Dezentrale Flexibilitätsbewirtschaftung – markt-, netz- und systemdienlicher Einsatz

Alexander Fehler[(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, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: +492418097692, af@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

[(2)]Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft der TU Dortmund, Emil-Figge-Str. 70, 44227 Dortmund, Tel.: +492317553523, dennis.schmid@tu-dortmund.de, www.ie3.tu-dortmund.de

Kurzfassung:

Die Zunahme von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien und deren volatile Einspeisungen sowie die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors stellt das Elektrizitätssystem vor neue Herausforderungen. Um diese Herausforderungen auch in Zukunft zu bewältigen, werden Flexibilitätsoptionen für den Markt, das Netz sowie das Gesamtsystem benötigt. Gleichzeitig ist ein Rückgang konventioneller Flexibilitätsoptionen, bspw. thermischer Großkraftwerke, zu verzeichnen. Entsprechend muss der steigende Flexibilitätsbedarf zukünftig vermehrt durch eine Vielzahl neuartiger dezentraler Anlagen erbracht werden. Vor diesem Hintergrund ergibt sich die Frage, wie einzelne Flexibilitätsoptionen auf zentraler und dezentraler Ebene koordiniert werden können, um diese Herausforderungen auch in Zukunft zu bewältigen. Um diese Frage zu beantworten wird im Rahmen von *Designetz*[1] eine mehrstufige Verfahrenskette entwickelt. Dabei werden die Randbedingungen des Marktes und die technischen Restriktionen des Netzes modelliert um Rückschlüsse auf die gesamtwirtschaftlich effiziente Flexibilitätsbewirtschaftung ziehen zu können. Erste exemplarische Anwendungen der Verfahrenskette für das Jahr 2035 zeigen, dass die Versorgungsaufgabe auch in Zukunft unter Einbeziehung neuartiger dezentraler Flexibilitätsoptionen erfüllt werden kann. Allerdings treten bei einem rein marktgeführten Anlageneinsatz Netzengpässe im Verteilnetz auf. Folglich ist eine Berücksichtigung netzseitiger Einschränkungen eine notwendige Anforderung für die Flexibilitätsbewirtschaftung.

Keywords: Flexibilitätsbewirtschaftung, Smart Grids, Netzengpässe im Verteilnetz, Dezentrale Elektrizitätsversorgungssysteme

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

1 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 der 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.

2 Methodische Vorgehensweise

Im Rahmen des Projektes *Designetz* 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.

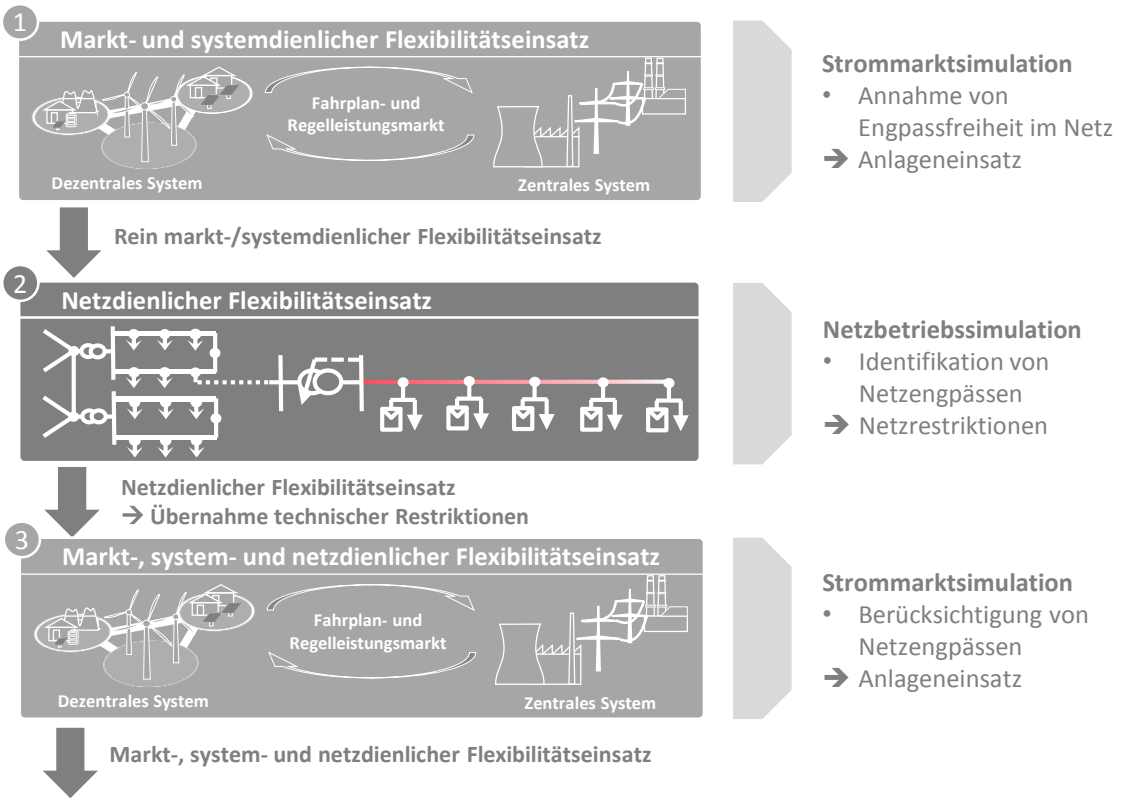

Abbildung 1: Methodisches Vorgehen zur Flexibilitätsbewirtschaftung

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 zonaler 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 verfahrensintern 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. Der Vergleich der Einsatzfahrpläne der ersten Stufe mit den Einsatzfahrplänen der dritten Stufe ermöglicht es zudem die netzdienlich genutzte Flexibilität zur lokalen Engpassbehebung auszuweisen.

2.1 Marktsimulation – Gesamtheitliche Flexibilitätsbewirtschaftung

Im Rahmen der entwickelten Verfahrenskette wird die Flexibilitätsbewirtschaftung im Elektrizitätsversorgungssystem auf Grundlage eines Marktsimulationsverfahrens (Verfahrensstufe 1 und 3) untersucht. Für Marktsimulationsverfahren existieren unterschiedliche Modellierungsansätze, die im Folgenden diskutiert werden. Abschließend wird die Wahl des Modellierungsansatzes im Rahmen dieses Beitrags dargestellt.

Grundsätzlich lassen sich herkömmliche Marktsimulationsverfahren in Bottom-up und Top-down-Ansätze einteilen, die sich im zugrunde gelegten Modelldetailgrad sowie den Grenzen des Betrachtungsbereichs unterscheiden (Abbildung 2). Verfahren basierend auf einem Bottom-up Ansatz legen den Fokus auf eine detaillierte Modellierung eines Ausschnitts des Erzeugungssystems (bspw. eines Kraftwerksportfolios). In diesem Zusammenhang werden die betrachteten Anlagen gegen das restliche Elektrizitätsversorgungssystem optimiert, welches außerhalb des Betrachtungsbereichs liegt und als unveränderlich angenommen wird. Dazu werden häufig Marktpreise exogen vorgegeben, und die Optimierung verfolgt das Ziel einer betriebswirtschaftlichen Deckungsbeitragsoptimierung. Ein zentraler Nachteil von Bottom-up-Ansätzen liegt in der Vernachlässigung der Rückwirkungen des Anlageneinsatzes auf das restliche System.

In Abgrenzung dazu legen Top-down-Ansätze den Fokus auf einen räumlich weit ausgedehnten Betrachtungsbereich, um das Elektrizitätsversorgungssystem gesamtheitlich abzubilden. Typische Betrachtungsbereiche umfassen dabei eine oder mehrere Gebotszonen. Durch die explizite Modellierung der Wechselwirkungen zwischen einzelnen Anlagen, ist keine Vorgabe von Marktpreisen erforderlich. Stattdessen wird im Rahmen der Optimierung das Ziel einer Gesamtkostenminimierung verfolgt, unter Erfüllung der Versorgungsaufgabe und unter Berücksichtigung technischer Eigenschaften einzelner Anlagen. Ein zentraler Nachteil von herkömmlichen Top-Down-Ansätzen ist der niedrige Detailgrad in der Abbildung von dezentralen Erzeugungsstrukturen in den unterlagerten (Verteil-)Netzebenen. Durch die Fokussierung auf ein räumlich weit ausgedehntes Erzeugungssystem, werden dezentrale Anlagen in den Verteilnetzen häufig vernachlässigt oder vereinfacht ohne Wechselwirkungen mit dem Gesamtsystem aggregiert modelliert, um die Anzahl an zu betrachtenden Anlagen zu reduzieren.

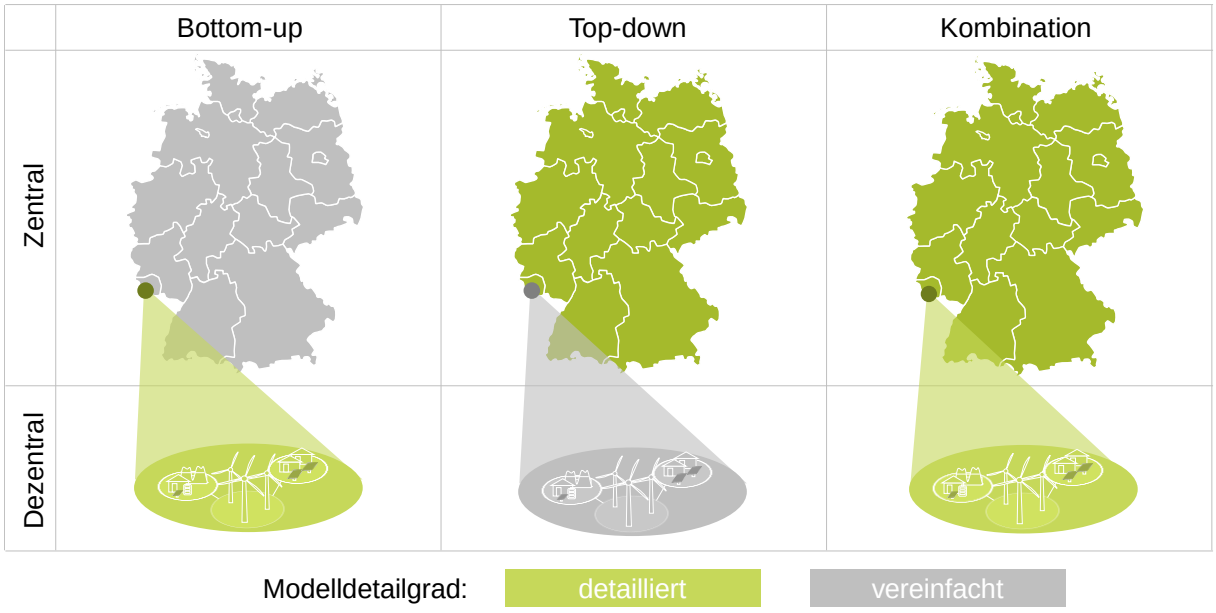

Abbildung 2: Modellierungsansätze in Marktsimulationsverfahren

Im Rahmen des Projekts *Designetz* wird ein Marktsimulationsverfahren entwickelt, das beide Modellierungsansätze kombiniert, um sowohl einen hinreichend genauen Detailgrad für dezentrale Erzeugungssysteme sicherzustellen und gleichzeitig die Wechselwirkungen mit dem konventionellen, zentralen Elektrizitätssystem abzubilden (Abbildung 2). Dabei werden sowohl zentrale Großkraftwerke als auch dezentrale Kleinanlagen modelliert, die gemeinsam sowohl die lokale als auch die gesamtsystemische Versorgungsaufgabe erfüllen. Um die Anwendbarkeit des Verfahrens trotz der hohen Anzahl dezentraler Anlagen in den Verteilnetzen sicherzustellen, erfolgt eine Fokussierung der dezentralen Ebene auf repräsentative Modellregionen. Dazu werden im Projektverlauf Modellregionen mit heterogenen Versorgungsaufgaben zugrunde gelegt, um regionale Unterschiede zu berücksichtigen. Anschließend erfolgt eine Hochrechnung des Beitrags einzelner Modellregionen zum Gesamtsystem auf die Gebotszonenebene.

In Abhängigkeit der räumlichen Ausdehnung dezentraler Modellregionen wird damit weiterhin eine hohe Anzahl an dezentralen Anlagen begründet. Um die Anwendbarkeit des Verfahrens sicherzustellen, wird ein iterativer Ansatz verfolgt, mit dem sich die Problemgröße verkleinern lässt. Die grundlegenden Herausforderungen in der Modellformulierung liegen einerseits in der gemeinsamen Optimierung zentraler und dezentraler Anlagen, und andererseits in der anlagenscharfen Berücksichtigung technischer und betrieblicher Grenzwerte. Um die Problemkomplexität zu reduzieren erfolgt eine Trennung zwischen der Optimierung dezentraler Anlagen am Strommarkt und der Einhaltung anlagenscharfer Restriktionen. Dazu werden die dezentralen Anlagen zunächst in vereinfachter, aggregierter Form im zentralen Gesamtsystem optimiert („Aggregation“), um ein Marktergebnis für die dezentrale Modellregion zu erhalten. In einem nachgelagerten Schritt wird dieses Marktergebnis auf die Einhaltung anlagenscharfer Restriktionen überprüft („Disaggregation“). Bei Vorliegen von Verletzungen technischer Restriktionen, wird eine Anpassung des Marktergebnisses unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften vorgenommen. Auf Basis dieses angepassten dezentralen Anlageneinsatzes erfolgt eine Re-Optimierung des Gesamtsystems,

um die Rückwirkungen auf das zentrale System geeignet zu berücksichtigen (Abbildung 3). Dieses Vorgehen stellt eine Koordination zwischen dem zentralen und dezentralen System dar und wird iterativ wiederholt, bis ein gesamtheitliches Marktergebnis vorliegt, welches zu einem technisch zulässigen Anlageneinsatz konsistent ist.

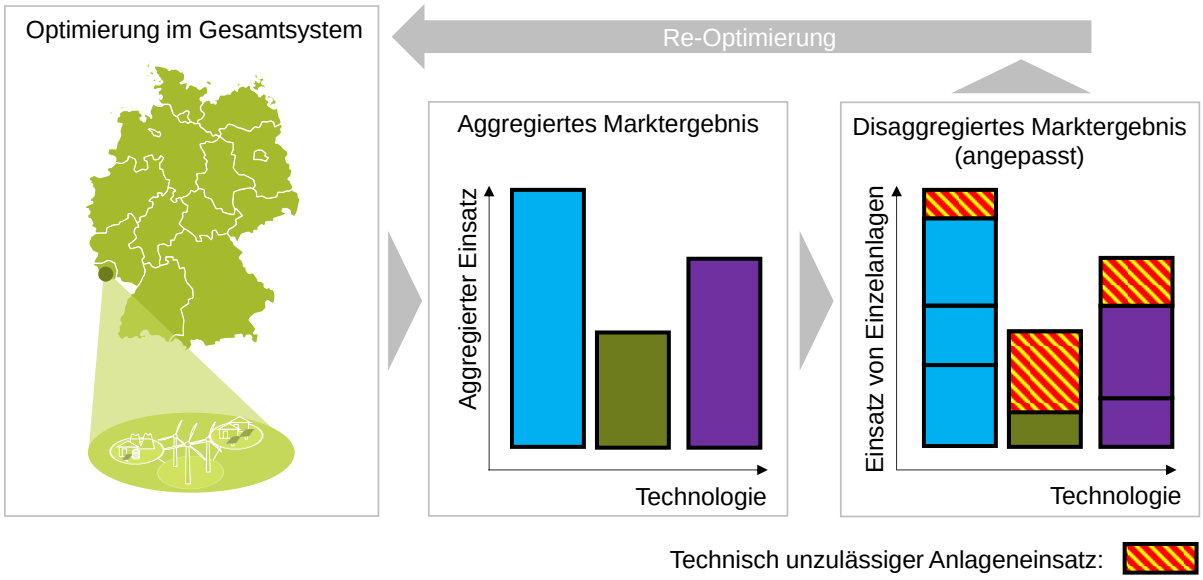

Abbildung 3: Iterative Koordination (Aggregation und Disaggregation)

Damit wird ein marktgeführter Anlageneinsatz abgeleitet, der unter Umständen zu Engpässen in dem Verteilnetz führen kann. Um diesem Problem Rechnung zu tragen, wird die beschränkte Durchsatzkapazität des Verteilnetzes in Form von Netzrestriktionen als Eingangsdatum in das Marktsimulationsverfahren einbezogen. Diese Netzrestriktionen werden auf Grundlage der Netzbetriebssimulation (Verfahrensstufe 2) abgeleitet und beinhalten Informationen über vorliegende Netzengpässe sowie die Sensitivitäten einzelner Anlagen auf die Engpässe. Auf Basis dieser Informationen wird der dezentrale Anlageneinsatz eingeschränkt, um unzulässige Verteilnetzzustände zu vermeiden.

2.2 Netzbetriebssimulation – Identifikation von Netzengpässen

Um die Rückwirkungen des Marktergebnisses auf die Verteilnetzebene zu bestimmen, wird eine Netzbetriebssimulation durchgeführt. Ziel dieser Netzbetriebssimulation ist die optimale Nutzung gegebener Netzkapazitäten und die Ableitung von Sensitivitäten, die den Einfluss von dezentralen Anlagen auf identifizierte Netzengpässe beschreiben.

Im *Designetz*-Projekt werden verschiedene Verteilnetze der Modellregionen analysiert. Dabei werden reale Netze der Nieder- (NS), Mittel- (MS) und Hochspannungsebene (HS) herangezogen, um die Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes differenziert evaluieren zu können. Die ausgewählten Netze verfügen über unterschiedliche Charakteristika, da sie sowohl ländliche, halbstädtische als auch städtische Gebiete abdecken. Als Eingangsdatum der Netzbetriebssimulation dienen anlagenscharfe Wirkleistungszeitreihen aus der Marktsimulation (erste Verfahrensstufe). Zur Abbildung der Blindleistungscharakteristika jeder Anlage werden Typen zugewiesen, die das Blindleistungsverhalten jeder Anlage berücksichtigen. Zentrales Element der Netzbetriebssimulation ist die Identifikation von

Netzengpässen. Die Anforderungen an die Spannungsqualität beim Endkunden werden in der EN 50160 beschrieben. So beträgt die zulässige Abweichung von der Nennspannung beim Endkunden in der Niederspannung maximal ±10 % [3]. Bei einer separaten Betrachtung der einzelnen Netzebenen ist eine Aufteilung des Spannungsbandes notwendig. Im Folgenden wird eine Aufteilung des Spannungsbandes gemäß Tabelle 1 angenommen.

Tabelle 1: Aufteilung des Spannungsbandes

Spannungsebene	Spannungsband
Hochspannung	±6 kV
Mittelspannung	±4 %
Niederspannung	±4 %

Durch die Fähigkeit des HS/MS-Transformators unter Last die Spannungsstufe zu variieren, wird in den Untersuchungen festgelegt, dass ein Spannungsband von ±6 kV um die Nennspannung in der Hochspannungsebene zulässig ist. Dadurch kann der HS/MS-Transformator die Spannung auf der Unterspannungsseite derart einstellen, dass in der Mittel- und Niederspannungsebene das vollständige Spannungsband von ±10 % zur Verfügung steht. Dabei wird sowohl in der Mittel- als auch der Niederspannungsebene eine Abweichung von ±4 % ausgehend von der Nennspannung zugelassen. Dies begründet sich darin, dass ±2 % der Spannungsabweichung auf der MS/NS-Umspannebene angenommen werden. Neben den Anforderungen der EN 50160 werden die Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren) auf thermische Überlastungen überprüft.

In der Netzbetriebssimulation werden bei Vorliegen von Grenzwertverletzungen in einem ersten Schritt netzseitige Flexibilitätsoptionen genutzt und in einem zweiten Schritt die Sensitivitäten der Fahrplananpassung von Last- und Erzeugungseinheiten auf die Engpässe zur Übermittlung an die dritte Verfahrensstufe ermittelt. Die im Netz verorteten netzseitige Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise regelbare Ortsnetztransformatoren oder durch Kühlung überlastbare Transformatoren werden so eingesetzt, dass Grenzwertverletzungen vermieden oder minimiert werden. Dabei wird die optimale Transformatorstufe in jedem Zeitschritt bestimmt. Dem gegenüber steht die optimale Einstellung der Stufenschalter von statischen Transformatoren, die nicht unter Last geschaltet werden können. Die Stufe wird so gewählt, dass die Anzahl der Zeitpunkte mit Grenzwertverletzungen minimiert wird. Wenn nach der effizienten Nutzung der Netzbetriebsmittel weiterhin Grenzwertverletzungen bestehen bleiben, werden die Sensitivitäten der Fahrplanänderungen auf die jeweilige Grenzwertverletzung bestimmt und in Form von Netzrestriktionen an die dritte Verfahrensstufe übermittelt. Dazu wird eine Linearisierung der Lastflussgleichungen im Arbeitspunkt vorgenommen. Ausgehend von der Newton-Raphson Lastflussberechnung können die Sensitivitäten nach [4] mit Hilfe der Jacobi-Matrix $\boldsymbol{J}$ bestimmt werden. Die Leistungsflusssensitivitäten berechnen sich durch Multiplikation der transponierten und invertierten Jacobi-Matrix mit der Matrix der partiellen Ableitungen des Wirkleistungsflusses zwischen zwei Knoten:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{jk}}{\partial P_i} \\ \frac{\partial P_{jk}}{\partial Q_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \delta_m}{\partial P_i} & \frac{\partial \delta_m}{\partial Q_i} \\ \frac{\partial |U_m|}{\partial P_i} & \frac{\partial |U_m|}{\partial Q_i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{jk}}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_{jk}}{\partial |U_m|} \end{bmatrix} = [\boldsymbol{J}^{\boldsymbol{T}}]^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{jk}}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_{jk}}{\partial |U_m|} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Dabei stellt $\frac{\partial P_{jk}}{\partial P_i}$ die Veränderung des Leistungsflusses zwischen den Knoten j und k dar, wenn die Leistung am Knoten i durch die Anpassung von Anlagenfahrplänen variiert wird. Die Auswirkungen der Leistungsänderung am Knoten i auf den Spannungsbetrag des Knotens m ist als Element der invertierten transponierten Jacobi-Matrix gegeben.

Mit Hilfe dieser Sensitivitäten werden Nebenbedingungen für die Marktsimulation der dritten Verfahrensstufe formuliert, welche die Berücksichtigung von Netzrestriktionen ermöglichen.

3 Exemplarische Untersuchungen

3.1 Untersuchungsprogramm

Die in Kapitel 2 beschriebenen Verfahrenskette wird exemplarisch für eine ländliche Modellregion in dem Bundesland Saarland angewendet. Im Fokus der Untersuchungen steht ein Netzgebiet, welches die Mittel- und Niederspannungsebene umfasst. Darüber hinaus wird das zentrale Erzeugungssystem in Deutschland betrachtet und die Wechselwirkungen mit dem Ausland über grenzüberschreitenden Handel abgebildet. Der Untersuchungszeitraum umfasst exemplarisch den Monat Januar des Jahres 2035 im viertelstündlichen Zeitraster. Die im Erzeugungssystem angenommenen installierten Leistungen basieren auf dem *Designetz*-Szenario „Dezentrale Flexibilität“ und spiegelt eine mittlere erwartete Entwicklung bis 2035 wieder (Abbildung 4). Für die betrachteten dezentralen Flexibilitätsoptionen wird eine vollständige Flexibilitätserschließung sowohl auf der Last- als auch der Erzeugerseite angenommen.

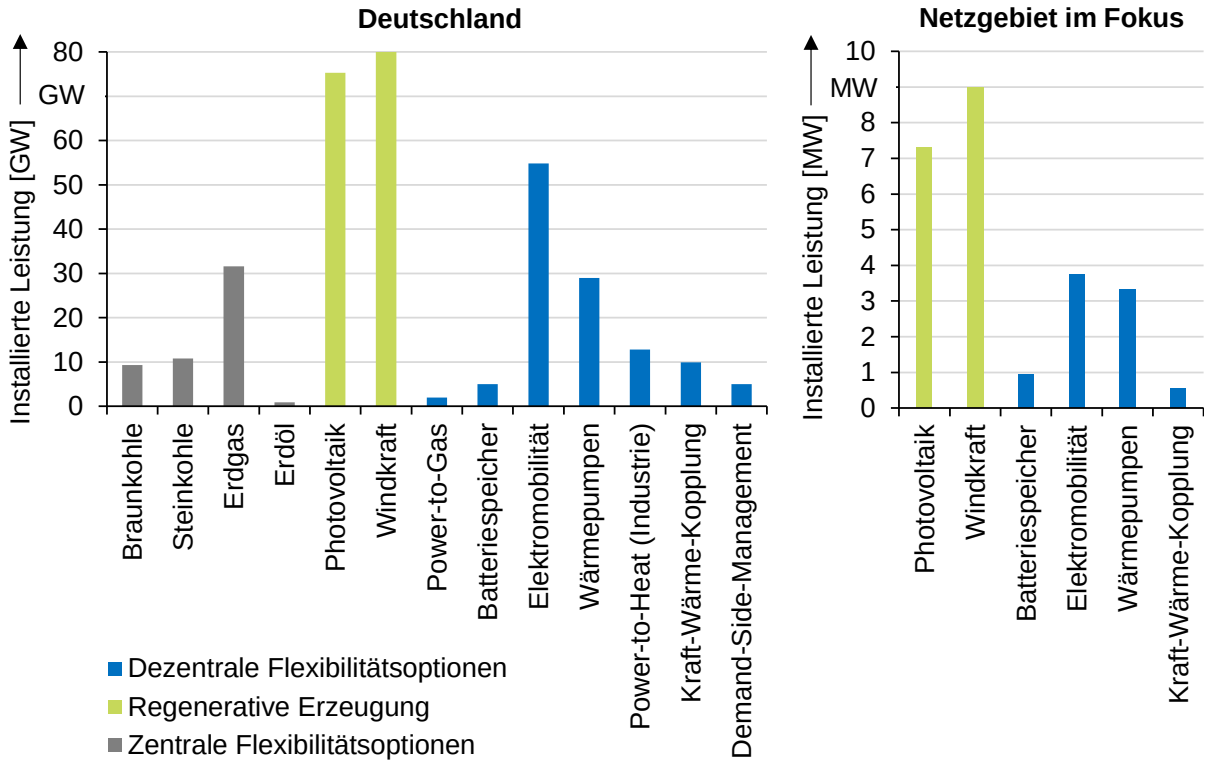

Abbildung 4: Erzeugungssystem im Designetz-Szenario „Dezentrale Flexibilität“ (2035)

Das vorliegende Mittelspannungsnetz ist für die Versorgungssituation des Jahres 2019 ausgelegt. Es verfügt über 55 Knoten, die über angeschlossene Anlagen verfügen und wird in einem offenen Ring betrieben. An 13 Knoten sind Verbraucher oder Erzeuger direkt über einen MS/NS-Transformator angeschlossen. Beispiele dafür sind große landwirtschaftliche Betriebe, aber auch Windenergieanlagen und Photovoltaik-Freiflächenanlagen. An den übrigen 42 Knoten befinden sich unterlagerte Niederspannungsnetze, die sich größtenteils aus Haushalten und kleinen landwirtschaftlichen Betrieben zusammensetzen. Für sieben der 42 unterlagerten Niederspannungsnetze liegen detaillierte Informationen inklusive der Netztopologie vor. Dem entsprechend können sowohl die sieben Niederspannungsnetze als auch das Mittelspannungsnetz auf Grenzwertverletzungen untersucht werden.

3.2 Ergebnisse

Im Rahmen der ersten Verfahrensstufe wird ein Marktergebnis sowohl für die zentrale Ebene (Deutschland) als auch die dezentrale Ebene (Netzgebiet im Fokus) bestimmt. In Abbildung 5 ist der Anlagenfahrplan für thermische und hydraulische Großanlagen sowie die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland dargestellt. Auf der einen Seite wird der regenerative Charakter des Erzeugungssystems, insbesondere durch den hohen Anteil an Windkraft, ersichtlich. Auf der anderen Seite wird für Grundlasttechnologien wie Braunkohle und Steinkohle ein weitestgehend kontinuierlicher Betrieb erreicht. Die Flexibilität auf zentraler Ebene wird überwiegend durch flexible Gasturbinen in Verbindung mit hydraulischen Speichertechnologien bereitgestellt.

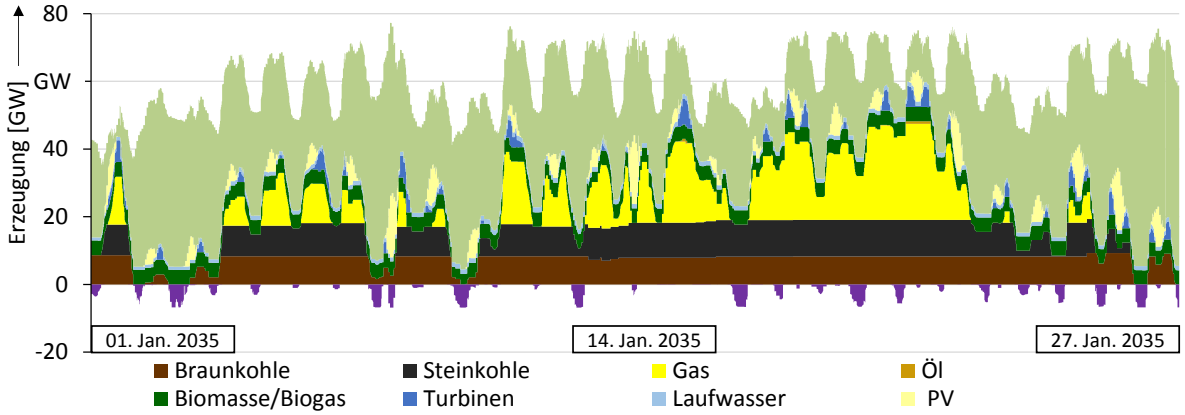

Abbildung 5: Zentrales Marktergebnis (Deutschland) - Verfahrensstufe 1

Das dezentrale Fokus-Netzgebiet zeichnet sich, wie auch das zentrale System, durch einen hohen Anteil an volatil einspeisender Windkraft aus (Abbildung 6). Darüber hinaus sind, gemäß dem Untersuchungsszenario, eine Reihe von flexiblen, neuartigen Anlagen auf Erzeuger- und Nachfrageseite verortet. Besonders hervorzuheben ist die Elektromobilität mit bidirektionalen Ladevorgängen. In Folge des hohen Anteils an Elektrofahrzeugen in der Mittel- und Niederspannungsebene in Verbindung mit einem homogenen Nutzerverhalten stellen sich hohe Einspeise- und Lastspitzen ein. Zusätzlich werden die Speicher der Elektrofahrzeuge zu Standzeiten am Strommarkt, wie auch Batteriespeicher, optimiert. In Abgrenzung dazu orientiert sich der Einsatz von Wärmebereitstellungstechnologien (Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmepumpen) weitestgehend an der lokal anfallenden Wärmenachfrage. Einzelne Kundenanlagen werden durch eine Kombination mit einem Wärmespeicher ausgestattet,

wodurch zusätzliche Flexibilitätspotentiale aus dem Wärmesektor für den Elektrizitätssektor erschlossen werden.

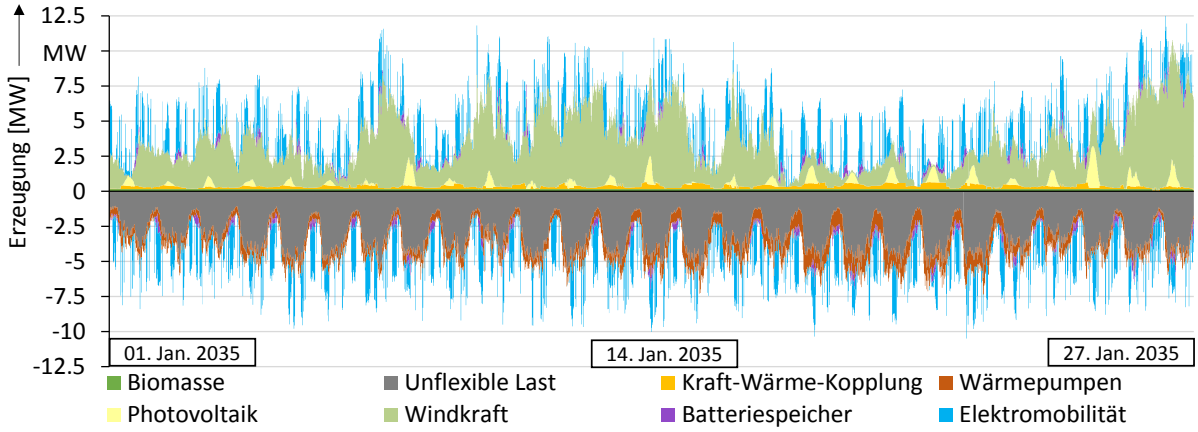

Abbildung 6: Dezentrales Marktergebnis (Netzgebiet im Fokus) - Verfahrensstufe 1

Dieses dezentrale Marktergebnis führt im untersuchten Mittelspannungsnetz sowohl zu Rückspeisungen in das Hochspannungsnetz, als auch zu lastbedingtem Leistungsfluss von der Hochspannung in das Mittelspannungsnetz. Der stufbare HS/MS-Transformator ist in der Lage Spannungsbandverletzungen im Mittelspannungsnetz zu verhindern. Die resultierende Stufung des Transformators ist in Abbildung 7 dargestellt. Dabei wird die Stufe des Transformators nur bei Vorliegen einer Spannungsbandverletzung verändert, zwischen den Zeitpunkten mit Grenzwertverletzungen jedoch konstant gehalten.

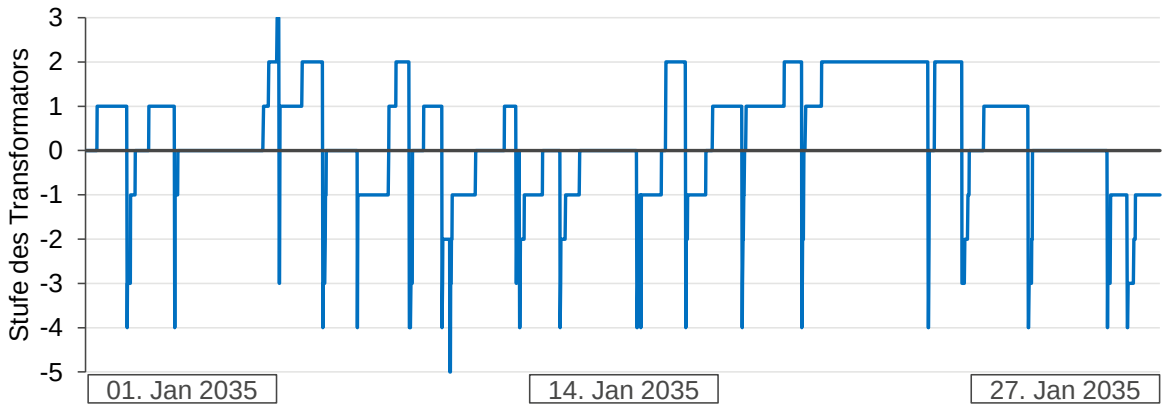

Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf der Stufung des HS/MS-Transformators

Eine negative Stufe des Transformators geht mit einer unterspannungsseitigen Verringerung der Spannung einher, während eine positive Stufe zu einer unterspannungsseitigen Erhöhung der Spannung führt. Im Untersuchungszeitraum werden sowohl von Last als auch von Einspeisung geprägte Situationen identifiziert, wodurch sich sowohl positive als auch negative Stufen im Zeitverlauf einstellen.

Zwar werden Spannungsbandverletzungen durch den Transformator verhindert, allerdings werden in neun Viertelstunden Leitungsüberlastungen detektiert. Die zwei betroffenen Leitungen sind direkt an die HS/MS-Umspannebene angeschlossen und stellen entsprechend die Versorgung eines Strangs im offenen Ring sicher. Während der Großteil der

Leitungsüberlastungen in der Mittelspannungsebene lastgetrieben ist, wird in einem Zeitpunkt eine einspeisebedingte Leitungsüberlastung festgestellt. Die maximale Auslastung einer Leitung beträgt lastbedingt bis zu 121 %. Für die betroffenen Leitungen werden Sensitivitäten berechnet und in Form von Netzrestriktionen an die Marktsimulation der dritten Verfahrensstufe übergeben.

Die Transformatoren der MS/NS-Umspannebene verfügen im untersuchten Ausbaustand nicht über regelbare Ortsnetztransformatoren. Aus diesem Grund wird eine statische Transformatorstufe gewählt, die die Grenzwertverletzungen im gesamten Zeitraum minimiert. Aufgrund der betragsmäßig hohen Last und Einspeisung hat die statische Transformatorstufe zur Folge, dass die Spannungsbandverletzungen in der Niederspannung nicht verhindert werden können. Exemplarisch für auftretende Spannungsbandverletzungen ist die Spannung eines Knotens am Ende eines Niederspannungs-Stranges über die erste Hälfte des Untersuchungszeitraums in Abbildung 8 dargestellt.

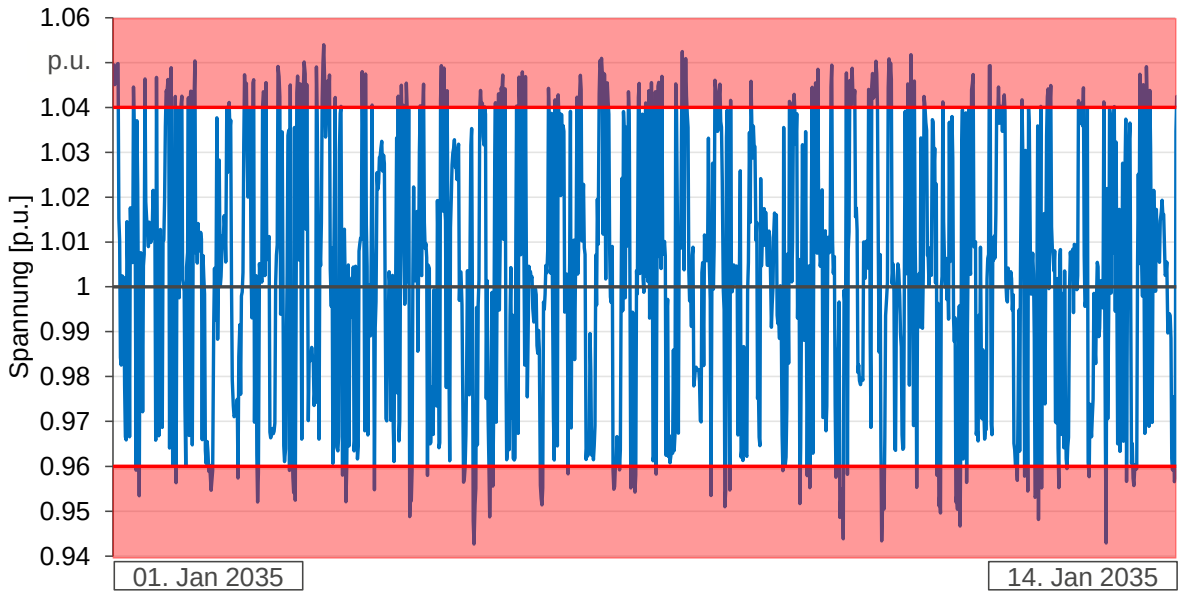

Abbildung 8: Exemplarischer Spannungsverlauf an einem Niederspannungsknoten

Es ist ersichtlich, dass sich sowohl zu hohe als auch zu niedrige Spannungen am dargestellten Knoten einstellen. In den Niederspannungsnetzen treten in 13,4 % aller Viertelstunden unzulässig hohe Spannungen an mindestens einem Knoten auf. Die minimale Spannung wird in 11,9 % aller Viertelstunden unterschritten. Durch die erhöhte Durchdringung neuartiger Lasten, wie beispielsweise Wärmepumpen und die hohe Gleichzeitigkeit bei Ladevorgängen von Elektroautos können zusätzlich Zeitpunkte identifiziert werden, in denen der MS/NS-Transformator thermisch überlastet wird. Dies ist in 3 % aller Zeitpunkte an mindestens einem MS/NS-Transformator des Fokus-Netzgebiets der Fall. Wie durch das R/X-Verhältnis in der Niederspannung zu erwarten ist, überwiegen jedoch die Probleme beim Einhalten des Spannungsbandes nach EN 50160 im Vergleich zu thermischen Überlastungen und es werden keine Leitungen überlastet. Insgesamt tritt in 25,1 % der untersuchten Viertelstunden eine Grenzwertverletzung in den Niederspannungsnetzen auf. Auf Basis dieser Grenzwertverletzungen werden Netzrestriktionen abgeleitet und an die dritte Verfahrensstufe übergeben.

In der dritten Verfahrensstufe wird eine Marktsimulation, unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen, durchgeführt. Damit wird ein neues Markergebnis abgeleitet, welches netzseitige Einschränkungen aus dem Verteilnetz berücksichtigt. Bei Vorliegen von Netzengpässen ergibt sich ein abweichender Anlageneinsatz gegenüber der ersten Verfahrensstufe. Der netzdienliche Flexibilitätseinsatz entspricht damit dem Delta der Anlageneinsätze zwischen der dritten und ersten Verfahrensstufe (Abbildung 6) und ist für das Fokus-Netzgebiet in Abbildung 9 dargestellt. Damit wird ersichtlich, dass netzdienliche Flexibilität in vielen Situationen in Anspruch genommen wird. Dazu werden Erzeugungs- oder Lastspitzen kurzfristig im Zeitbereich verlagert und Engpässe behoben.

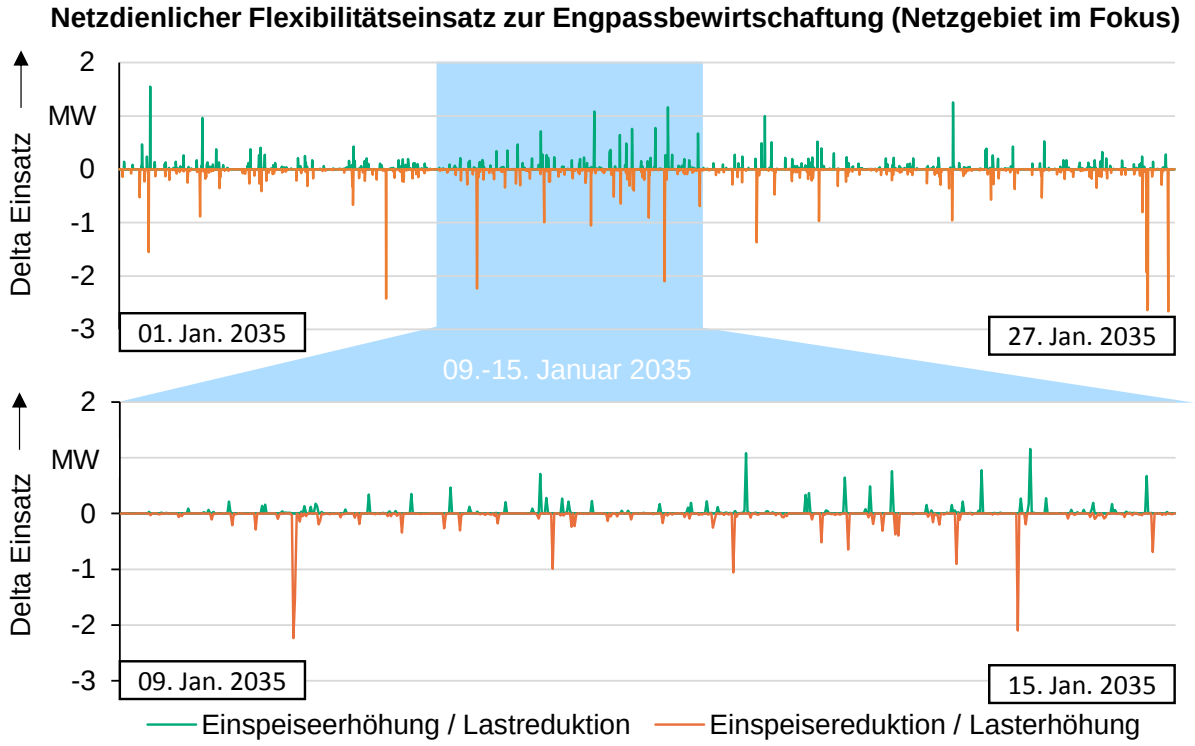

Abbildung 9: Netzdienlicher Flexibilitätseinsatz im Fokus-Netzgebiet (Verfahrensstufe 3)

Die netzdienliche Flexibilitätsnutzung innerhalb eines Netzgebiets hat Rückwirkungen auf den Betrieb einzelner Anlagen. Um diesen Effekt zu verdeutlichen, ist in Abbildung 10 exemplarisch der Einsatz eines marktgeführten Batteriespeichers vor und nach Engpassbewirtschaftung über zwei Tage dargestellt. Aufgrund einer netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung sind zeitliche Verlagerungen in den Ein- und Ausspeichervorgängen zu beobachten. Im Hinblick auf den Ladezustand wird deutlich, dass trotz Abweichungen im zeitlichen Verlauf die täglichen Zyklen weiterhin erhalten bleiben. Damit wirkt sich die netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung energieneutral auf Speichertechnologien aus.

Die exemplarischen Untersuchungen anhand eines regenerativ geprägten Zukunftsszenarios zeigen, dass ein rein marktgeführter Anlageneinsatz ohne Berücksichtigung netzseitiger Einschränkungen zu unzulässigen Netzzuständen führen kann. Um dieser Herausforderung zu begegnen, kann netzdienliche Flexibilität in Anspruch genommen werden. Zu diesem Zweck wurde im Rahmen des Projekts *Designetz* eine mehrstufige Verfahrenskette entwickelt, die eine markt-, system- und netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung ermöglicht. Im weiteren Projektverlauf wird als Alternative zur netzdienlichen Flexibilität auch der konventionelle

Netzausbau untersucht, um das gesamtwirtschaftlich effiziente Optimum zwischen Netzausbau und netzdienlicher Flexibilitätsnutzung abzuleiten.

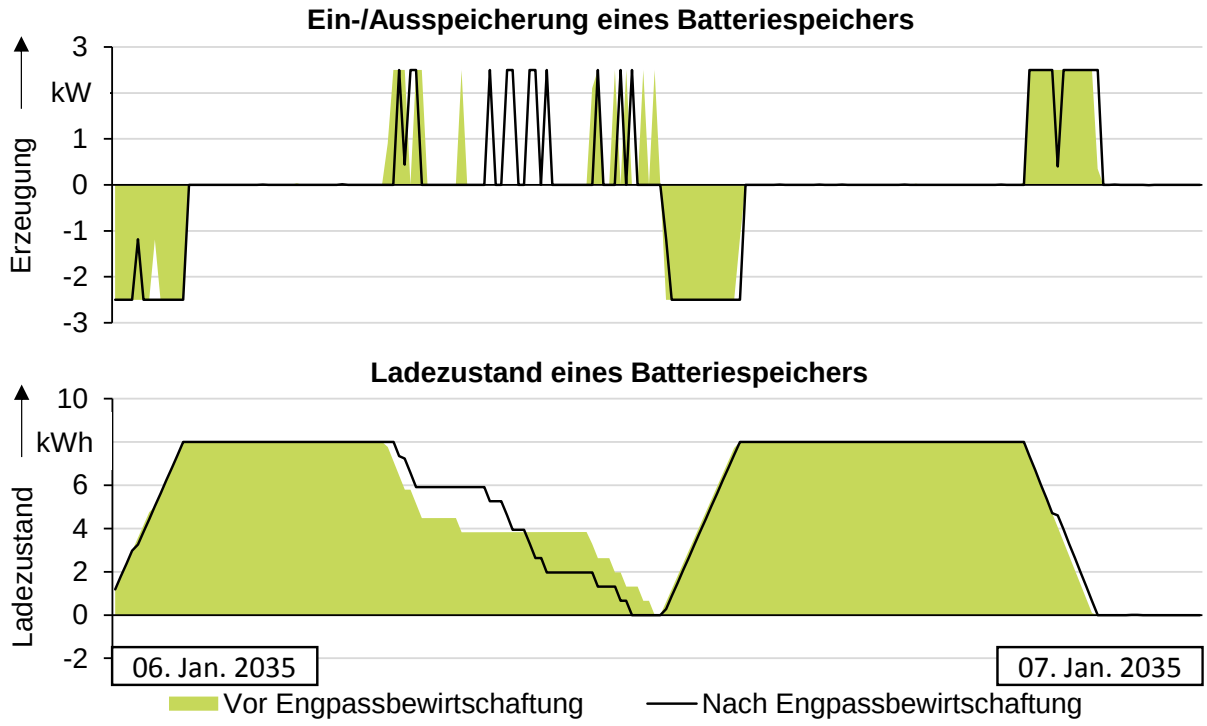

Abbildung 10: Exempl. Einsatz eines Batteriespeichers vor und nach Engpassbewirtschaftung

4 Zusammenfassung

Infolge der zunehmenden Integration von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien in Verbindung mit der Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors ist ein steigender Flexibilitätsbedarf im Elektrizitätsversorgungssystem zu erwarten. Gleichzeitig ist ein Rückgang thermischer Großkraftwerke zu verzeichnen, der sich in Zukunft weiter fortsetzen wird. Um den Flexibilitätsbedarf in Zukunft zu decken, müssen vermehrt dezentrale Anlagen, mit Anschluss in der Verteilnetzebene, in Anspruch genommen werden. Die Koordination dieser Flexibilitätsoptionen zu einem intelligenten Gesamtsystem für die Bereitstellung von markt-, system- und netzdienlicher Flexibilität stellt eine zentrale Herausforderung im Energiesystem der Zukunft dar.

Im Rahmen des Projekts *Designetz* wurde diese Herausforderung auf Grundlage einer mehrstufigen Verfahrenskette adressiert. Auf Basis einer initialen Marktsimulation wurde ein Marktergebnis, unter Annahme von Engpassfreiheit im Verteilnetz, abgeleitet. In der anschließenden Verfahrensstufe wurde dieses Marktergebnis mithilfe einer Netzbetriebssimulation auf potentielle Netzengpässe untersucht und diese Informationen in Form von Netzrestriktionen an die letzte Verfahrensstufe übergeben. Die dritte Verfahrensstufe spiegelt, analog zur ersten Verfahrensstufe, eine Marktsimulation wieder, die jedoch Netzrestriktionen berücksichtigt und basierend darauf den Anlageneinsatz einschränkt, um Netzengpässe im Verteilnetz zu vermeiden.

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 von *Designetz* 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 den damit einhergehenden gesamtwirtschaftlichen Kosten zu treffen. Neben der Inanspruchnahme von netzdienlicher Flexibilität zur Engpassbewirtschaftung im Verteilnetz, soll konventioneller Netzausbau untersucht werden. Abschließend werden die Kosten für den Netzausbau mit den Kosten der Flexibilitätsbewirtschaftung gegeneinandergehalten, um den gesamtwirtschaftlich optimalen Trade-off zwischen Netzausbau und netzdienlicher Flexibilitätsnutzung zu bestimmen.

Literatur

[1] Bewertung einer marktbasierten Flexibilitätsbereitstellung für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz, Kilian Geschermann, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 179, 2017

[2] Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz, Diskussionspapier, BDEW, 2017

[3] Norm DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010

[4] AC Power Flow Sensitivities for Transmission Cost Allocation, Surachai Chaitusaney und Bundhit Eua-Arporn, Chulalongkorn University, Bangkok, 2002