

# Einsatz netzdienlicher Flexibilität zur Vermeidung konventionellen Netzausbau auf Verteilnetzebene

**Kevin Pacco<sup>1(1)</sup>, Alexander Fehler<sup>(1)</sup>, Dennis Schmid<sup>(2)</sup>,  
Christian Rehtanz<sup>(2)</sup>, Albert Moser<sup>(1)</sup>**

<sup>(1)</sup>Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: +492418097885, k.pacco@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de,

<sup>(2)</sup>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 steigende Integration von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie die zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors stellen das Elektrizitätsversorgungssystem vor neue Herausforderungen. In diesem Zusammenhang wird die Einhaltung der thermischen Stromtragfähigkeit der Netzbetriebsmittel sowie die Spannungshaltung auf Verteilnetzebene zunehmend erschwert. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, werden konventionelle Netzausbaumaßnahmen diskutiert. Gleichzeitig rückt die Möglichkeit der Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität durch dezentrale Anlagen zur Vermeidung kapitalintensiver, konventioneller Netzausbaumaßnahmen in den Fokus aktueller Forschungsvorhaben. Vor diesem Hintergrund ergibt sich die Frage, welche Kosteneinsparpotentiale sich durch die netzdienliche Nutzung dezentraler Flexibilitätsoptionen ergeben. Um diese Frage zu beantworten wurde im Rahmen des SINTEG-Schaufensters Designet<sup>1</sup> eine dreistufige Verfahrenskette entwickelt. Hierbei wird ein gesamtwirtschaftliches Marktsimulationsverfahren mit und ohne Berücksichtigung der technischen Restriktionen ausgewählter Verteilnetze für unterschiedliche Netzausbauvarianten angewendet. Auf Basis der Ergebnisse wird anschließend für jede Netzausbauvariante der netzdienliche Flexibilitätseinsatz sowie die damit verbundenen Kosten ermittelt werden. Die exemplarischen Ergebnisse zeigen, dass mit steigenden Erschließungsgraden netzdienlicher Flexibilität der erforderliche Netzausbau signifikant reduziert werden kann. Damit gehen sinkende Netzausbaukosten einher, während die Kosten für die Netzengpassbewirtschaftung ansteigen. Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass die Kombination aus Netzausbau und netzdienlicher Flexibilität zu Kosteneinsparungen gegenüber dem konventionellen Netzausbau führt.

**Keywords:** Gesamtsystem, Verteilnetzebene, Flexibilitätsbewirtschaftung, Netzdienliche Flexibilität, Netzausbau

<sup>1</sup> 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).

## 1 Motivation und zentrale Fragestellung

Aufgrund steigender Integration von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie der Elektrifizierung weiterer Sektoren im Rahmen der Sektorenkopplung 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. Allerdings 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.

## 2 Methodische Vorgangsweise

Im Rahmen des Projektes Designet wird diese Fragestellung für das Jahr 2035 mit dem Fokus auf die Schaufensterregion in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland adressiert [2]. Innerhalb der Schaufensterregion werden ausgewählte Verteilnetzgebiete als Modellregionen detailliert abgebildet. Für diese Modellregionen wird eine Menge unterschiedlicher Netzausbauvarianten in Abhängigkeit der Erschließungsgrade netzdienlicher Flexibilität abgeleitet. Dabei beschreibt der Erschließungsgrad einen prozentualen 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 entsprechen, den die Anlagenbetreiber am Strommarkt durch Bereitstellung marktdienlicher Flexibilität erzielt hätten.

Um den netzdienlichen Beitrag dezentraler Flexibilitätsoptionen für gegebene Netzausbauvarianten simulationsbasiert zu ermitteln, wird die dreistufige Verfahrenskette gemäß [3] angewendet.

- Stufe 1: Marktsimulationsverfahren ohne Berücksichtigung netzseitiger Restriktionen
- Stufe 2: Identifikation von Netzengpässen in Folge des Marktergebnisses aus Stufe 1
- Stufe 3: Marktbezogenes Netzengpassmanagement: 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 durch die Anzahl lokaler Netzengpässe 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 Netzengpassbehebung zu bestimmen.

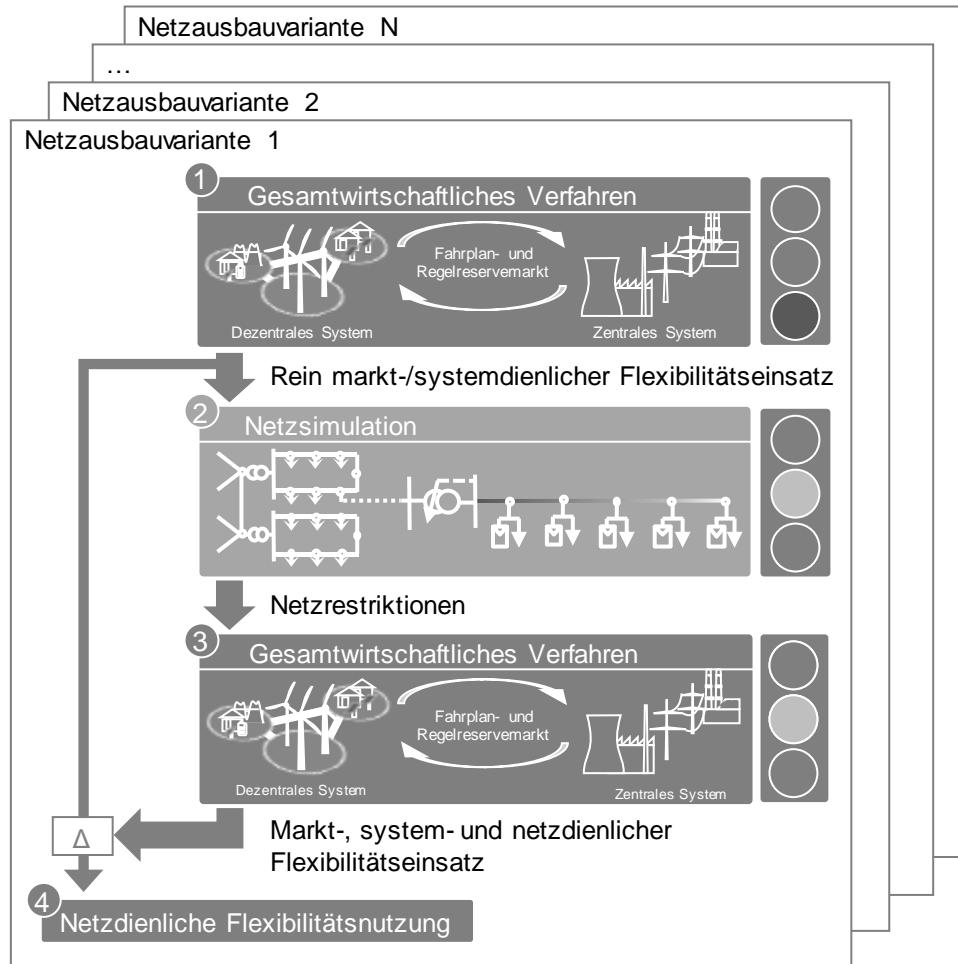


Abbildung 1: Methodisches Vorgehen zur Flexibilitätsbewirtschaftung

## 2.1 Gesamtwirtschaftliche Marktsimulation

Das Ziel der gesamtwirtschaftlichen Marktsimulation ist die gesamtheitliche Modellierung des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland unter Berücksichtigung der darin auftretenden Wechselwirkungen. Das Elektrizitätsversorgungssystem lässt sich dabei in eine zentrale und eine dezentrale Ebene unterteilen: Das zentrale System umfasst den konventionellen Kraftwerks- und Speicherpark, d. h. großtechnische Anlagen mit überwiegendem Anschlusspunkt im Übertragungsnetz. Im Zuge der Energiewende und im Hinblick auf die klimapolitischen Zielsetzungen lässt sich bereits heute eine zunehmende Dezentralisierung des Elektrizitätsversorgungssystems beobachten. In diesem Zusammenhang werden vermehrt dezentrale Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen in Betrieb genommen (Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien, Kraft-Wärme-Kopplung, etc.). Gleichzeitig werden vermehrt neuartige, steuerbare Verbraucher (bspw. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) im Verteilnetz angeschlossen. Durch diese Entwicklung besteht der Bedarf,

die Wechselwirkungen zwischen der zentralen und dezentralen Ebene verfahrensintern zu berücksichtigen. Um diese Wechselwirkungen zu quantifizieren, stellt sich die Frage, wie der Betrieb dezentraler Flexibilitätsoptionen koordiniert werden kann. Hierbei wird im Rahmen des gesamtwirtschaftlichen Verfahrens die Integration neuartiger dezentraler Flexibilitätsoptionen in die bestehenden zentralen Märkte angestrebt (vgl. Abbildung 2). In diesem Zusammenhang wird unterstellt, dass das Flexibilitätspotenzial dezentraler Kleinanlagen durch Aggregatoren gebündelt und an den bestehenden Märkten vermarktet wird.

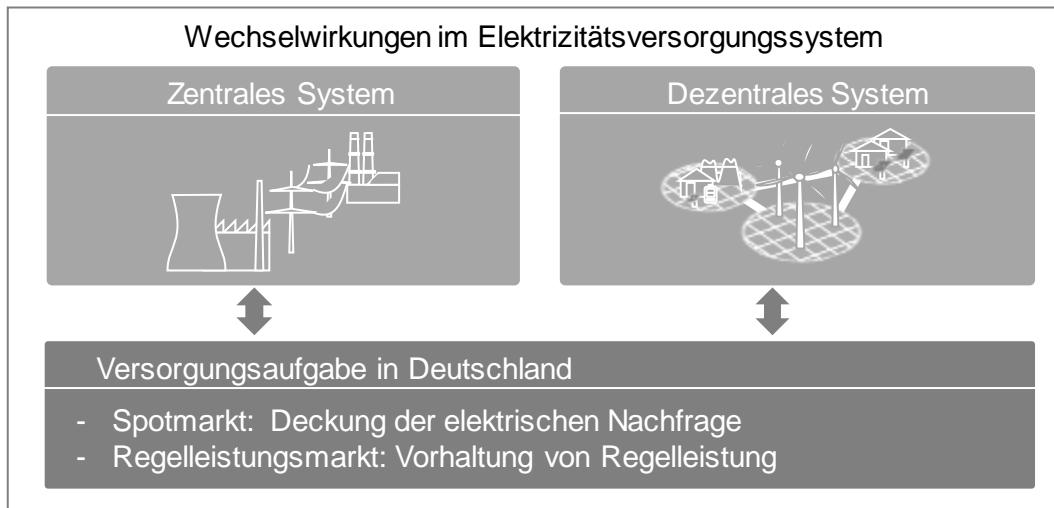


Abbildung 2: Wechselwirkungen im Elektrizitätsversorgungssystem: Gemeinsame Erfüllung der Versorgungsaufgabe

Die Ermittlung der Anlageneinsätze basiert auf einer Gesamtkostenminimierung im Rahmen eines linearen Optimierungsproblems. Hierbei werden für alle modellierten Technologien die arbeitsabhängigen Kosten (insbesondere Brennstoffkosten) herangezogen. Die grundlegenden Randbedingungen der Elektrizitätsversorgung werden durch die Erfüllung der Versorgungsaufgabe beschrieben. In diesem Zusammenhang werden die Anlagen auf zentraler und dezentraler Ebene kostenminimal eingesetzt, bis die Nachfrage nach elektrischer Energie, sowie die Bereitstellung von Regelleistung erfüllt ist. Dabei werden die technischen und betrieblichen Einschränkungen aller zentralen und dezentralen Anlagen eingehalten.

Auf zentraler Ebene werden hierbei thermische Großkraftwerke (z.B. Steinkohlekraftwerke) und hydraulische (Pump-)Speicher unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften abgebildet. Darüber hinaus werden auch grenzüberschreitende Im- und Exporte berücksichtigt, die die Wechselwirkungen mit angrenzenden Gebotszonen abbilden. Auf dezentraler Ebene wird eine Vielzahl von Technologien betrachtet, die sowohl heute vermehrt Einzug in der Verteilnetzebene finden, aber auch in Diskussion für die Zukunft stehen: dezentrale Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, stationäre Batteriespeicher aus dem Haushalts- und Industriebereich, Power-to-Gas-Anlagen, Kraft-Wärme-Kopplungs- und Power-to-Heat-Anlagen sowie Elektrofahrzeuge.

### Räumlicher und zeitlicher Betrachtungsbereich

Der räumliche Betrachtungsbereich umfasst sowohl die zentrale als auch die dezentrale Ebene des Elektrizitätsversorgungssystems. Um die technologische Zusammensetzung im deutschen Elektrizitätsversorgungssystem abzubilden, wird auf zentraler Ebene Deutschland

modelliert. In Abgrenzung dazu liegt der Fokus der dezentralen Ebene auf ausgewählten Modellregionen in den Bundesländern Saarland, Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen. Dezentrale Anlagen außerhalb dieser Modellregionen werden im Verfahren aggregiert betrachtet.

Der zeitliche Betrachtungsbereich für das gesamtwirtschaftliche Verfahren umfasst ein Jahr bei einer stündlichen Auflösung. Dabei wird das Jahr auf Basis eines rollierenden Ansatzes sukzessive durchlaufen, wobei die zeitliche Kopplung beibehalten wird.

### **Dezentrales Netzengpassmanagement**

Im Rahmen der dritten Stufe der dreistufigen Verfahrenskette wird der Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen zur Behebung von Verteilnetzengpässen bestimmt (vgl. Abbildung 1). Das dezentrale Netzengpassmanagement wird hierbei durch das Einbeziehen von Netzrestriktionen in das Optimierungsproblem des gesamtwirtschaftlichen Verfahrens umgesetzt. Die Netzrestriktionen werden in Stufe 2 der dreistufigen Verfahrenskette ermittelt (vgl. Abschnitt 2.2) und beinhalten Informationen über die auftretenden Engpässe sowie die Sensitivitäten einzelner Anlagen auf den Netzengpass. Auf Basis dieser Informationen wird im Rahmen des gesamtwirtschaftlichen Verfahrens entschieden, welche Flexibilitätsoptionen herauf- oder heruntergefahren werden müssen, um den Netzengpass zu beseitigen. Folglich wird das Netzengpassmanagement durch das zielgerichtete Verändern der Arbeitspunkte dezentraler Anlagen umgesetzt.

### **Umgang mit Problemkomplexität**

Das beschriebene Verfahren geht mit einer hohen Problemkomplexität einher. Insbesondere begründet die Betrachtung mehrerer dezentraler Modellregionen eine erhebliche Anzahl an dezentralen Anlagen, für die anlagenscharfe Fahrpläne abgeleitet werden.

Um die Anwendbarkeit des Verfahrens trotz dieser Komplexität zu gewährleisten, werden Maßnahmen zur Komplexitätsreduktion getroffen. Dazu wird der Einsatz dezentraler Einzelanlagen an den zentralen Spotmärkten von der Einhaltung anlagenscharfer Restriktionen getrennt. Dies erfolgt auf Basis eines verfahrensinternen Aggregations- & Disaggregations-Ansatzes. Im ersten Schritt werden dezentrale Anlagen unterschiedlichen Clustern zugeordnet, die sich durch vergleichbare technische Eigenschaften auszeichnen. Anschließend werden die einem Cluster zugeordneten Anlagen zu einer modellendogenen Großanlage aggregiert, deren Flexibilitätspotenzial an den zentralen Spot- und Regelleistungsmärkten eingesetzt wird. Im Ergebnis resultiert ein aggregierter Markteinsatz je Cluster. Da infolge der Aggregation anlagenscharfe Restriktionen nicht im vollen Umfang abgebildet werden können, wird in einem nachfolgenden Schritt eine Disaggregation durchgeführt. Im Rahmen der Disaggregation wird das aggregierte Marktergebnis des Clusters auf die ihm zugeordneten Einzelanlagen aufgeteilt, sodass anlagenscharfe Restriktionen eingehalten werden. Damit werden auch anlagenscharfe Fahrpläne dezentraler Anlagen abgeleitet (vgl. Abbildung 3).

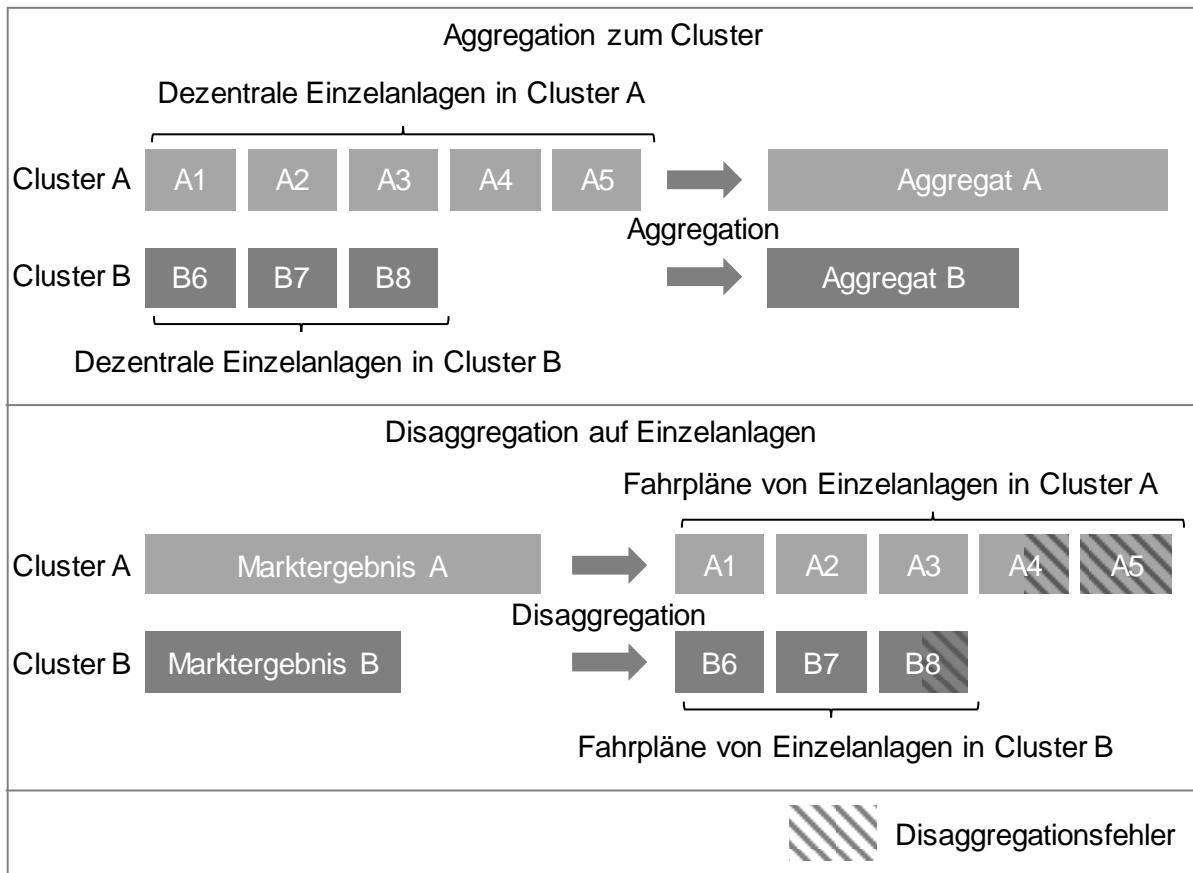


Abbildung 3: Aggregations- & Disaggregations-Ansatz und Disaggregationsfehler

Die Disaggregation eines aggregierten Marktergebnisses auf die zugeordneten Einzelanlagen führt nicht in jedem Fall zu einer zulässigen Lösung. Vielmehr werden anlagenscharfe Restriktionen im aggregierten Cluster nur in vereinfachter, aggregierter Form betrachtet. In Folge dessen kann es im Rahmen der Disaggregation zu einem Disaggregationsfehler kommen, der eine technische Unzulässigkeit des aggregierten Marktergebnisses signalisiert. Folglich muss das Marktergebnis korrigiert werden, um eine Konsistenz zu den anlagenscharfen Restriktionen einzuhalten. Diese Korrektur wird verfahrensintern umgesetzt, indem die Einhaltung anlagenscharfer Restriktionen im Rahmen der Disaggregation erzwungen wird, wobei eine Abweichung vom aggregierten Marktergebnis zugelassen wird. Aus diesem Grund wird die Disaggregation in Form eines unterlagerten Optimierungsproblems implementiert, bei dem die Einhaltung des aggregierten Marktergebnisses zwar angestrebt wird, jedoch die Einhaltung anlagenscharfer Restriktionen eine harte Randbedingung darstellt. Das Ergebnis der Disaggregation ergibt damit technisch zulässige Anlagenfahrpläne sowie ein korrigiertes Marktergebnis, welches sich aus der Summe der Einzelfahrpläne zusammensetzt.

Infolge dieser Korrektur kommt es zu einer bilanziellen Abweichung (bspw. höhere oder niedrigere Einspeisung) im aggregierten Marktergebnis. Um die gesamtsystemische Bilanz trotz dieser energetischen Abweichung aufrechtzuhalten, erfolgt eine Re-Optimierung der Spot- und Regelleistungsmärkte mit dem korrigierten Marktergebnis des betroffenen Clusters. Im Ergebnis resultiert ein iteratives Koordinationsverfahren, welches das bilanzielle Gleichgewicht an den zentralen Märkten aufrecht hält und anlagenscharfe Restriktionen dezentraler Flexibilitätsoptionen berücksichtigt. Der gesamte Verfahrensablauf ist in Abbildung 4 zusammengefasst.

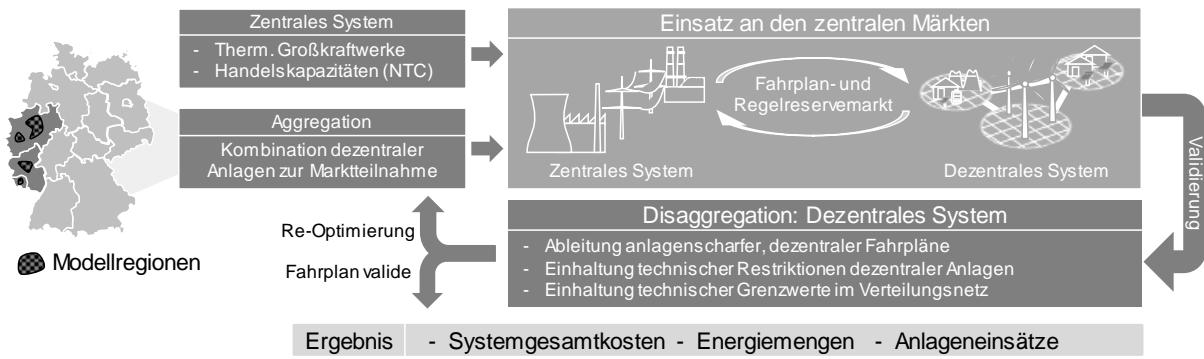


Abbildung 4: Überblick über das gesamtwirtschaftliche Verfahren

## 2.2 Netzsimulation

In Stufe 2 werden Netzrestriktionen für verschiedene Netzausbauvarianten auf Basis der Anlagenfahrpläne der ersten Stufe abgleitet. Um die Netzausbauvarianten abzuleiten, wird eine Methode entwickelt, die eine netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung im Netzausbauprozess berücksichtigt. Eine Übersicht ist in Abbildung 5 gegeben.

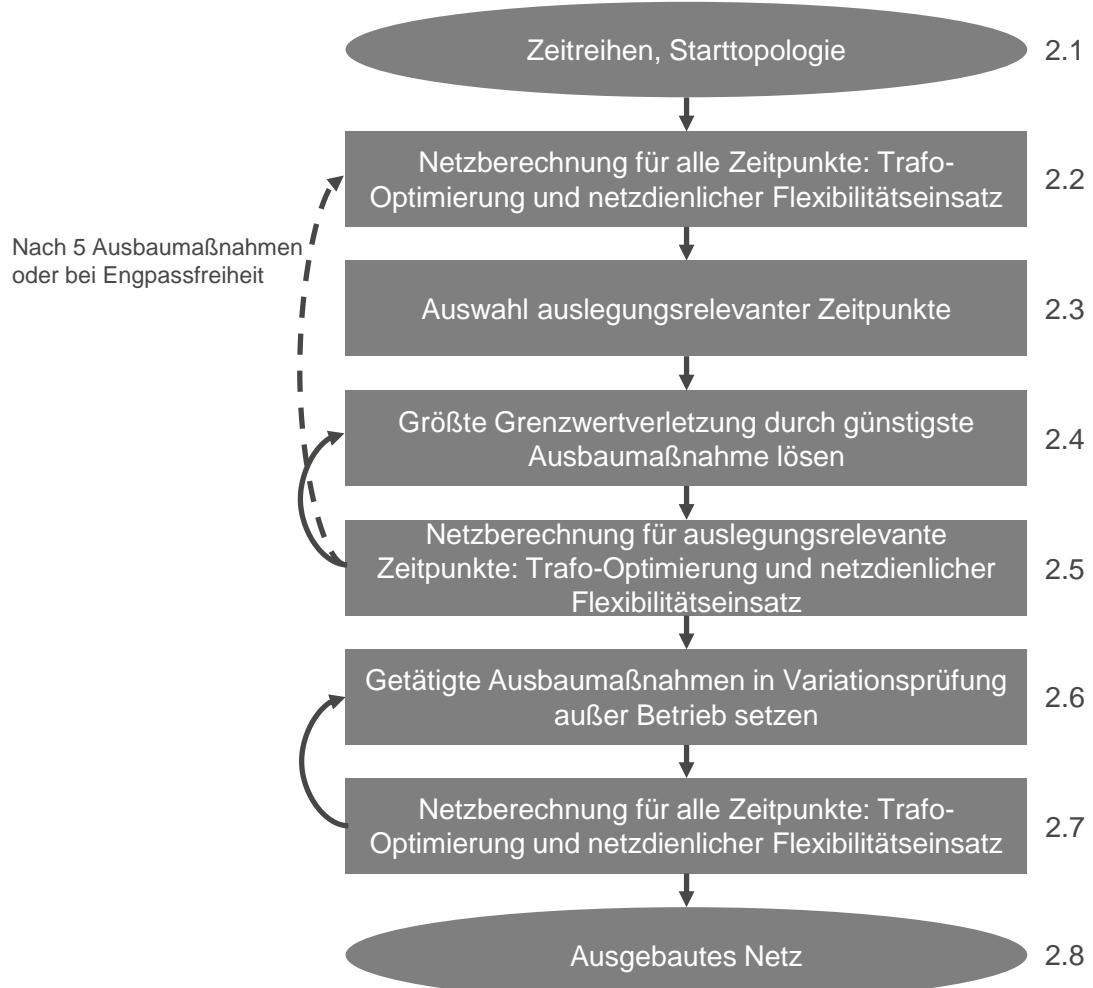


Abbildung 5: Übersicht über die Netzausbaumethode

Als Eingangsdaten der in Abbildung 5 dargestellten Methode dient neben den Wirkleistungsfahrplänen aus der Marktsimulation der ersten Stufe auch die für das Zukunftsszenario zu untersuchende Netztopologie. Das Blindleistungsverhalten der verschiedenen im Netz verorteten Anlagen wird über einen technologiespezifischen Leistungsfaktor  $\cos(\varphi)$  beschrieben. Dieser Ansatz begründet sich darin, dass in der Verfahrenskette vor allem der Einfluss der Flexibilisierung des Wirkleistungsverhaltens untersucht werden soll.

Im ersten Berechnungsschritt der zweiten Phase (Schritt 2.2) wird eine Netzberechnung für alle Zeitpunkte der übermittelten Zeitreihen durchgeführt. Dabei wird für jeden Zeitschritt eine Leistungsflussberechnung durchgeführt und die Stufe von Transformatoren an die Belastungssituation angepasst. Hierbei wird eine vollständige Beobachtbarkeit des jeweiligen Netzes vorausgesetzt. Bei unter Last stufbaren Transformatoren wird die Transformatorstufe für jeden Zeitpunkt so optimiert, dass die Anzahl der Grenzwertverletzungen minimiert wird. Bei Transformatoren, die nicht unter Last stufbar sind, wird dieses Ziel über den gesamten Betrachtungszeitraum von einem Jahr verfolgt. Grenzwertverletzungen kann in der Netzausbausimulation auch mit der Anpassung der übermittelten Wirkleistungsfahrpläne entgegengewirkt werden. Um eine netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung sowohl in der Netzausbausimulation als auch in der nachgelagerten dritten Verfahrensstufe zu berücksichtigen, werden die Sensitivitäten der Marktflexibilitäten auf die vorliegenden Grenzwertverletzungen ermittelt. Dazu wird eine Linearisierung der Leistungsflussgleichungen im Arbeitspunkt vorgenommen. Ausgehend von der Newton-Raphson Leistungsflussberechnung können die Sensitivitäten mit Hilfe der Jacobi-Matrix  $J$  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 [4]:

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

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  $i$  mit Hilfe von Marktflexibilitäten 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 verfügbare Flexibilitätsoptionen netzdienlich eingesetzt. Über einen Faktor kann vorgegeben werden, um wieviel Prozent der Betriebspunkt einer jeden Flexibilitätsoption verändert werden darf. Dieser Faktor dient zur Berücksichtigung der Erschließungsgrade netzdienlicher Flexibilität in der Netzausbausimulation. Wenn für diesen Flexibilitätsfaktor beispielsweise ein Wert von 30 % angenommen wird, darf eine Windenergieanlage die eine Einspeisung von 1000 kW aufweist, auf eine Einspeisung von 700 kW reduziert werden. Ebenso kann dieser Faktor auf flexible Lasten angewendet werden, deren Wirkleistungsbezug entsprechend netzdienlich verringert werden kann. Durch die Definition auf den aktuellen Betriebspunkt einer Anlage soll sichergestellt werden, dass die angenommene Flexibilität auch verfügbar ist. Dadurch, dass in der Netzausbausimulation zu jedem Zeitpunkt die Variation der Leistung vorgenommen werden kann, bestünde ohne Bezug auf den aktuellen Betriebspunkt ansonsten

die Gefahr, die Flexibilität im Netzausbau deutlich zu überschätzen und viele unzulässige Lösungen zu generieren. Beispielsweise könnte andernfalls selbst bei einem geringen Flexibilitätsfaktor ein als Last betriebener Batteriespeicher zum Einspeiser werden. Da dies zu jedem Zeitpunkt geschehen könnte, würde dies zwangsläufig zu einer Restriktionsverletzung des Batteriespeichers führen, da dieser ggf. eine nicht ausreichende Speicherkapazität aufweist. Der erläuterte netzdienliche Flexibilisierungsfaktor stellt die zentrale Größe zur Generierung unterschiedlicher Netzausbauzenarien dar.

In der Netzberechnung wird das Netz im Grundfall simuliert. Somit sind unabhängig von der Spannungsebene keine Netzbetriebsmittel außer Betrieb gesetzt. Die Anforderungen an die Spannungsqualität beim Endkunden werden in der EN 50160 beschrieben [5]. So beträgt die zulässige Abweichung von der Nennspannung beim Endkunden in der Niederspannung maximal  $\pm 10\%$ . Bei einer separaten Betrachtung der einzelnen Netzebenen ist eine Aufteilung des Spannungsbandes notwendig [6]. Durch die Fähigkeit der Hochspannungs-/Mittelspannungs-Transformatoren unter Last die Spannungsstufe zu variieren, wird in den Untersuchungen festgelegt, dass ein Spannungsband von  $\pm 6\text{ kV}$  um die Nennspannung in der Hochspannungsebene zulässig ist. Dadurch können Hochspannungs-/Mittelspannungs-Transformatoren die Spannung auf der Unterspannungsseite derart einstellen, dass in der Mittel- und Niederspannungsebene das vollständige Spannungsband von  $\pm 10\%$  zur Verfügung steht. Dabei wird sowohl in der Mittel- als auch der Niederspannungsebene eine Abweichung von  $\pm 4\%$  ausgehend von der Nennspannung zugelassen. Dies begründet sich darin, dass  $\pm 2\%$  der Spannungsabweichung auf der MS/NS-Umspannesebene angenommen werden. Neben den Anforderungen der EN 50160 werden die Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren) auf thermische Überlastungen überprüft, sodass die Betriebsmittelauslastung von 100 % als Grenzwert definiert wird.

Die festgelegten Grenzwerte stehen im Kontrast zur Anwendung des (n-1)-Kriteriums in der Mittel- und Hochspannungsebene. Unter Berücksichtigung der Ziele, die durch die Generierung der Netzausbauvarianten verfolgt werden, ist die Anwendung des (n-1)-Kriteriums bei der Erzeugung der Netzausbauvarianten allerdings nicht zielführend. Da die Kosten der netzdienlichen Flexibilitätsbewirtschaftung anhand der Netzrestriktionen des Grundfalls simuliert werden und verschiedene Spannungsebenen gemeinsam analysiert werden, muss ein einheitliches Maß zur Beschreibung der Netzausbauvarianten gefunden werden, das für alle Varianten vergleichbar ist. Um diese Vergleichbarkeit sicherzustellen, wird das (n-1)-Kriterium nicht in der Definition der Ausbauvarianten betrachtet.

In Schritt 2.3 wird eine Reduktion der betrachteten Zeitpunkte für die Bestimmung der Ausbaumaßnahmen vorgenommen. Daher werden in diesem Schritt nur auslegungsrelevante Zeitpunkte, die eine Grenzwertverletzung aufweisen, an Schritt 2.4 übergeben. In Schritt 2.4 wird eine Netzausbaumaßnahme zur Auflösung der größten Grenzwertverletzung ausgewählt. Dabei stehen in Abhängigkeit der Spannungsebene folgende Ausbaumaßnahmen zur Verfügung:

- Austausch von Transformatoren
- Hinzufügen paralleler Transformatoren
- Auf trennung von Leitungssträngen zur Behebung von Spannungsgrenzwertverletzungen

- Austausch von Leitungen
- Hinzufügen paralleler Leitungen

Im Anschluss an die mit der gewählten Ausbaumaßnahme verbundene Topologieänderung wird für die auslegungsrelevanten Zeitpunkte erneut eine Netzberechnung inklusive netzdienlichem Flexibilitätseinsatz durchgeführt. Bestehen weiterhin Grenzwertverletzungen, wird eine weitere Ausbaumaßnahme zur Behebung gewählt. Falls jedoch bereits fünf Ausbaumaßnahmen ausgewählt wurden, oder keine Grenzwertverletzungen in den auslegungsrelevanten Zeitpunkten vorliegen, wird erneut eine vollständige Netzberechnung für alle Zeitpunkte durchgeführt. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass alle Netzengpässe gelöst werden. Ebenso wird dadurch sichergestellt, dass Engpässe detektiert werden, die durch eine gewählte Netzausbaumaßnahme verursacht wurden, da dies vor allem in vermaschten Netzen nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden kann.

Nach Durchführung des Schrittes 2.5 steht eine unter Berücksichtigung des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes engpassfreie Netztopologie zur Verfügung. Da auch die Reihenfolge der Netzverstärkungsmaßnahmen von Relevanz ist [7], werden nach Abschluss des Ausbaus alle Maßnahmen in Schritt 2.6 kombinatorisch im Rahmen einer best-first-search rückgängig gemacht und anschließend eine Netzberechnung in Schritt 2.7 durchgeführt. Dadurch können Fälle identifiziert werden, in denen eine Grenzwertverletzung auch durch eine nachfolgende Maßnahme behoben wurde und somit Ausbaumaßnahmen eingespart werden. Nach Abschluss einer vollständigen Variationsprüfung steht die ausgebauten Netztopologie zur Verfügung und kann abschließend monetär bewertet werden.

Um die Netzausbaukosten und die Kosten für die Nutzung der Marktflexibilitäten addieren zu können, müssen die Annuitäten des Netzausbau berechnet werden. Damit auf die Definition regulatorischer als auch steuerlicher Randbedingungen verzichtet werden kann, wird eine vereinfachte Berechnung der Annuitäten vorgenommen. Entsprechend wird nicht zwischen Eigen- und Fremdkapital unterschieden und es wird ein pauschaler Zinssatz von 5 % angesetzt. Die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer orientiert sich an der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) [8].

Um die Verfügbarkeit und die volkswirtschaftlichen Auswirkungen des netzdienlichen Einsatzes der Marktflexibilitäten in der Ausbausimulation zu bestimmen, wird in einem nachgelagerten Schritt der Netzanalyse eine Netzberechnung für alle Zeitpunkte mit dem Ziel der Sensitivitätsbestimmung durchgeführt. Dabei wird der Einfluss der Marktflexibilitäten auf Grenzwertverletzungen als Restriktion ausgedrückt und an die Marktsimulation der dritten Stufe übergeben. Als Grundlage für die Berechnung der Restriktionen dient in diesem Schritt der nicht veränderte Anlageneinsatz der Marktsimulation der ersten Stufe in der zu untersuchenden Netzausbauvariante.

### 3 Ergebnisse

Das in Kapitel 2 beschriebene Verfahren wird für das Untersuchungsjahr 2035 angewendet. Die im Erzeugungssystem angenommenen installierten Anlagenleistungen auf zentraler und dezentraler basieren auf dem Designet-Szenario „Grüne Welt“ [9]. Im Rahmen der Untersuchungen stehen zwei Hochspannungsnetzgruppen, zehn Mittelspannungsnetze und 31 Niederspannungsnetze im Fokus. Insgesamt wird durch diese Netze eine Fläche von

2590 km<sup>2</sup> versorgt. Davon entfallen 855 km<sup>2</sup> auf den ländlichen, 1335 km<sup>2</sup> auf den halbstädtischen und 400 km<sup>2</sup> auf den städtischen Raum.

Um die Wirkung unterschiedlicher Erschließungsgrade netzdienlicher Flexibilität zu bestimmen, wird der Lösungsraum an möglichen Netzausbauvarianten für das beschriebene Szenario abgetastet und die damit einhergehenden annuitäischen Netzausbaukosten sowie die resultierenden Kosten netzdienlicher Flexibilitätsnutzung quantifiziert. Dazu werden unterschiedlich stark ausgebauten Netzausbauvarianten mit Erschließungsgraden zwischen 0 % und 100 % als Untersuchungsgrundlage herangezogen. In Abbildung 6 sind die annuitäischen Netzausbaukosten sowie die Kosten für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung grafisch dargestellt.

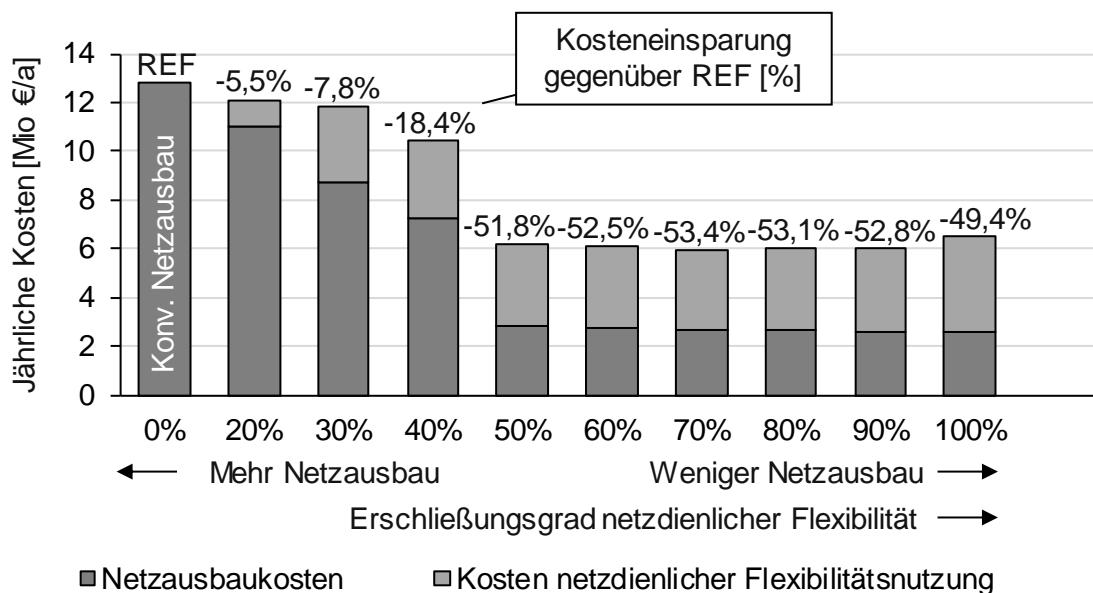


Abbildung 6: Vergleich der Netzausbaukosten und Kosten für netzdienliche Flexibilitätsnutzung (nur Modellregionen)

Es ist zu erkennen, dass die Reduktion der Netzausbaumaßnahmen mit steigenden Kosten durch die netzdienliche Flexibilitätsnutzung einhergeht. Die Reduktion der Netzausbaukosten ist jedoch bis zur 70 %-Variante größer, als die zusätzlichen Kosten durch die netzdienliche Flexibilitätsnutzung, sodass die Summe der Kosten in der 70 %-Variante minimal ist. Die minimalen jährlichen Gesamtkosten betragen dabei 5,97 Mio. €/a. Das umgesetzte Volumen an netzdienlichen Maßnahmen beträgt hierbei in den Modellregionen insgesamt 335,4 GWh/a. Die Gesamtkosten steigen ab der 80 %-Variante wieder an, da die zusätzlichen Kosten aus der netzdienlichen Flexibilitätsbewirtschaftung die Kosteneinsparpotenziale des vermiedenen Netzausbaus überwiegen. Insbesondere ist in der 100 %-Variante ein deutlicher Anstieg der Kosten zu erkennen.

Insgesamt tritt der Nutzen einer netzdienlichen Flexibilitätsbewirtschaftung hinsichtlich der Einsparung von Ausbaumaßnahmen stufenweise auf. Zudem können ab einer gewissen netzdienlichen Einschränkung oftmals mehrere Netzausbaumaßnahmen in einem Netz entfallen, da beispielsweise ein ganzer Leitungsstrang, der ansonsten verstärkt werden muss, entlastet wird. Insbesondere in Netzgebieten, deren Engpässe durch die Vielzahl der marktdienlich eingesetzten flexiblen Anlagen hervorgerufen werden, bietet die netzdienliche Einschränkung entsprechend auch die Möglichkeit viele Ausbaumaßnahmen einzusparen.

Dementgegen ist ersichtlich, dass auch eine umfangreiche netzdienliche Flexibilitätsnutzung den Netzausbau nicht vollständig vermeiden kann.

## 4 Zusammenfassung

Durch die vermehrte Belastung der Netzinfrastruktur auf der Verteilnetzebene werden konventionelle Netzausbaumaßnahmen zur Behebung auftretender Netzengpässe in Betracht gezogen. Neben den Netzausbaumaßnahmen können ebenfalls dezentrale Flexibilitätsoptionen netzdienlich zur Behebung von Netzengpässen auf der Verteilnetzebene eingesetzt werden. Vor diesem Hintergrund ergibt sich die Frage, welche Kosteneinsparpotentiale sich durch die netzdienliche Nutzung dezentraler Flexibilitätsoptionen ergeben.

Um diese Frage zu beantworten, wurde im Rahmen des SINTEG-Schaufensters Designetzung eine dreistufige Verfahrenskette entwickelt. Hierbei wird ein gesamtwirtschaftliches Marktsimulationsverfahren mit und ohne Berücksichtigung der technischen Restriktionen ausgewählter Verteilnetze für unterschiedliche Netzausbauvarianten angewendet. Auf Basis der Ergebnisse wird anschließend für jede Netzausbauvariante der netzdienliche Flexibilitätseinsatz sowie die damit verbundenen Kosten ermittelt werden.

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass mit steigenden Erschließungsgraden netzdienlicher Flexibilität der erforderliche Netzausbau signifikant reduziert werden kann. Damit gehen sinkende Netzausbaukosten einher, während die Kosten für die Netzengpassbewirtschaftung ansteigen. Hierbei wurde gezeigt, dass die Kombination von reduziertem Netzausbau und der Nutzung netzdienlicher Flexibilität zu Kosteneinsparungen gegenüber dem konventionellen Netzausbau führt. Insgesamt stellt die Netzausbauvariante mit einem Erschließungsgrad netzdienlicher Flexibilität von 70 % als kostenoptimal heraus. Die jährlichen Gesamtkosten aus den annuitätschen Netzausbaukosten und den Kosten netzdienlicher Flexibilität betragen dabei 5,97 Mio. €/a.

## Literatur

- [1] Kilian Geschermann, „Bewertung einer marktbasierteren Flexibilitätsbereitstellung für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz“, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 179, 2017
- [2] E.ON SE, „SINTEG-Schaufenster DESIGNETZ - Gemeinsamer Sachbericht“, 30.06.2021
- [3] Alexander Fehler, Denis vom Stein, Dennis Schmid, Albert Moser, Christian Rehtanz, „Dezentrale Flexibilitätsbewirtschaftung – markt-, netz- und systemdienlicher Einsatz“, 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU WIEN, 2019
- [4] Surachai Chaitusaney and Bundhit Eua-Arporn, "AC power flow sensitivities for transmission cost allocation", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2002, pp. 858-863 vol.2, doi: 10.1109/TDC.2002.1177588.
- [5] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE; DIN Deutsches Institut für Normung e. V. (Hrsg.), „DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“, Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010 + A1:2015 + A2:2019 + A3:2019
- [6] ef.Ruhr GmbH (Hrsg.), „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg“, Dortmund, 2017

- [7] Christian Wagner, Chris Kittl, Stefan Kippelt and Christian Rehtanz, "A Heuristic Process for an Automated Evaluation of Distribution Grid Expansion Planning Approaches," *International ETG Congress 2017*, 2017, pp. 1-6.
- [8] Anlage 1 - Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) V. v. 25.07.2005 BGBI. I S. 2225; zuletzt geändert durch Artikel 2 V. v. 27.07.2021 BGBI. I S. 3229; Geltung ab 29.07.2005; FNA: 752-6-3 Elektrizität und Gas
- [9] Denis vom Stein, Jens D. Sprey, Fabian Erlemeyer, Simon Ohrem, Christian Rehtanz, Albert Moser, „Designtz: Erster Baustein – Szenarien für 2035“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 68. Jg. (2018), Heft 11