

# Ausfallarbeit bei einem Einspeisemanagement für Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz

Pascal Wiest

Universität Stuttgart - IEH  
Stuttgart, Germany  
pascal.wiest@ieh.uni-stuttgart.de

Simon Eilenberger

Universität Stuttgart - IEH  
Stuttgart, Germany  
simon.eilenberger@ieh.uni-stuttgart.de

Stefan Tenbohlen

Universität Stuttgart - IEH  
Stuttgart, Germany

**Kurzfassung**—In diesem Beitrag wird die entstehende jährliche Ausfallarbeit durch ein Einspeisemanagement für Photovoltaikanlagen an einem realen ländlichen Niederspannungsnetz untersucht. Die Eingangsdaten für die Simulationen liefern Smart Meter Messungen über einen längeren Zeitraum. Das implementierte dezentrale System zur Reduktion von Anlagenleistung – das Einspeisemanagement – wird Eingangs beschrieben. Anschließend wird die jährliche Ausfallarbeit für einen Zubau der Photovoltaikleistung bestimmt. Abschließend erfolgt eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit zwischen Netzausbau und Einspeisemanagement.

**Abstract**—In this Paper an active power management system for photovoltaic is presented. The yearly loss of electricity production of this system is calculated. The used simulation model is based on long term smart meter measurements of a real low voltage grid. First the function of the active power management system is described. Afterwards the yearly loss of electricity production is calculated for an annex of photovoltaic. Finally an economic compromise between grid expansions and active power management system is presented.

**Keywords**—active power control, energy management, photovoltaic system, smart grids, voltage control

## I. EINLEITUNG

Der anhaltende Ausbau der Erneuerbaren Energien sorgt für eine Zunahme der Rückspeisung aus Niederspannungsnetzen in höhere Spannungsebenen. Maßgeblich für diesen Effekt ist der Zubau an Photovoltaikleistung, da diese häufig im Niederspannungsnetz angeschlossen ist. Im Verteilnetz resultiert aus der Rückspeisung eine Erhöhung der Spannung im Netz. Um die Spannungsqualität, welche in der DIN EN 50160 vorgeschrieben ist, nicht zu gefährden, ist stellenweise klassischer Netzausbau notwendig. Da dieser zusätzlich zu langen Planungszeiten mit enormen Kosten verbunden ist, werden neue Netzbetriebsstrategien untersucht. Das Ziel dieser neuen Netzbetriebsstrategien ist es, den notwendigen Netzausbau zu verringern. Seit der letzten Änderung des EEGs aus dem Jahr 2012 besteht die Möglichkeit zur Reduktion der Einspeiseleistung durch ein Einspeisemanagement für Photovoltaikanlagen. Dieses begrenzt, im Falle eines Netzengpasses oder kritischen Spannungsanhebungen über die teils langen Leitungen, die Einspeiseleistung einzelner Photovoltaikanlagen. Jedoch muss die daraus entstehende Ausfallarbeit, diese entspricht der nicht in das Netz eingespeisten Arbeit, von den Netzbetreibern ver-

gütet werden. Wird eine geringe Ausfallarbeit in Kauf genommen ermöglicht dieses Konzept einen Ausbau der Photovoltaikleistung ohne gleichzeitigen oder mit verzögertem Netzausbau.

## II. MOTIVATION

Da die Photovoltaik (PV) ein dargebotsabhängiger Energieträger ist, steht die maximale Einspeiseleistung nicht dauerhaft zur Verfügung. Über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr ist die Zeitdauer mit hoher PV-Einspeisung verhältnismäßig gering. Dieser Effekt entsteht zum einen durch den Sonnenstand über einen Tag, zum anderen wird dies durch die saisonalen Unterschiede der Globalstrahlung verstärkt. Aufgrund dieser kurzen Zeitdauer kann man davon ausgehen, dass mit einer nicht signifikanten jährlichen Ausfallarbeit eine Spannungsbegrenzung, und damit eine Verbesserung der Spannungsqualität, vorgenommen werden kann.

Durch den Einsatz eines Einspeisemanagements entsteht eine Ausfallarbeit. Diese soll für einen Zubau der Photovoltaikleistung berechnet werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass kein Netzausbau erfolgt. Die Spannungsqualität gemäß DIN EN 50160 wird ausschließlich über das Einspeisemanagement eingehalten. Ausgehend von der errechneten, jährlichen Ausfallarbeit soll verglichen werden, ob ein Einspeisemanagement oder ein Netzausbau die kostengünstigere Variante zur Sicherstellung der Spannungsqualität darstellt. Hierfür werden die jährlichen Kosten für den Netzausbau über einen spezifischen Leistungspreis für ein Niederspannungsnetz genähert.

## III. BESCHREIBUNG DER METHODIK

Die durchgeführten Simulationen erfolgten mit der Netzrechenungssoftware PowerFactory. Als Netzmodell wurde das Niederspannungsnetz der ländlichen Gemeinde Sonderbuch in Süddeutschland verwendet. In diesem Netzabschnitt ist eine Vielzahl an Sensoren installiert, um den aktuellen Zustand des Netzes zu bestimmen [1]. Durch die hohe installierte Erzeugerleistung, diese entspricht circa der sechsfachen maximalen Last, treten in diesem Netz sehr hohe, allerdings noch nicht kritische Spannungen auf. Um ein Überschreiten der zulässigen Spannungsgrenze zu erreichen wird die Nennleistung der PV-Anlagen hochskaliert. Dies bildet die Voraussetzung für ein Einspeisemanagement zur Spannungsbegrenzung. Die Nachbildung der Verbraucher und Erzeuger erfolgt nach der Metho-

dik, welche in [1] näher beschrieben ist. Die vorhandenen Smart Meter Messungen werden in Tagesverläufe unterteilt und nach Tagestyp und Jahreszeit kategorisiert. Für probabilistische Simulationen werden in [1] die Tagesverläufe aus einer Kategorie, beispielsweise ein Werktag im Sommer, zufällig ausgewählt und ihren nachgebildeten Netzelementen zugewiesen. Dabei werden Erzeugern und Lasten, welche eine Smart Meter Messung besitzen, die Messdaten ihrer Anlage zugewiesen. Dies erfolgt zur genaueren Nachbildung von Anlagenfaktoren, wie zum Beispiel dem Neigungswinkel bei PV-Anlagen. Steht für ein Netzelement keine Smart Meter Messung zur Verfügung, werden diesem die Messwerte eines anderen Netzelements zugewiesen. Um Simulationen über einen Zeitraum von einem Jahr durchzuführen muss die Bildung der Last- und Erzeugerverläufe verändert werden. Im Gegensatz zu [1] erfolgt diese nicht mehr für einzelne Tagesverläufe, sondern es werden aus den vorhandenen Messdaten Jahresverläufe der einzelnen Lasten und Erzeuger gebildet.

Der Mittelspannungsanschluss des NS-Netzes von Sonderbuch wird mit einer Geradengleichung wie in [2] modelliert. Hierfür wird die Spannung dieses Knotens in Abhängigkeit der Austauschleistung in das externe Netz berechnet. Die Parameter dieser Gleichung sind für den Fall ohne Weitbereichsregelung des Hochspannungstransformators gewählt [2].

#### A. Aufbau des Einspeisemanagements zur Spannungsbegrenzung

Die Aufgabe des aufgebauten Einspeisemanagements ist es, das Überschreiten einer Spannungsgrenze durch Reduzierung der Einspeiseleistung einzelner PV-Anlagen zu verhindern. Wird eine vorgegebene Spannungsgrenze am Anschlusspunkt eines Erzeugers erreicht, reduziert diese ihre Einspeiseleistung

um einen definierten Anteil ihrer installierten Leistung. Sinkt die Spannung am Anschlusspunkt, wird die Einspeiseleistung wieder erhöht ohne die vorgegebene Spannungsgrenze zu überschreiten.

Das entwickelte System zur Spannungsbegrenzung arbeitet nach einem dezentralen Ansatz. Bei diesem Ansatz erfolgt zwischen den einzelnen PV-Anlagen keine Kommunikation und es existiert keine zentrale Leitstelle für die Überwachung. Ob ein Eingriff durch das Einspeisemanagement notwendig ist, muss bei einem dezentralen Ansatz auf Basis der messbaren Informationen der einzelnen PV-Anlagen erfolgen. Dies bedeutet insbesondere, dass dem System keine Informationen über die Netztopologie vorliegen. Ausreichend für das aufgebaute Einspeisemanagement ist die Spannung im Anschlusspunkt und die Einspeiseleistung. Zusätzlich kann durch den dezentralen Ansatz das System an jedem beliebigen Anschlusspunkt im Niederspannungsnetz eingesetzt werden.

Zur Verdeutlichung zeigt Abbildung 1 ein Blockschaltbild des gesamten Systems. Wie Abbildung 1 zeigt, wird am Eingang des Einspeisemanagements die Differenz zwischen der Knotenspannung  $u_{\text{Knoten}}$  und einer definierten Spannungsgrenze  $u_{\text{max}}$  berechnet. Die Spannungsgrenze  $u_{\text{max}}$  kann prinzipiell frei gewählt werden. Da die maximale Spannungserhöhung nach der DIN EN 50160 bei 10 % liegt, ist  $u_{\text{max}}$  hier auf 1,10 p.u. gewählt. Für den in diesem Paper betrachteten Ausbau der PV-Leistung ist eine Begrenzung der Spannung ausreichend um Netzengpässe zu verhindern. Im Niederspannungsnetz entstehen Netzengpässe häufig durch die Begrenzung zulässiger der Spannungserhöhung anstatt durch den thermischen Grenzstrom. Nach [3] wird nur für kurze Leitungslängen die Übertragungskapazität durch den thermischen Grenzstrom begrenzt.

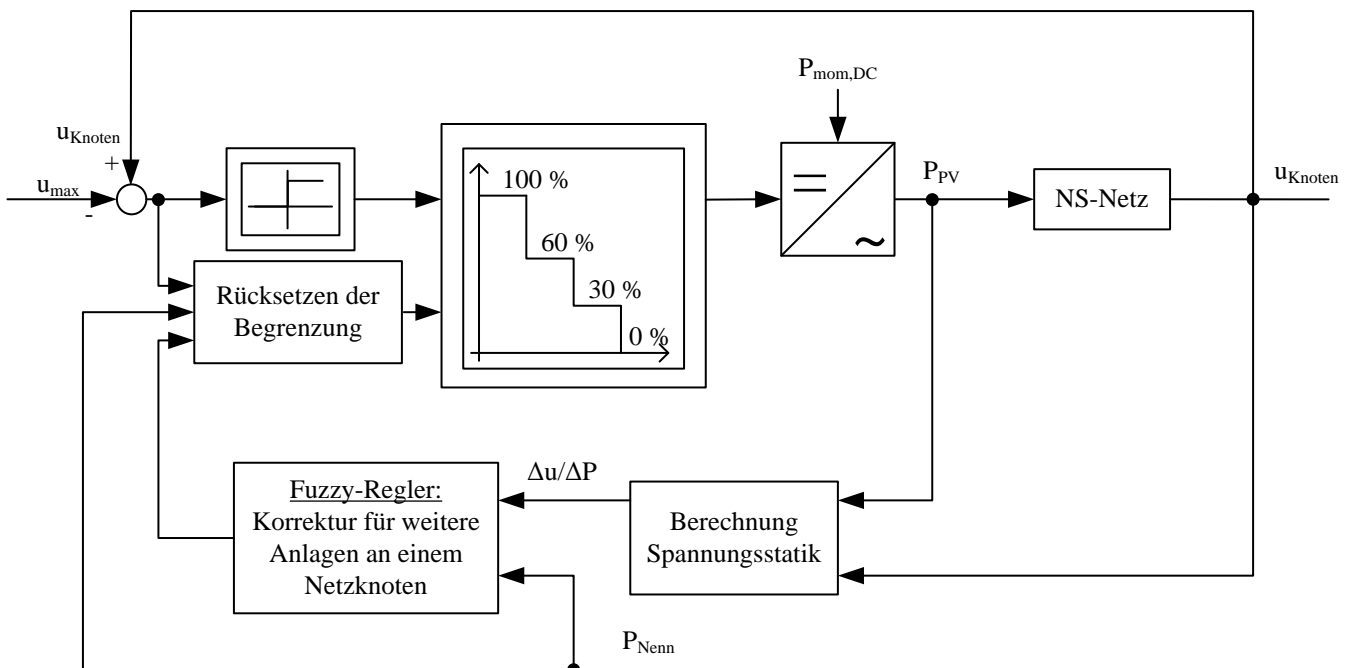


Abbildung 1: Blockschaltbild des Einspeisemanagements zur Spannungsbegrenzung

Nach den Empfehlungen der VDE AR-N 4105 erfolgt die Begrenzung der Einspeiseleistung in definierten Schritten. Diese liegen bei 100 % / 60 % / 30 % / 0 % der installierten Leistung. Keine Begrenzung der Anlage entspricht demnach der Begrenzungsposition 100 % der installierten Leistung.

Erreicht die Spannung am Anschlusspunkt einer PV-Anlage die Grenze  $u_{\max}$  wird dies vom System erkannt und die Begrenzungsposition wird ausgehend vom aktuellen Punkt verringert. Wird die PV-Anlage beispielsweise beim Erreichen der Spannungsgrenze noch nicht begrenzt (dies entspricht der Begrenzungsposition 100 %) wird die Anlage auf 60 % begrenzt. Die einzelnen Begrenzungspositionen werden demnach stets von der aktuellen Position aus schrittweise verringert oder erhöht. In Abbildung 1 wird dies über den Block mit der Treppenfunktion verdeutlicht. Die physikalische Leistungsverringering erfolgt im Wechselrichter, diesem wird hierfür die Begrenzungsposition übergeben. Zur Vollständigkeit ist im Blockschaltbild in Abbildung 1 das Niederspannungsnetz abgedruckt. Dieses beeinflusst die Knotenspannung an jeder PV-Anlage, da diese von der Netztopologie sowie den anderen Netzelementen (Lasten und Erzeuger) abhängt.

Für das Erhöhen der Begrenzungsposition muss sichergestellt sein, dass trotz erhöhter Einspeiseleistung die vorgegebene Spannungsgrenze nicht überschritten wird. Der Betrag der Spannungsänderung bei einer Leistungsänderung ist maßgeblich von der Netztopologie des Anschlusspunktes abhängig. Aufgrund des dezentralen Ansatzes wird jedoch im Begrenzungssystem keine Netztopologie hinterlegt. Das bedeutet, die notwendigen Informationen müssen durch Messungen im Betrieb generiert werden. In Abbildung 1 erfolgt dies im Block mit der Aufschrift „Berechnung Spannungsstatik“. In diesem Block wird die Einspeiseleistung und die Knotenspannung für diskrete Zeitpunkte gespeichert. Erfolgt eine Veränderung der Begrenzungsposition wird das Verhältnis aus Spannungsänderung zu Leistungsänderung gebildet ( $\Delta u/\Delta P$ ). Um den Einfluss anderer Netzelemente, mit unterschiedlichen Netzanschlusspunkten, auf die Knotenspannung zu verringern erfolgt eine Mittelwertbildung über 50 Werte der Spannungsstatik. Mit dem Wert der Spannungsstatik ist es möglich, die Spannungsänderung, bei Veränderung der Einspeiseleistung, genähert zu berechnen. Damit kann überprüft werden, ob eine Erhöhung der Begrenzungsposition zu keiner Überschreitung der Spannungsgrenze führt.

Besitzen mehrere PV-Anlagen denselben Netzanschlusspunkt wird die Spannungsstatik nicht mehr korrekt berechnet. Im Fall einer Verringerung der Begrenzungsposition wird die Spannungsänderung von allen Anlagen hervorgerufen, die Spannungsstatik wird jedoch nur mit der Leistungsänderung einer Anlage berechnet. Dies kann im schlimmsten Fall dafür sorgen, dass ein Erhöhen der Begrenzungsposition komplett verhindert wird. Um diesem Effekt entgegenzuwirken wird bei einem zu hohen Wert der Spannungsstatik ein Korrekturfaktor über einen Fuzzy-Regler gebildet. Da die Netztopologie in einem dezentralen Ansatz nicht zur Verfügung steht und damit die installierte Leistung an einem Netzknoten für das System nicht bekannt ist kann dieser Korrekturfaktor nur abgeschätzt werden. Für diese Abschätzung wird ein Fuzzy-Regler verwendet, da dieser die Möglichkeit liefert Wissen des Entwicklers in einer Form nahe der menschlichen Sprache zu beschrei-

ben. Beispielsweise kann man davon ausgehen, dass bei einem hohen Wert der Spannungsstatik und einer niedrigen installierten Leistung von bis zu 10 kW noch weitere PV-Anlagen am Anschlusspunkt sind.

Die durchgeführten Simulationen zeigen, dass mit dem vorgestellten System des Einspeisemanagements eine Begrenzung der Spannungserhöhung stabil vorgenommen werden kann. Abbildung 2 zeigt die Spannungsverteilung im gesamten Niederspannungsnetz an einem Sommertag. Um einen stärkeren Eingriff durch das Einspeisemanagement zu erhalten und den Effekt zu verdeutlichen, ist in dieser Simulation die Spannungsgrenze exemplarisch auf 1,07 p.u. festgelegt worden.

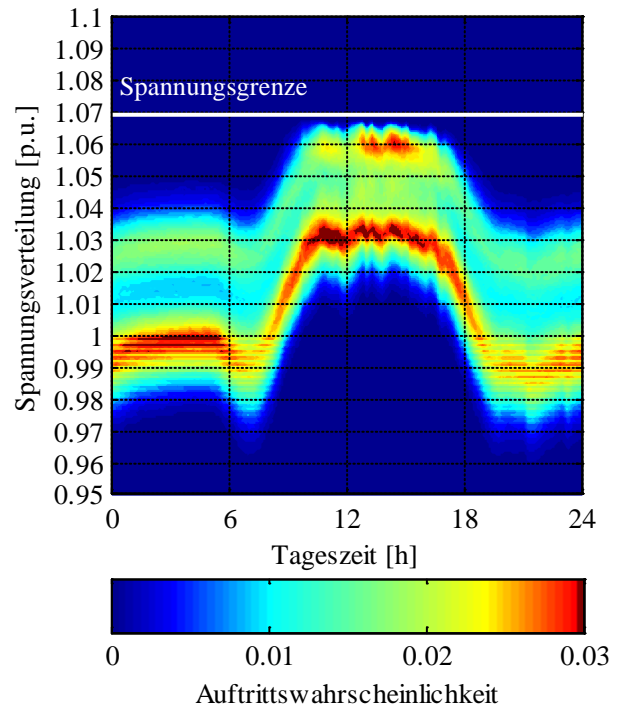


Abbildung 2: Spannungsverteilung im Niederspannungsnetz über alle Netzknoten

Die Spannung im gesamten Niederspannungsnetz befindet sich für jeden Zeitpunkt in einem Spannungsband von 0,06 p.u.. Dabei ist die Spannungserhöhung durch die PV-Anlagen in den Mittagsstunden deutlich sichtbar. Wie Abbildung 2 zeigt wird die vorgegebene Spannungsgrenze zu keinem Zeitpunkt überschritten. Die typische Spannungsanhebung zur Mittagszeit wird dabei an der Spannungsgrenze abgeschnitten. Ohne das Einspeisemanagement würden maximale Spannungswerte bis zu 1,11 p.u. auftreten, dies jedoch nur für wenige Minuten. Im Gegensatz dazu tritt die maximale Spannung in Abbildung 2 über einen Zeitraum von mehreren Stunden auf. Diese entspricht der Einsatzdauer des Einspeisemanagements.

### B. Netzausbaukosten

Aus Sicht der Netzbetreiber stellt die Wirtschaftlichkeit das entscheidende Kriterium für den Einsatz eines Einspeisemanagements dar. In diesem Beitrag erfolgt die Analyse über die Betrachtung der jährlichen Kosten. Für das Einspeisemanagement

ment resultieren die Kosten aus den Entschädigungszahlungen an die Anlagenbetreiber. Diese werden über die durchschnittliche Vergütung für PV-Strom, dieser liegt nach [5] im Jahr 2013 bei 0,32 €/kWh, berechnet. Die Kosten für den Netzausbau werden als linear zum Ausbau der installierten Photovoltaikleistung angenommen und über einen spezifischen Leistungspreis gebildet.

Der spezifische Leistungspreis entspricht den jährlichen Kosten für das Bereitstellen und Betreiben eines elektrischen Energieversorgungssystems. Diese Größe beinhaltet die Abschreibungs- und Betriebskosten. Die Berechnung erfolgt über die Annuitätenmethode der Investitionsrechnung. Zum Vergleich mit dem Einspeisemanagement wird ausschließlich ein Ausbau des Niederspannungsnetzes angenommen. Die Leitungskosten werden für den Kabeltyp NAYY-J 4x150 SE mit einer durchschnittlichen Länge von 300 m berechnet. Die Näherung über eine durchschnittliche Leitungslänge kann in diesem Beitrag getroffen werden, da ein gleichmäßiger Ausbau der PV angenommen wird. Die Anschaffungskosten werden von der Bundesnetzagentur in [6] hergeleitet. Zur Veranschaulichung sind die verwendeten Kosten und Betriebsfaktoren in Tabelle 1 aufgeführt.

TABELLE 1: KAPITALKOSTENRECHNUNG DES NETZAUSBAUS

Anschaffungskosten oder Kostenfaktor	Kabel	Transformator
Spezifische Anschaffungskosten	161,07 €/kVA	51,58 €/kVA
Annuitätsfaktor in %	7,1	8
Betriebskosten in % der Anschaffungskosten	5	5,5

Der Annuitätsfaktor entspricht dabei dem jährlichen Anteil der Anschaffungskosten um die Investition über die gesamte Lebensdauer abzuschreiben. Über die Annuitätsfaktoren und die Betriebskosten kann der spezifische Leistungspreis  $k_{\text{Netz}}$  für das Niederspannungsnetz gebildet werden. Das Ergebnis dieser Berechnung ist in (1) dargestellt.

$$k_{\text{Netz}} = 26,45 \text{ €/kVA} \cdot a \tag{1}$$

Mit dem spezifischen Leistungspreis aus (1) werden die jährlichen Kosten für einen Netzausbau bestimmt. Dies erfolgt unter der Annahme, dass der Netzausbau mit der selben Leistung erfolgen muss wie die installierte PV-Leistung erhöht wird. Das bedeutet die Erhöhung der installierten PV-Leistung wird mit dem spezifischen Leistungspreis multipliziert um die jährlichen Netzausbaukosten zu erhalten.

#### IV. ERGEBNISSE

##### A. Jährliche Ausfallarbeit

Das Ziel bei der Untersuchung ist es zu ermitteln, in welchem Verhältnis die jährliche Ausfallarbeit im Vergleich zur Erzeugungsleistung wächst. Um einen Ausbau der installierten PV-Leistung nachzubilden ist die Anlagenleistung der im Netzmodell vorhandenen Erzeuger schrittweise erhöht worden. Die jährliche Ausfallarbeit ist für jede Ausbaustufe aus einer

Simulation über einen Zeitraum von einem Jahr berechnet worden. Durch diese Analyse kann ermittelt werden, wie hoch die Ausfallarbeit bei einer konkreten Steigerung der installierten PV-Leistung ist.

In Abbildung 3 ist die jährliche Ausfallarbeit über die installierte Leistung im Niederspannungsnetz dargestellt. Ein Wert von 100 % der installierten PV-Leistung entspricht dabei dem Netzzustand aus dem Jahr 2013. Die Ausfallarbeit ist auf die theoretisch mögliche Einspeisearbeit bezogen. Aufgrund der Begrenzung der Übertragungskapazität durch die maximale Spannungserhöhung um 10 % steigt die Ausfallarbeit mit einem Ausbau der installierten PV-Leistung an. In Abbildung 3 ist dieses Verhalten bis zur dreifachen installierten PV-Leistung (300 %) dargestellt.

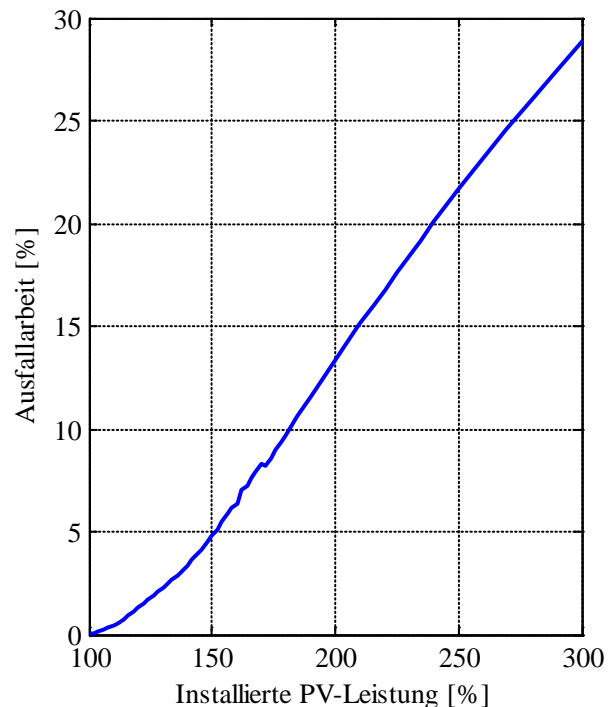


Abbildung 3: Jährliche Ausfallarbeit

Abbildung 3 zeigt, dass mit einer jährlichen Ausfallarbeit von 5 % die installierte PV-Leistung auf 150 % erhöht werden kann. Dabei erfolgt keine Überschreitung der zulässigen Spannungsgrenzen. Aufgrund der höheren installierten PV-Leistung wird die in das Netz eingespeiste jährliche Energie trotz Einspeisemanagement erhöht. Bei einer Erhöhung auf 150 % der installierten Leistung wird die eingespeiste Energie um circa 42 % gesteigert. Dies zeigt, dass mit einem Einspeisemanagement die Netzanschlusskapazität deutlich gesteigert werden kann. Die markante Steigerung der Netzanschlusskapazität bei einer geringen Ausfallarbeit ist auf die kurzen Zeitdauern der einzelnen Eingriffe zurückzuführen. Verstärkt wird dieser Effekt von der Tatsache, dass nicht sämtliche PV-Anlagen sich am Einspeisemanagement beteiligen. Beispielsweise beteiligen sich bei 150 % der installierten Leistung nur 1/3 der PV-Anlagen am Einspeisemanagement. Der nahezu lineare Anstieg ab einer installierten PV-Leistung von 200 % ist auf die pro-

zentuale Darstellung zurückzuführen, da die theoretisch mögliche Einspeisearbeit ebenfalls ansteigt. Betrachtet man die absoluten Beträge so ist ein exponentielles Verhalten ersichtlich

Bis zu welchem Ausbaugrad der PV-Leistung ein Einsatz des Einspeisemanagements sinnvoll ist kann nur eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit zeigen. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass ein Einsatz nur im Bereich mit einer niedrigen Auffallarbeit sinnvoll ist.

### B. Kostenvergleich

Aus Sicht der Netzbetreiber ist die Wirtschaftlichkeit das entscheidende Kriterium für den Einsatz eines Einspeisemanagements. In diesem Beitrag erfolgt eine Betrachtung über den Vergleich der jährlichen Kosten. Hierfür wird angenommen, dass für das Einspeisemanagement die Kosten aus den Entschädigungszahlungen in Höhe der jährlichen Ausfallarbeit entstehen. Für den Netzausbau werden lineare Kosten über einen spezifischen Leistungspreis angesetzt, dies ist im vorangegangenen Kapitel bereits näher beschrieben.

Die jährlichen Kosten für das Einspeisemanagement und den Netzausbau sind in Abbildung 4 dargestellt. Diese Kosten sind wiederum für einen Ausbau der installierten PV-Leistung berechnet. Ein Netzausbau ist dabei ab einer installierten PV-Leistung von 100 % notwendig, da ab diesem Ausbau bereits ein Eingriff durch das Einspeisemanagement erfolgt.

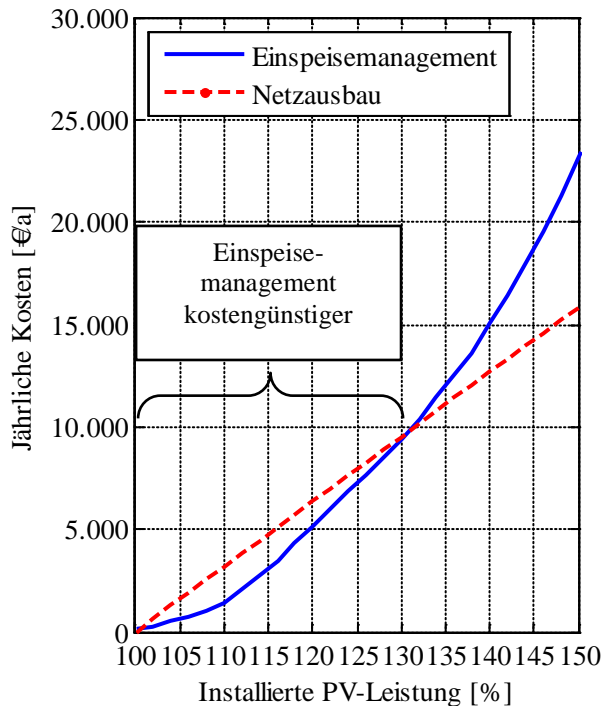


Abbildung 4: Jährliche Kosten

Wie aus Abbildung 4 deutlich wird, sind die jährlichen Kosten für den Netzausbau bis zu einer installierten PV-Leistung von 130 % höher als die Entschädigungszahlungen durch das Einspeisemanagement. Aus Sicht der Netzbetreiber wäre es bei dieser Betrachtung folglich kostengünstiger das

Niederspannungsnetz nicht auf die vollständige PV-Leistung auszubauen, sondern einen gewissen Teil der Einspeisearbeit über ein Einspeisemanagement abzuregeln. Die Gründe dafür liegen erneut in den kurzen Zeitdauern der Eingriffe durch das Einspeisemanagement. Das bedeutet, die zusätzliche Übertragungskapazität durch den Netzausbau wird nur für sehr geringe Zeitdauern benötigt. Dies führt zu einer sehr niedrigen Auslastung der zusätzlichen Übertragungskapazität. Daraus resultiert, dass ein temporäres Reduzieren der Einspeiseleistung die kostengünstigere Variante darstellt.

Die jährlichen Kosten sind in Abbildung 4 nur bis zu einem Ausbau auf eine installierten PV-Leistung von 150 % dargestellt. Aufgrund der höheren Kosten für das Einspeisemanagement, verglichen mit dem Netzausbau, in diesem Bereich werden für einen größeren Ausbau die Kosten nicht weiter betrachtet, da stets der Netzausbau die kostengünstigere Möglichkeit darstellt.

Durch den exponentiellen Anstieg der Kosten für das Einspeisemanagement entsteht ein Maximum in der Kostendifferenz der betrachteten Möglichkeiten. Dieses Maximum entspricht dem wirtschaftlichen Optimum für den Einsatz eines Einspeisemanagements. In Abbildung 5 ist die Kostendifferenz bis zu einer installierten PV-Leistung von 150 % dargestellt.

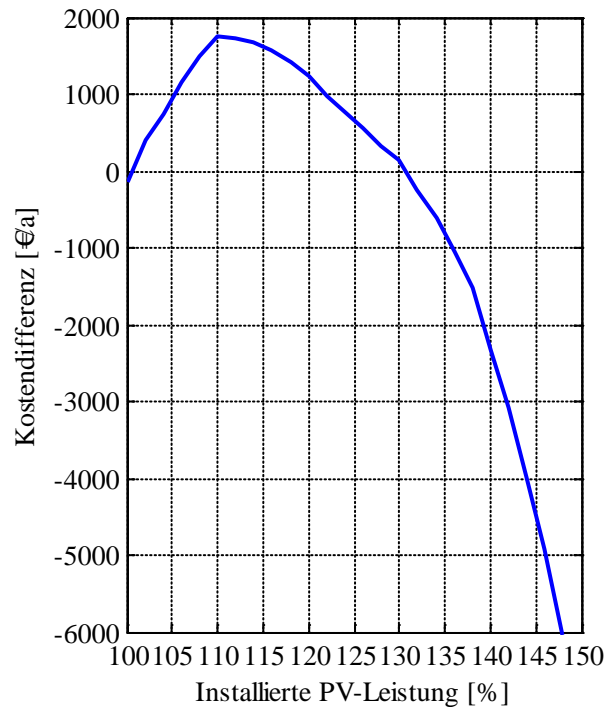


Abbildung 5: Kostendifferenz

Die maximale Kostendifferenz liegt in Abbildung 5 bei einer installierten PV-Leistung von 110 % und beträgt 1754 €/a. Dies entspricht dem maximalen Einsparpotenzial für den Netzbetreiber durch einen Einsatz eines Einspeisemanagements. Für die Netzplanung von größerem Interesse ist jedoch, der Bereich bis zu einem Ausbau der installierten PV-Leistung auf 130 %, da in diesem Bereich das Einspeisemanagement kostengünstiger

ger ist. Aufgrund des starken Abfalls der Kostendifferenz wird ab diesem Zubau ein Netzausbau sinnvoll, da dieser kostengünstiger ist.

Aufgrund der gesetzlichen Vorgaben durch das EEG ist ein Einspeisemanagement nicht dauerhaft möglich, da die Netzbetreiber im Fall eines Eingriffs zum Netzausbau verpflichtet sind. Da die Untersuchung der jährlichen Kosten in diesem Beitrag jedoch gezeigt haben, dass ein Einspeisemanagement kostengünstiger als der Netzausbau sein kann, steht dies jedoch im Konflikt mit dem EnWG. Da dieses Gesetz den Zweck besitzt die Versorgung mit Elektrizität preisgünstig unter vorrangigem Einbezug der Erneuerbaren Energien bereitzustellen.

## V. ZUSAMMENFASSUNG

In dieser Arbeit wird ein dezentrales Konzept für ein Einspeisemanagement zur Spannungsbegrenzung für Photovoltaikanlagen vorgestellt. Die jährliche Ausfallarbeit, welche durch die Begrenzung der Einspeiseleistung entsteht, wird für einen Zubau der PV-Leistung berechnet. Auf Basis der Ausfallarbeit erfolgt ein technisch-wirtschaftlicher Vergleich zwischen dem Netzausbau und dem Einspeisemanagement.

Die Grundlage der durchgeführten Untersuchung liefert das vorgestellte Konzept des Einspeisemanagements. Dieses nimmt eine Begrenzung der Spannungserhöhung, welche durch die PV-Anlagen hervorgerufen wird, über eine Reduzierung der Einspeiseleistung vor. Dabei wird die Einspeiseleistung in vier Stufen nach den Empfehlungen der VDE AR-N 4105 begrenzt. Das Rücksetzen nach einer Begrenzung erfolgt über die Berechnung der Spannungserhöhung mithilfe der Spannungssta-

tik, welche während des Betriebs aufgezeichnet wird. Damit benötigt das vorgestellte Konzept keine Informationen über die Netztopologie, da diese über die Spannungsstatik im Betrieb ermittelt werden. Dies ermöglicht es das vorgestellte Konzept an jedem beliebigen Netzanschlusspunkt zu verwenden. Für einen Zubau der installierten PV-Leistung zeigt sich ein exponentieller Anstieg der jährlichen Ausfallarbeit.

Mithilfe der jährlichen Ausfallarbeit erfolgt ein wirtschaftlicher Vergleich über die Betrachtung der jährlichen Kosten. Dabei werden für den Netzausbau lineare Kosten angesetzt und über einen spezifischen Leistungspreis berechnet. Die Ergebnisse aus dem Kostenvergleich zeigen, dass ein Einspeisemanagement für dieses Netz bis zu einem Ausbau der installierten PV-Leistung auf 130 % kostengünstiger als der Netzausbau ist.

- [1] S. Eilenberger, et al., „Probabilistic Simulation for LV-grid optimization with new network components“ Stockholm, 2013
- [2] S. Eilenberger, et al. „Probabilistische Netzsimulation zur Bewertung von regelbaren Transformatoren“, Berlin, 2013
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“, 2012
- [4] P. Wiest, S. Eilenberger, „Spannungshaltung mit einem Einspeisemanagement für Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz, Institutsbibliothek des IEH, Universität Stuttgart, 2013
- [5] H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“, Fraunhofer ISE, 2013
- [6] Bundesnetzagentur, „Untersuchung der Voraussetzung und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft“, 2006