

Verteilnetzplanung mit dezentralen Blindleistungsreglern und rONT

Kilian Dallmer-Zerbe, Bernhard Wille-Hausmann

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg

Tel.: +49 (0) 761/4588-5399, E-Mail: kilian.dallmer-zerbe@ise.fraunhofer.de

Abstract

Die massive Integration von neuen, dezentralen, fluktuierenden Erzeugern im Verteilnetz führt insbesondere im Niederspannungsnetz zu Spannungsproblemen, da dort die meisten Erzeuger angeschlossen sind. Momentan werden regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) und spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung als vielversprechende Lösungen gesehen Netzausbau zu vermeiden. Diese Veröffentlichung evaluiert jede dieser Lösungen getrennt und als Kombination auf Basis eines ländlichen Verteilnetzes. Unterschiedliche Messpunkte des rONT werden bewertet, die die Spannung direkt am Transformator, in der Mitte und am Ende des Stranges messen. Der Einfluss auf die Knotenspannungen und Leitungsauslastungen wird unter Anwendung des probabilistischen Lastflusses berechnet.

Einleitung

Die massive Integration von neuen dezentralen Erzeugern im Verteilnetz führt im Niederspannungsnetz zu Spannungsproblemen. Um diese Probleme zu lösen, muss die momentane Netzplanung und der momentane Netzbetrieb überarbeitet werden. Dabei sind die wichtigsten technischen Normen für die Netzplanung die Anwendungsrichtlinie VDE AR-N 4105 [2] und für den Netzbetrieb die DIN EN 50160 [1]. Demnach muss in der Planung von Niederspannungs-Verteilnetzen die Spannungsänderung aller verbundenen Generatoren auf 3% der Nennspannung, V_n , beschränkt werden. DIN EN 50160 besagt, dass die Netzspannung innerhalb der Grenzen von $\pm 10\%$ von V_n für das gesamte Verteilnetz liegen muss [1]. Dieser Spannungsbereich lässt sich für den Verteilnetzbetrieb in Abweichungen von der Nennspannung in Höhe von 4%, 2% und 4% für die Mittelspannungsebene, die Transformation und die Niederspannungsebene aufteilen [3].

Momentan werden regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) und spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung als vielversprechende Lösungen gesehen Netzausbau zu vermeiden. Die Knotenspannung am Netzverknüpfungspunkt des Generators kann durch die Einspeisung von induktiver Blindleistung beeinflusst werden, die die Knotenspannung absenkt [4, 6]. Innerhalb dieser Untersuchung werden dezentrale Regler-Parametrierungen von einem zentralen, optimalen Regler abgeleitet wie in [5] präsentiert. Eine weitere Möglichkeit die Netzspannung eines unterlagerten Stranges zu beeinflussen ist das Anpassen des Übersetzungsverhältnisses des Transformators zwischen Mittel- und Niederspannung. Die Effizienz der Spannungsregelung dieser sogenannten regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) hängt stark von der Positionierung der Spannungsmessung ab.

Tabelle 1: Die Nennleistung der PV-Anlagen wird gemäß der jeweiligen Wahrscheinlichkeit p ausgewählt.

P_{nom} in kW	3.4	7.3	12.1	23.2	53
p in %	30.08	31.5	13.17	18.21	7.04

Aus diesem Grund wird diese in den betrachteten Szenarien variiert. Das in Abbildung 1 präsentierte Niederspannungs-Strangnetz wird verwendet um die unterschiedlichen Regler zu vergleichen. Das ländliche Verteilnetz ist gemäß [7, 8] aufgebaut. Die Stränge sind mit Hilfe eines Transformators ($S_N = 50\text{kVA}$) mit dem Mittelspannungsnetz ($V_n = 20\text{kV}$) verbunden. Innerhalb jedes Stranges werden sieben Photovoltaische (PV) Anlagen – PV1 bis PV7 beziehungsweise PV8 bis PV14 – mit einem Abstand von je 57 m Kabel (Typ: NAYY 4x150 mm²) verbunden. Die Anzahl der PV-Anlagen entspricht der Anzahl der Netzverknüpfungspunkte (eng.: grid connection points: GCP).

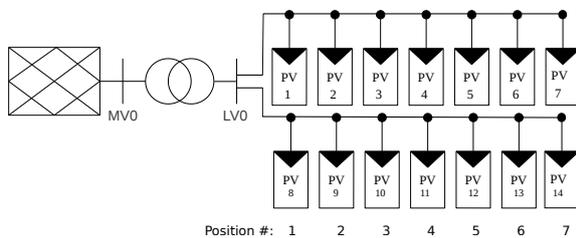


Abbildung 1: LV grid topology used for evaluation.

Die Nennleistung P_{nom} der Anlagen ist in Tabelle 1 aufgeführt und wird basierend auf der Wahrscheinlichkeit p ausgewählt gemäß charakteristischen gruppierten Werten von realen deutschen Niederspannungsnetzen aus 2009 [8]. 400 Konfigurationen der Nennleistung P_{nom} der Anlagen werden simuliert. Alle PV-Anlagen werden symmetrisch an alle drei Phasen des Stranges verbunden. Es werden keine zusätzlichen Lasten verwendet, um den Einfluss der PV-Anlagen gemäß [2] zu berechnen.

Basis-Szenario (Szenario 0)

Szenario 0 wird als Basis-Szenario verwendet. Es wird kein Regler verwendet und die PV-Anlagen sind gemäß vorheriger Beschreibung verteilt. Somit bilden die präsentierten Knotenspannungen das Spannungsproblem, dass durch die PV-Anlagen entsteht ab, das gelöst werden muss. Ergebnisse sind in Abbildung 3a dargestellt.

Ausschließlich rONT

Ein rONT wird parametrisiert über Totband, Anzahl der Stellstufen, Größe der Stellstufen und der gewünschten Spannung oder Führungsspannung. Wenn die Größe der Stellstufen größer als das Totband ist, kann es zu problematischen transienten Oszillationen des Reglers kommen. Das verwendete rONT Modell basiert auf Unterlagen der Maschinenfabrik Reinhausen und beinhaltet neun Stellstufen mit einer Größe von je 1.5% der Nennspannung. Die Stellstufen werden als negative Werte für Spannungsabsenkung und positive für

Spannungsstützung definiert. Die Stellstufe 0 wird auf die gewünschte Spannung gesetzt. Im unbelasteten Zustand ist dies die Nennspannung.

Messung am Strangbeginn (Szenario 1)

Die Änderung der Netzspannung bedingt durch die PV-Anlagen ist verhältnismäßig klein direkt an der Sammelschiene. Sie ist kleiner als die übliche Größe der Stellstufen von 1.5 % der Nennspannung. In diesem Szenario wird das Totband zu $\pm 0.4\%$ der Nennspannung gewählt. Die Stellstufen des rONT (eng: tap positions) sind in Abbildung 2a dargestellt. Wie erwartet führt der rONT nur spannungsabsenkende Maßnahmen während der Stunden mit der größten Erzeugungsleistung der PV-Anlagen durch. Die Knotenspannung per GCP sind in Abbildung 3b dargestellt. Die Grenzen des Spannungsbandes werden vielfach überschritten. Das Spannungsproblem am Ende des Stranges wird nicht gelöst, da es direkt an der Sammelschiene nicht hinreichend erkannt wird.

Messung an Strangmitte (Szenario 2)

In diesem Szenario wird das Totband auf $\pm 1.6\%$ der Nennspannung gesetzt und ist demnach größer als die Größe der Stellstufen. Der Messpunkt befindet sich jeweils in der Mitte der Stränge. Die Messung des Knotens mit der größten Abweichung zur gewünschten Spannung wird als kritischer Knoten priorisiert. Die Stellstufen sind in Abbildung 2b dargestellt und ergeben längere Zeiten von Spannungsabsenkungen und tiefere Stufenstellungen im Vergleich zu Szenario 1. Die Knotenspannungen werden bis auf wenige Ausnahmen in den gewünschten Bereich geregelt und somit ist das Spannungsproblem gelöst, wie in Abbildung 3c dargestellt.

Messung am Strangende (Szenario 3)

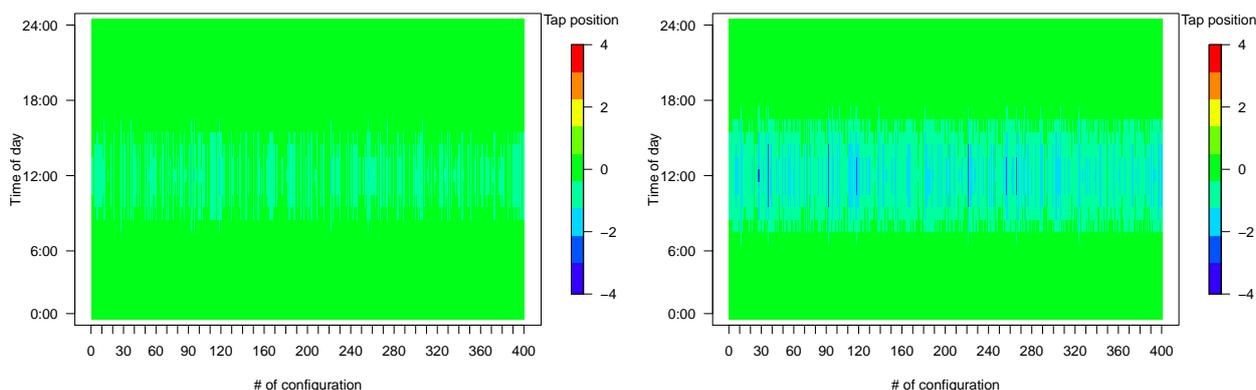
In Szenario 3 wird der rONT wie in Szenario 2 parametrisiert. Einzig die Position der Spannungsmessung wird jeweils an das Ende des Stranges verlegt. Die Stufenstellungen sind in Abbildung 2c und Knotenspannungen in Abbildung 3d visualisiert. Eine weitere Herausforderung des rONT wird klar durch die Unterspannungen, die nur im Strang 1 und nicht im Strang 2 auftreten. Die Parametrisierung des rONT mit mehreren Strängen wird um so schwieriger, je mehr sich die einzelnen Messpunkte in den Strängen unterscheiden.

Blindleistungsregelung ohne rONT (Szenario 4)

In Szenario 4 und 5 werden dezentrale Blindleistungsregler verwendet. Die verwendete Parametrisierung ist in [5] beschrieben. Die Regelstrategie basiert auf der Knotenspannung- $Q(U)$. Die bereitgestellte Blindleistung wird im Verhältnis zu der Scheinleistung begrenzt über $\cos \varphi$ von 0.9. Szenario 4 beinhaltet keinen rONT und stellt daher den Einfluss der Blindleistungsregler auf die Knotenspannungen separat dar. Die $Q(U)$ -Parametrisierung wird für jede Konfiguration einmalig für den Punkt der maximalen PV-Generation berechnet. Ergebnisse der Knotenspannungen werden in Abbildung 3e gezeigt. Die Spannungsgrenzen werden am Ende des Stranges einige wenige Male überschritten.

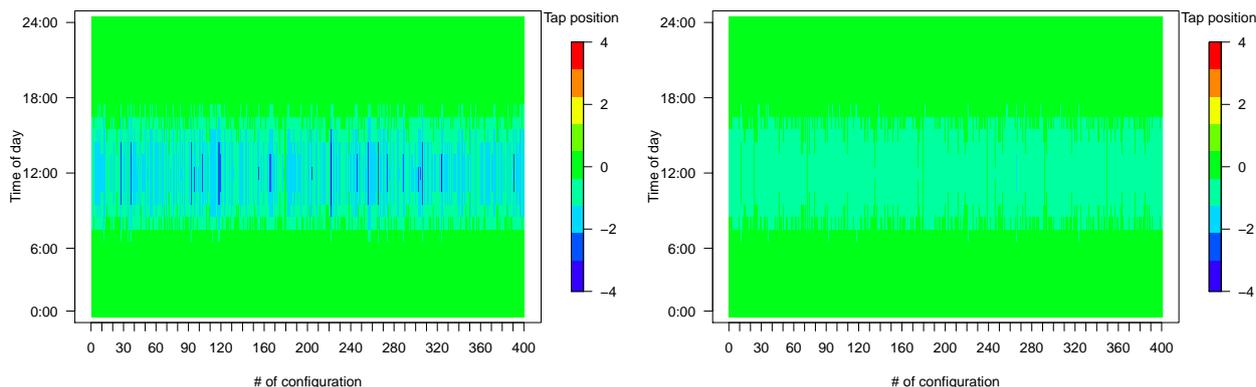
Blindleistungsregelung mit rONT (Szenario 5)

Szenario 5 stellt eine Kombination der Regler aus Szenario 2 und 4 dar. Die Stufenstellungen sind in Abbildung 2c und die Knotenspannungen in Abbildung 3d gezeigt. Der rONT ist weniger aktiv aufgrund der Blindleistungsregler. Die Knotenspannung wird in den gewünschten Spannungsbereich geregelt. Somit werden die Spannungsprobleme in diesem Szenario gelöst.



Szenario 1: mit rONT, Messung an Sammelschiene

Szenario 2: mit rONT, Messung an Strangmitten



Szenario 3: mit rONT, Messung an Strangenden

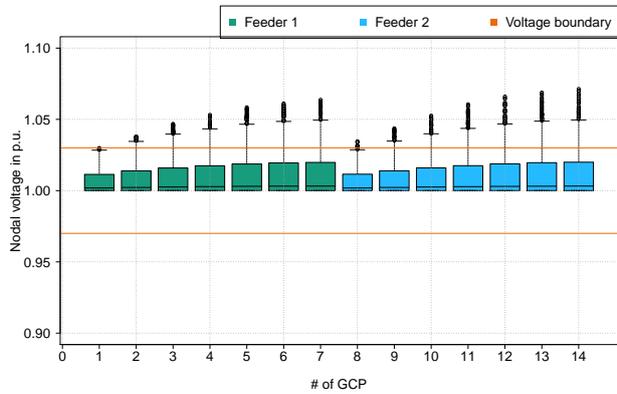
Szenario 5: mit rONT, Messung an Strangmitten und zusätzliche Q-Reglern

Abbildung 2: rONT Stufenstellungen pro Konfiguration als Carpetplot.

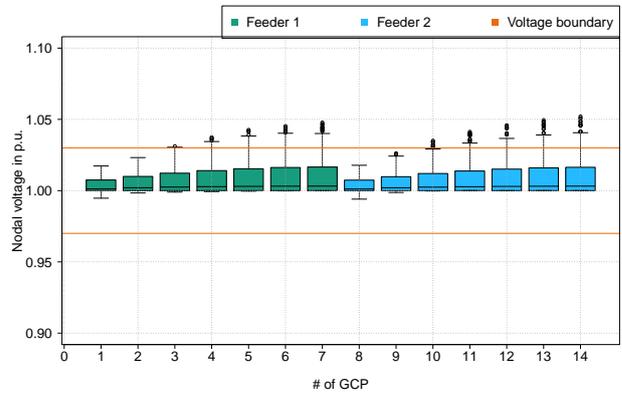
Leitungsauslastungen

Die vorgestellten Regler werden zusätzlich auf ihren Einfluss auf die Leitungsauslastung hin untersucht wie in Tabelle 2 gezeigt. In der Auswertung werden Gesamtmaximum, Maximum der Knotenmittelwerte und Gesamtmittelwert unterschieden. Das Maximum der Knotenmittelwerte stellt den Mittelwert der Leitungsauslastung pro Position innerhalb des Stranges dar, wohingegen der Gesamtmittelwert beide Stränge komplett mittelt. Zusätzlich werden die Kosten der Parametrisierung und Messinfrastruktur abgeschätzt. Es ist angegeben, ob die Spannungsprobleme im zugehörigen Szenario gelöst werden konnten. Der Einsatz eines rONT reduziert sowohl das Maximum der Leitungsauslastung als auch

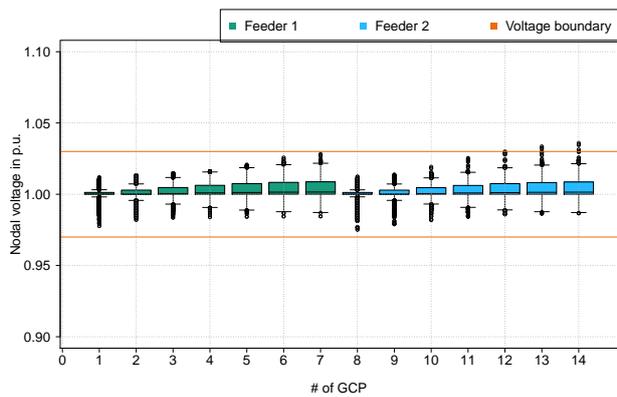
das Maximum der Knotenmittelwerte. Die Verwendung von Blindleistungsreglern erhöht das Gesamtmaximum der Leistungsauslastung um 11 Prozentpunkte. Wenn rONT und Blindleistungsregler kombiniert werden, sinkt die Leitungsauslastung geringfügig im Vergleich zu Szenario 4 mit ausschließlich Blindleistungsreglern.



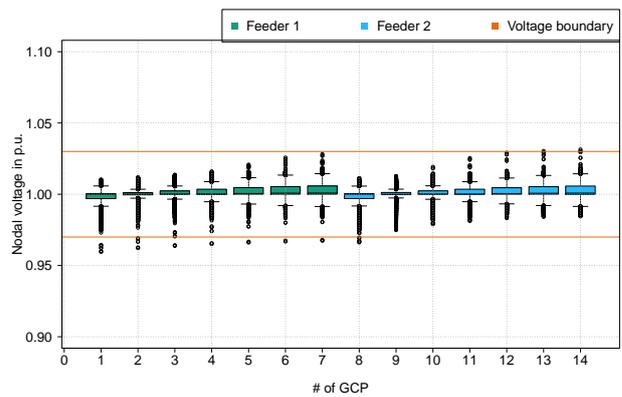
Szenario 0: ohne rONT oder Q-Regler



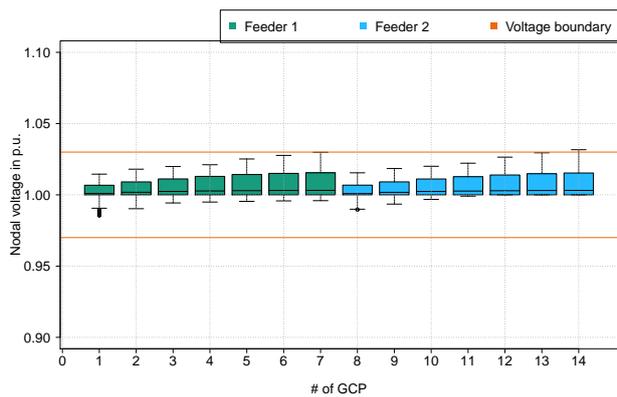
Szenario 1: mit rONT, Messung an Sammelschiene



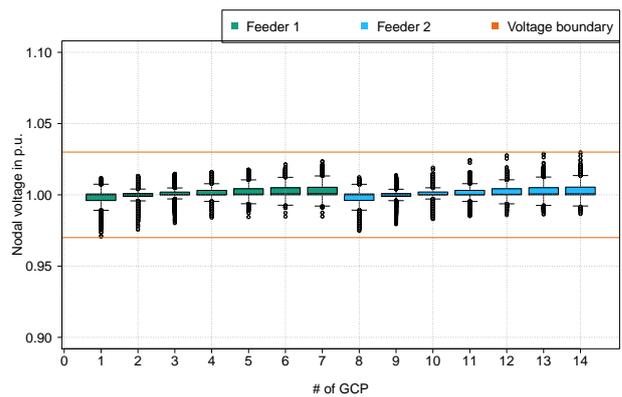
Szenario 2: mit rONT, Messung an Strangmitten



Szenario 3: mit rONT, Messung an Strangenden



Szenario 4: nur Q-Regler



Szenario 5: mit rONT, Messung an Strangmitten und zusätzliche Q-Reglern

Abbildung 3: Knotenspannungen pro Netzanschlusspunkt als Boxplot.

Tabelle 2: Maximum and Mittelwert der Leitungsauslastung in Prozent pro Regelstrategie. Zusätzlich wird angezeigt, ob Spannungsprobleme gelöst wurden und in welcher Höhe die Kosten qualitativ abgeschätzt werden können.

Szenario	0	1	2	3	4	5
Gesamtmaximum	86.7	85.4	84.1	84.1	97.7	97.0
Maximum der Knotenmittelwerte	11.3	11.2	11.1	11.1	11.7	11.5
Gesamtmittelwert	6.1	6.0	6.0	6.0	6.4	6.3
Probleme gelöst	nein	nein	ja	ja	ja	ja
Kosten	-	++	+++	++++	+	++++

Literatur

- [1] Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen – DIN EN 50160, 2011. ISO.
- [2] VDE-AR-N 4105, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011. VDE Anwendungsrichtlinie.
- [3] A. Agricola and C. Rehtanz. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, 2012.
- [4] H. Basse. Spannungshaltung in Verteilnetzen bei Stützung durch dezentrale Erzeugungsanlagen mit lokaler Blindleistungsregelung. Master’s thesis, Universität Karlsruhe (TH), 2008.
- [5] Kilian Dallmer-Zerbe, Wolfgang Biener, and Bernhard Wille-Haussmann. Reactive power control in low voltage distribution grids: Comparison of centralized and decentralized q(u)-controller designs based on probabilistic. In *Security in Critical Infrastructures Today, Proceedings of International ETG-Congress 2013; Symposium 1:*, pages 1–6, 2013.
- [6] G. Kerber. *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*. PhD thesis, Technische Universität München, 2010.
- [7] G. Kerber and R. Witzmann. Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen. *ew*, (6):22–26, 2008.
- [8] Amany von Oehsen, Yves-Marie Saint-Drenan, and Thomas Stetz. Vorstudie zu Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, 2011. Studie im Auftrag des BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e.V., ergänzte Fassung vom 29.05.2012, Projektleitung Prof. Martin Braun.