

Methodik zur Quantifizierung der Grenzkosten flexibler Systemkomponenten in Zeiten steigender volatiler Einspeisung aus Erneuerbaren Energien

Thomas Künzel (M.Sc.)
Prof. Dr. Anke Weidlich
Institut für Energiesystemtechnik (INES)
Hochschule Offenburg
Badstraße 24, 77652 Offenburg
Tel.: +49 (0) 781 205-4814
E-Mail: thomas.kuenzel@hs-offenburg.de

1. Projektkontext

Im Kontext eines steigenden Anteils Erneuerbarer Energien stellt sich die Frage, welche marginalen Kosten für die Bereitstellung von Flexibilität am Markt sinnvoll anzusetzen sind und welchen Einfluss flexible Systemkomponenten auf die Marktpreise des Regelenergie- und Spotmarkts haben. Hiermit beschäftigt sich das Institut für Energiesystemtechnik (INES) der Hochschule Offenburg im Rahmen des Forschungsprojektes ÖkoFlex, welches vom Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert und durch die Fichtner GmbH & Co. KG unterstützt wird.

2. Einleitung und Problemstellung

Mehr als die Hälfte der heutigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist dargebotsabhängig und fluktuierend. Entsprechend den Plänen der Bundesregierung soll der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % ansteigen. Die größten Potentiale hierfür werden bei der Wind- und Solarenergie gesehen.

In Zukunft werden die dargebotsbedingten Schwankungen der Stromerzeugung daher weiter zunehmen und müssen durch die Flexibilität anderer Systemkomponenten ausgeglichen werden, um den störungsfreien Netzbetrieb zu gewährleisten.

Zum Ausgleich werden heute vor allem regelbare konventionelle Kraftwerke eingesetzt. Im Hinblick auf die sinkende Leistungsbereitstellung aus konventionellen Erzeugungskapazitäten wird in Zukunft jedoch zunehmend auch der Einsatz anderer Flexibilitätsoptionen eine Rolle spielen müssen.

Hier kommen etwa eine flexiblere Nachfrage, verschiedene Speichertechnologien, der Im- und Export von Strom aus Nachbarländern, das Einspeisemanagement sowie die Systemkopplung mit weiteren Energiesystemen („Power-to-Heat“, „Power-to-Mobility“ oder „Power-to-Gas“) in Frage.

In einem effizienten Energiesystem sollten dabei je nach Flexibilitätsbedarf die günstigsten Optionen genutzt werden. Allerdings ist heute nicht für alle Optionen bekannt, welche marginalen Kosten für die Bereitstellung von Flexibilität am Markt sinnvoll anzusetzen sind.

Vor diesem Hintergrund ist das angestrebte Ziel, zuerst eine einheitliche Methodik zur Quantifizierung der Grenzkosten flexibler Systemkomponenten zu entwickeln. Anschließend sollen auf deren Grundlage die Grenzkosten für eine Vielzahl von Flexibilitätsoptionen bestimmt werden.

3. Methodik zur Quantifizierung der Grenzkosten

Grundlegend lässt sich der Einsatz flexibler Systemkomponenten in die folgenden drei Hauptphasen unterteilen (siehe Abbildung 1):

- Die **Vorhaltung**, in der die Leistung für einen etwaigen Abruf verfügbar gehalten wird.
- Den **Abruf**, in dem die Leistung einer flexiblen Systemkomponente in der angeforderten Höhe (positiv oder negativ) und angeforderten Geschwindigkeit geändert wird. Er besteht aus der Aktivierung (Zeitraum zwischen dem Abrufsignal der Nachfrageseite und dem Einsetzen der Leistung), der Ein- und Auskopplung (Gradient der Laständerung) und der Erbringung.
- Die **Einsatzfolgen**, in denen nach einem erfolgten Abruf ein definierter Systemzustand (wieder-) hergestellt wird. Hierzu zählt beispielweise auch die Nachholung eines Prozesses, wie sie etwa bei der Lastverschiebung der Fall ist.

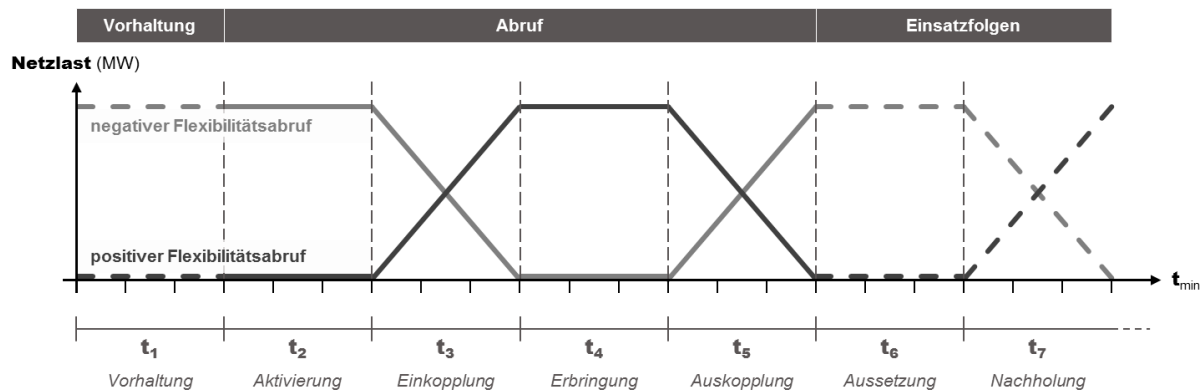


Abbildung 1: Schematisches Zeitprotokoll eines positiven bzw. negativen Flexibilitätsabrufs

Die Quantifizierung der Grenzkosten muss entsprechend dieser drei Hauptphasen erfolgen, wodurch sich wiederum die folgenden drei Kostengruppen definieren lassen:

- **Vorhaltungskosten** fallen dann an, wenn die Möglichkeit eines Abrufs bereits vertraglich zugesichert wird und die damit einhergehende Abrufbereitschaft der Flexibilitätsoption Kosten verursacht. Hierzu zählen beispielsweise die Speicherverluste eines geladenen Batteriespeichers, der für einen positiven Flexibilitätsabruf im Regelenergiemarkt bereit steht.
- **Abrufkosten** fallen an, wenn die Flexibilitätsoption tatsächlich abgerufen wird bzw. es zu einer Aktivierung kommt. Dabei sollen nicht nur die Opportunitätskosten einer entgangenen Wertschöpfung Berücksichtigung finden, sondern vor allem auch tatsächlich anfallende variable Kosten, die mit einem Abruf einhergehen.
- **Einsatzfolgekosten** fallen schließlich an, wenn nach dem erfolgten Abruf ein definierter Systemzustand (wieder-) herzustellen oder zu halten ist. Hierzu zählen beispielsweise die Kosten einer verminderten Regelbarkeit konventioneller Kraftwerke nach deren Flexibilitätsbereitstellung.

Außerdem muss berücksichtigt werden, dass die Grenzkosten im Zeitverlauf nicht konstant sind. So kann beispielsweise im Lastmanagement eine kurzfristige Verschiebung der Last zu relativ geringen Kosten erfolgen, während eine länger andauernde Verschiebung der Last oftmals mit hohen Kosten verbunden ist (aufgrund steigender Opportunitätskosten).

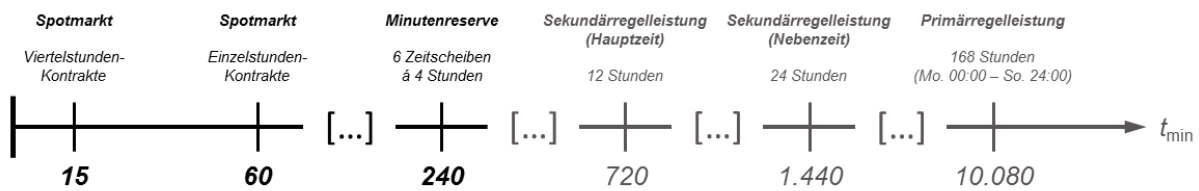


Abbildung 2: Schematische Darstellung der wesentlichen vermarktungsfähigen Zeitintervalle des deutschen Strommarkts

Möchte man die Flexibilitätsoptionen also in Form einer Kostenkurve (Abszissenachse Leistung, Ordinatenachse Grenzkosten) darstellen und vergleichen, gilt es, verschiedene Einsatz- bzw. Vermarktungsmöglichkeiten am Strommarkt und die daraus resultierenden Zeitintervalle zu unterscheiden.

Generell können am Markt sechs wesentliche Zeitintervalle differenziert werden (siehe Abbildung 2). Im Rahmen der initialen Grenzkostenbetrachtung werden davon drei Zeitintervalle zum Vergleich der Flexibilitätsoptionen herangezogen: (1) die Viertelstunde, (2) die Einzelstunde und (3) der Vierstundenblock.

Hieraus ergeben sich sechs verschiedene Kostenkurven, da je Zeitintervall sowohl ein positiver (Verringerung der Netzlast) als auch negativer (Erhöhung der Netzlast) Flexibilitätsabruf möglich ist. Nicht zuletzt aufgrund dieser Tatsache unterscheidet sich die vorliegende Betrachtungsweise von einer herkömmlichen *Merit Order*, in der lediglich Erzeugungsleistungen Berücksichtigung finden.

4. Verwandte Arbeiten

Die ökonomischen Charakteristika der Flexibilitätsoptionen im deutschen Elektrizitätssystem wurden bisher kaum ganzheitlich untersucht.

Müller et al. [2015] untersuchen Flexibilitätsoptionen unter Annahme einer zunehmend volatilen Einspeisung und ermitteln hierzu deren Grenzkosten. Dabei werden jedoch die kurzfristigen Grenzkosten ausschließlich als Abrufkosten auf der Basis von Opportunitätskosten quantifiziert.

Des Weiteren untersuchen Koch et al. [2014], welcher Flexibilitätsumfang in einem zukünftig stärker dargebotsabhängigen Stromnetz erforderlich sein wird. Hierzu wurde mittels des eigens entwickelten Optimierungsmodells PowerFlex vor allem der Frage nachgegangen, wie sich der Einsatz der Flexibilität in unterschiedlichen Phasen des Ausbaus erneuerbarer Energien auswirken wird. Die kurzfristigen

Grenzkosten werden dabei ebenfalls als Abrufkosten auf der Basis von Opportunitätskosten quantifiziert.

Innerhalb des hier beschriebenen Forschungsprojektes werden zur Ermittlung der Grenzkosten hingegen auch die Vorhaltungs- und Einsatzfolgekosten mit einbezogen, wobei statt der üblichen Betrachtung von Opportunitätskosten vor allem die instantanen variablen Kosten einer Flexibilitätsoption Berücksichtigung finden werden.

5. Ausblick

In den laufenden Arbeitsschritten des Forschungsprojektes werden derzeit mittels einer eingehenden Literaturanalyse und mithilfe von Experteninterviews die zu berücksichtigenden Kostenbestandteile kategorisiert und quantifiziert. Somit können die entsprechenden Kostenkurven der zuvor definierten Intervalle erstellt werden, welche als Grundlage für das Gebotsverhalten der Marktteilnehmer am Strommarkt dienen. Anschließend soll ein Simulationsmodell des deutschen Energiesystems erstellt werden, mit dessen Hilfe anhand verschiedener Szenarien das Marktverhalten unter Einsatz verschiedener Flexibilitätsoptionen analysiert werden kann.

Bibliographie

- [Koch et al., 2014] Koch, Matthias; Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph; et al.: „Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020-2050“, Zeitschrift für Energiewirtschaft, März 2015, Jahrgang 39, Ausgabe 1, Seite 1-17
- [Müller et al., 2015] Müller, Theresa; Brunner, Christoph: „Flexibilitätsoptionen zur Systemintegration erneuerbarer Energien im Kostenvergleich“, 9. Internationale Energiewirtschaftliche Tagung (IEWT), Wien, Februar 2015