

Untersuchung zur Asymmetrie der Spannung in Niederspannungsnetzen mit hoher Photovoltaik-Durchdringung

Robert Pardatscher, Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann: Technische Universität München,
Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, Arcisstr. 21, 80333 München,
089/289-25098, robert.pardatscher@mytum.de, www.een.ei.tum.de

Georg Wirth, Andreas Spring, Prof. Dr. Gerd Becker: Hochschule München,
Labor Solartechnik und Energietechnische Anlagen, München

Sebastian Schmidt, Johannes Brantl: E.ON Bayern AG, Assetmanagement,
Regensburg

Einleitung

Die Nutzung erneuerbarer Energien nimmt seit Inkrafttreten des Erneuerbare Energien Gesetzes im Jahr 2000 jährlich stark zu und leistete im Jahr 2011 mit einem Anteil von bereits 20 % einen wesentlichen Beitrag am elektrischen Endenergieverbrauch [1]. Entsprechend dem Dargebot der unterschiedlichen Energiequellen haben sich starke regionale Unterschiede in der Zusammensetzung der regenerativen Erzeugung ergeben. Aufgrund stärkerer Globalstrahlung und damit verbundenen höheren möglichen Jahreserträgen hat sich die Nutzung der Sonnenenergie mittels Photovoltaik (PV) vor allem im Süden Deutschlands ausgebreitet und ist mit insgesamt 31,6 GW_p installierter Modulleistung in Deutschland (Stand 31.10.2012) [2] stark vertreten. Dabei ist der zahlenmäßige Großteil der PV-Erzeuger aufgrund der geringen Leistung der Einzelanlagen in der Niederspannungsebene anzutreffen.

Bei einer hohen PV-Anlagendichte können Niederspannungsnetze an Spannungsgrenzen stoßen oder deren Betriebsmittel durch Überlastungen geschädigt werden. Problematisch sind vor allem ländliche Netze mit langen Leitungsstrecken sowie großen Dachflächen, die ein hohes PV-Potential aufweisen [3]. Durch die hohe dezentrale Erzeugung bei gleichzeitig geringem lokalem Verbrauch ergibt sich eine Umkehr des Lastflusses hin zur Transformatorstation. Die hohe Gleichzeitigkeit bei PV-Einspeisung hebt die Spannung längs der Leitung an und verursacht hohe Summenleistungen, die zu großen Betriebsmittelbelastungen führen. Für die Planung von Netzen mit hoher PV-Durchdringung wird somit neben dem Starklastfall auch der Fall maximaler Einspeisung bei gleichzeitiger Schwachlast relevant. Dabei werden zurzeit symmetrische Verhältnisse für den Netzbetrieb angenommen. Allerdings besteht die Mehrheit aller angeschlossenen Verbraucher in der Niederspannungsebene aus einphasigen Lasten. Zur Vermeidung von starker Asymmetrie im Netz, werden die Verbraucher in der Regel an unterschiedliche Außenleiter angeschlossen. Diese Vorgehensweise führte bisher zu einer ausreichenden Symmetrierung der Spannungen und Ströme. Allerdings dürfen laut VDE-Anwendungsregel 4105 [4] kleine Erzeugungsanlagen (< 13,8 kVA) unsymmetrisch angeschlossen werden.

Eine Untersuchung zum Anschluss von PV-Anlagen hat für ein Mittelspannungsnetz einen zum Großteil regelkonformen Anschluss von Kleinanlagen ermittelt [5]. Welche Auswirkungen die PV-Einspeisung allgemein auf die Asymmetrie in Niederspannungsnetzen hat, soll in der folgenden Untersuchung geklärt werden.

Datenbasis

Für die Untersuchung zur Spannungsasymmetrie wurden Messdaten aus dem Forschungsprojekt „Netz der Zukunft“ herangezogen, einer Kooperation zwischen der E.ON Bayern AG, der Hochschule München und der Technischen Universität München, die sich mit den Auswirkungen von dezentraler Einspeisung an einem realen Mittelspannungsnetz mit bereits sehr hoher PV-Durchdringung befasst [6].

Um für die Untersuchungen eine ausreichende Datengrundlage zu schaffen, wurden ein komplettes Mittelspannungsnetz und dessen unterlagerte Niederspannungsnetze messtechnisch erfasst. In rund 150 Ortsnetzstationen des niederbayerischen Erdschlussgebiets Seebach zeichnen Power-Quality (PQ)-Messgeräte Spannungen, Ströme, Leistungen und andere Größen zur Spannungsqualität auf. An den Hausanschlüssen (HA) mehrerer hundert PV-Anlagenbetreiber sind ca. 560 spezielle Lastgangzähler mit PQ-Modul installiert, die 10-Minuten-Mittelwerte diverser elektrischer Größen (insbesondere der Spannung) liefern. Das Gebiet wurde u.a. aufgrund der bereits hohen PV-Durchdringung von im Mittel 5 kW_p/HA ausgewählt, wodurch die Auswirkungen von starker dezentraler Einspeisung direkt gemessen werden können.

Für die hier präsentierte Untersuchung werden vorwiegend die Effektivwerte der drei Leiter-Erd(LE)-Spannungen der Lastgangzähler ausgewertet. Wenn nicht anders angegeben gehen alle verfügbaren Werte zwischen dem 23.09.2010 und dem 10.10.2012 in die Analyse mit ein. Da die Zähler sukzessive installiert, teilweise ausgetauscht wurden oder aufgrund von Kommunikationsproblemen nicht immer Werte lieferten, sind je Zeitpunkt nicht immer gleich viele Messpunkte im Netz vorhanden. In Tabelle 1 sind einige Daten zu den betrachteten Ortschaften aufgelistet.

Tabelle 1: Ortschaften mit der Anzahl der Hausanschlüsse, der installierten Modulleistung (Stand Juni 2012) und der Klassifizierung nach Siedlungsdichte

Ortschaft	Anzahl HA	Installierte Modulleistung [kW _p]	Kategorie nach Siedlungsdichte [3]
Osterhofen	2266	3550	Vorstadt
Winzer	789	1606	Dorf
Langenisarhofen	247	1062	Dorf
Haardorf	114	1055	Land
Thundorf	114	783	Land

Die Messdaten der Lastgangzähler werden u.a. auf eine Korrelation mit der Sonnenscheindauer hin überprüft. Die Daten dazu wurden von der Messstation Straubing des DWD aufgezeichnet, die dem Untersuchungsgebiet am nächsten gelegen ist [7].

Vorgehensweise bei der Auswertung

Um die im Folgenden vorgestellten Ergebnisse zu erhalten, sind mehrere Schritte in der Auswertung nötig.

Aufgrund des hohen Datenaufkommens und um die Topologie der einzelnen Ortsnetze zu berücksichtigen, werden die Zählerdaten jeweils nach den zugehörigen Ortschaften getrennt betrachtet. Da an einigen HA mehrere Zähler installiert sind, die Bezug, Einspeisung oder mehrere PV-Anlagen einzeln messen, wird für die Betrachtung der Spannungsasymmetrie an einem HA jeweils nur ein Datensatz berücksichtigt. Damit werden Spannungen nicht mehrfach gewichtet. Die LE-Spannungen werden zusätzlich auf einen sinnvollen Wertebereich geprüft. Liegen diese nicht innerhalb 85 – 130 % der Bemessungsspannung U_r , werden sie von der Untersuchung ausgenommen.

Hinsichtlich Spannungsasymmetrie gibt die DIN EN 50160 [8] einen Grenzwert an. In 95 % aller 10-Minuten-Mittelwerte eines beliebigen Wochenintervalls darf der Effektivwert der Gegensystemkomponente nicht um mehr als 2 % (bzw. 3 %) vom Wert der Mitsystemkomponente abweichen. Da von den im Untersuchungsgebiet verbauten Lastgangzählern keine Werte zu Mit- und Gegensystem aufgezeichnet werden und auch keine Informationen zum Phasenwinkel zwischen den Außenleiterspannungen vorliegen, wird in der folgenden Untersuchung die Asymmetrie auf Basis der Differenzen zwischen den Außenleiterspannungen und Erdpotential analysiert.

Aus jeweils zwei LE-Spannungen werden die drei möglichen Spannungsdifferenzen berechnet und auf die Bemessungsspannung $U_r = 230 \text{ V}$ bezogen (siehe Formel).

$$\Delta u_{xy} = \frac{|U_{xE} - U_{yE}|}{U_r} \cdot 100 \text{ [%]} \quad \text{mit } x, y \in \{1, 2, 3\} \wedge x \neq y$$

Für die folgenden Betrachtungen wird nur die größte der drei Spannungsdifferenzen betrachtet.

Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Untersuchung vorgestellt. Die maximale Spannungsdifferenz zwischen zwei LE-Spannungen, nachfolgend auch als Asymmetrie benannt, wird dabei auf mögliche Abhängigkeiten mit der Spannungshöhe, der Tageszeit, dem Datum und der Sonnenscheindauer überprüft. Aufgrund des Umfangs der Ergebnisse beschränkt sich die Darstellung der folgenden Aspekte größtenteils auf die Ortschaft Thundorf, da deren Ergebnisse als repräsentativ für die Kategorien der Land- und Dorfnetze angesehen werden kann.

Verteilung der Asymmetriewerte

In der Ortschaft Thundorf wurden im gesamten Zeitraum 1.147.088 Datensätze aufgezeichnet. Die Messwerte lieferten im Mittel 21 Zähler. Durchschnittlich ergibt sich für jeden Zeitpunkt und jeden Messpunkt eine Spannungsasymmetrie von 0,61 % (1,4 V). Um einzelne nicht repräsentative Ausreißer unberücksichtigt zu lassen, wird das 95 % bzw. 99 %-Quantil ermittelt. Die Werte für die untersuchten Ortschaften sind in Tabelle 2 aufgelistet.

Tabelle 2: Mittelwerte und 95 %-/99 %-Quantile der Spannungsasymmetrie in den untersuchten Ortschaften.

Ortschaft	Mittelwert [%]	95%-Quantil [%]	99%-Quantil [%]
Osterhofen	0,31	1,22	1,42
Winzer	0,57	2,15	3,33
Langenisarhofen	0,61	2,20	3,53
Haardorf	0,55	1,86	2,84
Thundorf	0,61	2,11	3,28

Osterhofen, Vertreter der Siedlungskategorie Vorstadt, weist aufgrund der starrereren Netztopologie deutlich niedrigere Asymmetriewerte auf als die restlichen Ortschaften. Die beiden Vertreter der Kategorie Landnetze, Haardorf und Thundorf unterscheiden sich nur marginal von den beiden als dörflich klassifizierten Netzen Winzer und Langenisarhofen. Dies liegt daran, dass in Haardorf und Thundorf bereits etliche EEG-bedingte Netzverstärkungsmaßnahmen vorgenommen werden mussten.

Abbildung 1 zeigt für die betrachteten Ortschaften den Anteil der Messwerte, die über einer bestimmten Asymmetrie liegen.

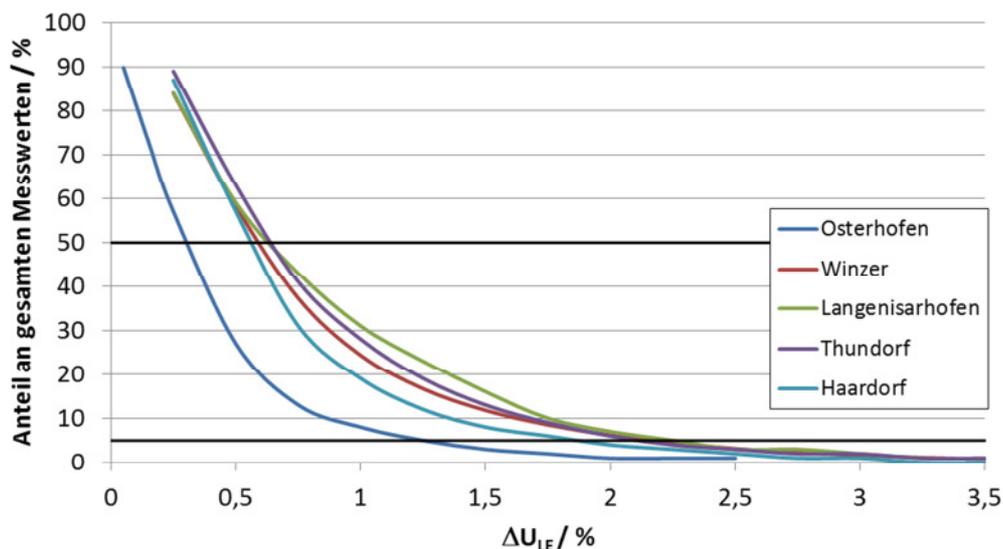


Abbildung 1: Anteil der Messwerte über einem bestimmten Asymmetriewert

Die Verläufe zeigen für die Land-/Dorfnetze eine geringe Schwankungsbreite und damit ähnliche Asymmetrien.

Korrelation mit Spannungshöhe

In diesem Teilaspekt wird analysiert, bei welchen Asymmetriewerten welche Spannung auftritt. Um mögliche Effekte durch PV-Einspeisung aufzudecken, wird von den drei LE-Spannungen das Maximum gewählt. Aufgrund der hohen Anzahl an Datenpunkten beschränkt sich die Darstellung in Abbildung 2 auf Asymmetrien größer 3 %, die über den jeweils zugehörigen Spannungswerten aufgetragen sind. Die dargestellten Werte entsprechen zwar nur 2 % aller Messwerte, liefern aber dennoch Aufschluss über die Gründe der hohen Asymmetrien. Die Dichte der Messpunkte je Fläche wird in der Darstellung farblich differenziert um Häufungen aufzuzeigen. Da-

tenpunkte (im Fall von Thundorf 15 % der für dieses Diagramm verwendeten Messwerte), die unterhalb einer bestimmten Wertedichte liegen, werden als einzelne weiße Punkte dargestellt.

Es zeigt sich eine deutliche Häufung der Werte bei Spannungen zwischen 101 % und 105 % U_r . Asymmetriewerte größer 4 % treten bei deutlich höheren Spannungen bis in den Bereich von 108 % U_r auf. Die hohen Spannungen lassen auf den Fall starker PV-Einspeisung schließen. Die durch Last dominierten Zeitpunkte, die über das Jahr gesehen zahlenmäßig überwiegen und bei Spannungen kleiner 100 % U_r liegen, sind in diesem Wertebereich kaum aufzufinden.

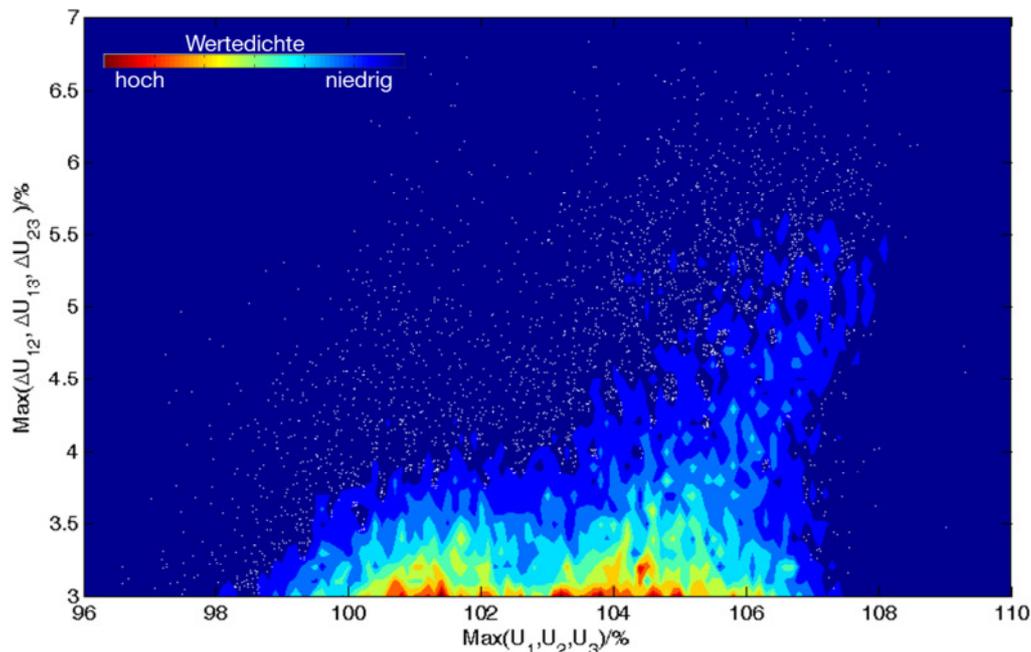


Abbildung 2: Höhe der Spannung, bei der Asymmetrien > 3 % auftreten, Thundorf

Korrelation mit Datum

Werden die Asymmetriewerte größer 3 % dem Tag zugeordnet, an dem sie aufgenommen wurden, so ergibt sich das Diagramm in Abbildung 3. Eine deutliche Verdichtung der Werte ist hier im Zeitraum zwischen März und September 2011 zu sehen. Auch die weiß dargestellten Einzelwerte zeigen eine Häufung in den Sommermonaten. Die Sommermonate lassen den Rückschluss auf längere Sonnenscheindauern und höhere Strahlungsleistungen verbunden mit höherer PV-Einspeisung zu. Im Jahr 2012 ist dieser Effekt deutlich abgemindert. Dies ist auf PV-bedingte Netzverstärkungen in diesem Ortsnetz zurückzuführen.

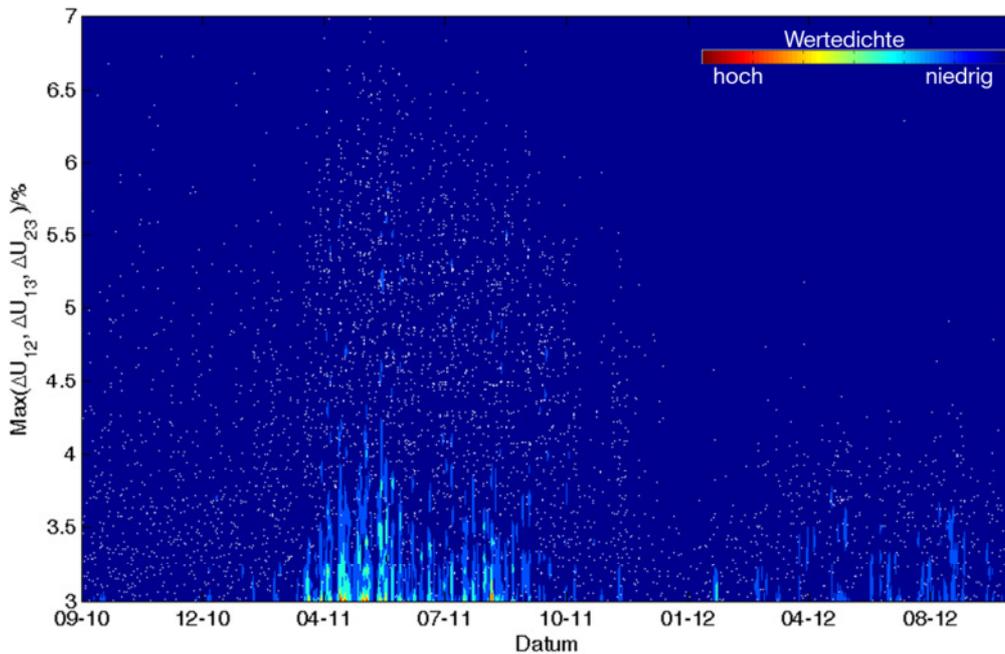


Abbildung 3: Asymmetrien > 3 % über dem Datum aufgetragen, Thundorf

Korrelation mit Tageszeit

In dieser Teiluntersuchung wird die Asymmetrie der Tageszeit zugeordnet, bei der die Messwerte aufgezeichnet wurden (siehe Abbildung 4).

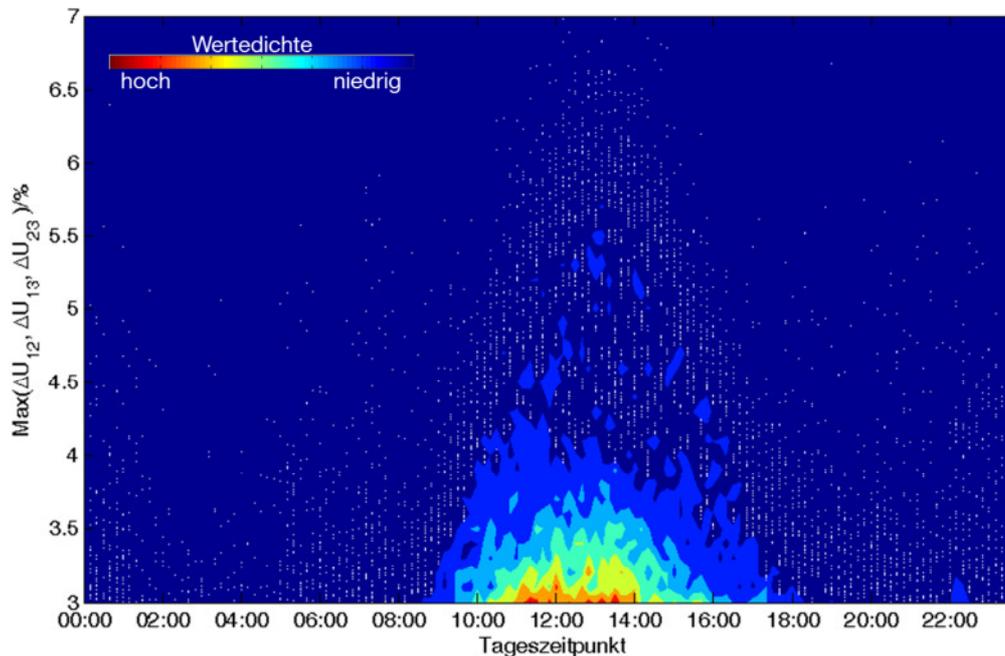


Abbildung 4: Asymmetrien > 3 % über der Tageszeit aufgetragen, Thundorf

Der Großteil der Werte liegt hier zwischen 11:00 und 14:00 Uhr. Der qualitative Verlauf zeigt eine starke Ähnlichkeit mit einem PV-Einspeiseprofil. Zwar können zur Mittagsspitze die Zeitpunkte mit nahezu reinem Lastverhalten und dominierender PV-Einspeisung nicht differenziert werden, so deuten aber fehlende Lastausschläge abends bzw. nachts die Mittagswerte eher auf Einspeisung hin.

Werden alle Asymmetriewerte größer 2 % dargestellt, ergibt sich Abbildung 5. In diesem Fall ist deutlich ein lastbedingter Peak bei 22:00 Uhr zu sehen, der auf installierte Heizgeräte (z.B. Nachtspeicherheizungen) oder andere, durch Rundsteuersignale getriggerte Lasten zurückzuführen ist. Der prinzipielle Tagesverlauf ändert sich kaum, er ist nur leicht ausgedehnt und fällt abends flacher ab. Die typische Abendspitze aus den Standard-Last-Profilen ist auch in diesem Wertebereich nicht zu erkennen.

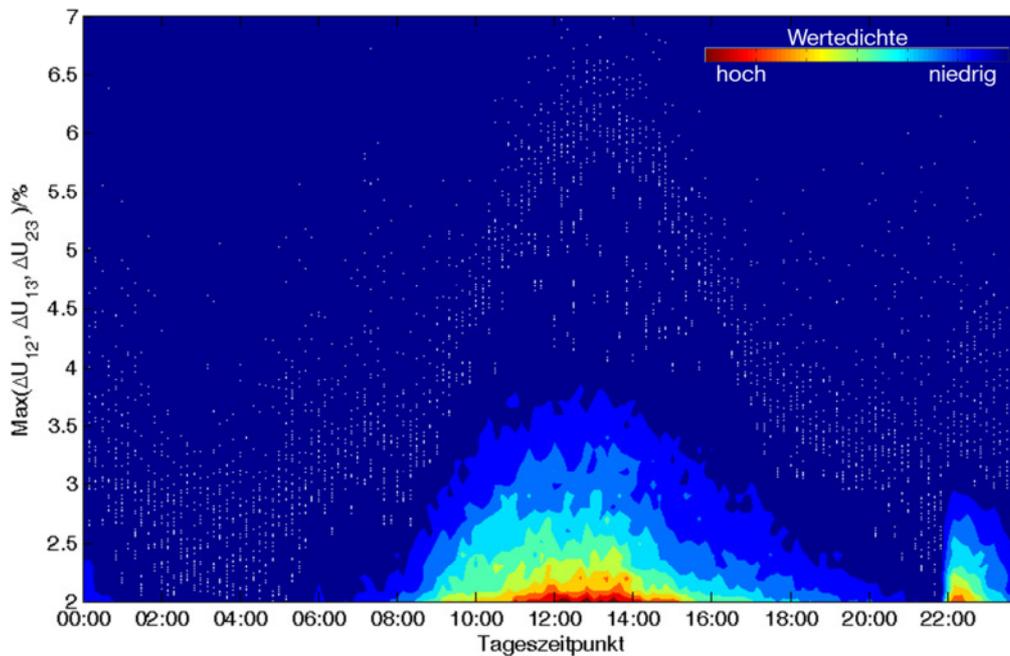


Abbildung 5: Asymmetrien > 2 % über der Tageszeit aufgetragen, Thundorf

Korrelation mit Sonnenscheindauer

Da die PV-Einspeisung in direktem Zusammenhang zum Wetter steht, werden die Asymmetriewerte hinsichtlich einer Korrelation mit der täglichen Sonnenscheindauer überprüft. Jeder Messwert wird über das Datum einer täglichen Sonnenscheindauer zugeordnet. In Abbildung 6 sind die Werte jeweils über einen Tag gemittelt und als blaue Punkte dargestellt. Die Tage werden im nächsten Schritt in Stundenintervalle der Sonnenscheindauer eingeteilt. Die roten Kreise stellen die Mittelwerte der Tagesmittel für jeweils ein Intervall dar. Jeder einzelne Tag weist eine gewisse Standardabweichung vom Tagesmittel auf, die der Übersichtlichkeit halber im Diagramm nicht dargestellt ist. Die roten Balken mitteln die Standardabweichungen der Tage in dem jeweiligen Intervall. Die magentafarbene Gerade stellt eine Trendlinie dar, die einen Anstieg der mittleren Asymmetrie für Tage mit längerer Sonnenscheindauer aufzeigt. Auch die mittlere Standardabweichung wird an Tagen mit mehr Sonne größer. Dies kann sich aus dem höheren Asymmetriegrad bei höherer PV-Einspeisung tagsüber in Kombination mit dem niedrigeren Asymmetriegrad nachts erklären. Bei der Darstellung werden jeweils alle verfügbaren Messwerte eines Tages für die Ermittlung der mittleren Asymmetrie verwendet.

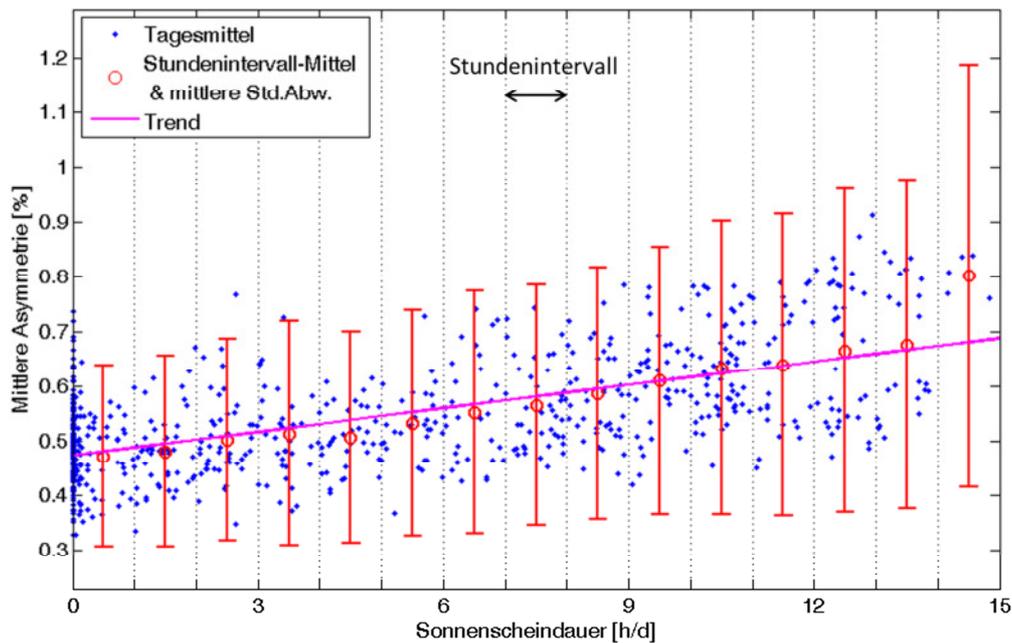


Abbildung 6: Asymmetrie über Sonnenscheindauer aufgetragen, Thundorf

Werden nur Werte für die Mittelung herangezogen, die tagsüber aufgezeichnet wurden (zwischen 5:00 – 21:00 Uhr), ergibt sich die linke Grafik in Abbildung 7. Hier zeigt sich ebenfalls eine steigende Asymmetrie bei höheren Sonnenscheindauern, die im Vergleich zu den Gesamttageswerten aus Abbildung 6 deutlich steiler ausfällt. Dies ist ein weiteres Indiz für die Abhängigkeit der Asymmetrie von PV-Einspeisung. Der Anstieg der mittleren Standardabweichung ist auch hier erkennbar.

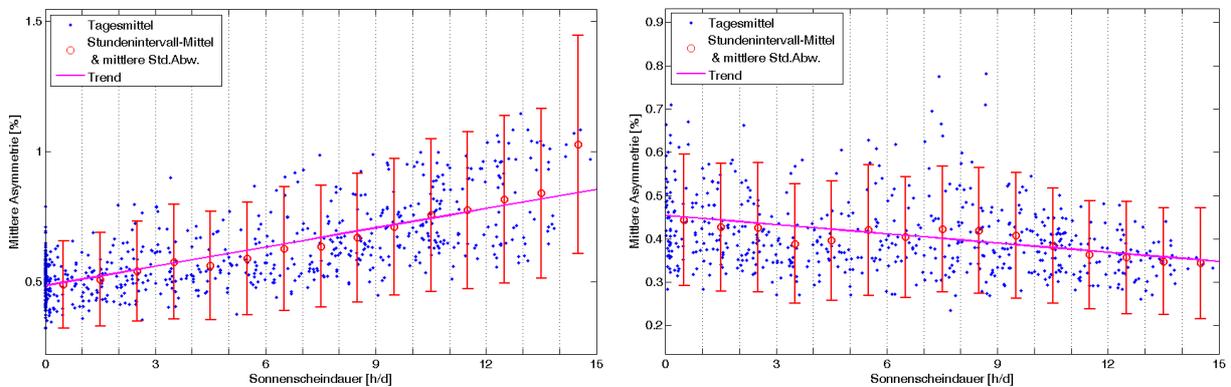


Abbildung 7: Asymmetrie in Abhängigkeit der Sonnenscheindauer, differenziert nach Tages- und Nachtwerten, Thundorf

Das rechte Diagramm in Abbildung 7 ergibt sich bei alleiniger Berücksichtigung der Nachtwerte (zwischen 21:00 und 5:00 Uhr aufgezeichnet). Auch hier sind die Messwerte auf Basis des Tages, an dem diese aufgezeichnet wurden, der zugehörigen Sonnenscheindauer zugeordnet. Diese Auswertung zeigt eine im Vergleich zu den anderen Darstellungen gegenläufige Tendenz: Die mittlere Asymmetrie sinkt mit steigender Sonnenscheindauer. Erklären lässt sich der Effekt durch das jahreszeitlich bedingte Lastverhalten. An Wintertagen mit wenigen Sonnenstunden und geringer Außentemperatur beziehen meist mehr Verbraucher elektrische Leistung aus dem Netz als an warmen, sonnigen Sommertagen. Die mittlere Standardabweichung

der einzelnen Stundenintervalle sinkt ebenfalls mit steigender Sonnenscheindauer ab.

Der sinkende Trend der Nachtwerte wird von dem steigenden Trend der Tageswerte überkompensiert, wodurch es zum Anstieg der Asymmetrie bei der Auswertung der gesamten Werte kommt.

Für die anderen untersuchten Ortschaften ergibt sich grundsätzlich die gleiche Tendenz.

Als Beispiel einer Detailbetrachtung wird in Abbildung 8 die Asymmetrie größer 2 % über dem Zeitbereich zwischen März und Juni 2011 aufgetragen. Überlagert dazu ist die Sonnenscheindauer dargestellt. Es zeigt sich eine deutliche Übereinstimmung der Sonnenscheindauer mit der Wertedichte der Asymmetrie. Vor allem steile Flanken im Verlauf der Sonnenstunden sind eindeutig in der Asymmetrie wiederzufinden.

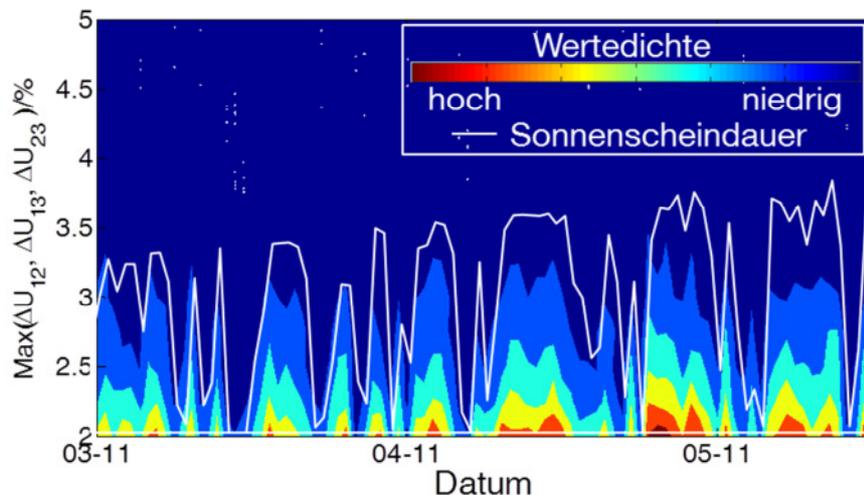


Abbildung 8: Asymmetrie und Sonnenscheindauer zwischen März und Juni 2011

Asymmetrie an einzelnen Hausanschlüssen

In Abbildung 9 sind für zwei aufeinanderfolgende Tage die Verläufe der Einspeisung (blau), des Bezugs (rot) sowie die zugehörige Asymmetrie (grün) an einem beispielhaften Hausanschluss dargestellt. An dem Hausanschluss speist eine einphasig angeschlossene PV-Anlage der Leistung 4,6 kW_p ein. Die Asymmetrie folgt deutlich sowohl der Einspeisung als auch den Lastspitzen.

Asymmetrie an Trafostation

Die Spannungsasymmetrie kann auch aus Messwerten an den Transformatorstationen ermittelt werden, die in ihrem Niveau allerdings deutlich unter jenem der Hausanschlüsse an Netzausläufern liegt. Für jeweils einen Tag im Mai und im Dezember 2011 sind in Abbildung 10 die Wirkleistungen der drei Außenleiter auf der linken sowie der zugehörige Verlauf der Asymmetrie auf der rechten Seite dargestellt. Für den Maitag sind in der Leistung deutliche Unterschiede zwischen den Außenleitern sichtbar, die zu den Asymmetrien führen und dem Verlauf der Rückspeisung in die Mittelspannungsebene folgen. Deutlich erkennbar ist auch hier wiederum der Einsatz von Heizgeräten in diesem Netzbereich. Der Wintertag ist geprägt durch reinen Leistungsbezug aus der Mittelspannungsebene. Die Asymmetrie folgt dem lastgeprägten Leistungsverlauf, der Einfluss der PV-Einspeisung fehlt deshalb im Verlauf des rechten Diagramms.

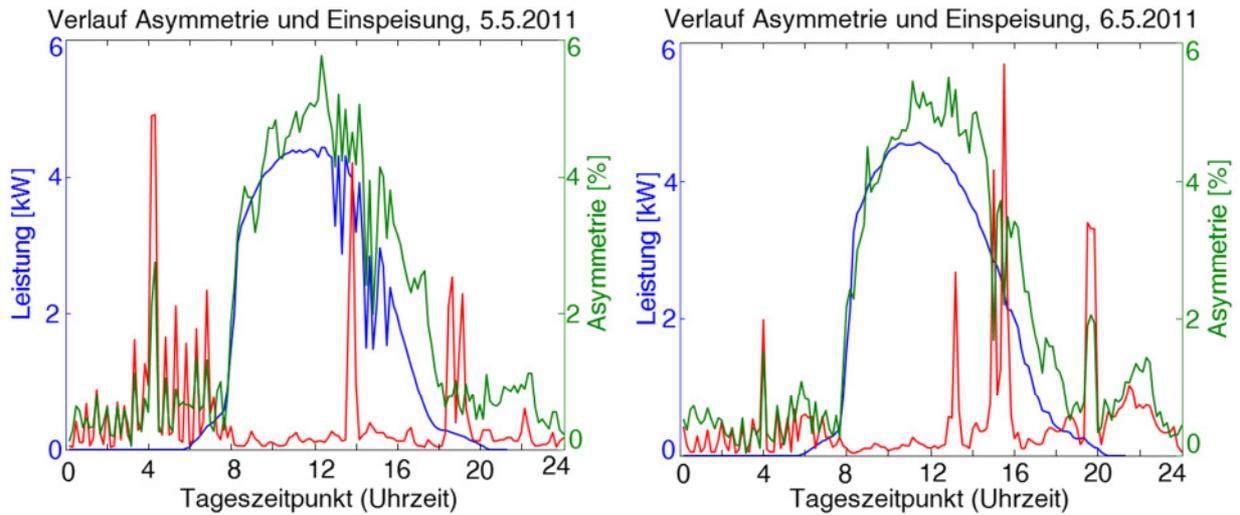


Abbildung 9: Verlauf der Einspeise-/Bezugsleistung und der Asymmetrie an einem beispielhaften Hausanschluss

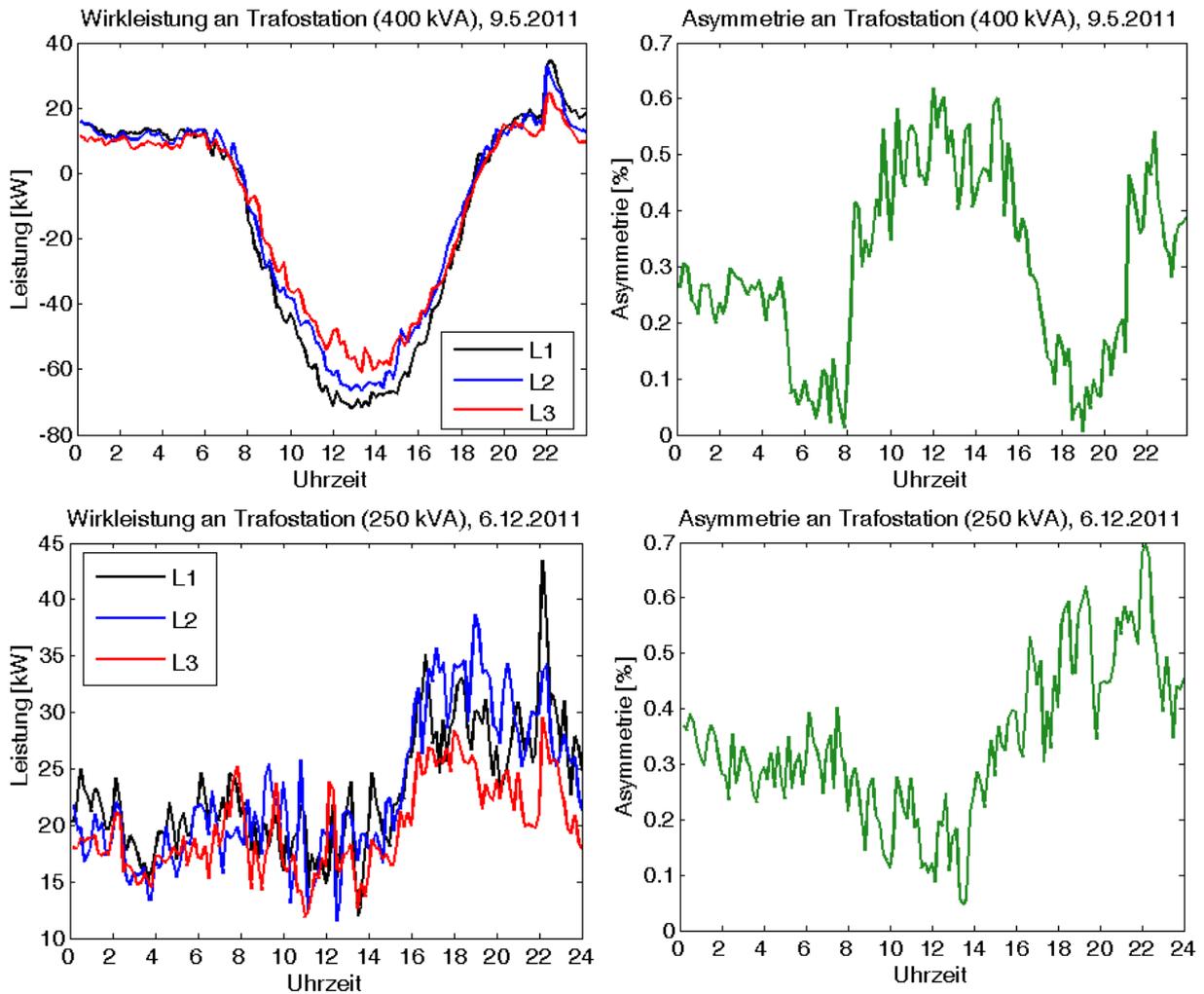


Abbildung 10: Wirkleistungs- und Asymmetrieverlauf zweier Transformatoren für den 9.5.2011 und den 6.12.2011

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die betrachteten Teilaspekte zeigen unabhängig voneinander einen Anstieg der Spannungsasymmetrie bei PV-Einspeisung. Vor allem bei höheren Asymmetrien ist der Einfluss durch Korrelation mit dabei auftretenden Spannungen und der Sonnenscheindauer am selben Tag nachgewiesen worden. Auch die Untersuchung auf Korrelation mit der Jahres- sowie Tageszeit lässt auf eine gesteigerte Asymmetrie durch PV-Einspeisung schließen.

Auswirkung auf die Netzplanung

Bei der Netzplanung, die von symmetrischen Verhältnissen im Netz ausgeht, wird der Einfluss der Spannungsasymmetrie nicht berücksichtigt. Bei Anwendung des 3 %-Kriteriums entsprechend VDE-Anwendungsregel 4105 [4] ist dafür eine ausreichende Sicherheit eingebaut. Bei Einsatz neuartiger Betriebsmittel wie beispielsweise regelbare Ortsnetztransformatoren, kann in Ortsnetzen eine höhere Spannungsanhebung zugelassen werden. Diese ist abhängig vom angewandten Regelkonzept sowie der Höhe der Transformatorstufen und sollte neben Sicherheiten und Messtoleranzen auch den Einfluss der Asymmetrie berücksichtigen.

Als Sicherheitsabstand muss allerdings nicht die komplette Spannungsdifferenz zwischen zwei LE-Spannungen berücksichtigt werden, da die Berechnung der Spannung im symmetrischen Fall einen Wert liefert, der zwischen den beiden LE-Spannungen des asymmetrischen Falls liegt.

Wird also ΔU_{Asy} als relevante LE-Spannungsdifferenz angesetzt, so ergibt sich entsprechend Abbildung 11 ein Mittelwert im Korridor zwischen $U_{LE,min} + 1/3 \Delta U_{Asy}$ und $U_{LE,max} - 1/3 \Delta U_{Asy}$. Dieser ergibt sich in Abhängigkeit von der Höhe der Spannung, die nicht an der Bildung von ΔU_{Asy} beteiligt ist (im Beispiel U_2). Bei Betrachtung des Rückspeisefalls muss die Differenz zwischen $U_{LE,max}$ und dem minimalen Mittelwert herangezogen werden, der sich zu $2/3 \Delta U_{Asy}$ ergibt.

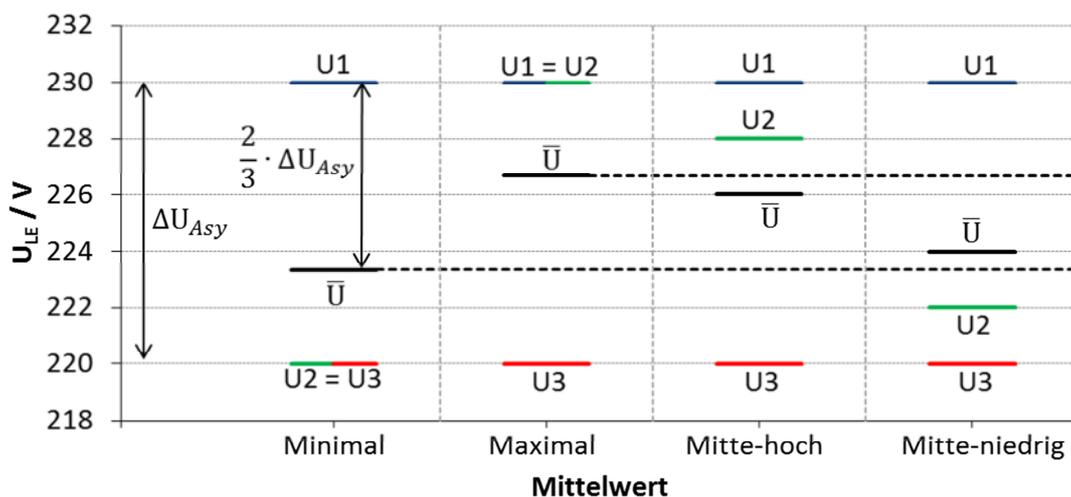


Abbildung 11: Mittelwertbildung bei gegebenem ΔU_{Asy} und variabler LE-Spannung, die nicht an ΔU_{Asy} beteiligt ist

Fazit

Der starke Ausbau der Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren bringt neue Herausforderungen für die Netzbetreiber mit sich. Die Photovoltaik, die größtenteils in die Niederspannungsebene einspeist, bringt bei einer hohen Durchdringung Verteilnetze an ihre Grenzen. Wird für die Netzplanung im Einspeiseszenario das bisher angewandte 3 %-Kriterium (zulässige Spannungsanhebung in der Niederspannung gemäß VDE-AR 4105 [4]) im Rahmen des Einsatzes neuartiger Betriebsmittel und intelligenter Regelkonzepte überdacht, so muss neben gewissen Sicherheiten auch für die Spannungsasymmetrie ein Abstand von der 110 %-Grenze (nach EN 50160 [8]) berücksichtigt werden.

Die hier vorgestellten Untersuchungen zeigen dabei den Einfluss der PV-Einspeisung auf die Asymmetrie auf Basis von Abhängigkeiten zur Spannungshöhe, der Jahres- und Tageszeit, der Sonnenscheindauer sowie Analysen an unterschiedlichen Knoten in den Ortsnetzen. Die ausgewerteten Messdaten zeigen in allen fünf untersuchten Ortschaften mit unterschiedlicher Siedlungsdichte einen Anstieg der Asymmetrie, der auf PV-Einspeisung zurückzuführen ist.

Als Abschluss wird eine mögliche Anwendung der Ergebnisse zur Berücksichtigung in der Netzplanung geliefert. Welcher Sicherheitsabstand effektiv in die Planung von Netzen mit hoher PV-Durchdringung mit eingeht, muss den speziellen Anforderungen und Eigenheiten der Versorgungsregion angepasst werden.

Literatur

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Erneuerbare Energien in Zahlen*, Juli 2012
- [2] Bundesnetzagentur: *Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze*, www.bundesnetzagentur.de, abgerufen am 3.12.2012
- [3] Kerber, G.: *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstellen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*, Dissertation Technische Universität München, Juli 2011
- [4] VDE-AR-N 4105: *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, VDE Verlag, August 2011
- [5] Pardatscher R., Wirth G., Witzmann R., Becker G., Garhamer M., Brantl J.: *Analyse von Lastgangzählerdaten aus dem Projekt „Netz der Zukunft“*, VDE-Kongress 2012, Stuttgart, VDE Verlag
- [6] Pardatscher, R., Wirth, G., Witzmann, R., Becker, G., Garhamer, M., Brantl, J.: *Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz*, ETG-Kongress 2011, Würzburg, VDE Verlag
- [7] Deutscher Wetterdienst: *Klimadaten für Messstationen in Deutschland*, www.dwd.de, abgerufen am 10.08.2012
- [8] DIN EN 50160: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, Deutsche Fassung EN 50160:2007, April 2008