

# Einfluss dezentraler Wärmepumpen auf die Netzausbaukosten des Niederspannungsnetzes

Linda Rupp<sup>1</sup>, Marc Brunner<sup>2</sup>, Stefan Tenbohlen  
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH)  
Universität Stuttgart  
<sup>1</sup>linda-rupp@gmx.de, <sup>2</sup>marc.brunner@ieh.uni-stuttgart.de

In diesem Paper werden anhand von Monte-Carlo-Simulationen die Auswirkungen von Wärmepumpen auf die Netzausbaukosten eines Niederspannungsnetzes untersucht. Es kann gezeigt werden, dass mit einer zentralen Regelung der Wärmepumpen die auftretenden Spannungsbandverletzungen aufgrund von Photovoltaikanlagen (PVA) reduziert, jedoch nicht vollständig behoben werden können. In Verbindung mit einer Wirkleistungsregelung der PVA lässt sich jedoch effektiv eine Reduktion der Spannungsbandverletzungen erreichen. Wärmepumpen führen hierbei zu einer weiteren Senkung der Kosten des Einspeisemanagements, indem sie die ansonsten abgeregelte Energiemenge aufnehmen und in Wärme umwandeln. Methodisch wird auf eine probabilistische Netzplanung zurückgegriffen, welche wirtschaftliche Vorteile gegenüber einer worst-case gestützten Betrachtung aufweist. Es zeigt sich, dass ein Einspeise- bzw. Verbrauchsmanagement unter bestimmten Umständen wirtschaftlicher sein kann als ein klassischer Netzausbau. Die Ergebnisse lassen jedoch zudem vermuten, dass derartige Feststellungen stark von der jeweiligen Netztopologie abhängen und nicht pauschal beantwortet werden können.

*Keywords*-Power2Heat, Wärmepumpen, Spannungsregelung, Netzausbau, Probabilistische Netzplanung

## I. EINLEITUNG

Der zunehmende Ausbau dezentraler Erzeugungsleistung durch PVA und Windkraft führt zu einem bidirektionalen Leistungsfluss, wobei der Betrag der Einspeisung die Last, auf die das Netz ursprünglich ausgelegt war, in manchen Zeiten übertrifft. Vor allem in der Niederspannungsebene fallen hierdurch erhebliche Kosten durch einen PV-getriebenen Netzausbau an. Die klassische Netzplanung nutzt bei einem Auftreten von Spannungsbandverletzungen eine worst-case gestützte Betrachtung, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Bei der probabilistischen Netzplanung wird die Häufigkeit der Netzzustände in den Planungsprozess miteinbezogen. Hierbei lassen sich auch innovative Netzbetriebsstrategien integrieren und deren netzstützendes Potential bestimmen.

Wärmepumpen bilden eine Schnittstelle zwischen dem Wärme- und dem Stromsektor und haben in Verbindung mit der hohen Markt reife integrierter thermischer Speicher in stationären Anwendungen ein hohes Lastverschiebungspotential. Seit 2013 werden durch das Label „Smart Grid Ready“ [1] Wärmepumpen ausgezeichnet, die sich in ein intelligentes Stromnetz integrieren lassen und damit aktiv zur Netzstabilität bei-

tragen können. Der vorliegende Beitrag beschreibt eine Methode, den Einfluss von zentral netzgeführten Wärmepumpen auf die Netzausbaukosten eines Niederspannungsnetzes zu bestimmen.

## II. METHODIK

Als Bewertungsgrundlage des Einflusses zentral netzgeführter Wärmepumpen wird angenommen, dass die anfallenden Kosten einer PV-Wirkleistungsregelung den klassischen Netzverstärkungsmaßnahmen eines PV-getriebenen Netzausbaus gegenüber stehen. Im Folgenden wird zunächst die Umsetzung einer zentralen, netzgeführten Regelung der Wärmepumpen sowie einer Wirkleistungsregelung der PVA beschrieben. Weiterhin wird die Berücksichtigung der Kosten und Berechnung der Wirtschaftlichkeit sowie die allgemeine Simulationsmethodik näher erläutert.

### A. Regelung der Anlagen

Generell wird zur Reduktion der Netzausbaukosten in einem ersten Schritt die Wirkleistungseinspeisung der bestehenden PV-Anlagen reduziert. Hierfür werden, wie nachfolgend beschrieben, die Wärmepumpen zur zusätzlichen Netzstützung eingesetzt. In einem letzten Abschnitt wird dargelegt, inwiefern die zusätzliche Spannungsstützung durch Wärmepumpen den Netzausbau beeinflussen kann und somit Kosten reduziert werden können.

#### 1) Netzgeführte Regelung der Wärmepumpen

Die Wärmepumpen werden, wie in [2] vorgeschlagen, zentral und in Abhängigkeit der Spannung geregelt. Die Regelung greift ab dem Auftreten einer Spannung, die größer als 1.01 p.u. ist. Für den Betrieb der Wärmepumpen stehen 3 Leistungsstufen zur Verfügung, die abhängig vom Spannungshub sind:

- 30%  $P_{el}$  bei  $1.01 < U < 1.02$  p.u.
- 50%  $P_{el}$  bei  $1.02 < U < 1.025$  p.u.
- 100%  $P_{el}$  bei  $U > 1.025$  p.u.

Die Spannung wird zentral überwacht. Das Netz wird zusätzlich in Netzgebiete unterteilt, da eine spannungssenkende

Wirkung maßgeblich davon abhängt, ob die Spannungsüberhöhung im selben Netzgebiet stattfindet. Befindet sich eine Wärmepumpe in einem Netzgebiet mit einer Spannungsüberhöhung, bekommt sie eine „weiche Anlaufempfehlung“. Dies bedeutet, dass der Empfehlung nur nachgekommen werden muss, wenn es die thermische Kapazität des Pufferspeichers zulässt. Als nächster Schritt wird deshalb die interne Speichertemperatur überprüft. Ist diese kleiner als die maximale Speichertemperatur, springt die WP mit der geforderten Leistungsstufe an. Für den Fall, dass die WP kein Anlaufsignal erhält wird sie wärmegeführt, d.h. in Abhängigkeit des Wärmebedarfs für Heizung und Warmwasser des Haushalts, geregelt.

## 2) Regelung der PV-Anlagen

Die PVA werden dezentral geregelt. Die variable Wirkleistungsregelung setzt ab einer Spannung von 1.025 p.u. ein. Bei erstmaligem Auftreten einer Überspannung am Netzknoten wird die Einspeiseleistung des letzten Simulationsschritts der PVA gespeichert. Bei jeder weiteren Spannungsüberschreitung wird die Wirkleistung der PVA auf den gespeicherten Wert abgeregelt. Dies hat physikalisch zur Folge, dass PVA, die sich weiter vom Slack-Knoten entfernt befinden, früher betroffen sind. Bei der Berechnung der Kosten der Wirkleistungsregelung werden die PVA innerhalb eines Netzgebietes zusammengefasst.

## 3) Hierarchische Struktur der Regelung

Zur Stabilisierung der Spannung im Netzgebiet werden folgende Regelungsmechanismen in zeitlicher Reihenfolge zugeschaltet bzw. im letzten Schritt das Netz erweitert.

- 1) Zentrale Wärmepumpenregelung ab 1.01 p.u.
- 2) Wirkleistungsregelung PV ab 1.025 p.u.
- 3) Netzverstärkungsmaßnahme

Die Netzverstärkungsmaßnahme (z.B. eine zweite, parallele Leitung) wird somit erst durchgeführt, wenn sich diese als wirtschaftlicher erweist als eine Wirkleistungsregelung der PVA. Bei mehreren betroffenen Anlagen an einem Strang wird eine Netzverstärkung bis zur entferntesten Anlage durchgeführt. Hierbei wird der betroffene Pfad (Leitungstyp, Länge der Leitung) aus den Simulationen mithilfe eines Optimierungsalgorithmus zur Suche des kürzesten Weges ermittelt, die Wirksamkeit der Parallelleitung überprüft und die anfallenden Kosten berechnet.

## B. Berücksichtigung der Kosten

Um Kosten zu bestimmen, ist zunächst ein geeigneter Vergleich festzulegen. Hierbei wird angenommen, dass Ersatzzahlungen der Wirkleistungsregelung den Kosten für Netzverstärkungsmaßnahmen gegenüberstehen. In Tabelle 1 sind die Annahmen der Kosten dargestellt. Die Anfangsinvestition der verschiedenen Leitertypen setzt sich jeweils aus Kabel sowie Grabungskosten zusammen. Die Betriebskosten fallen jährlich an.

Tabelle 1: Kostenannahmen für die Berechnung der Netzausbaukosten und Ersatzzahlungen der PV-Wirkleistungsregelung [3]

Leitername	Grabungskosten [T€/km]	Kabelkosten [T€/km]	Betriebskosten [€/km]	Barwert [T€/km]
4x35 mm <sup>2</sup> (NAYY-J)	78	3,5	10,5	81,63
4x95 mm <sup>2</sup> (NAYY-J)	78	7	21	85,27
Al 70	19	7	87	27,11
NFA2X 4x35 RM	19	4	70	23,90
NFA2X 4x70 RM	19	6	90	26,15
Al 25	19	5	80	25,02
Abgeregelte kWh PV	13,3 Cent/kWh + 400 € Nachrüstung			

Der Barwert der Investition ergibt sich aus einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung über einen Zeitraum von 25 Jahren und einem kalkulatorischen Jahreszins von 6%. Für die abgeregelte Energie der PVA wird eine Ersatzvergütung von 13,3 Cent/kWh (Anlagen bis 10kW<sub>p</sub>, ab 01.04.2014) angenommen [4]. Weiterhin werden die Kosten für eine nötige Kommunikationstechnik mit 400 Euro für jede betroffene Anlage abgeschätzt. Die Zahlungen der Wirkleistungsregelung fallen jährlich an.

## C. Simulationsmethodik

Die Bestimmung des Potentials einer zentralen Wärmepumpenregelung erfolgt anhand der Monte-Carlo Simulation eines Niederspannungsnetzes mit 65 Haushalten. Das berücksichtigte Niederspannungsnetz ist als Strahlennetz aufgebaut. Es kann in vier Netzgebiete eingeteilt werden, die jeweils einen Hauptstrang mit Zuleitungen zu den einzelnen Netzanschlüssen besitzen. Es wird für die berechneten Zukunftsszenarien ein PV Zubau von 20% angenommen. Die PVA haben jeweils eine Leistung von 15 kWp und werden stochastisch auf das Netz verteilt. Es werden zwei Szenarien (vgl. Tabelle 2) definiert, die sich im Durchdringungsgrad der Wärmepumpen unterscheiden. Der Anschlusspunkt der PVA bleibt über alle MC-Simulationen fest und die Wärmepumpen werden jedes Jahr zufällig auf die Netzanschlusspunkte der Haushalte verteilt. Im Szenario „20/10“ wird eine Zubaurate der Wärmepumpen von 10% angenommen. Im Szenario „20/20“ wird der Zubau verdoppelt.

Tabelle 2: Berechnete Szenarien der MC-Simulation

	Photovoltaik	Wärmepumpen
Zubau in %	20	10/20
Anschlusspunkt	fest	variabel
Leistung	15 kWp	abhängig vom Wärmebedarf

Die Dimensionierung der Wärmepumpen erfolgt in Abhängigkeit des Hausanschlusses je nach Wärmebedarf des Hauses. Es wird angenommen, dass für das jeweilige Haus im Bestand der Jahresenergieverbrauch der Heizung bekannt ist. Die erforderliche Heizlast wird nach Weiersmüller überschlägig aus dem Heizenergieverbrauch und einer durchschnittlichen Anzahl an Kessel-Volllaststunden von 1800 berechnet. Die Nennleistung kann über den sogenannten „coefficient of performance“ (COP) der WP berechnet werden. Für die Dimensionierung des Speichers wird davon ausgegangen, dass der

Speicherinhalt so dimensioniert sein muss, dass sich mit einer Temperaturdifferenz des Vorlaufs von  $\Delta T = 10K$  eine Sperrzeit von zwei Stunden überbrücken lässt.

Allen Anschlusspunkten werden zufällig Profile für den elektrischen und thermischen Bedarf sowie Einstrahlungsprofile der PVA zugewiesen.

Der Berechnungsablauf einer MC-Simulation ist in Abbildung 1 dargestellt:

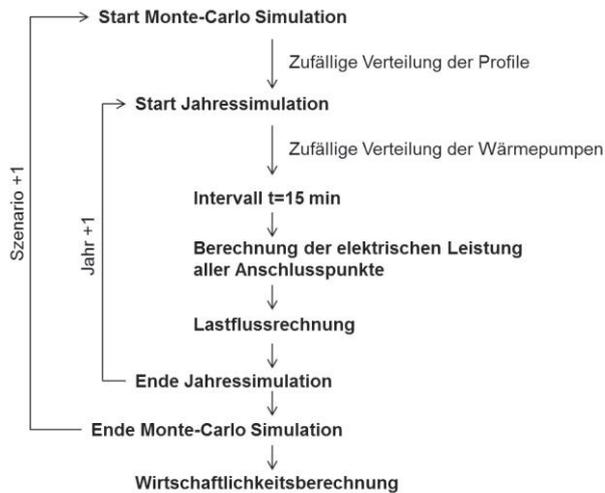


Abbildung 1: Ablauf der MC-Simulationen

Für einen Zeitschritt von 15 Minuten werden die elektrischen Leistungsbezüge berechnet und eine statische Lastflussrechnung durchgeführt. Eine MC-Simulation besteht aus 50 Jahressimulationen. Zur Charakterisierung des Einflusses einer zentralen Regelung wird jede Jahressimulation sowohl mit zentraler Regelung als auch mit konventioneller wärmegeführter Regelung der Wärmepumpen durchgeführt.

### III. ERGEBNISSE

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse beschrieben. Hierbei werden zunächst die Auswirkungen auf die Spannung bestimmt sowie die zentrale Regelung analysiert. Weiterhin werden die Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit erläutert und der Einfluss von Wärmepumpen auf die Netzausbaukosten dargestellt.

#### A. Ergebnisse Spannungsreduktion

Die Spannungsqualität wird anhand von Quantilen der Spannungshäufigkeit beschrieben. Für die Beschreibung des oberen Spannungsbandes wird hierbei das 95%-Perzentil (P95) herangezogen. Es beschreibt diejenige Spannung, unter der 95% aller Spannungswerte eines Jahres liegen. Bei Einsetzen der PV Wirkleistungsregelung liegt die maximale Spannung immer unter 1.03 p.u. und mindestens bei 1.025 p.u. Die Betrachtung des oberen Spannungsbandes soll daher Aufschluss darüber geben, inwiefern sich die zentrale WP-Regelung stabilisierend auf die Netzspannung auswirkt.

In Abbildung 2 sind für drei repräsentative Monate die P95 und deren gleitende Mittelwert über die MC-Simulationen dargestellt.

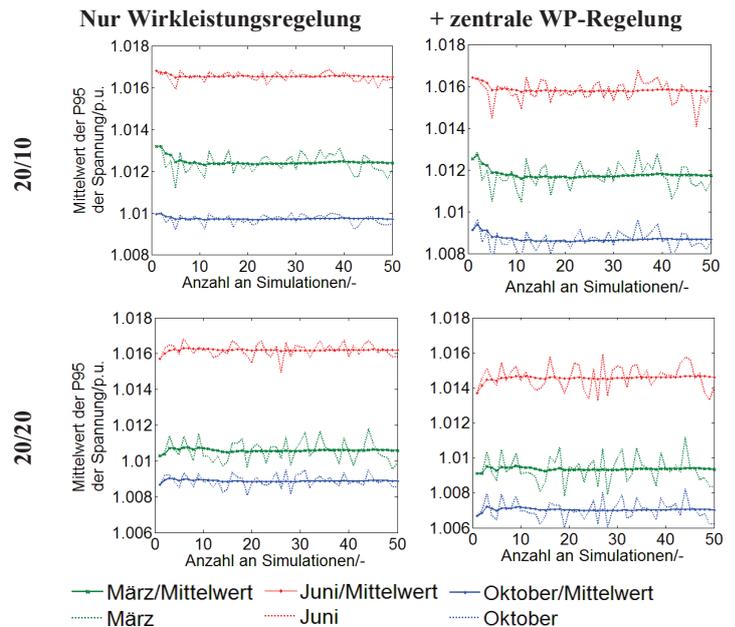


Abbildung 2: 95% Perzentile und deren gleitende Mittelwerte der Spannung aller MC-Simulationen

Der Einfluss des Anschlussortes ist anhand der Schwankung der durchbrochenen Kurven (Absolutwerte) erkennbar. Er nimmt zwar mit steigenden Durchdringungsgraden und zentraler Regelung zu, der absolute Einfluss auf das P95 ist mit  $\ll 1\%$  aber gering. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass durch die früh einsetzende WP-Regelung (ab 1.01 p.u.) eine Umverteilung der Spannungswerte unterhalb der P95 stattfindet und Spannungsspitzen durch eine Wirkleistungsregelung abgefangen werden müssen. Dennoch kann hinsichtlich eines probabilistischen Netzplanungsansatzes gezeigt werden, dass der gleitende Mittelwert der Spannungswerte über die Simulationen nach spätestens 20 Iterationen konvergiert. Die Konvergenz wird für das berechnete Szenario als Kriterium für eine ausreichende Anzahl an MC-Simulation herangezogen.

Weiterhin zeigt die Simulation, dass für das Szenario 20/10 (10% Durchdringungsgrad von WP) ein Einfluss der zentralen Regelung vor allem im März/Oktober zu erkennen ist, da zusätzlich zu einer eher geringen PV-Einspeisung der einsetzende Heizwärmebedarf das Lastverschiebungspotential vergrößert.

In Abbildung 3 wird die netzgeführte zentrale Regelung der Wärmepumpen genauer analysiert. Für eine PVA ist exemplarisch die jeweils an einem Tag maximal abgeregelte Wirkleistung über ein Jahr dargestellt. Die höchste Einstrahlung weist der Monat Mai auf.

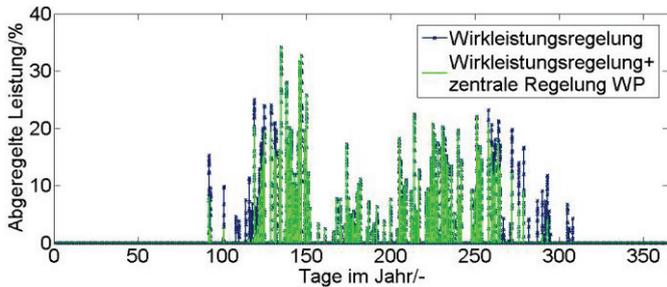


Abbildung 3: Abgeregelte Leistung einer PVA ( $P_{\max}=15$  kW) im Jahresverlauf mit/ohne zentraler Regelung der Wärmepumpen

Es lässt sich zeigen, dass in den Sommermonaten trotz zentraler Regelung der Wärmepumpen keine Verbesserung in der Wirkleistungsreduzierung erreicht wird. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass durch den verhältnismäßig geringen Wärmebedarf im Sommer der Pufferspeicher nicht ausreichend durch einen entsprechenden Wärmebedarf abkühlen kann und die Wärmepumpen auf die weiche Einschalttempfehlung nicht anspringen können. In den Übergangsmonaten dagegen kann die abgeregelte Leistung gesenkt werden. Hier fallen hohe Einstrahlungswerte sowie ein einsetzender Heizwärmebedarf zusammen.

### B. Ergebnisse Kosten / Nutzen

Analog zur Spannungsqualität sind in Abbildung 4 die gleitenden Mittelwerte der Kosten der Abregelung der betroffenen PVA über der Anzahl der MC-Simulation dargestellt.

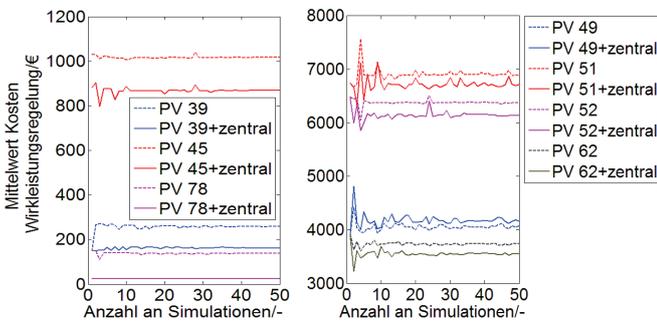


Abbildung 4: Mittelwert der Kosten für die Ausfallarbeit der PVA (Knotennummer des Netzanschlusspunktes) bei wärmebedarfsgeführten WP und zentral geregelten WP über alle Monte-Carlo Simulationen für Szenario 10/10

Die Simulation zeigt, dass die Kosten der Ausfallarbeit bei einer Wirkleistungsregelung der PVA durch die zentrale Regelung der Wärmepumpen reduziert werden können. Zudem kann veranschaulicht werden, dass auch hier der gleitende Mittelwert der Kosten über die MC-Simulationen konvergiert und der jeweilige Grenzwert für die weitere Berechnung herangezogen werden kann. Für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden die Kosten eines gesamten Stranges zusammengefasst.

Tabelle 3 gibt die entsprechende Ausfallarbeit der Wirkleistungsregelung pro Jahr wieder.

Netzgebiet 2 weist die höchste Anzahl an betroffenen Anlagen auf. Für Szenario 20/20 kann hier die abgeregelte Energiemenge um 7% gesenkt werden. In Netzgebiet 4 ist nur eine Anlage von der Wirkleistungsregelung betroffen.

Tabelle 3: Verlustenergie der Netzgebiete durch Wirkleistungsregelung pro Jahr und Anzahl der betroffenen Anlagen

Netzgebiet	Abgeregelte Energie in kWh/Jahr				Anzahl PVA
	10/20	+ zentrale WP Regelung	20/20	+ zentrale WP Regelung	
1	1222	1078	1199	1025	2
2	13360	13062	12864	11992	4
4	316	249	263	243	1

In Abbildung 5 sind die Kosten für die Netzgebiete des Niederspannungsnetzes zusammengefasst. Ob ein Netz ausgebaut werden muss, wird anhand einer statischen Lastflussrechnung nach dem klassischen worst-case Szenario mit 100% Einspeisung und 0% Last bestimmt, wobei die Kosten für den Netzausbau mit den, in Tabelle 1 dargestellten, Kostenannahmen berechnet werden.

Wie in Abbildung 5 ersichtlich, ist in 3 von 4 Netzgebieten eine Wirkleistungsregelung wirtschaftlich sinnvoller als eine konventionelle, auf worst-case Szenarien gestützte, Netzverstärkung. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass Spannungsbandverletzungen in diesen Gebieten selten vorkommen und entsprechend sich die Leistungsregelung als ökonomischer als der Netzausbau erweist. In Netzgebiet zwei hingegen erweist sich ein Netzausbau als sinnvollere Maßnahme, da die Kosten des variablen Einspeisemanagements aufgrund der hohen Durchdringung des Netzfades mit PVA erheblich höher ausfallen. Es lässt sich zeigen, dass durch eine Abregelung der Spitzenleistung, wie in [5] vorgeschlagen, die Aufnahmefähigkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz vergrößert werden kann.

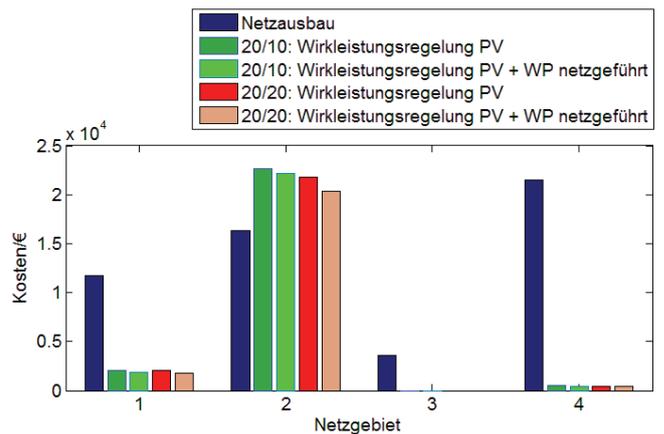


Abbildung 5: Zusammenfassung der Kostenanalyse eines realen Niederspannungsnetzes

Hinsichtlich des Einflusses der Wärmepumpen kann durch die netzgeführte Regelung zwar in allen Netzgebieten ein positiver Effekt auf die Kosten einer Wirkleistungsregelung der PVA festgestellt werden, aber auch bei einem hohen Durchdringungsgrad der WP von 20% können die Kosten des Netzausbaus in Netzgebiet 2 nicht unterschritten werden.

#### IV. FAZIT

Die Einführung der Auszeichnung „smart-grid-fähiger“ Wärmepumpen zeigt die allgemeine Erwartung an Wärmepumpen, sich aktiv an einem Netzmanagement zu beteiligen und damit auch die Integration von großen Mengen an erneuerbaren Energien zu verbessern. Bei der Untersuchung eines Niederspannungsnetzes mit hohen Durchdringungsgraden an PVA konnten auftretende Spannungsbandverletzungen durch eine zentral netzgeführte Regelung der Wärmepumpen nicht vermieden werden. Für das Niederspannungsnetz wird ein Zubau an PVA von 20% für die Zukunft angenommen und stochastisch verteilt. Eine positive Auswirkung der Wärmepumpen auf die Netzausbaukosten kann aber in Zusammenhang mit einer Wirkleistungsregelung der PVA festgestellt werden, wobei vor allem in den Übergangsmonaten die Kosten der Wirkleistungsregelung durch ein aktives Wärmepumpenmanagement gesenkt werden können. Diese Monate sind geprägt von einem einsetzenden Heizwärmebedarf und hohen solaren Einstrahlungen. Durch die einsetzende Heizleistung wird dem Pufferspeicher Energie entzogen, wodurch die Wärmepumpe flexibel bei hoher solarer Einstrahlung anlaufen kann. Während im wärmegeführten Betrieb die WP erst abends, nach Speicherleerung, in Betrieb geht, wird bei netzgeführter Regelung der Speicher schon tagsüber gefüllt.

Für die Analyse wurde eine probabilistische Untersuchung verschiedener Netzszenarien gewählt. Hierbei kann auch bei unbekanntem Anschlusspunkt der WP in der Zukunft ein statistisches Abbild des Netzes geschaffen werden, um Investitionsentscheidungen zukünftiger Netze zu planen. Die Konsequenzen für die Netzplanung, die sich aus dieser Untersuchung ableiten lassen, bestätigen, dass eine worst-case gestützte Netzplanung zu erheblich höheren PV-getriebenen Netzausbaukosten führt als eine probabilistische Netzberechnung. Zusätzlich können alternative Netzbetriebsstrategien wie zentral geregelte Wärmepumpen in den Netzplanungsprozess integriert und monetär bewertet werden.

Eine Abregelung von Photovoltaikanlagen zur Steigerung der maximal möglichen Anschlusskapazität von erneuerbaren Energien kann auf Basis der gezeigten Simulationsergebnisse in der Hinsicht bestätigt werden, dass der wirtschaftliche und zeitliche Investitionsdruck durch ein gezieltes Einspeisemanagement gemindert werden kann. Die Simulationsergebnisse machen jedoch zudem deutlich, dass Investitionsentscheidungen maßgeblich von der Verteilung der Anschlusspunkte der Photovoltaikanlagen sowie der Netztopologie selbst abhängen und damit für jedes Netzgebiet eigenständig bewertet werden müssen.

#### DANKSAGUNG

Wir möchten uns bei dem Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst Baden-Württemberg für die Förderung des Projektes „Dynamische Simulation und Optimierung dezentraler Energiekonzepte“ bedanken.

#### QUELLEN

- [1] Bundesverband Wärmepumpe e.V., „Regularium für das Label "SG Ready" für elektrische Heizungs- und Warmwasserwärmepumpen,“ Berlin, 2013.
- [2] A.L.M. Mufaris, S. Kawachi, J. Saba, „Voltage Control Using Coordinated Control of Heat Pump Water Heaters with Large Penetration of Photovoltaic Systems,“ 2013M. Young, The Technical Writer's Handbook. Mill Valley, CA: University Science, 1989.
- [3] Consentec, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, „Untersuchung der Voraussetzungen und möglichen Anwendungen analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft,“ Bonn, 2006.
- [4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de), Zugriff: 18.09.2014
- [5] EWE AG, Positionspapier EWE AG- Langfassung, Mit neuen Rahmenbedingungen die Energiewende erfolgreich umsetzen, 2013.