

Diskussionspapier

Einschätzungen und Empfehlungen zu zukünftigen strommarktrelevanten Anforderungen an Flexibilität

Berlin, 20. November 2013

Thesen

1. Es gibt eine große Bandbreite unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen. Nachfrager können entsprechend ihrer Bedürfnisse und Anforderungen zwischen verschiedenen Optionen frei wählen. (Substitutionsgut).
2. Anders als gesicherte Leistung kann Flexibilität u. U. nur für eine bestimmte Zeitspanne verfügbar gemacht werden.
3. Technische und administrative Hemmnisse zur Erschließung von Flexibilitäten müssen abgebaut werden.
4. Die Bewertung verbleibender ökonomischer Hemmnisse erfolgt durch den Markt.
5. Flexibilität wird durch die Day-Ahead- und Intraday-Spotmärkte nur implizit entlohnt. Eine Ausnahme bildet der Regelenergiemarkt, der kurzfristige Flexibilität bepreist.
6. Das Ampelkonzept bietet für die Koexistenz der Verwendung von Flexibilität durch den Markt oder durch den Netzbetreiber eine geeignete Basis. In Abhängigkeit von der Netz-situation erlauben die Ampelphasen eine bruchlose lokale oder systemweite Nutzung von Flexibilitäten.
7. Aus heutiger Sicht bedarf es keines speziellen Marktdesigns zur Aktivierung von Flexibilitäten. Umgekehrt sollte ein zukünftiges Design für den Strommarkt ausreichende Preisausschläge zulassen, um Flexibilitäten auf der Angebots- und der Nachfrageseite zu honorieren.
8. Auf absehbare Zeit bedarf es neben der Beseitigung nicht-marktlicher Hemmnisse keiner staatlichen Zuwendungen o. ä., um Flexibilität in den Markt zu ziehen. Auf Sicht gibt es genügend durch den Markt erschließbare Potentiale.
9. Es sind keine Gründe ersichtlich, warum der Markt in späteren Zyklen nicht in der Lage sein sollte, Potentiale von Flexibilität zu erschließen, die unter heutigen Bedingungen noch nicht wirtschaftlich sind.

Einführung

Fluktuierende Leistung nimmt quantitativ zu. Flexibilität wird deshalb zunehmend wichtiger. Darüber besteht Konsens. Wenig beleuchtet worden ist bislang dagegen, wie Flexibilität mobilisiert werden kann, in welchem Rahmen bzw. nach welchen Regeln dies geschehen sollte und welche Hemmnisse der Nutzung verschiedener Formen von Flexibilität entgegenstehen.

Flexibilität wird im Zusammenhang mit dem Strommarkt vom BDEW als „Fähigkeit, sich auf Angebot und Nachfrage anzupassen“, charakterisiert. Anders als gesicherte Leistung ist Flexibilität häufig an eine bestimmte Zeitspanne gebunden. Es gibt eine große Palette unterschiedlicher Flexibilitäten. Die AG 3 der „Plattform Erneuerbare Energien“ beim BMU hat eine anschauliche Zusammenstellung vorgenommen (**Anlage 1**), die auch hier zugrunde gelegt wird. Dort werden unter den aufgezählten Flexibilitätsoptionen sowohl Kraftwerke, Netzausbau, Speicher, Demand-Side-Management etc. subsumiert. Dieser breit angelegte Flexibilitätsbegriff sollte so auch im Weiteren gesehen werden.

Zu unterscheiden sind demgegenüber die Nachfrage nach gesicherter Leistung einerseits und die Nachfrage nach Flexibilität. Hierbei handelt es sich um unterschiedliche Bedürfnisse, die ggf. unterschiedlich zu honorieren sind.

In diesem Diskussionspapier werden Flexibilitäten aller Art in ihrer Auswirkung auf die Ausgestaltung des Strommarkts betrachtet. Dies schließt flexible Stromerzeugungs- und Gaseinsatztechniken, die flexible Nutzung von Erneuerbaren Energien, den flexiblen Einsatz von Speichern aller Art, den Beitrag von Stromnetzen und natürlich auch Flexibilitäten auf der Nachfrageseite ein. In Kategorisierung und Auswahl der betrachteten Flexibilitäten lehnt sich das Diskussionspapier an Arbeiten der AG 3 der Erneuerbare Energien Plattform der Bundesregierung an.

Flexibilitäten und Markt

Grundsätzlich stehen verschiedene Flexibilitäten zur Auswahl, die ggf. unterschiedliche Anforderungen bedienen bzw. Bedürfnisse erfüllen (z. B. lokale und zeitliche Verfügbarkeit). Dementsprechend kommt nicht jede Flexibilitätsoption zur Befriedigung jeder Anforderung in Betracht. Welche Flexibilitätsoption – auch in Kombination mit anderen Optionen - letztlich zum Zuge kommt, regelt – außer in der roten Ampelphase – der Markt. Hierbei handelt es sich nicht um einen speziellen Flexibilitäten-Markt, sondern um

- den Commodity-Markt (Day-Ahead- und Intraday-Spotmärkte)
- ggf. einen zukünftigen Leistungsmarkt, i. e. Kapazitätsmechanismus)
- den bereits bestehenden Regel- und Ausgleichsenergiemarkt.

Verhältnis zum dezentralen Leistungsmarkt

Zu unterscheiden sind Regelleistung und gesicherte Leistung. Die Bereitstellung von Flexibilität ist in erster Linie eine sehr kurzfristige Aufgabe und daher eine Aufgabe des bereits heute

existierenden Regel- und Ausgleichsenergiemarktes, des Day-ahead-Marktes und des Intraday-Marktes. Dagegen soll der „Leistungsmarkt“ nach den Vorschlägen des BDEW für ein zukünftiges Marktdesign¹ in Form von Versorgungssicherheitsnachweisen (VSN) sicherstellen, dass ausreichend gesicherte Erzeugungskapazität auf Basis ex-ante prognostizierter Liefermengen vorgehalten wird.

Durch die Möglichkeit, den Bedarf des Vertriebs an Versorgungssicherheitsnachweisen durch Lastreduktion zu verringern, können Flexibilitätspotenziale auf der Nachfrageseite erschlossen werden."

Der Bedarf an gesicherter Leistung besteht gerade bei Privat- und Gewerbekunden, die kaum abschaltbare Lasten anbieten können und derzeit auch keine hierfür benötigte Mess- und Steuerungstechnik vor Ort installiert haben. Hier ist der Lieferant aufgefordert, Sicherheit zum Beispiel bei konventionellen Kraftwerken vorab einzukaufen.

In einer Zukunft mit starker Zunahme kurzfristig verlässlicher Flexibilitäten können diese also als ein Mittel angesehen werden, den Bedarf an Versorgungssicherheitsnachweisen und damit letztlich konventionelle Kapazitätsreserven zurückzufahren.

Status Quo

Bereits heute werden bestimmte Flexibilitäten am Commodity- und am Regelenenergiemarkt angeboten. Regelenenergieprodukte sind klar definiert. Die Präqualifikationsbedingungen wurden mehrfach erleichtert, um kleineren Erzeugungseinheiten, Industriekunden und Aggregatoren eine Teilnahme zu ermöglichen bzw. zu erleichtern.

Abschaltbare Lasten für Großkunden/Industrieanlagen sind eine gesonderte Ausprägung von Flexibilität. Diese sind allerdings aufgrund der kürzlich in Kraft getretenen speziellen gesetzlichen Regelung derzeit nicht mit anderen Flexibilitätsoptionen austauschbar, selbst wenn diese wirtschaftlich günstiger sind, da sie nicht nach den Preissignalen im Markt bewertet werden.

Smart Grids / Smart Markets

Mit der Realisierung von intelligenten Verteilnetzen wird das Ziel verfolgt, dargebotsabhängige Erzeugung mit der Nachfrage lokal aufeinander abzustimmen und einen effizienten Netzaus- und -umbau sowie eine hohe Versorgungsqualität zu erreichen. Die Marktakteure tragen durch Flexibilisierung zur Optimierung des Energiesystems bei.

Der BDEW hat hierzu als mittel- und langfristige Lösung das sogenannte Ampelkonzept entwickelt und in einer Roadmap vorgestellt.²

¹ BDEW-Positionspapier „Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts“, 18. September 2013

² BDEW-Roadmap „Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“, 11. Februar 2013

Das intelligente Zusammenwirken von Netz und Markt findet insbesondere in der sogenannten „**gelben Phase**“ statt, in der Systemengpässe durch alle Marktteilnehmer „bewirtschaftet“ und behoben werden. Der Markt kann weiterhin uneingeschränkt stattfinden.

Um die konkreten Netzzustände auch kleinräumig zu kennen, müssen Netzzustandsanalysen insbesondere auf der Mittel- und vor allem der Niederspannungsebene erst eingeführt werden. Die aktuellen Abrechnungs-, Netzführungs- und GIS-Systeme können die entsprechenden Informationen nicht in ausreichender Kleinteiligkeit bereitstellen. Zudem werden in den Unternehmen diverse unterschiedliche Systeme eingesetzt. Für eine Erweiterung sind erhebliche Investitionen insbesondere in IT-Infrastruktur, Datenvorhaltung und Netzführung erforderlich.

Der BDEW hat außerdem an anderer Stelle³ die Forderung einer zügigen Umstellung auf eine stärkere Leistungsorientierung der Netzentgelte beim Endkunden erhoben. Dadurch kann „Entsolidarisierungseffekten“ begegnet werden.

Großhandelsmarkt

Für den Großhandelsmarkt ist es letztlich egal, ob Flexibilität explizit angeboten wird oder implizit in Form einer Reduzierung der Nachfrage in Hochpreisphasen (bzw. Steigerung der Nachfrage in Phasen negativer oder niedriger Erzeugungsgebote) in den Markt gelangt. Allerdings kann eine Zunahme der Flexibilisierung ganz entscheidend zur Markträumung in extremen Marktsituationen innerhalb einer Bidding Zone beitragen.

Dem Großhandelsmarkt fällt die Rolle der Koordination zu. Er sorgt innerhalb seiner Möglichkeiten für Effizienz. Deshalb bedarf es aus Handelssicht auch keines spezifischen Produktes „Flexibilität“.

Interaktion von Ampelkonzept und Großhandelsmarkt in Bezug auf Flexibilitäten

Folgt man dem Ampelkonzept und dem geschilderten Verständnis des Großhandels greifen lokale und systemweite Nutzung von Flexibilitäten bruchlos ineinander. Die nicht vom Verteilnetzbetreiber zur lokalen Nutzung kontrahierte Flexibilität steht dem systemweiten Großhandelsmarkt durch ein explizites oder implizites Angebot zur Verfügung. Die systemweite Nachfrage nach Flexibilität schlägt sich auch in der Preisbildung für Flexibilität nieder, die der Netzbetreiber lokal benötigt. Bei der ökonomischen Beschaffungsoptimierung spielt es grundsätzlich keine Rolle, ob die Flexibilität lokal oder an einer anderen Stelle im System bereitgestellt wird.⁴

³ BDEW-Positionspapier „Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende“, September 2013

⁴ Eine vom Verteilnetzbetreiber in einem lokalen Netz genutzte Flexibilität in einem anderen Netz hat keine Wirkung auf die Menge der dem Verteilnetzbetreiber in einem anderen lokalen Netz zur Verfügung stehenden Flexibilität. Sie verknüpft jedoch das Angebot der systemweit zur Verfügung stehenden Flexibilitäten und ist damit für die systemweite Nachfrage von Vertrieben im Rahmen der Beschaffungsoptimierung preisrelevant.

Rolle und Evolution der relevanten Marktsegmente

Wie erwähnt integriert und optimiert der Großhandelsmarkt schon jetzt Flexibilität. Allerdings geschieht dies aufgrund des aktuellen Erzeugungspreisniveaus eher in bescheidenem Umfang. Mit einer Ausbildung stärkerer Hoch- und Niedrigpreisphasen ist zu erwarten, dass mehr Flexibilitäten durch den Preisfindungsmechanismus offen gelegt werden.

Die Umsetzung des Ampelkonzepts wird es den Verteilnetzbetreibern ermöglichen, die Sicherheit ihrer Netze mit marktwirtschaftlichen Mitteln für die „gelbe Ampelphase“ (s. o.) zu gewährleisten. Dies wird die Nachfrage nach Flexibilität erhöhen. Eine solche Maßnahme dient dazu, die durch besondere Inanspruchnahmen bedingten („externen“) Kosten der Netzstabilität zu internalisieren, sie ist also systemkonform. Für die Refinanzierung der Aufwendungen für Flexibilitäten ist konsequenterweise eine Anpassung der Anreizregulierung erforderlich.

Eine denkbare Einführung von Versorgungssicherheitsnachweisen würde ebenfalls zu einer erhöhten Nachfrage nach Flexibilität führen. Dies liegt daran, dass Flexibilität punktuell in einem wirtschaftlichen Austauschverhältnis zur Vorhaltung gesicherter (Erzeugungs-) Leistung steht.

Versorgungssicherheit

Untersuchungen von Consentec und IAEW⁵ aus dem Jahr 2010 für den BDEW legen nahe, dass 2020 und 2030 Flexibilitäten nicht in dem Maße zur Verfügung stehen werden, um während längerer Intervalle der Nichtverfügbarkeit Erneuerbarer Energien („dunkle Flaute“) die Residuallast zu decken.

Nicht geklärt ist jedoch, ob die dann im Markt befindlichen Flexibilitäten ausreichen werden, um die Verbrauchsspitzen in solchen Phasen abdecken zu können.

Auch wenn dies nicht der Fall sein sollte, ist zu erwarten, dass die Zahl der Stunden, in denen das letzte Kraftwerk preisbildend sein wird, aufgrund von dann über den Markt erschlossenen Flexibilitäten rückläufig sein wird. Für die verbleibenden Zeitintervalle, in denen die Flexibilitäten erschöpft sein werden, ist es umso wichtiger, dass das Mark-Up-Verbot⁶ beseitigt wird. Anderenfalls wird es nicht möglich sein, entsprechende Anlagen im Markt zu halten bzw. zum Markteintritt zu bewegen.

⁵ IAEW /Consentec, Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen

⁶ Nicolosi, ECOFYS-Bericht "Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen", dort S. 8 f. 19-22, 47, 50. Mark ups ermöglichen einzelnen Marktteilnehmern Gebote über kurzfristigen Grenzkosten abzugeben und damit letztlich ihre Vollkosten zu erwirtschaften.

Mögliche Hemmnisse

Bereits heute stehen Flexibilitäten (z. B. Gaskraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, flexible industrielle Prozesse) in nicht unerheblichem Umfang zur Verfügung. Dass das aktuell verfügbare Potential nicht ausgeschöpft wird, liegt an den aktuell niedrigen Strompreisen und an Lernprozessen bei unerwartet auftretendem kurzfristigem Überangebot Erneuerbarer Energien (Abflachung negativer Preisspitzen).

- Nahezu alle Formen von Flexibilität werden zurzeit nur indirekt honoriert, d. h. ihnen wird kein expliziter Wert beigemessen. Eine Ausnahme gilt für den Regelenergiemarkt, auf dem kurzfristige Flexibilität gehandelt wird und dementsprechend einen expliziten Wert besitzt.
- In Zukunft dürfte eine immer volatilere Stromeinspeisung verbunden mit ausgeprägteren Preisspitzen eine zunehmende Nachfrage nach Flexibilitäten auslösen, mit erhöhten Anforderungen an die jeweils erforderliche Flexibilität einhergehen und damit geeignete Anreize setzen. Das Potential an Flexibilität wird sich jedoch nur dann entfalten, wenn auch die Akzeptanz für entsprechende Preisausschläge gegeben ist.
- Derzeit bestehen Fehlanreize in der Form, dass sich Flexibilitäten nicht an Gesamtangebot und Gesamtnachfrage orientieren, die sich in den Großhandelspreisen ausdrücken. Stattdessen erfolgt eine Eigenoptimierung gegenüber dem individuellen Strombezugspreis.
- Präqualifikationsbedingungen für den Regelenergiemarkt stehen der Einbindung dargebotsabhängiger Energien derzeit entgegen. Zu berücksichtigen ist bei jeder Änderung dieser Präqualifikationsbedingungen, dass ein hohes Niveau an Systemicherheit beibehalten und dass Doppelhonorierung (EEG-Tarif plus Regelenergiepreis) ausgeschaltet werden muss.
- Bestehende Regelungen zu „Abschaltbaren Lasten“ verhindern effiziente Marktlösungen, da sie zur Zersplitterung des Marktes beitragen und auf staatlich administrierter Preissetzung beruhen.

Das Repertoire an Flexibilitäten ist sehr weit gespannt. Hemmnisse, die der Entwicklung von Flexibilitäten entgegenstehen, können ökonomischer, technischer oder politischer Art sein. Sie sind in **Anhang 1** dieses Dokumentes der jeweiligen Technologie zugeordnet und bewertet. Im Ergebnis muss es darum gehen, politische Hemmnisse abzubauen. Ökonomische Hemmnisse reflektieren den Umstand, dass eine bestimmte Technologie noch nicht wettbewerbsfähig ist oder eine geringe Nachfrage nach Flexibilität besteht. Im Sinne eines unverzerrten Wettbewerbs sollte dieser fehlenden Wettbewerbsfähigkeit nicht durch direkte oder indirekte Subventionen nachgeholfen werden. Bei technischen Hemmnissen können F&E-Maßnahmen in Betracht kommen.

Wettbewerbsfähigkeit von Flexibilitäten

Eine exakte Beschreibung einer Angebotskurve scheitert an der Vielzahl der Einflussgrößen, wie beispielsweise Marktpreisentwicklungen oder technologischen Entwicklungen. Einfluss haben auch die rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen: Vertrauen in die Langfristigkeit der Energiepolitik, Entfaltung des Binnenmarkts, Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien etc.

Die Wirtschaftlichkeit des Angebots von Flexibilität hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, unter anderem von der Leistungsänderungsgeschwindigkeit. Zu betrachten sind nicht nur die (kurzfristigen) Grenzkosten der jeweiligen Technologien, sondern auch die für eine Investitionsentscheidung maßgeblichen Vollkosten. Hieraus bildet sich eine „long run flexibility supply curve“.

Erkennbare Tendenzen

Welche Leistungsbeiträge von einzelnen Flexibilitätsoptionen künftig erwartet werden können, ist Gegenstand des **Anhang 2**. Dieser beinhaltet außerdem einige grobe Indikationen, wann einzelne Technologien marktreif sein könnten und welche spezifischen Kosten mit der jeweiligen Technologie verbunden sind. Es handelt sich hierbei um eine grobe Clusterung.

Es sind keine Gründe ersichtlich, warum der Markt in späteren Zyklen nicht in der Lage sein sollte, Potentiale von Flexibilität zu erschließen, die unter heutigen Bedingungen noch nicht im Geld sind. Allerdings ist es wahrscheinlich, dass zum Ausgleich der nach 2020 immer größer werdenden Residuallasthübe auch weiterhin konventionelle Kraftwerke benötigt werden. Diese werden mit anderen Flexibilitätsoptionen im Wettbewerb stehen. Ungeachtet des gegenwärtig schwierigen Umfelds für Spitzenlastkraftwerke wird sich auf mittlere Sicht vermutlich ein Trend in Richtung Open Cycle Gas Turbines und Technologien mit kurzen An- und Abfahrzeiten herausbilden.

Leistung wird auf mittlere Sicht einen Wert erhalten. Dies mag entweder explizit in Form eines eigenen Marktsegments oder implizit durch Absicherungsprodukte in einem weiterentwickelten Energy-Only-Markt geschehen. Voraussetzung ist in beiden Fällen, dass sich Knappheitssignale entfalten können.

Der BDEW hat seine Vorschläge zu einem expliziten Leistungsmarkt in dem Positionspapier „*Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts*“ beschrieben. Der Kunde soll sich als Nachfrager von gesicherter Leistung dafür entscheiden können, seinen Strombezug in einem von ihm bestimmten Umfang zu flexibilisieren, um somit den Bedarf an gesicherter Leistung und die damit verbundenen Kosten zu senken.

Dementsprechend bedarf es weder auf der Basis des Energy-Only-Marktes noch in einem dezentralen Leistungsmarkt eines speziellen Marktdesigns zur Aktivierung von Flexibilitäten. Umgekehrt sollte ein zukünftiges Marktdesign ausreichende Preisausschläge zulassen, um Flexibilitäten auf der Angebots- und der Nachfrageseite zuzulassen. Entsprechende Knappheitssignale wirken wie ein Investitionsprogramm für Flexibilitäten.

Empfehlungen und Ausblick

Grundsätzlich empfiehlt es sich, vom Ende her zu denken und damit auch Hemmnisse in Bezug auf jene Flexibilitätsoptionen zu beleuchten, die erst zu einem wesentlich späteren Zeitpunkt benötigt werden.

Der BDEW appelliert an Politik und Gesetzgeber, die im Anhang 1 zu diesem Papier im Detail beschriebenen nicht-marktlichen Hemmnisse konsequent abzubauen. Das vom BDEW vorgelegte umfassende Marktdesign wirkt sich seinerseits auf die Honorierung von Flexibilitäten aus. Die Direktvermarktung Erneuerbarer Energien, die Schaffung eines gesetzlichen Rahmens für einen dezentralen Leistungsmarkt und Verbesserungen des Energy-Only-Marktes müssen zügig angegangen werden.

Der BDEW ist der Auffassung, dass es neben der Beseitigung nicht-marktlicher Hemmnisse auf absehbare Zeit keiner weiteren staatlichen Zuwendungen o. ä. bedarf, um Flexibilität in den Markt zu ziehen. Vielmehr bieten sich auf Sicht zahlreiche niedrig hängende Früchte an, die es zunächst zu ernten gilt. Hierzu zählt u. a. das Einspeisemanagement von Wind- und Solarenergieanlagen. Der Markt für Regelenergie ist derzeit alles andere als eng. Darüber hinaus bietet der Markt künftig eine geeignete Grundlage zur sukzessiven Einbeziehung verschiedener Formen von Flexibilität, wenn die Beseitigung der jeweils bestehenden Hemmnisse gelingt. Angesichts preiswerter Potentiale und ausreichender Flexibilitätsverfügbarkeit besteht – nach Einschätzung des BDEW – aktuell kein Anlass für den Ruf nach staatlichen Zuwendungen (mit Ausnahme der Forschungsförderung). In keinem Fall sollte der Bedarf an Flexibilität einen Anlass darstellen, um spezifische Technologien in den Markt zu subventionieren. Gleichwohl sollten diejenigen Optionen, die vorerst nicht im Geld sind, aufmerksam weiter betrachtet werden. Hierzu sollte ein regelmäßiges Monitoring stattfinden.

Ansprechpartner:

Dr. Stephan Krieger
Telefon: +49 30 300199-1060
stephan.krieger@bdew.de