

Dezentrale Flexibilitätsbewirtschaftung – markt-, netz- und systemdienlicher Einsatz

Integration Erneuerbarer in das Stromsystem
Alexander FEHLER¹⁽¹⁾, Denis VOM STEIN⁽¹⁾, Dennis SCHMID⁽²⁾,
Christian REHTANZ⁽²⁾, Albert MOSER⁽¹⁾

⁽¹⁾Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen University,
⁽²⁾Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft der TU Dortmund

Motivation und zentrale Fragestellung

Durch die zunehmende Integration von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) in Verbindung mit einer Reduktion der disponiblen thermischen Erzeugungsleistung sowie die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors ist ein steigender Flexibilitätsbedarf im Elektrizitätsversorgungssystem zu erwarten. Auf der einen Seite werden kurzfristige Flexibilitätspotentiale im Markt benötigt, um die volatilen Einspeisungen von EE-Anlagen auszugleichen. Darunter fällt die marktdienliche Flexibilität an den Märkten für Fahrplanenergie sowie systemdienliche Flexibilität an den Regelleistungsmärkten. Auf der anderen Seite werden zukünftig durch die zunehmende Dezentralisierung des Elektrizitätsversorgungssystems vermehrt Engpässe in der Verteilnetzebene zu beobachten sein, sodass die lokale Flexibilitätsbereitstellung zur Engpassbewirtschaftung an Bedeutung gewinnen wird [1]. Inwiefern die Allokation netzdienlicher Flexibilität zur Netzengpassbewirtschaftung an regionalen Flexibilitätsmärkten erfolgen wird ist Gegenstand aktueller Diskussionen und Forschungsvorhaben [2]. Die Koordination der Einzelsysteme von Flexibilitätsoptionen, wie z.B. Batteriespeichern, Power-to-X, verschiebbare Lasten und Elektromobilität, zu einem intelligenten Gesamtsystem für die Bereitstellung von markt-, system- und netzdienlicher Flexibilität stellt eine zentrale Herausforderung im Energiesystem der Zukunft dar.

Methodische Vorgangsweise

Im Rahmen des Projektes Designetz² wird diese Fragestellung für das Jahr 2035 mit dem Fokus auf die Schaufensterregion in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland adressiert. Auf Basis einer mehrstufigen Verfahrenskette werden die Randbedingungen des Marktes und die technischen Restriktionen des Netzes modelliert, um einen Rückschluss auf die gesamtwirtschaftlich effiziente Flexibilitätsbewirtschaftung ziehen zu können. Diese simulativ gewonnenen Erkenntnisse werden im späteren Projektverlauf auf Basis realer Demonstratoren im *Designetz System-Cockpit* erprobt und liefern die Basis zur Ableitung möglicher zukünftiger Ausgestaltungen von lokalen Flexibilitätsmärkten. Der Fokus dieses Beitrages liegt im Folgenden auf der methodischen Verfahrenskette zur Simulation des gesamtwirtschaftlichen optimalen Zusammenspiels der verschiedenen Flexibilitätsoptionen.

Die grundlegende Methode zur markt-, system- und netzdienlichen Flexibilitätsbewirtschaftung untergliedert sich in drei Verfahrensstufen (Abbildung 1). Die erste Verfahrensstufe umfasst eine gesamtwirtschaftliche, fundamentale Marktsimulation auf Basis derer ein rein marktgeführter Einsatz unter der Annahme der Engpassfreiheit innerhalb einer Gebotszone abgeleitet wird. Die Einsatzentscheidung orientiert sich hierbei an der Minimierung der gesamten Einsatzkosten (bspw. Brennstoffkosten), während die technischen und betrieblichen Einsatzrestriktionen anlagenscharf berücksichtigt werden. Das Ergebnis der ersten Verfahrensstufe umfasst damit ein aus gesamtwirtschaftlicher Sicht optimales Marktergebnis unter Annahme von Engpassfreiheit in der Verteilnetzebene.

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: +492418097692, af@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

² Der Beitrag wurde im Rahmen des geförderten Forschungsprojektes „Designetz“ im Rahmen des SINTEG Förderprogramms für das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt (Förderkennzeichen 03SIN225, 03SIN227).

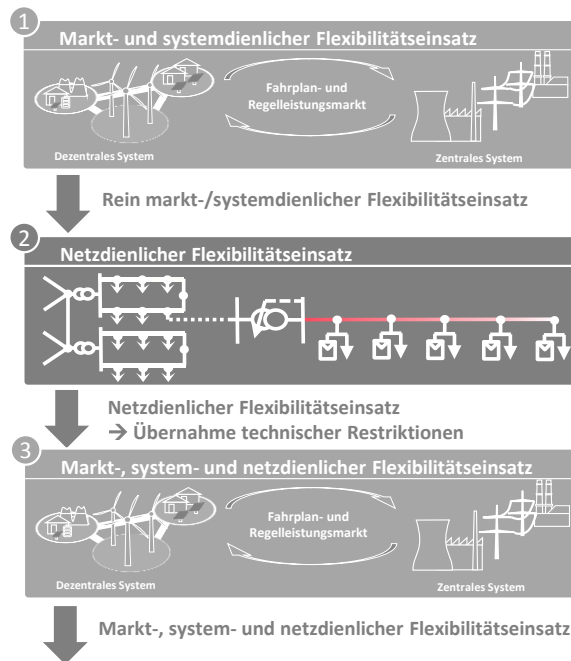


Abbildung 1: Methodisches Vorgehen zur Flexibilitätsbewirtschaftung

Auf Basis dieses Marktergebnisses wird im Rahmen der zweiten Verfahrensstufe eine Netzbetriebssimulation für die zu betrachtenden Verteilnetze durchgeführt, die eine Einordnung in die drei bekannten Ampelphasen [2] vornimmt. Dabei wird die Einhaltung der technischen Grenzwerte (thermische Betriebsmittelbelastbarkeit und zulässiges Spannungsband) überprüft und potentielle Grenzwertverletzungen identifiziert. Im Falle einer nicht grünen Ampelphase werden die Grenzwertverletzungen, zusammen mit der Sensitivität einzelner Flexibilitätsoptionen auf den jeweiligen Engpass, in Form sogenannter Netzrestriktionen zusammengefasst, die eine Einschränkung des Anlageneinsatzes für die Bereitstellung von Flexibilität auf zentraler Marktebene definieren.

Auf Grundlage der Netzrestriktionen wird in der dritten Verfahrensstufe eine abschließende Marktsimulation durchgeführt, die grundlegend der ersten Verfahrensstufe entspricht, aber durch die zusätzliche Berücksichtigung von Netzrestriktionen erweitert wird. In diesem Schritt wird ein optimales Marktergebnis, unter Berücksichtigung der damit einhergehenden Netzengpässe in der Verteilnetzebene, abgeleitet. Dabei werden verfahrenstern einzelne Anlagen im Einsatz eingeschränkt, unter Berücksichtigung der Sensitivität auf den Engpass und des Mehrwerts der Anlage für das Gesamtsystem. Im Ergebnis resultiert eine gesamtwirtschaftlich optimale Flexibilitätsbewirtschaftung unter markt-, system- und netzdienlichen Aspekten.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Erste exemplarische Untersuchungen anhand eines ländlich geprägten Mittel- und Niederspannungsnetzes des Saarlandes zeigen auf, dass eine rein markt- und systemdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung unter Annahme von Engpassfreiheit im Verteilnetz zu einem technisch unzulässigen Netzbetrieb und damit einer Überschätzung des Flexibilitätsangebots führt. Vielmehr stellt das Verteilnetz eine einschränkende Randbedingung an die markt- und systemdienliche Flexibilitätsbereitstellung dar. Folglich müssen Netzrestriktionen in nachfolgenden Untersuchungen einbezogen werden, um den Netzzustand in der gelben Ampelphase angemessen zu berücksichtigen.

Im weiteren Projektverlauf werden weitere Netzgebiete in den Schaufensterregionen Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland in die vorgestellte Methode einbezogen, um strukturelle Unterschiede in der Versorgungsaufgabe sowie den Netzen zu berücksichtigen. Auf Basis der heterogenen Schaufenster wird im späteren Verlauf eine Hochrechnung der abgeleiteten Ergebnisse auf Gesamtdeutschland vorgenommen werden, um gesamtheitliche Aussagen zur Flexibilitätsbewirtschaftung und dem Trade-Off zu einem Netzausbau zu treffen.

Literatur

- [1] Bewertung einer markt-basierten Flexibilitätsbereitstellung für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz, Kilian Geschermann, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 179, 2017
 [2] Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz, Diskussionspapier, BDEW, 2017