

Koordinationsmechanismen für den stromnetzdienlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen

Integrierte Netze der Zukunft
Moritz VOGEL¹⁽¹⁾, Dierk BAUKNECHT⁽¹⁾
⁽¹⁾Öko-Institut

Motivation und zentrale Fragestellung

Der steigende Anteil dezentraler Erzeugung führt zu neuen Herausforderungen in den Verteilnetzen. Besonders die variable Erzeugung erneuerbarer Energien, die sich nicht an der jeweiligen Nachfrage orientiert, kann zur Umkehrung von Lastflüssen und Spannungsschwankungen sowie Netzengpässen führen. Eine potenzielle Lösung für dieses Problem ist der Einsatz von Flexibilitätsoptionen, um Erzeugung oder Verbrauch zeitlich zu verlagern und kritischen Netzzuständen entgegenzuwirken. Zwar weisen Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz heute und zukünftig große Potenziale auf, allerdings sind die Möglichkeiten für Verteilnetzbetreiber, diese Optionen zu nutzen, begrenzt. Das Unbundling, das einen Betrieb von Flexibilitätsoptionen durch den Netzbetreiber untersagt, macht es notwendig, alternative Koordinationsansätze in Erwägung zu ziehen.

Methodische Vorgangsweise

Im Rahmen dieser Untersuchung werden unterschiedliche Koordinationsmechanismen verglichen, die es Verteilnetzbetreibern ermöglichen, Flexibilitätsoptionen für den Netzbetrieb einzusetzen. Dabei werden im Rahmen einer Literaturstudie vorgeschlagene Ansätze in Bezug auf unterschiedliche Charakteristika ausgewertet. Betrachtet werden das betreffende Koordinationsgebiet, teilnehmende Akteure, die Frage nach dem Eigentum der Flexibilitätsoption, die Vertragsform des Mechanismus, mögliche Teilnahmeverpflichtungen, die Form der Steuerung sowie die Vergütungsform betrachtet. Die Mechanismen werden verglichen und Gemeinsamkeiten und Unterschiede werden herausgestellt. Aufbauend auf diesem Überblick wird erarbeitet welche regulatorischen Änderungen für eine Implementierung dieser Mechanismen notwendig sind, ohne das Unbundling zu verletzen. Dabei wird die aktuelle deutsche Regulatorik auf Seiten der Stromverbraucher sowie Netzbetreiber untersucht und notwendiger regulatorischer Änderungsbedarf aufgezeigt.

Anschließend werden die verschiedenen Koordinationsansätze im Rahmen eines multikriteriellen Bewertungsansatzes bewertet. Dazu werden zunächst die unterschiedlichen Mechanismen in Kategorien unterteilt und zu Gruppen zusammengefasst. Bei den ermittelten Gruppen handelt es sich um marktlich zentral sowie dezentrale Ansätze, Quotenmodelle, Betreiber- und Anreizmodelle. Die Bewertung der Koordinationsansätze erfolgt für die Indikatoren ökonomische Effizienz, Effektivität des Mechanismus, Kompatibilität mit dem Energy Only Markt, Transaktionskosten, die ein Ansatz mit sich bringt sowie notwendiger regulatorischer Anpassungen. Grundlage für diese Bewertung ist eine Literaturrecherche, die die Performance vergleichbarer politischer Instrumente erörtert.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Literaturrecherche zu Koordinationsmechanismen hat gezeigt, dass in Deutschland besonders marktliche Ansätze zur Koordination von Flexibilitätsoptionen vorgeschlagen werden. Diese lassen sich grob in zentrale und dezentrale Koordinationsmechanismen unterteilen. Andere Mechanismen, wie Betreibermodelle, die eine vertragliche Einigung zwischen Flexibilitätsoptionbetreiber und Verteilnetzbetreiber vorsehen, oder Anreizmodelle, wie eine variable Netzentgeltkomponente zur Verbrauchssteuerung, spielen in der deutschen wissenschaftlichen Diskussion eine geringere Rolle.

Aus regulatorischer Sicht besteht besonders Änderungsbedarf bei der Anreizregulierung und dem EEG. Verteilnetzbetreiber haben aktuell keinen Anreiz, erneuerbare Überschusserzeugung mit Hilfe von Flexibilitätsoptionen zu integrieren und greifen zum Einspeisemanagement, dessen Kosten an die Letztverbraucher weitergereicht werden. Um erneuerbare Überschusserzeugung auch ohne Netzausbau zu integrieren, sollte die Anreizregulierungsverordnung überarbeitet werden. Dies betrifft

¹Öko-Institut, Merzhauser Straße 173, 79100 Freiburg, +49 761 45295 226, m.vogel@oeko.de, www.oeko.de

unter anderem die Behandlung von Kapitalkosten und variablen Kosten. Auf Seiten der Stromverbraucher befinden sich Hürden besonders im Bereich der aktuellen Netzentgeltsystematik, die eine flexible Anpassung der Stromnachfrage verhindert. Auch hier sind regulatorische Reformen notwendig, um eine Flexibilisierung zu ermöglichen.

Die Bewertung der Koordinationsansätze zeigt, dass sich die Ansätze in ihrer Performance stark unterscheiden. Die Mehrzahl der Ansätze ist in Hinblick auf einen Flexibilitätseinsatz effektiv. Allerdings zeichnen sich besonders marktliche Ansätze durch eine höhere ökonomische Effizienz als nicht-marktliche Modelle aus. Demgegenüber steht jedoch ein größerer regulatorischer Änderungsbedarf als bei nicht-marktlichen Modellen.

Literatur (Ausschnitt)

ARegV (2017): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze

Bogensperger et al. (2017): Flexibilitätsintegration als wichtiger Baustein eines effizienten Energiesystems. Eine FfE-Kurzstudie im Rahmen der Projekte MONA 2030 und C/sells. FfE. Online verfügbar: https://www.ffe.de/attachments/article/708/20170322_Flexibilit%C3%A4tsintegration_Kurzstudie.pdf; letzter Abruf am 01.08.2017.

BNetzA – Bundesnetzagentur (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Bonn. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1; letzter Abruf am 18.04.2017.

Ecofys & Fraunhofer IWES (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap. Berlin: Agora Energiewende.

EnWG (2017): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)