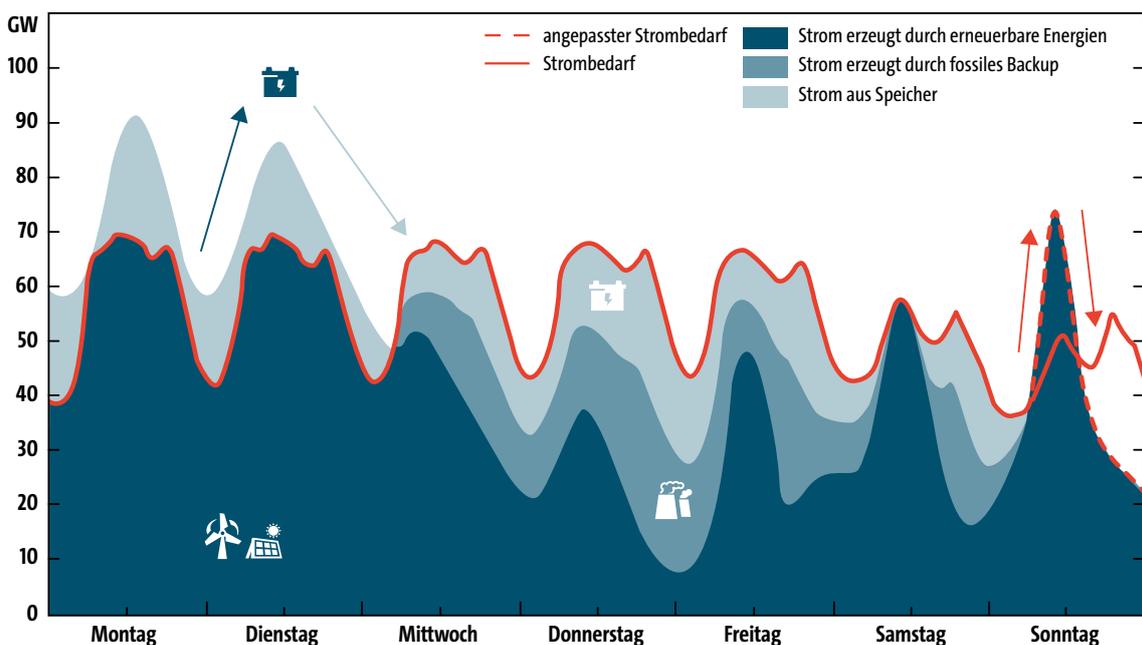


Erneuerbare Erzeugung und Strombedarf 2033, Meteo-Jahr 2011, 41. Kalenderwoche
Leitszenario des Netzentwicklungsplan 2013

Quelle: Agore Energiewende, IWES

Die politischen Entscheidungsträger sollten deutlich sagen, dass niemand die Antworten auf diese Fragen kennt. Für die Entwicklung der *Infrastruktur* der Netze braucht es zwar einen Masterplan, damit sich auf ihr der neue Energiemarkt abspielen kann. Die Komplexität der Energiewende macht aber eine abstrakte Beantwortung der Frage unmöglich, welchen Mix aus volatiler Erzeugung, Flexibilität, Speichern und gesicherter Leistung der Strommarkt der Zukunft hervorbringen soll. Auch die Technologien und Geschäftsmodelle für ein Energiesystem mit 80% Erneuerbaren dürften noch weitgehend unbekannt sein. Eindeutig ist allein, dass erhebliche Innovationen bei Technologien und Geschäftsmodellen notwendig sind, wenn Energie auch in Zukunft nachhaltig, sicher und bezahlbar sein soll. Das bisher praktizierte Nebeneinander der neuen Welt der Erneuerbaren und der alten Welt der fossilen Erzeugung stößt an seine Grenzen. Zugleich ist noch kein technologisch oder wirtschaftlich schlüssiges neues Gesamtsystem erkennbar. Eindeutig ist: Die Digitalisierung der Energiewirtschaft ist unabdingbar. Sie muss zügig vorangetrieben werden, da sie den Grundstein legt, um auch zukünftig das Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der Energiewirtschaft erfüllen zu können.

Noch unbekannter Mix: Backup | Speicherung | Flexibilität



Erneuerbare Erzeugung und Strombedarf 2033, Meteo-Jahr 2011, 41. Kalenderwoche
Leitszenario des Netzentwicklungsplan 2013

Quelle: Agore Energiewende, IWES

Ein Strommarkt muss deshalb durch möglichst realistische Preissignale seine Teilnehmer in die Lage versetzen, Antworten auf diese drängenden Fragen zu finden. Entscheidend ist nicht, das Marktdesign auf ein gewünschtes Energiesystem hin zuzuschneiden. Entscheidend sind effektive Entdeckungsverfahren für mehr Berechenbarkeit bei den Erneuerbaren, mehr Flexibilität bei den Verbrauchern, optimierten Netzausbau, effizienten Speichereinsatz und die notwendige Vorhaltung von gesicherter Leistung.

Aus diesem Grund lehnt der BITKOM einen Kapazitätsmarkt ab, weil wir glauben, dass er lediglich das alte Energiesystem neben dem neuen zu einem hohen Preis konserviert. Die Wechselwirkungen der neuen Leitfragen des Strommarktes untereinander erscheinen uns als zu stark, als dass die gesicherte Leistung in einen eigenen Teilmarkt ausgelagert werden könnte. Die genannten Entdeckungsverfahren dürfen nicht verzerrt werden und müssen in einem gemeinsamen Markt miteinander verhandelt werden. Die neuen Technologien und Geschäftsmodelle der Energiewende sind regelmäßig gegenüber den alten Technologien im Nachteil. Elektromobilen fehlt noch die Ladeinfrastruktur, die Erzeugung aus Wind und Sonne schwankt und potentiell flexible Verbraucher finden keine IT-Infrastruktur vor, über die sie ihre Flexibilität vermarkten könnten. Dies ist kein Zufall, sondern das Erbe eines seit 100 Jahren konsequent auf Erzeugung aus fossiler Energie zugeschnittenen Energiesystems. Ein kontinuierlicher Zahlungsstrom an die Technologien des alten Energiesystems durch einen Kapazitätsmarkt würde die Anlaufschwierigkeiten der neuen Energiewendetechnologien noch verstärken.

Der BITKOM ermutigt die politischen Entscheidungsträger, bei der Wahl des Marktdesigns wo möglich aus der Entwicklung der Informations- und Telekommunikationstechnologie (ITK) zu lernen. Diese war auch lange Zeit von monopolistischen Netzen, passiven Endnutzern und marktmächtigen Akteuren geprägt. Erst seit etwa 30 Jahren erlebt diese Technologie nie zuvor gesehene Innovationsschübe durch sehr einfachen Netz- und Marktzugang, mit dem Netzwerk interagierende Endnutzer und gewandelte alte wie neue Marktakteure. Wir glauben, dass bei der Wahl des richtigen Marktdesigns eine solche Innovationsdynamik auch für die Energiewende nutzbar gemacht werden kann. Entscheidend ist es, die oben genannten Koordinierungsprozesse des Strommarktes für möglichst viele Akteure zu öffnen und so einfach wie möglich auszugestalten. Oberstes Gebot für regulatorische Vorgaben in einem derartigen Marktumfeld ist die Offenheit für neue Technologien und Geschäftsmodelle. Regelungen und Standards im neuen Energiemarkt müssen zukünftige Entwicklungen antizipieren und fördern und dürfen sich nicht einseitig am bestehenden Marktdesign orientieren. Anderenfalls droht die Gefahr, sinnvolle und innovative Lösungen frühzeitig auszuschließen und etablierte Verhältnisse zu zementieren.

2 Fünf Leitmotive für das Marktdesign

Bei der Wahl des Marktdesigns sollten folgende fünf Leitmotive gelten:

1. Realistisches Preissignal ermöglichen
2. Infrastruktur für Flexibilität ertüchtigen
3. Aggregation von Flexibilität vereinfachen
4. Konflikte zwischen neuen und alten Akteuren lösen
5. Neue Geschäftsmodelle und Technologien zulassen

2.1 Realistisches Preissignal ermöglichen

Das Preissignal muss möglichst realistisch die Situation auf dem Strommarkt widerspiegeln. Die Zusammensetzung der Stromerzeugung unterscheidet sich in Deutschland stündlich je nach Sonneneinstrahlung und Windverhältnissen. Der Strommarkt sollte dies preislich abbilden. Es muss einen deutlichen Unterschied machen, ob Strom mit einem hohen Anteil aus Erneuerbaren Energien ohne Grenzkosten bezogen wird, oder ob er aus einem fossilen Kraftwerk stammt, das mangels Flexibilität der Verbraucher nur wenige Stunden im Jahr einspringen muss. Wenn die unflexiblen Verbraucher solche fossilen Kraftwerke mit nur wenigen jährlichen Einsatzstunden benötigen, dann sollten sie auch den Preis dafür bezahlen, der notwendig ist, um gerade diese Kraftwerke am Markt zu halten. Das beim Stromverbraucher ankommende Preissignal muss geeignet sein, sein Eigeninteresse an möglichst geringer fossiler Backup Leistung zu wecken. Das schließt einen staatlichen Kapazitätsmarkt aus. Unproblematisch erscheint uns dagegen eine wirklich marktferne Kapazitätsreserve, von der sicher ist, dass sie Marktsignale nicht verfälschen kann.

Maßnahme: Preissignal freilegen

Das Preissignal des Großhandels muss freigelegt und gestärkt werden, so dass es beim Endverbraucher ankommt. Heute sind im Endkundenstrompreis so viele fixe Umlagen, Entgelte und Steuern enthalten, dass ein Reagieren auf die Situation am Strommarkt häufig unattraktiv ist. Eine dynamische EEG-Umlage, die bei hoher Einspeisung aus Erneuerbaren niedrig und bei niedriger Einspeisung hoch ist, kann die Anreize zur Flexibilisierung stärken.¹ Eine Dynamisierung von weiteren Bestandteilen wie der Konzessionsabgabe oder der Stromsteuer können das Preissignal noch weiter freilegen. Dies käme auch Verbrauchern unmittelbar zugute. Denn im Frühling und im Sommer ist an den Wochenenden Strom in Deutschland im Großhandel inzwischen faktisch umsonst. An Sonntagen kostete er im Großhandel im Schnitt nur noch 1,75 Cent pro kWh.² Um über die Transparenz des Preissignals beim Verbraucher eine Reaktion hervorzurufen, ist es notwendig, entsprechende Informationen zu transportieren und eine Steuerung zu ermöglichen. Hierfür ist eine moderne Kommunikationsinfrastruktur notwendig. Die Digitalisierung der Infrastruktur ist daher zwingende Voraussetzung.

Wesentlicher Grundstein zur Realisierung dieser sinnvollen Preissignalwirkungen ist ferner die Einführung der Zählerstandsgangbilanzierung, d.h. die viertelstündliche Messung, Abrechnung und Bilanzierung von Stromverbräuchen. Ihre zügige Ausgestaltung und flächendeckende Einführung durch die verantwortlichen Marktteilnehmer muss deutlich stärker als bisher vom Gesetzgeber eingefordert werden.

2.2 Infrastruktur für Flexibilität ertüchtigen

Die Infrastruktur, d.h. die Netze, das Messwesen, die Bilanzierungs- und die Abrechnungssystematiken müssen ein hochflexibles Strommarktdesign auch ermöglichen. Grundlage sind eine umfassende Digitalisierung der Netze und deutlich vereinfachte Prozesse und Entgeltsystematiken. Netzausbau in den Verteilnetzen sollte dort betrieben werden, wo er notwendig ist, eine Ertüchtigung der Netze mit intelligenten Betriebsmitteln sollte jedoch Vorrang haben. Genau wie beim Verbrauch von Strom sollte das regulatorische Ziel für die Marktteilnahme über das Netz lauten: Plug and play. Starre Abrechnungssysteme, hunderte unterschiedliche Abrechnungsentgelte der fast 900 Netzbetreiber, geringe Entflechtung und offene regulatorische Fragen bei der Kommunikation über Smart Meter Gateways stünden heute einem wirklich flexiblen Strommarkt noch entgegen. Die aktive Teilnahme am Strommarkt muss einfach, sicher und bezahlbar sein. Jedermann sollte grundsätzlich in die Lage versetzt werden, Preisspitzen aus dem Weg zu gehen oder Niedrigpreise für sich zu nutzen. Gerade in der Übergangsphase sind Aggregatoren und Dienstleister hierfür besonders wichtig.

Maßnahme: Zugangsgeräte Smart Meter Gateways zügig ausrollen

Die Zugangsgeräte zum Smart Grid, die Smart Meter Gateways, müssen schnell verfügbar sein und sicher in die Abrechnungssysteme der Netzbetreiber eingebunden werden. Sie müssen ohne weitere Verzögerung auf Grundlage der Empfehlungen der Kosten Nutzen Analyse von Ernst & Young im Auftrag des BMWi ausgerollt werden. So entsteht die sichere IT-Basisinfrastruktur, die den Markt für neue IT-basierte Energiedienstleistungen und eine breite Teilnahme von neuen Akteuren am Energiesystem erst erlaubt.

Maßnahme: Kosten für aktive Teilnahme am Energiemarkt senken

Damit möglichst viele neue Akteure am Energiemarkt der Zukunft teilnehmen können, müssen die Kosten zur Interaktion mit dem Energiesystem deutlich gesenkt werden. Insbesondere die Kosten für die Bilanzierung flexiblen Verbrauchsverhaltens müssen überprüft und wo nötig stark gesenkt werden. Heute erheben die fast 900 Netzbetreiber und grundzuständigen Messstellenbetreiber jeweils unterschiedliche Kosten für die flexible Messung, Bilanzierung und Abrechnung des Stromverbrauchs. Die berechneten Kosten schwanken zwischen weniger als 100 Euro und fast 800 Euro³. Dies stellt eine erhebliche Marktzutrittsschwelle für potentielle flexible Verbraucher dar. Es ist nicht möglich, attraktive Angebote für das gesamte Bundesgebiet zu erstellen. Zugleich schmälern die hohen Kosten den Nutzen bei den Verbrauchern. Hierdurch wird die Zahl der möglichen flexiblen Teilnehmer am Strommarkt unnötig reduziert.

Als Gegenbeispiel: In Schweden ist es heute Normalität, einen sich regelmäßig an den Strombörsenpreis anpassenden Tarif auch im Haushalt zu beziehen. 37,5 % der Haushalte beziehen dort einen dynamischen Tarif, während die gleiche

1 Agora Energiewende, Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage <http://www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/eeg-umlage-mit-spotmarktpreisen-variiieren/>

2 Eigene Berechnungen, EEX Spot Day Peak Durchschnitt Sonntage von 22. März bis 20. September 2014

3 Ernst & Young im Auftrag des BMWi, Variantenrechnungen von in Diskussion befindlichen Rollout-Strategien – Ergänzungen zur KNA vom Juli 2013, S. 19. [http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/variantenrechnungen-von-in-diskussion-befindlichen-rollout-strategien,p](http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/variantenrechnungen-von-in-diskussion-befindlichen-rollout-strategien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf)

Anzahl der Haushalte in einem fixen Tarif verbleibt. Die Zahl der Kunden mit dynamischem Tarif steigt seit Jahren an. Die Zahl der Haushalte, die ihren Versorger wechselte oder einen neuen Vertrag verhandelte, lag in Schweden allein im Jahr 2013 bei 35%.⁴ In Großbritannien bietet British Gas seinen Smart Meter Kunden samstags oder sonntags Strom umsonst, um das Netz in den Abendstunden unter der Woche zu entlasten.⁵ In Deutschland wäre dies Stand heute faktisch nicht möglich.

Maßnahme: Geringe Abregelungen von Erneuerbaren Energien zulassen

Netzbetreiber sollten die Abregelung von geringen Mengen Erneuerbarer Energien bei der Netzplanung berücksichtigen dürfen (»3%-Modell«). So können im Zusammenspiel mit Intelligenten Ortsnetzstationen etwa 70.000 km neue Leitungen beim Ausbau der Verteilnetze vermieden werden.⁶ Die technische Anbindung der Anlagen muss hochsicher über Smart Meter Gateways erfolgen. Verteilnetzbetreiber sollten angereizt werden, Engpässe möglichst weit im Voraus zu prognostizieren und wo möglich durch marktliche Akteure beheben zu lassen. Der Strom aus Erneuerbarer Energie darf nicht einfach abgeregelt werden, oder gar Anlagen von vorn herein in ihrer Einspeiseleistung beschränkt werden. Die Behebung eines erwarteten Engpasses muss von verschiedenen Anbietern erbracht werden können. Dies können die Betreiber von EEG-Anlagen durch Einspeisereduzierung sein, oder Betreiber von Speichern und zusätzliche flexible Verbraucher durch Erhöhung der Abnahme. Bedingung für so ein Modell wäre die rechtzeitige Prognose solcher Engpässe. Der Netzbetreiber sollte jeweils das preisgünstigste Angebot wählen. So könnte auch zugunsten des Netzes die Flexibilität erhöht werden.

Maßnahme: Netzentgelte müssen Flexibilität zulassen

Die Systematik der Netzentgelte darf einer Flexibilisierung nicht entgegenstehen. Wo Netzbetreiber ein berechtigtes Interesse an einer hohen gleichmäßigen Last haben, sollten sie solchen Verbrauchern auch weiterhin ein entsprechendes Angebot eines reduzierten Netzentgelts machen können. Zugleich sollte der Automatismus des § 19 Abs. 2 StromNEV überarbeitet werden, damit große Verbraucher nicht mehr ungeachtet der konkreten Situation in ihrem Netz vor der Wahl Flexibilisierung oder Netzentgeltreduzierung stehen.

Zugleich müssen schnell die Regelungen zur Vergütung netzdienlicher Flexibilität im Verteilnetz gemäß § 14a EnWG geschaffen werden. Der Mechanismus muss möglichst vielen Akteuren offen stehen, wobei eine Anbindung über sichere Smart Meter Gateways erfolgen muss. Dort, wo die Einbindung von Elektromobilen durch innovative Technologien wie das mobile Laden geschieht, muss dagegen erst geprüft werden, ob und ab wann die Smart Meter Gateway Architektur für solche Lösungen weiter entwickelt werden kann. Die Übergangsfrist bis 2020 in der Messsystem-VO für diese innovativen Technologien muss auf jeden Fall gewahrt bleiben.

2.3 Aggregation von Flexibilität vereinfachen

Aggregatoren von Flexibilität müssen in die Lage versetzt werden, so einfach wie möglich Flexibilitätspotentiale bei Stromverbrauchern zu heben und zu vermarkten. Als »Flexibilitäts-Entdecker« nehmen sie eine neue Funktion im Strommarkt wahr und sollten nicht künstlich in die alten Rollen des Energiesystems gedrängt werden. Erfahrungen von Mitgliedsunternehmen aus den USA und Australien zeigen, dass ca. 10% der Spitzenlast wirtschaftlich flexibilisierbar sind. Zugleich herrscht in deutschen Betrieben oft wenig Kenntnis über die bestehenden Flexibilitätspotentiale. Häufig lassen sich bereits 10% – 15% Energieeinsparung allein durch IT-getriebene Energieeffizienzmaßnahmen heben. In einem zweiten Schritt können die so digitalisierten Betriebsstätten dann auch flexibilisiert werden. Ein effizienter Strommarkt ist auf einen Wettbewerb der Ideen zur Flexibilisierung angewiesen und sollte diesem weiten Raum geben. Wie flexibel der deutsche Stromverbrauch tatsächlich werden kann, können nur die heute und zukünftig handelnden Akteure des Energiesystems herausfinden.

Maßnahme: Präqualifikationsbedingungen auf Nachfrage-Flexibilität anpassen

Die Präqualifikationsbedingungen für die Energiemärkte sind konsequent auch auf Anbieter von nachfrageseitiger Flexibilität auszulegen, so dass etwa auch Pools von Anlagen als virtuelle Kraftwerke einfacher am Regelenergiemarkt teilnehmen können. Mitgliedsunternehmen berichten, dass viele technische Regeln zur Teilnahme am Regelenergiemarkt heute noch auf Kraftwerke ausgelegt sind. Dies behindert – ungewollt – die gleichberechtigte Teilnahme von nachfrageseitiger Flexibilität am Regelenergiemarkt.

⁴ The Swedish Energy Markets Inspectorate The Swedish electricity and natural gas markets 2013, S. 28ff. http://www.energimarknadsinspektionen.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202014/Ei_R201418.pdf

⁵ <http://www.britishgas.co.uk/products-and-services/gas-and-electricity/our-energy-tariffs/Tariffs-A-Z/free-saturdays-sundays-september-2015-terms.html>

⁶ BMWi Verteilnetzstudie <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilnetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

2.4 Konflikte zwischen neuen und alten Akteuren lösen

Konflikte mit traditionellen Marktrollen müssen einheitlich gelöst werden, etwa zwischen herkömmlichen Lieferanten und Aggregatoren von Flexibilität. Noch stehen die traditionellen gesetzlichen Marktrollen einer Flexibilisierung häufig entgegen. Wird heute ein Betrieb von einem Dienstleister derart ertüchtigt, dass er je nach Preissignal vom Regelenergiemarkt hoch- oder herunter gefahren werden kann, dann kommt es zum Konflikt zwischen dem Lieferanten des Betriebs und dem Aggregator der Flexibilität. Der Lieferant hatte eine bestimmte Abnahme von Strom des Betriebs prognostiziert, die nun nicht abgenommen wird. Er verkauft weniger Strom als geplant. Es gibt bereits Regeln, wie dies in der Bilanzierung abzubilden ist. Es fehlen aber Regeln zur Entschädigung des Lieferanten für die nicht verkauften Kilowattstunden. Der Aggregator muss sich jeweils mit dem Lieferanten bilateral einigen, wie dieser für die Störung entschädigt wird. Verweigert der Lieferant die Einigung mit demjenigen, der die Flexibilität erschließt, dann kann dieser Aggregator sie nicht am Regelenergiemarkt anbieten. Dies wäre Stand heute nur möglich, wenn der Aggregator selbst Lieferant würde und den alten Lieferanten aus dem Vertrag mit dem Betrieb drängte. Lieferant sein – also durchgängig Strom einkaufen und Abrechnen – ist nicht das Geschäftsmodell des Aggregators. Er hat auch regelmäßig nicht vor, den alten Lieferanten zu verdrängen. Das wäre bei langen Vertragslaufzeiten auch selten möglich.

Maßnahme: Konflikt Aggregator – Lieferant lösen

Wer Entdecker von Flexibilität bei Verbrauchern ist und diese erschließt, muss sie zumindest als Regelenergie vermarkten können. Dem Lieferanten des Stromverbrauchers muss eine standardisierte Entschädigung für den nicht abgenommenen Strom gezahlt werden. Als Gegenleistung muss er die Vermarktung der Flexibilität seines Kunden durch einen Aggregator dulden. Dies erzeugt Wettbewerb zwischen Lieferanten und Aggregatoren um die Entdeckung von Flexibilität. Die Lieferanten von bekanntermaßen flexibilisierbaren Verbrauchern wie Kläranlagen, Aluhütten oder Kühlhäusern haben plötzlich einen Anreiz, diese zu flexibilisieren, um externen Aggregatoren zuvor zu kommen. Zugleich müssen die Aggregatoren nicht entgegen ihres Geschäftsmodells zu Lieferanten werden, so dass sie die klassischen Lieferanten nicht aus ihren Vertragsverhältnissen drängen müssen.

2.5 Neue Geschäftsmodelle und Technologien zulassen

Die fortschreitende Energiewende wird neue Technologien und Geschäftsmodelle benötigen. Dort, wo dies durch Nischen im Energiesystem schon möglich ist, sehen wir bereits viele IT-basierte Innovationen, die die Abstimmung von volatilen Erneuerbaren und flexibler Nachfrage vorantreiben. Virtuelle Kraftwerke, Prognosesysteme für Netzzustände, Demand Response Management und dezentrales Energie- und Speichermanagement lassen heute schon erahnen, welche Möglichkeiten datenbasierte Abstimmungsprozesse erlauben. Das Marktdesign sollte neuen Akteuren die Teilnahme an den Energiemärkten so einfach wie möglich machen. Die regulatorischen Hürden sind heute noch zu hoch, als dass sich der Stand der Technik im Energiesystem entfalten könnte.

Maßnahme: Regulatorischer one-stop-shop

Es sollte für alle regulatorischen Fragen der Flexibilisierung eine einheitliche Anlaufstelle im Bundeswirtschaftsministerium geschaffen werden (»one-stop-shop«). Vor allem die Infrastruktur des Stromnetzes ist bislang nicht auf Flexibilität ausgelegt. Hürden bei der Flexibilisierung sollten nicht mehr wie bisher verhandelt werden müssen mit einer kaum überschaubaren Anzahl von Stellen in Ministerien, bei der Bundesnetzagentur, der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt, den Übertragungsnetzbetreibern, dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, dem Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE und weiteren Gremien der Selbstregulierung der Energiewirtschaft.