

Einsatz netzdienlicher Flexibilität zur Vermeidung konventionellen Netzausbau auf Verteilnetzebene

Integration Erneuerbarer in das Energiesystem

Kevin PACCO¹⁽¹⁾, Alexander FEHLER⁽¹⁾, Dennis SCHMID⁽²⁾,
Christian REHTANZ⁽²⁾, Albert MOSER⁽¹⁾

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

Motivation und zentrale Fragestellung

Aufgrund steigender Integration von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie der Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors sind sowohl Erzeugungs- als auch Nachfragespitzen auf Verteilnetzebene zu erwarten, welche die Netzinfrastruktur vermehrt belasten. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, werden konventionelle Netzausbaumaßnahmen diskutiert, welche jedoch mit hohen Investitionsaufwendungen einhergehen. Gleichzeitig treten Netzengpässe in einzelnen Zeitpunkten auf, sodass die Auslegung der Netzinfrastruktur auf maximale Erzeugungs- und Nachfragespitzen mit gesamtwirtschaftlichen Ineffizienzen einhergeht. Vor diesem Hintergrund wird die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität durch dezentrale Anlagen zur Vermeidung ineffizienter, konventioneller Netzausbaumaßnahmen vermehrt diskutiert [1].

Während die Antizipation dezentraler Flexibilität beim Netzplanungsprozess Kostensenkungspotenziale birgt, fallen beim Abruf netzdienlicher Flexibilität Kosten für die Vergütung der Anlagenbetreiber auf. Des Weiteren besteht derzeit Unsicherheit darüber, in welchem Umfang dezentrale Anlagen zu netzdienlichen Zwecken zur Verfügung stehen werden. Damit stellt sich die Frage nach den möglichen Kostensenkungspotenzialen für unterschiedliche Erschließungsgrade netzdienlicher Flexibilität. Um diese Fragestellung zu beantworten, wird im Folgenden eine simulationsgestützte Verfahrenskette angewendet, auf Basis derer die Kosten quantifiziert werden.

Methodische Vorgangsweise

Im Rahmen des Projektes Designet² wird diese Fragestellung für das Jahr 2035 mit dem Fokus auf die Schaufensterregion in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland adressiert. Innerhalb der Schaufensterregion werden ausgewählte Verteilnetzgebiete als Modellregionen detailliert abgebildet. Für diese Modellregionen wird eine Menge unterschiedlicher Netzausbauvarianten in Abhängigkeit der Erschließungsgrade dezentraler Flexibilität entwickelt. Dabei beschreibt der Erschließungsgrad einen prozentuellen Anteil des Betriebsbereichs dezentraler Anlagen im Netzgebiet, welcher für Netzengpassmanagementmaßnahmen zur Verfügung steht. Zur Ermittlung der Kosten netzdienlicher Flexibilität wird angenommen, dass die Vergütungen für die Anlagenbetreiber der dezentralen Flexibilitätsoptionen dem entgangenen Ertrag, den die Anlagenbetreiber am Strommarkt durch Bereitstellung marktdienlicher Flexibilität erzielt hätten, entsprechen.

Um den netzdienlichen Beitrag dezentraler Flexibilitätsoptionen für gegebene Netzausbauvarianten simulationsbasiert zu ermitteln, wird die dreistufige Verfahrenskette gemäß [2] angewendet.

- Stufe 1: Marktergebnis ohne Berücksichtigung netzseitiger Restriktionen
- Stufe 2: Identifikation von Netzengpässen in Folge des Marktergebnisses aus Stufe 1
- Stufe 3: Marktbezogenes Engpassmanagement: Ableitung eines neuen Marktergebnisses unter Berücksichtigung der Netzengpässe aus Stufe 2

Durch den Vergleich der Marktergebnisse von Stufe 3 und Stufe 1 kann der netzdienliche Flexibilitätseinsatz sowie die damit verbundenen Kosten ermittelt werden (vgl. Abbildung 1). Das Ausmaß des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes im zukünftigen Stromsystem wird dabei maßgeblich

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 80 97885, kp@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

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

durch die Anzahl lokaler Netzengpässen und folglich durch den umgesetzten Netzausbau bestimmt. Vor diesem Hintergrund wird die Verfahrenskette für alle betrachteten Netzausbauvarianten angewendet, um die damit einhergehenden Kosten und Volumina der Engpassbehebung zu bestimmen.

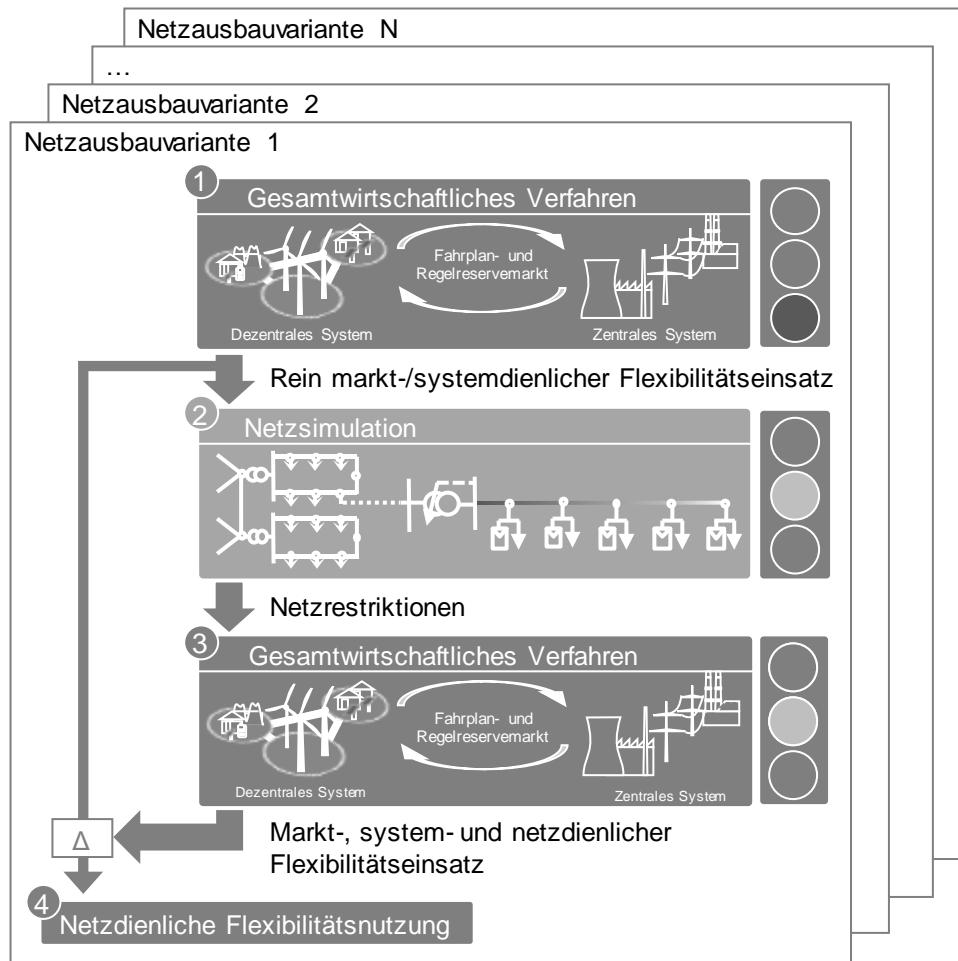


Abbildung 1: Methodisches Vorgehen zur Flexibilitätsbewirtschaftung

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Um die Wirkung unterschiedlicher Erschließungsgrade netzdienlicher Flexibilität zu bestimmen, wird der Lösungsraum an möglichen Netzausbauvarianten abgetastet und die damit einhergehenden annuitäischen Netzausbaukosten sowie die resultierenden Kosten netzdienlicher Flexibilitätsnutzung quantifiziert. Dazu werden unterschiedlich stark ausgebauten Netzausbauvarianten mit Erschließungsgraden von 0 % - 100 % als Untersuchungsgrundlage herangezogen.

Die Ergebnisse zeigen, dass mit steigenden Erschließungsgraden netzdienlicher Flexibilität der erforderliche Netzausbau signifikant reduziert werden kann (vgl. Abbildung 2). Damit gehen sinkende Netzausbaukosten einher, während die Kosten für die Engpassbewirtschaftung ansteigen. Bei gemeinsamer Betrachtung beider Kostenterme ist grundsätzlich ein fallender Kostenverlauf mit steigenden Erschließungsgraden zu beobachten. Für Erschließungsgrade zwischen 20 % und 40 % können die gesamten Kosten um 5,5 % bis 18,4 % eingespart werden. Weitauß höhere Kosteneinsparpotenziale werden bei Erschließungsgraden ab 50 % beobachtet. Während die Kosten bei einem Erschließungsgrad von 50 % in etwa halbiert werden können, ist ein abnehmender Grenznutzen zusätzlicher netzdienlicher Flexibilität zu beobachten. Insbesondere führen höhere Erschließungsgrade zwar zu einem höheren Angebot netzdienlicher Flexibilität, allerdings kann dieses Flexibilitätsangebot nicht zur Vermeidung von Netzausbau genutzt werden, da ein Mindestausbau zur Versorgung der Endkunden weiterhin erforderlich ist.

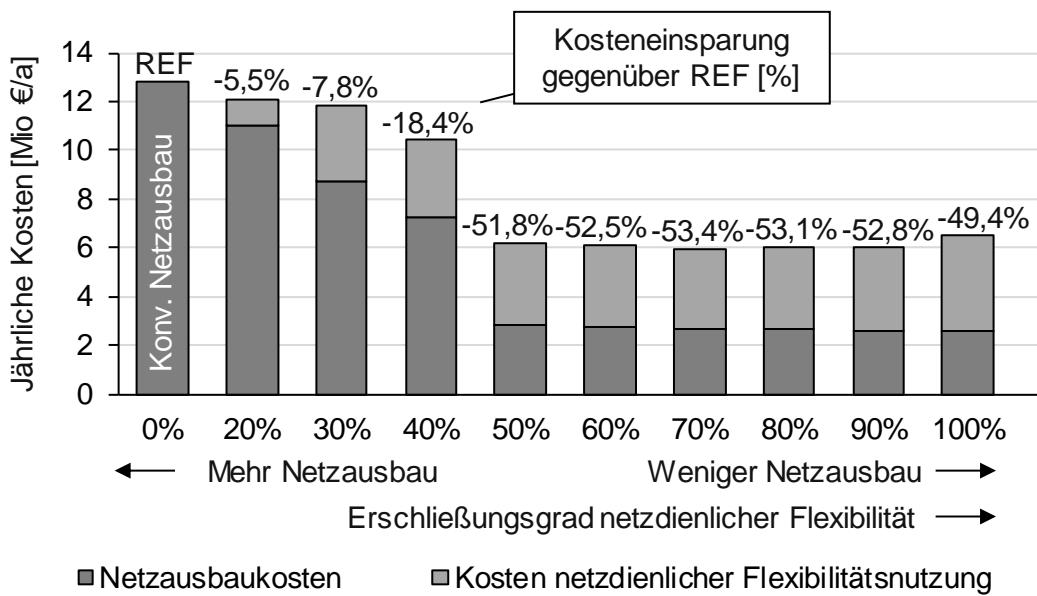


Abbildung 2: Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement in Abhängigkeit unterschiedlicher Erschließungsgrade

Die genauere Analyse einzelner Netzausbauvarianten zeigt, dass die niedrigsten Kosten in den betrachteten Modellregionen bei einem Erschließungsgrad von 70 % auftreten. Die jährlichen netzdienlichen Kosten belaufen sich hierbei auf insgesamt 3,33 Mio. Euro/a. Die annuitätischen Netzausbaukosten betragen für die optimale Netzausbauvariante 2,64 Mio. Euro/a.

Literatur

- [1] Bewertung einer marktbasierteren Flexibilitätsbereitstellung für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz, Kilian Geschermann, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 179, 2017
- [2] Dezentrale Flexibilitätsbewirtschaftung – markt-, netz- und systemdienlicher Einsatz, Alexander Fehler, Denis vom Stein, Dennis Schmid, Albert Moser, Christian Rehtanz, 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU WIEN, 2019