

# Auswirkungen unterschiedlicher Einspeisemanagementkonzepte auf den Netzausbaubedarf in der Verteilnetzebene

**Jan Kellermann, Patrick Larscheid, Albert Moser**

IAEW, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen,  
Schinkelstraße 6, D-52056 Aachen, Tel: +49 0241/80-96718,  
km@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

**Kurzfassung:** Die Umstellung des elektrischen Energiesystems in Deutschland auf Erneuerbare Energien (EE) führt zu grundlegend veränderten Anforderungen an die Planung und den Betrieb elektrischer Verteilnetze. Als optionale Strategien zur Gewährleistung eines zuverlässigen Netzbetriebs bei einer fortschreitenden EE-Integration existieren neben einem konventionellen Ausbau der Verteilnetze alternative Maßnahmen wie die gezielte Reduktion der Wirkleistungseinspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) in Situationen mit einer kritischen Netzauslastung bedingt durch eine hohe EE-Einspeisung.

In diesem Beitrag wird eine Methodik vorgestellt, um den Netzausbaubedarf in strukturell unterschiedlichen Verteilnetzregionen der Mittel- und Niederspannungsebene bei Umsetzung verschiedener Einspeisemanagementkonzepte quantifizieren und bewerten zu können. Mit der entwickelten Methodik ist es möglich, die Wechselwirkungen zwischen Netzausbau und der verbleibenden abzuregelnden Energiemenge für unterschiedliche Einspeisemanagementkonzept zu quantifizieren.

Die Ergebnisse zeigen zum einen den Einfluss unterschiedlicher Abregelungskonzepte auf den Netzausbaubedarf innerhalb eines Verteilnetzes. Zum anderen zeigt sich, dass das ermittelte Potenzial zur Verringerung des Netzausbaus auch dem Einfluss regionaler und struktureller Unterschiede zwischen untersuchten Verteilnetzen wie der dezentralen Erzeugungsstruktur im Netz unterliegt.

**Keywords:** Erneuerbare Energien, Einspeisemanagement, Verteilnetz, Netzausbau

## 1 Motivation

Zur Gewährleistung eines zuverlässigen Netzbetriebs bei einer fortschreitenden EE-Integration bietet die Reduktion der Wirkleistungseinspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen in Situationen mit kritischer Netzauslastung bedingt durch eine hohe EE-Einspeisung eine Alternative zum konventionellen Netzausbau. Für die betriebliche Umsetzung eines Einspeisemanagements sind dabei verschiedene Strategien denkbar. Um die abgeregelte Energiemenge möglichst gering zu halten, sollten nur in kritischen Situationen DEA mit einer signifikanten Wirkung auf Netzengpässe abgeregelt werden. Dieses Vorgehen ist jedoch nur mit einem hohen Aufwand an Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) umsetzbar. Daher werden auch alternative Konzepte diskutiert, in denen ein Teil der DEA nicht oder nur vereinfacht in Form einer pauschalen Abregelung ohne IKT Anbindung an einem Einspeisemanagement beteiligt wird.

Bereits veröffentlichte Untersuchungen [1],[2] weisen das grundsätzliche Potenzial aus, den Ausbaubedarf in Verteilnetzen bei weiterer Zunahme der installierten EE-Leistung durch Einspeisemanagement zu reduzieren. Die konkrete technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit stand nicht im Fokus dieser Untersuchungen. In diesem Beitrag wird daher eine Methodik vorgestellt, um den Ausbaubedarf in strukturell unterschiedlichen Verteilnetzregionen bei Umsetzung verschiedener Einspeisemanagementkonzepte quantifizieren und bewerten zu können.

## 2 Methodisches Vorgehen

Das Ziel der vorgestellten Methodik ist die spannungsebenenübergreifende Quantifizierung des Netzausbaubedarfs in Mittel- und Niederspannungsnetzen bei Anwendung unterschiedlicher Einspeisemanagementkonzepte. Eine Übersicht der im Folgenden vorgestellten Modelle und Verfahren findet sich in Abbildung 1.

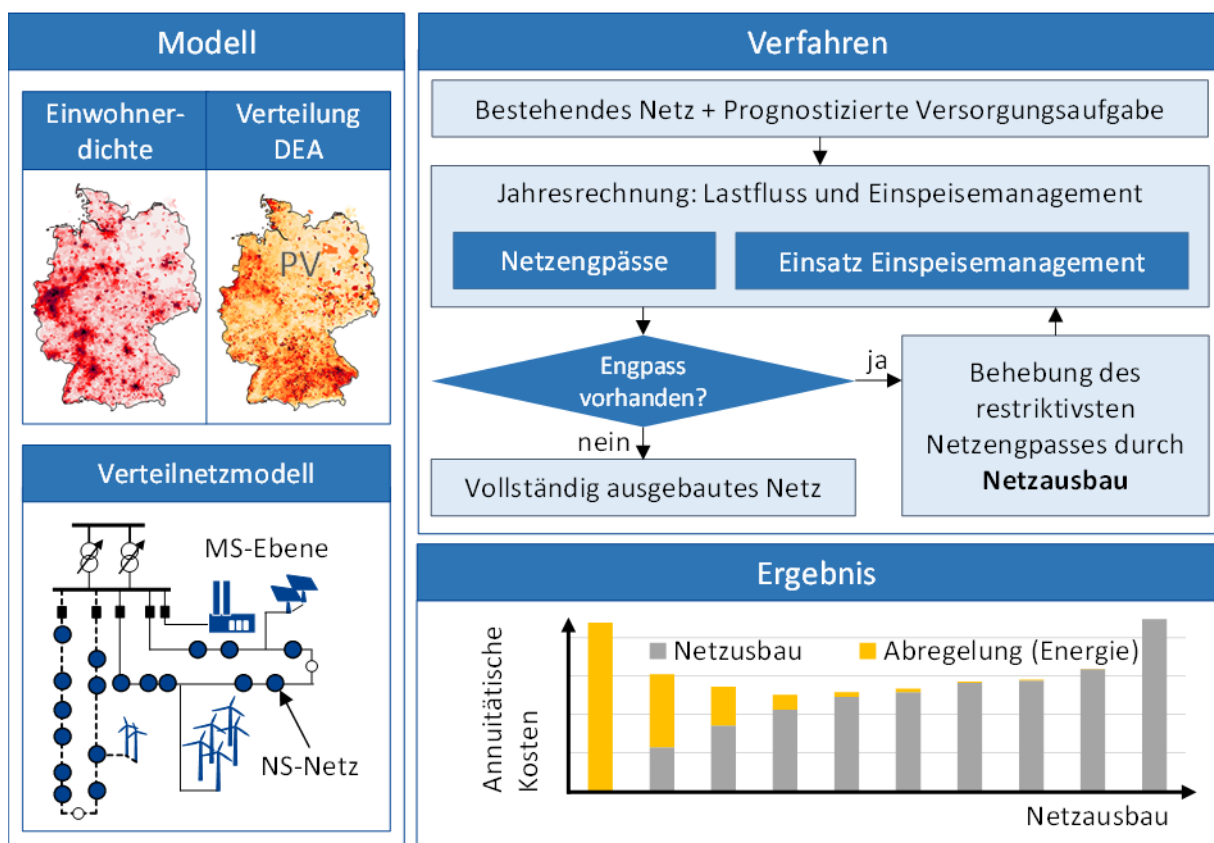


Abbildung 1: Übersicht des methodischen Vorgehens

Für die Modellierung der Verteilnetze wird ein stochastisches Modell eingesetzt, mit dessen Hilfe typische Mittel- und Niederspannungsnetze in Form radialer Netzstrukturen abgebildet werden können [2]. Die Modellierung des EE-Anlagenbestandes in den generierten Netzstrukturen erfolgt auf Basis des EEG-Anlagenregisters [3]. Eine Abschätzung der Haushaltslasten und Gewerbekunden je Region erfolgt anhand der lokalen Einwohnerdichte. Unter Verwendung von stündlichen Zeitreihen für alle Lasten und Einspeisungen ist somit eine spannungsebenenübergreifende Simulation der Betriebsmittelauslastungen und Spannungen in regional unterschiedlichen Verteilnetzstrukturen möglich.

Im Rahmen der Netzberechnungen werden unterschiedliche Einspeisemanagementkonzepte implementiert, die entweder eine selektive Abregelung aller Anlagen oder eine pauschale, von der Netzsituation unabhängige Abregelung aller bzw. ausgewählter Anlagen abbilden. Durch die Simulation eines Jahres in stündlichem Zeitraster werden bestehende Netzengpässe und die durch das zu untersuchende Einspeisemanagementkonzept abgeregelten Energiemenge bestimmt. In einem iterativen Prozess wird ein Netzausbau kritischer Netzelemente durch eine heuristische Parallelverstärkung simuliert. Durch die wiederholte Durchführung der Netzberechnungen können schrittweise die Wechselwirkungen zwischen Netzausbau und unterschiedlichen Einspeisemanagementkonzepten untersucht werden.

## 2.1 Modellierung der Mittel- und Niederspannungsebene

Für die Analyse der Auswirkungen eines Einspeisemanagements ist eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung der Verteilnetze sowie der Versorgungsaufgaben durchzuführen. Da in der Regel weder Netzstruktur noch technische Parameter für den Großteil an Verteilnetzen öffentlich verfügbar sind, wird für die Modellierung der Mittel- und Niederspannungsnetze ein am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) entwickeltes stochastisches Modell eingesetzt [2].

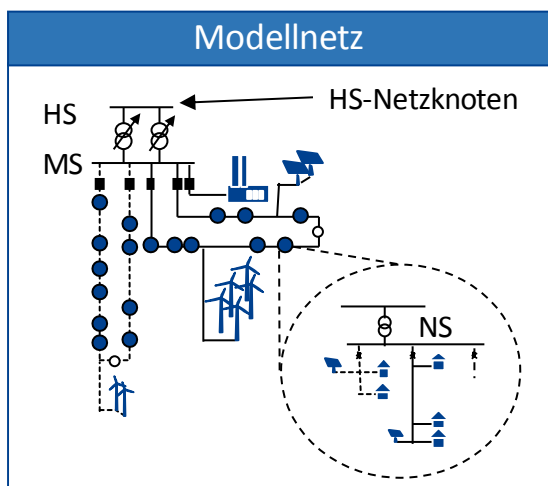


Abbildung 2: Systemischer Betrachtungsbereich

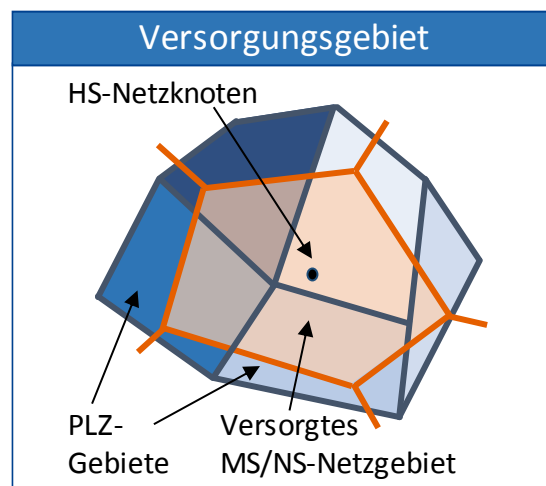


Abbildung 3: Versorgungsgebiet

Niederspannungsnetze in Deutschland sind hauptsächlich als Strahlennetze, Mittelspannungsnetze vor allem als offen betriebene Ringnetze aufgebaut [4]. Daher erfolgt eine vereinfachte Abbildung der Mittel- und Niederspannungsnetze in dem verwendeten Modell über radiale Netzstrukturen. Abweichungen von dieser Struktur wie vereinzelt auftretende Vermaschungen werden dabei vernachlässigt. Der gesamte systemische Betrachtungsbereich ist in Abbildung 2 dargestellt.

Die Datenbasis des gewählten Ansatzes bilden reale Netzcharakteristika, welche aufgrund der gesetzlichen Veröffentlichungspflichten (Stromnetzzugangsverordnung) für Netzbetreiber in Deutschland zugänglich sind. Mit ihrer Hilfe werden Verteilungsfunktionen relevanter Netzstrukturparameter wie der Anzahl Stationen je Abgang oder der Leitungslänge zwischen zwei Stationen für einzelne Regionen individuell in Abhängigkeit der regionalen Einwohnerdichte abgeleitet. Über Zufallsziehungen aus diesen Verteilungsfunktionen werden Zufallsvariablen

wie beispielsweise die Leitungslänge zwischen zwei Entnahmestellen realisiert und die Netzstruktur eines Mittelspannungsnetzes sowie aller unterlagerten Niederspannungsnetze erstellt. Durch die Anwendung dieses Ansatzes können für unterschiedliche Versorgungsgebiete realitätsnahe und für die jeweilige Region charakteristische Modellnetzstrukturen stochastisch erstellt werden.

## 2.2 Versorgungsaufgabe in der Mittel- und Niederspannungsebene

Sowohl die Verbrauchs- als auch die Erzeugungsstruktur in der Verteilnetzebene unterscheiden sich deutlich innerhalb Deutschlands. Regionale Zusammenhänge ergeben sich insbesondere zwischen der Einwohnerdichte und dem Verbrauch sowie zwischen der geografischen Lage eines Versorgungsgebietes mit Anzahl und Art der installierten EE-Anlagen.

Abbildung 4 zeigt eine Auswertung der installierten EE-Leistung aggregiert nach einstelligen Postleitzahl (PLZ) Regionen in Deutschland. Es ist ersichtlich, dass der Anteil von Photovoltaikanlagen (PVA) im Süden Deutschlands aufgrund des größeren Primärenergiedargebots höher ist. In nördlichen Regionen überwiegt die installierte Leistung aus Windenergieanlagen (WEA). Auch zeigen sich Unterschiede in der Netzebene des Anlagenanschlusses. Während im Norden ein Großteil der installierten Leistung aus WEA in der Mittel- oder sogar Hochspannungsebene angeschlossen ist, überwiegt im Süden die in der NS- und MS-Ebene angeschlossene Leistung aus PVA.

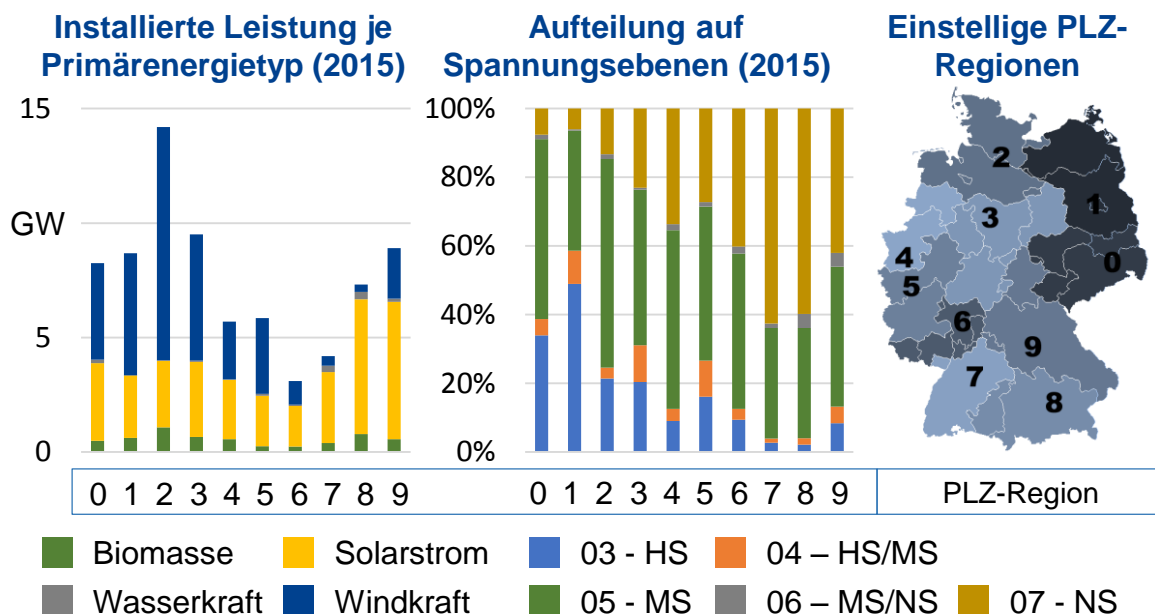


Abbildung 4: Regionale Unterschiede der installierten EE-Leistung

Um für einzelne Mittel- und Niederspannungsnetzgebiete eine regionsspezifische Versorgungsaufgabe zu modellieren, erfolgt eine Abschätzung der geografischen Grenzen des Versorgungsgebiets anhand öffentlich verfügbarer Daten des OpenStreetMap-Projektes [5]. Die zur Verfügung gestellten Daten enthalten unter anderem die Koordinaten der Hochspannungsumspannwerke in Deutschland. Mittels einer Voronoi-Zerlegung wird jedem dieser Umspannwerke eine Fläche zugeordnet, die als Abschätzung für das geografische Gebiet dient, welches durch das unterlagerte Mittelspannungsnetz versorgt wird [6]. Ein exemplarisches Versorgungsgebiet wird in Abbildung 3 exemplarisch und nicht maßstabsgerecht

dargestellt. Die für dieses Gebiet resultierende Versorgungsaufgabe ergibt sich anteilig an der relativen Flächenübereinstimmung des Versorgungsgebiets mit einzelnen PLZ-Gebieten [7]. Insbesondere wird durch die Schnittflächenbildung die Heterogenität hinsichtlich der Einwohnerdichte innerhalb des Versorgungsgebietes eines Mittelspannungsnetzes berücksichtigt. Die Datenbasis für die Bestimmung der heutigen Versorgungsaufgabe je PLZ-Gebiet basiert für dezentrale Erzeugungsanlagen auf dem EEG-Anlagenregister, welches erlaubt, für jedes PLZ-Gebiet die installierte Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen je Spannungsebene zu bestimmen. Eine Abschätzung der Haushaltslasten sowie Gewerbe- und Industriekunden je PLZ-Gebiet erfolgt anhand der lokalen Einwohnerdichte. Für die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen und Verbraucher innerhalb eines PLZ-Gebiets wird dabei eine homogene Verteilung über die gesamte Fläche zugrunde gelegt. Die für zukünftige Szenarien erforderliche Erhöhung der installierten Leistung in den Modellnetzen erfolgt über ein iteratives Hinzufügen neuer EE-Anlagen [2].

### **2.3 Abbildung des zeitlichen Verlaufs von Lasten und Einspeisungen**

Um die im Rahmen eines Einspeisemanagements abgeregelte Energiemenge im Jahresverlauf abzuschätzen reicht es nicht aus, wie in der Netzplanung bisher üblich, nur wenige kritische Netznutzungsfälle zu untersuchen. Aus diesem Grund werden Lasten und Einspeisungen in Form von Zeitreihen in stündlichem Raster für ein Jahr abgebildet. Die Modellierung von Zeitreihen der Verbraucher und EE-Anlagen erfolgt dabei über bestehende Verfahren, welche stochastische Zusammenhänge des Last- bzw. Einspeiseverhaltens abbilden. Das Ergebnis dieser Verfahren sind synthetische Zeitreihen in stundenscharfer Auflösung.

Die Erstellung stundenscharfer EE-Einspeisezeitreihen erfolgt mit einem fundamentalen Ansatz. Hierbei wird auf eine Vielzahl gemessener Einspeisezeitreihen zurückgegriffen um über eine probabilistische Abbildung für die Windenergie- und PV-Anlagen jeweils eine Vielzahl Einspeisezeitreihen generiert [2]. Die Modellierung des Einsatzes von Biomasse- und Laufwasseranlagen erfolgt unter der Annahme, dass jederzeit die volle installierte Leistung eingespeist wird.

Bei einer geringen Zahl angeschlossener Kunden wie sie in einem Niederspannungsabgang vorliegt, reichen Standardlastprofile nicht aus, um Extremfälle der Netznutzung geeignet abzubilden. Aus diesem Grund wird für Haushaltskunden ein aus öffentlich verfügbaren Daten parametrisiertes, synthetisches Lastmodell [8],[9] zur Erzeugung von Zeitreihen verwendet, welches bereits in unterschiedlichen Untersuchungen eingesetzt wurde [2]. Die Erstellung der Lastgänge von Industrie- und Gewerbekunden erfolgt unter Verwendung historischer Messzeitreihen.

### **2.4 Abbildung von Einspeisemanagementmaßnahmen**

Um einen zuverlässigen Netzbetrieb bei fortschreitendem Zubau von EE-Anlagen sicherzustellen, wird die Reduktion der Wirkleistungseinspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen in Situationen mit kritischer Netzauslastung diskutiert. Für die Umsetzung dieses Einspeisemanagements sind verschiedene Strategien denkbar. Zum einen sollte die abgeregelte Energiemenge möglichst gering gehalten und somit nur ausgewählte DEA in kritischen Situationen abgeregelt werden. Zum anderen müssen auch die entstehenden Kosten für benötigte

IKT-Komponenten bedacht werden. Daher werden auch alternative Konzepte diskutiert, in denen ein Teil der DEA nicht oder nur vereinfacht in Form einer pauschalen Abregelung ohne IKT-Anbindung an einem Einspeisemanagement beteiligt wird.

Im Folgenden werden zuerst die technischen Randbedingungen, die zum Einsatz von Einspeisemanagement führen, erläutert. Im Anschluss erfolgt die Vorstellung zweier möglicher Einspeisemanagementkonzepte, zum einen eine selektive und vergleichmäßigte Abregelung und zum anderen eine pauschale Abregelung aller Anlagen.

#### **2.4.1 Technische Randbedingungen in der Mittel- und Niederspannungsebene**

Sowohl die maximale Strombelastbarkeit der Netzbetriebsmittel als auch die quasistationäre Spannungshaltung begrenzen die maximal anschließbare Leistung der Verbraucher und Erzeuger innerhalb eines Verteilnetzes.

Die Betriebstemperatur von Freileitungen, Kabeln oder Transformatoren ist durch die auftretenden Verluste unter anderem vom Stromfluss über das jeweilige Betriebsmittel abhängig. Aus den maximal zulässigen thermischen Belastungen lassen sich somit thermisch bedingte Grenzströme ableiten. Kurzzeitige Überschreitungen des Grenzstromes können aufgrund verzögerter Temperaturanstiege durch die thermische Trägheit der Betriebsmittel zwar toleriert werden, werden im Folgenden jedoch nicht betrachtet.

Die Spannung in Verteilnetzen muss entsprechend der Norm EN 50160 [10] im ungestörten Betrieb beim Endkunden innerhalb der Grenzen von  $\pm 10\%$  der NS-Nennspannung bzw. der vereinbarten MS-Versorgungsspannung liegen. Um im Rahmen der Netzplanung einen gewissen Sicherheitsabstand zur Einhaltung der Spannungsbänder zu gewährleisten, werden im Folgenden  $9\%$  als maximale Spannungsabweichung bezogen auf die Nennspannung beim Endkunden akzeptiert.

#### **2.4.2 Selektives und vergleichmäßigtetes Einspeisemanagement**

Bei Anwendung eines selektiven Einspeisemanagements werden aufgrund von Sensitivitäten, welche die Auswirkungen einer Leistungsreduktion einer Anlage auf die Knotenspannungen und Leitungsauslastungen im Netz beschreiben, nur gezielt einzelne Anlagen in Abhängigkeit des Netzzustandes abgeregelt [2]. Eine reine Auswahl der abzuregelnden Anlagen nach diesem Konzept führt jedoch dazu, dass einzelne Anlagen im Netz, welche den größten Einfluss auf eine Grenzwertverletzung haben, in ihrer Einspeisung stark eingeschränkt werden. Anlagen, die einen geringfügig kleineren Einfluss haben, werden jedoch kaum an der Abregelung beteiligt. Aus diesem Grund wird bei dem in dieser Arbeit angewendeten vergleichmäßigten Ansatz zusätzlich eine zeitliche Kopplung der Anlagenabregelung durchgeführt, indem jeder Anlage in Abhängigkeit der an ihr bereits abgeregelter Energiemenge ein Strafterm zugewiesen wird. Dies entspricht dem Ziel einer möglichst gleichmäßigen Verteilung der abgeregelter Energiemenge auf unterschiedliche Anlagen mit ähnlicher Wirkung auf bestehende Engpässe. Abhängig von der Parametrierung des Strafterms werden dabei auch Anlagen mit deutlich geringerer Sensitivität auf Grenzwertverletzungen angesteuert falls Anlagen mit hoher Sensitivität bereits oft herangezogen wurden. Die Bestimmung der erforderlichen Abregelung erfolgt je Zeitschritt unter Berücksichtigung der maximal möglichen Abregelung je Anlage in Abhängigkeit der Sensitivitäten und Strafterme [2].

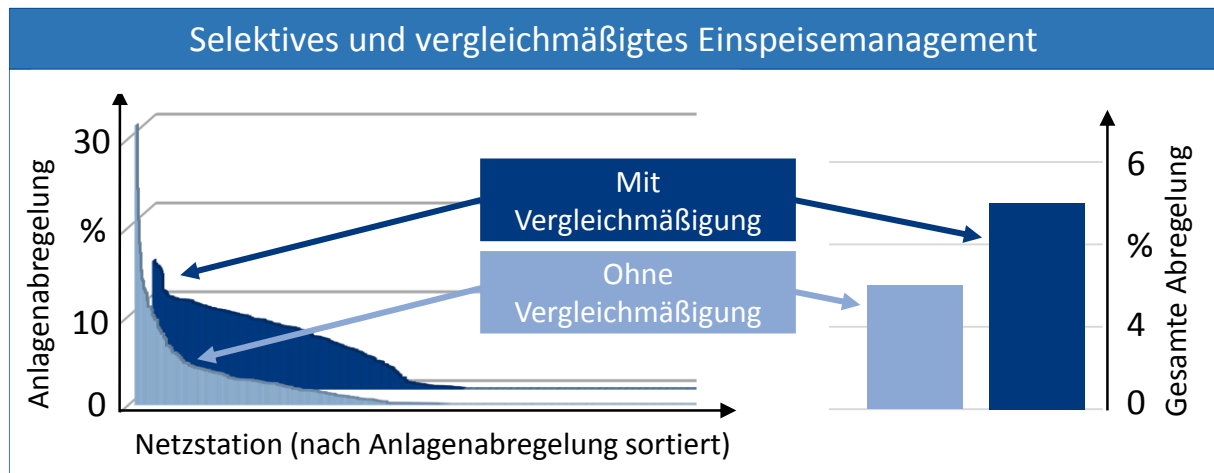


Abbildung 5: Selektives und gleichmäßiges Einspeisemanagement

### 2.4.3 Pauschales Einspeisemanagement

Bei einem pauschalen Einspeisemanagementkonzept wird für jede Anlage eine maximal erlaubte Einspeiseleistung bezogen auf die Anlagennennleistung vorgegeben (Kappungsgrenze). Somit ist dieses Konzept im Vergleich zu einem selektiven Einspeisemanagement betrieblich einfacher umzusetzen, da keine IKT-Anbindung einzelner Anlagen notwendig ist und die Abregelung unabhängig vom Netzzustand erfolgt. Dies hat jedoch zur Folge, dass Anlagen auch dann abgeregelt werden, wenn es technisch nicht erforderlich ist und somit hohe abgeregelt Energiemengen resultieren. Um eine maximale energetische Anlagenabregelung nicht zu überschreiten, werden die Kappungsgrenzen je Primärenergietyp auf Basis der vorliegenden Zeitreihen so bestimmt, dass im Jahresverlauf bei keiner Anlage ein vorzugebender prozentualer Wert der Jahresenergiemenge bei der Abregelung überschritten wird.

Einschränkungen der pauschalen Abregelung auf einzelne Erzeugungstechnologien oder Anlagen ab einer bestimmten Nennleistung sind denkbar, werden aber im Folgenden nicht weiter untersucht.

## 2.5 Abbildung des Netzausbaus

Die Ermittlung des durch einen Anstieg der installierten Erzeugungsleistung bedingten Netzausbaus in den untersuchten Netzstrukturen wird durch einen Parallelzubau zu bestehenden Netzbetriebsmitteln heuristisch abgebildet. Die Netzausbaumaßnahmen, die im Rahmen des simulierten Parallelzubaues Berücksichtigung finden, sind zum einen der Zubau neuer Kabel in der Nieder- und Mittelspannungsebene sowie der Austausch- oder Neubau von Ortsnetztransformatoren. Bei Überschreitung der bestehenden HS/MS-Transformatorkapazität wird auch der Zubau eines weiteren HS/MS-Transformators abgebildet.

Die heuristische Auswahl der durchzuführenden Ausbaumaßnahmen bei Unterstellung eines selektiven Einspeisemanagementkonzeptes zielt darauf ab, schrittweise die maximal auftretende, prozentuale Anlagenabregelung zu reduzieren. Dementsprechend werden abhängig von den im Rahmen der Netzberechnung ermittelten abgeregelt Energiemengen je Anlage diejenigen Netzbereiche bevorzugt verstärkt, in denen die Anlagen mit der höchsten prozentualen Abregelung lokalisiert sind. Bei Unterstellung eines pauschalen Einspeise-

managements hingegen werden alle verbleibenden Verletzungen der technischen Randbedingungen durch Netzausbau behoben, da eine konstante prozentuale Abregelung je Anlage unterstellt wird. Die Methodik zur Abbildung des Netzausbaus bei Anwendung eines selektiven Einspeisemanagements ist in Abbildung 6 dargestellt.

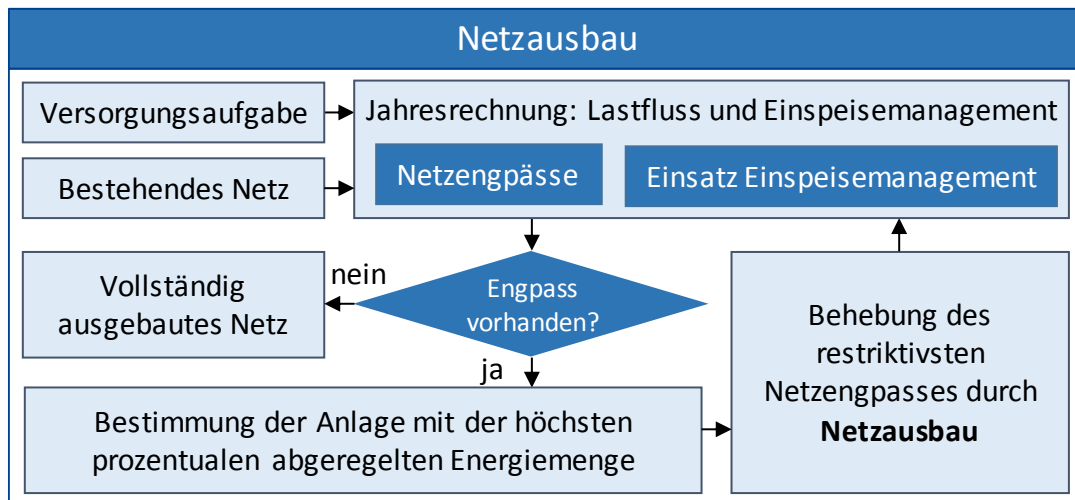


Abbildung 6: Heuristik zur Bestimmung des Netzausbaus

Die in Abbildung 6 dargestellte Behebung des restriktivsten Engpasses erfolgt basierend auf den Ergebnissen der stündlichen Netzberechnungen für ein Jahr, aus deren Ergebnissen alle kritischen Spannungen und Ströme sowie die individuelle jährliche Anlagenabregelung zur Verfügung steht. Sind strombedingte Überlastungen auf Leitungen oder Transformatoren der primäre Grund für die Anlagenabregelung, so werden die entsprechenden Netzelemente durch einen Parallelzubau verstärkt. Da bei einer Abregelung aufgrund von Spannungsproblemen in der Regel mehrere Ausbaualternativen existieren, um diese zu beheben erfolgt hier eine Auswahl basierend auf Ort und Häufigkeit der auftretenden Grenzwertverletzungen. Treten Spannungsbandverletzungen verstärkt an einem Netzknoten im Mittelspannungsnetz auf, so wird der entsprechende Mittelspannungsabgang verstärkt. Treten die Grenzwertverletzungen in der Niederspannungsebene auf, kann entweder im entsprechenden NS-Abgang oder im überlagerten MS-Abgang ein Ausbau erfolgen. Ein Ausbau in der MS-Ebene wird in der Heuristik bevorzugt, wenn auch in den benachbarten NS-Netzen im gleichen Abgang spannungsbedingte Grenzwertverletzungen in der Jahresrechnung aufgetreten sind. Dadurch, dass je Iteration des Netzausbaus die individuelle Abregelung je Anlage ermittelt wird, kann nach jeder Iteration bestimmt werden, ob eine vorgegebene maximale Energiemenge je Anlage durch das Einspeisemanagementkonzept überschritten wird.

### 3 Ergebnisse

#### 3.1 Untersuchungsprogramm

Die exemplarischen Untersuchungen werden auf Basis von zwei Netzgebieten mit unterschiedlicher Last und Erzeugungsstruktur durchgeführt. Die generierten Modellnetzstrukturen sind dabei vor Netzausbau so ausgelegt, dass alle Verbraucher ohne installierte EE-Anlagen ohne Verletzung von Randbedingungen versorgt werden können. Charakteristische Größen der Netzgebiete sowie die angenommene Erzeugungsstruktur sind in Abbildung 7 dargestellt.



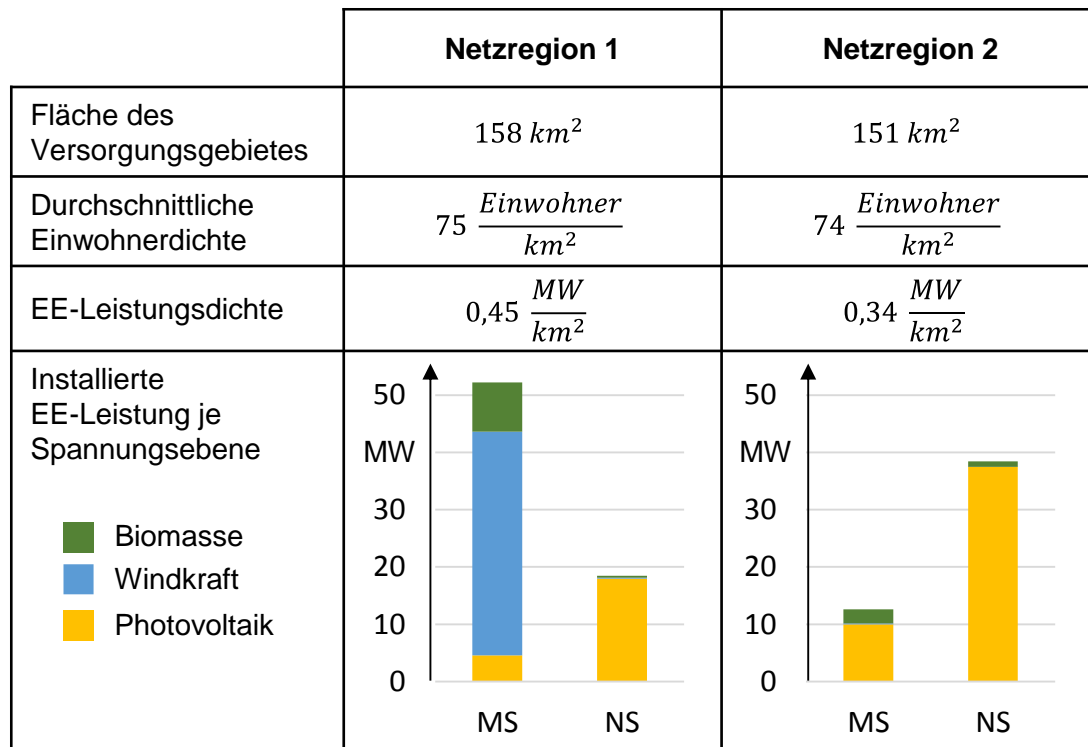


Abbildung 7: Exemplarische Netzgebiete

Wie in Abbildung 7 ersichtlich, handelt es sich bei beiden Netzregionen um ländliche Gebiete mit einer eher geringen Einwohnerdichte. Netzregion 1 weist eine durch Windenergieanlagen geprägte Erzeugungsstruktur mit vorwiegendem Anlagenanschluss in der MS-Ebene auf. Netzregion 2 ist stark durch Photovoltaikanlagen geprägt, die überwiegend in der NS-Ebene angeschlossen sind. Die konkret berechneten Erzeugungsstrukturen in den durch Zufallsziehungen probabilistisch generierten Modellnetzen können leichte Abweichungen der gezeigten EE-Leistungen aufweisen, da modellbedingt Einzelanlagen in diskreten, real auftretenden Leistungsgrößen gezogen werden. Die vorgegebenen Leistungen werden somit zum Teil nicht exakt getroffen.

Da in Deutschland angekündigte Gesetzesänderungen die optionale Berücksichtigung einer Anlagenabregelung von bis zu 3 % der Jahresenergiemenge in der Netzplanung zulassen, wird im Rahmen der Untersuchungen zum einen ein vollständiger Netzausbau, zum anderen ein Netzausbau nur bis zur Einhaltung der vorgeschriebenen 3 %-Grenze je Einspeisemanagementkonzept untersucht. Die Kostenannahmen für Netzausbaumaßnahmen sind gemäß der Annahmen in der BMWi Verteilernetzstudie parametrisiert [1].

Da die Generierung der Modellnetze und die Positionierung der EE-Anlagen auf Zufallsziehungen basieren, sind je Netzregion 300 Simulationen je Einspeisemanagementkonzept durchgeführt worden.

### 3.2 Ergebnisse der Ausbausimulation

Im Rahmen der iterativen Simulation des Netzausbaus werden die annuitätischen Netzausbaukosten je Iteration und je Einspeisemanagementkonzept ermittelt. Abbildung 8 und Abbildung 9 zeigen für alle durchgeführten Ziehungen die ermittelten Ausbaukosten sowohl für einen vollständigen Netzausbau, so dass kein Einspeisemanagement mehr erfolgt als auch

für den erforderlichen Netzausbau bei Anwendung eines pauschalen bzw. selektiven Einspeisemanagements, bei dem jeweils maximal 3 % der jährlichen Energiemenge je Anlage abgeregelt wird.

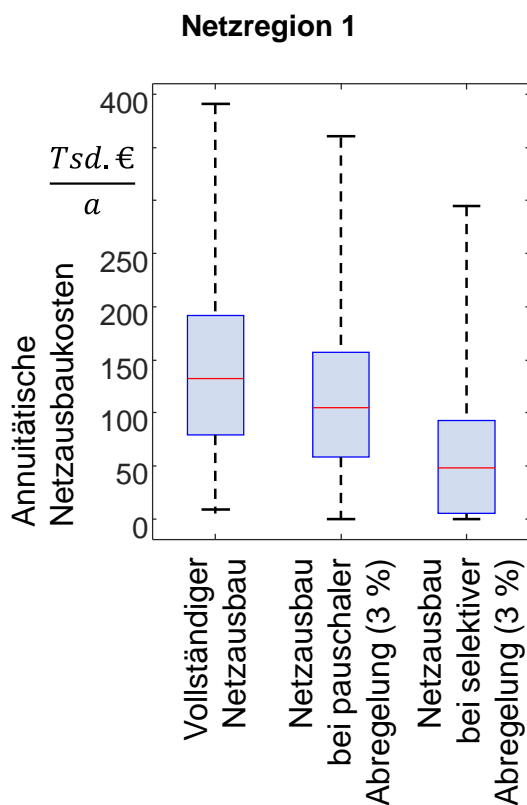


Abbildung 8: Netzausbaukosten, Netzregion 1

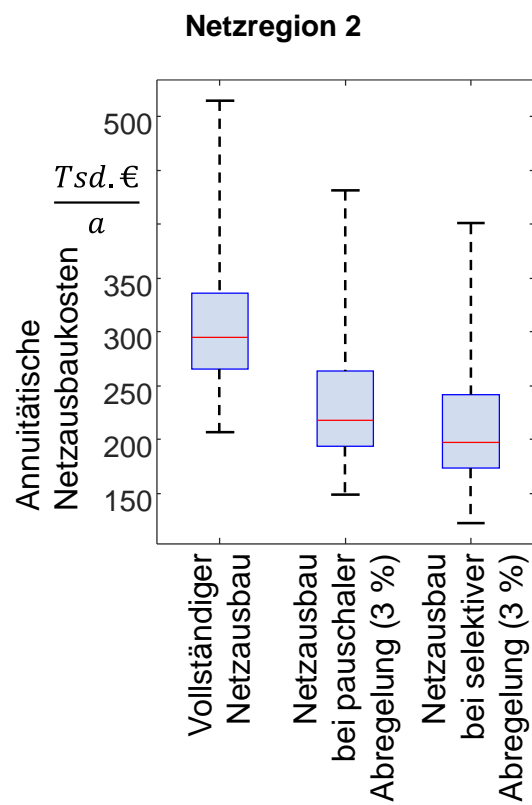


Abbildung 9: Netzausbaukosten, Netzregion 2

Die dargestellten Ergebnisse zeigen für beide Netzregionen eine große Streuung der ermittelten Netzausbaukosten über die durchgeführten Ziehungen. Für die exemplarisch untersuchten Netzregionen zeigt sich, dass der notwendige Netzausbau bei Integration hoher EE-Leistungen stark von der konkreten Netzstruktur und von der Positionierung der Anlagen im Netz abhängt.

Der Vergleich der annuitätischen Netzausbaukosten zwischen der Variante mit vollständigem Netzausbau und den Varianten mit einem pauschalen bzw. selektiven Einspeisemanagement zeigt, dass in beiden Fällen der Netzausbaubedarf deutlich gesenkt wird. In Netzregion 1 sinken die durchschnittlichen Ausbaubaukosten bei pauschalem Einspeisemanagement um ca. 20 % bei selektivem Einspeisemanagement sogar um ca. 60 %. In Netzregion 2 liegt die Reduktion der durchschnittlichen Ausbaubaukosten für das pauschale Einspeisemanagement bei 23 % und bei der selektiven Variante bei 32 %. Es zeigt sich, dass die mögliche Kostenreduktion durch ein selektives Einspeisemanagement über der eines pauschalen liegt. Dies lässt sich dadurch begründen, dass bei pauschalem Einspeisemanagement alle Anlagen unabhängig vom Netzzustand auf einen fixierten Leistungswert reduziert werden, während bei selektivem Einspeisemanagement einzelne Anlagen gezielt auch auf deutlich niedrigere Leitungswerte abgeregelt werden können. Es muss dabei jedoch immer bedacht werden, dass den Kostenreduktionen im Netzausbau die Investitionskosten für Mess-/Regelungs- und Kommunikationstechnik sowie die dauerhaft anfallenden Kosten für eine kommunikationstechnische Anbindung der Anlagen gegenüberstehen.

In Abbildung 10 und Abbildung 11 ist die prozentuale Kostenreduktion je Ziehung dargestellt. Auch hier zeigt sich, dass die Reduktion der Netzausbaukosten bei selektivem Einspeisemanagement höher ausfällt als bei der pauschalen Variante.

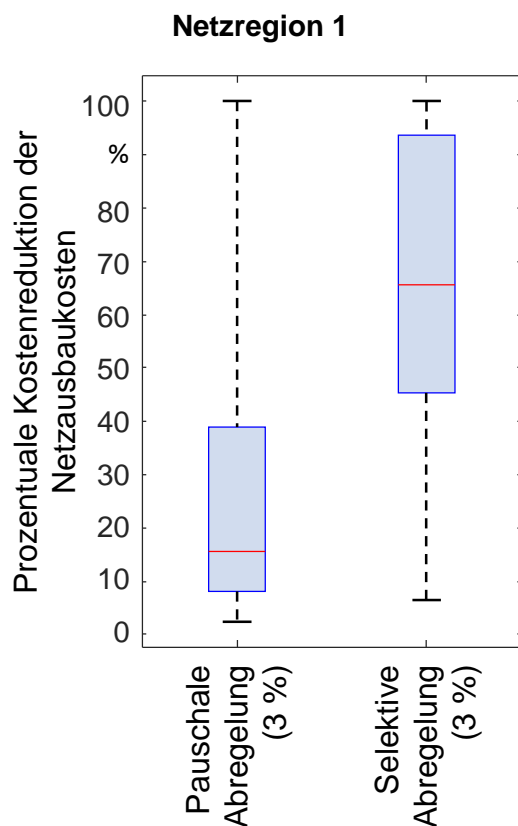


Abbildung 10: Reduktion Netzausbaukosten, Netzgebiet 1

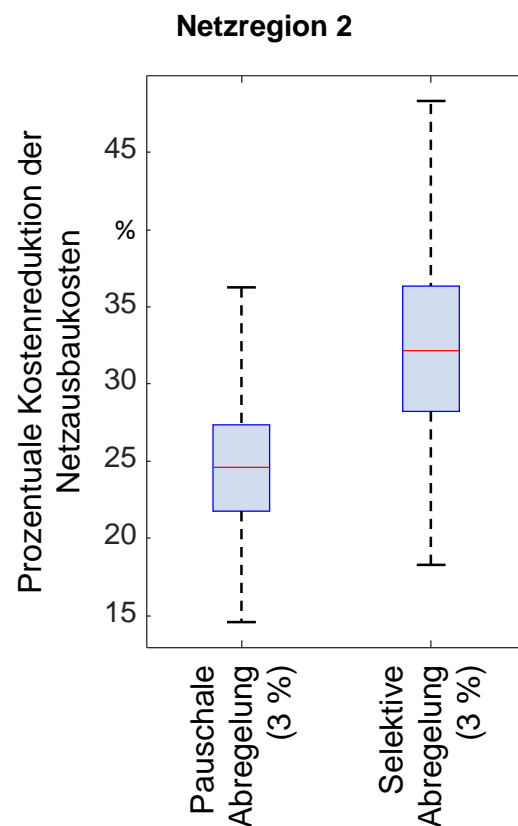


Abbildung 11: Reduktion Netzausbaukosten, Netzgebiet 2

Die starke Streuung der Ergebnisse für Netzregion 1 zeigt, dass zum Teil der gesamte Netzausbau durch ein Einspeisemanagement von 3 % der jährlichen Energiemenge vermieden werden kann. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn nur einzelne Abgänge eines Netzes aufgrund weniger Anlagen ausgebaut werden müssten. Genauso finden sich aber Kombinationen aus Netzstruktur und Positionierung der EE-Anlagen im Netz, in denen ein Einspeisemanagement von 3 % kaum zu einer Reduktion des Ausbaubedarfes führt. Es lässt sich daher schließen, dass die Wirksamkeit eines Einspeisemanagementkonzeptes sehr stark von der individuellen Netzstruktur eines Verteilnetzes, sowie von der vorliegenden Erzeugungsstruktur also der Positionierung der Anlagen im Netz und der einzelnen Anlagengrößen abhängig ist.

Vergleicht man die insgesamt abgeregelten Energiemengen bei Einhaltung einer maximalen individuellen Anlagenabregelung von 3 %, so zeigen Abbildung 12 und Abbildung 13 deutliche Unterschiede in den insgesamt abgeregelten Energiemengen je Einspeisemanagementkonzept. Die abgeregelte Energiemenge bei Anwendung des pauschalen Einspeisemanagements liegt deutlich über der bei selektivem Ansatz, da hier alle Anlagen unabhängig vom Netzzustand abgeregelt werden, während beim selektiven Ansatz nur einzelne Anlagen abhängig vom Netzzustand abgeregelt werden. Die Unterschiede der abgeregelten Energiemenge bei der pauschalen Abregelung resultieren aus unterschiedlichen Anlagentypen und Einspeiszeitreihen im Rahmen der stochastischen Modellierung.

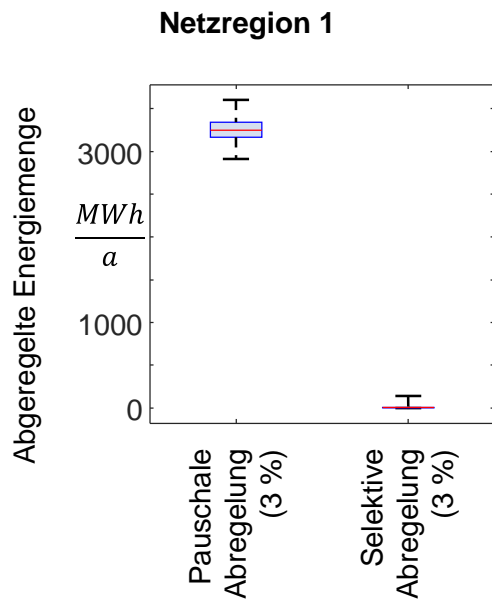


Abbildung 12: Abgeregelt Energiemengen, Netzregion 1

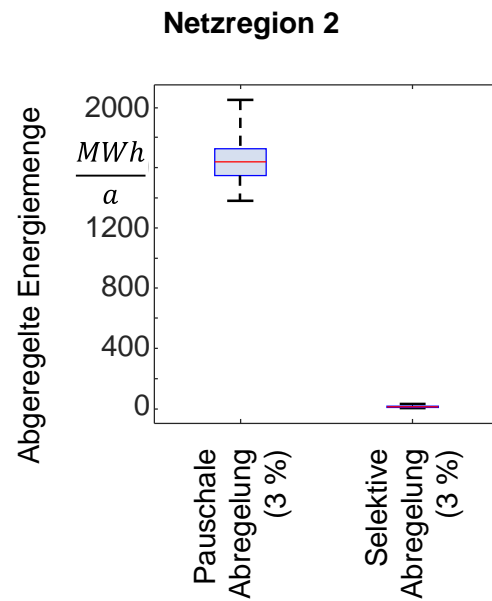


Abbildung 13: Abgeregelt Energiemengen, Netzregion 2

## 4 Fazit und Zusammenfassung

Die entwickelte Methodik ist in der Lage, Wechselwirkungen zwischen Netzausbau und Einspeisemanagement in der Verteilnetzebene zu untersuchen, indem für einen iterativen Netzausbau die Ausbaukosten und das notwendige Einspeisemanagement ermittelt werden.

Die Ergebnisse exemplarischer Untersuchungen zeigen, dass der Einsatz eines Einspeisemanagements den Netzausbaubedarf bedingt durch EE-Integration deutlich senken kann. Es wird jedoch auch deutlich, dass das Potenzial zur Verringerung des Netzausbaus sehr stark von der individuellen Struktur eines Verteilnetzes und der dezentralen Erzeugungsstruktur im Netz abhängt und bei manchen Netzen kam Nutzen durch ein Einspeisemanagement entsteht.

Der Vergleich der exemplarisch ermittelten annuitätischen Netzausbaukosten zeigt, dass sowohl ein pauschales, als auch ein selektives Einspeisemanagement in der Lage sind, den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Bei der Kostenbetrachtung muss jedoch beachtet werden, dass der Reduktion der Netzausbaukosten zusätzliche Kosten für Investitionen in die notwendige IKT-Infrastruktur und der Betrieb des IKT-Systems gegenüberstehen. Weiterhin können Kosten für die Ersatzbeschaffung der abgeregelt Energiemenge anfallen. Bei den hier exemplarisch untersuchten Konzepten ist die bei selektivem Einspeisemanagement abgeregelt Energiemenge zwar deutlich geringer als beim pauschalen Ansatz, dafür werden jedoch erhöhte Anforderungen an die notwendige IKT-Infrastruktur gestellt.

Es muss festgehalten werden, dass allgemeingültige Aussagen über die Vorteilhaftigkeit eines bestimmten Einspeisemanagementkonzeptes erst nach weiteren Untersuchungen für eine Vielzahl unterschiedlicher Netzgebiete und unter Berücksichtigung aller anfallenden Kosten wie den Kosten eines IKT-Systems oder für die abgeregelt Energiemenge getroffen werden können.

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] E-Bridge, IAEW, OFFIS, Moderne Verteilnetze für Deutschland (BMWi-Verteilernetzstudie), Berlin 2014
- [2] P. Larscheid, M. Maercks, A. Moser et al., Increasing the hosting capacity of RES in distribution grids by active power control, Bonn, ETG Congress 2015
- [3] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. - EnergyMap.info, 2015, [Online] <http://www.energymap.info>
- [4] ETG-Fachbericht: Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV, VDE Verlag, 2012
- [5] Open Streetmap Projekt, [Online] <http://www.openstreetmap.org>
- [6] T. van Leeuwen, S. Dierkes, L. Verheggen, H. Schuster, F. Köhne, A. Moser, Ermittlung von Transitflüssen im Hochspannungsnetz durch mehrere Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, 2014
- [7] Statistisches Bundesamt, Gemeindeverzeichnis-Informationssystem, Abruf 2014
- [8] Esslinger, Witzmann, Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte, 2012
- [9] Zeilinger, Einfalt, Modell für hochauflösende synthetische Haushaltslastprofile, 2012
- [10] DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Beuth, 2011