

Kostenintensiven Netzausbau vermeiden

(von Stefan Hoppert und Peter Krüger)

1. Energiewende

Den Grundstein der Energiewende bildet das Erneuerbare-Energien-Gesetz, welches im Jahre 2000 erstmals in Kraft trat. Nach anfänglich mäßiger Installation von Photovoltaikanlagen (100-400MW/a), entwickelte sich die Situation in den letzten Jahren explosionsartig (7GW/2010, 7,5GW/2011, 7,6GW/2012), da die Kosten für Systemkomponenten von PV, im Vergleich zur Förderung überproportional fielen. Im August 2012 lag die in Deutschland installierte Gesamtleistung von Photovoltaikmodulen bei 30GW. 80% dieser Leistung wird über das Niederspannungsnetz eingespeist. Das Niederspannungsnetz diente jedoch bisher nur zur Verteilung elektrischer Energie von vorgelagerten Netzebenen. Die fluktuierende Einspeisung von Solarstrom verursacht Spannungsschwankungen in der Niederspannungsebene, wodurch viele Verteilnetzbetreiber nun gezwungen sind das Netz zu verstärken. Vielerorts übersteigt die verlegte Leitungskapazität die Einspeiseleistung um ein Vielfaches. Selbst in diesen Netzen können Spannungshaltungsprobleme auftreten.

In diesem Beitrag werden Methoden zur Lösung der Spannungshaltungsproblematik von Niederspannungsnetzen vorgestellt und miteinander verglichen. Auf die aktive Spannungsregelung wird gesondert eingegangen. Hier stellt die Firma A. Eberle GmbH & Co. KG. in Kooperation mit Energiedienst-Netze das Regelsystem LVRSys™, im Rahmen eines gemeinsamen Pilotprojektes, vor.

Autoren:

Stefan Hoppert, Produktmanager Smart Grid.

A. Eberle GmbH & Co. KG, Frankenstraße 160, D-90461 Nürnberg <http://www.a-eberle.de>
stefan.hoppert@a-eberle.de



Peter Krüger, Netzdienste

Energiedienst Netze GmbH Schildgasse 20. D-79618 Rheinfeldern <http://www.energiesdienst-netze.de>
peter.krueger@energiesdienst.de



2. Probleme der Spannungshaltung

Laut VDE-AR-N 4105 darf die verursachte Spannungsanhebung durch dezentrale Erzeugungsanlagen an keinem Verknüpfungspunkt im betrachteten Netz ein Wert von 3%, gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen, überschreiten. Die EN 50160 lässt in der Niederspannung einen Spannungsbereich von $230V \pm 10\%$ zu.

Photovoltaikanlagen können nur dann Leistung einspeisen, wenn das Spannungsniveau der Anlage höher ist, als das Potential hoher Kurzschlussleistung, in das eingespeist wird. Das Mittelspannungsnetz kann als Spannungsniveau mit hoher Kurzschlussleistung angenommen werden. Der Strom, der von der PV-Anlage eingespeist wird, verursacht am Kabel sowie am Ortsnetztransformator einen Spannungsabfall. Dieser Spannungsabfall stellt die Erhöhung der Spannung am Einspeisepunkt dar.

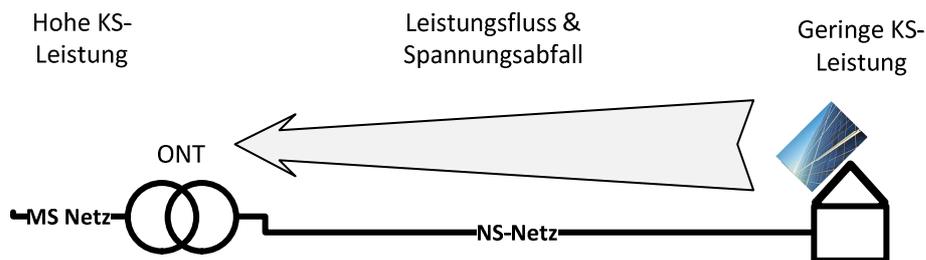


Abbildung 1 Potenzialunterschied PV Anlage zu Punkt hoher KS- Leistung

Bsp. 1

Es werden folgende Annahmen getroffen:

Eine PV- Anlage (100kVA) speist 500m von der Ortsnetzstation in das Niederspannungsnetz 3-phasig ein.

Die Kurzschlussleistung des MS- Netzes (20kV) wird als unendlich angenommen, somit resultiert der Spannungsabfall nur am Kabel und am Ortsnetztransformator. Der Ortsnetztransformator besitzt eine Übertagungsleistung von 400kVA und eine Kurzschlussleistung von 4%. Desweiteren betragen die Kurzschlussverluste 4,5kW.

Kabeldaten

Kabeltyp	NA2X2Y 4*150
Leitungslänge l	500 m
Kabelwiderstand R	$0,5 \text{ km} * 0,206 \Omega/\text{km} = 0,1 \Omega$
Kabelreaktanz X	$0,5 \text{ km} * 0,08 \Omega/\text{km} = 0,04 \Omega$
Stromtragfähigkeit je Leiter	290A

Der am Kabel auftretende Spannungsabfall bei Einspeisung von reiner Wirkleistung beträgt:

$$\Delta U_K = \frac{S_A * (R_K * \cos(\varphi) - X_K * \sin(\varphi))}{U^2} = \frac{100kVA * (0,1\Omega * 1 - 0,04\Omega * 0)}{400V^2} = 6,2\% \triangleq 25V$$

Die thermische Belastungsgrenze des Kabels beträgt:

$$S_K = 3 * I_K * U = 3 * 290A * 400V = 348kVA$$

ONT-Daten

Z_T	16 mΩ
R_T	4,6 mΩ
X_T	15,3 mΩ

Der am Ortsnetztransformator auftretende Spannungsabfall bei Einspeisung von reiner Wirkleistung beträgt:

$$\Delta U_T = \frac{S_A * (R_K * \cos(\varphi) - X_K * \sin(\varphi))}{U^2} = \frac{100kVA * (0,0046\Omega * 1 - 0,015\Omega * 0)}{400V^2} = 0,28\%$$

$\hat{=} 1,16V$

Die thermische Belastungsgrenze des Ortsnetztransformators beträgt: 400kVA

Der Spannungsabfall aus Kabelstrecke und Ortsnetztransformator addiert sich zu 26,2V. Das wäre ein prozentualer Anteil von 6,5% zur Gesamtspannung. Der Anschluss einer PV- Anlage dieser Größe, wäre nach VDE-AR-N 4105 nicht zulässig.

Das Kabel, ist für die 3- fache Leistung-, der Ortsnetztransformator für die 4-fache Leistung, ausgelegt. Trotz übermäßiger Leistungskapazität liegt ein Spannungshaltungsproblem vor.

Durch Umstellung der Gleichung nach der „erlaubten“ Einspeiseleistung, ist sichtbar, wie wenig Leistung tatsächlich eingespeist werden darf.

$$S_E = \frac{\Delta u * U^2}{R * \cos(\varphi) \pm X * \sin(\varphi)} = \frac{0,03 * 400^2}{0,105 * 1 - 0,053 * 0} = 45,7KW!!$$

Durch die Einhaltung der Anschlussrichtlinien wird das Kabelnetz in diesem Beispiel zu nur etwa 15% ausgelastet. Der Netzbetreiber wird sich hier jedoch für den Anschluss höherer Leistungen entscheiden, wodurch Spannungshaltungsprobleme vorliegen, die nachträglich beseitigt werden müssen.

2.1. Maßnahmen

Kann das bestehende Netz die Spannungshaltungskriterien laut Normung nicht einhalten, so müssen Maßnahmen ergriffen werden. Derzeit bekannte Maßnahmen sind:

- Leitungsausbau
- Blindleistungseinspeisung durch Wechselrichter
- Regelbare Ortsnetztransformatoren
- LVRSys™

2.1.1. Leitungsausbau

Wird durch die Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen die Stromtragfähigkeit der Kabel im Niederspannungsnetz oder die Nennleistung des Ortsnetztransformators überschritten, so ist es unabdingbar, Leitungsausbau zu betreiben. Aus Sicht des Netzbetreibers erfolgt der Leitungsausbau dahingehend, dass eine neue Ortsnetzstation am Einspeiseschwerpunkt der PV- Anlagen errichtet werden muss.

Ist die Kurzschlussleistung des Netzes ausreichend, kann das Spannungshaltungsproblem durch weit- aus günstigere Maßnahmen behoben werden.

2.1.2. Blindleistungseinspeisung durch Wechselrichter

Nach VDE-AR-N 4105 müssen Erzeugungsanlagen ab einer Leistung >13,8kVA Blindleistung bereitstellen können. Der Blindleistungsbezug sowie die Blindleistungsabgabe erstreckt sich von $\cos(\phi) = 0,9$ kapazitiv bis $\cos(\phi) = 0,9$ induktiv.

Mit Abgabe kapazitiver Blindleistung erhöht sich die Spannung, -mit Abgabe induktiver Blindleistung sinkt die Spannung.

Wird der Wechselrichter aus Beispiel 1 mit dieser netzstützenden Maßnahme betrieben, so verändert sich die Spannungserhöhung am Kabel zu:

$$\Delta U_K = \frac{S_A * (R_K * \cos(\varphi) - X_K * \sin(\varphi))}{U^2} = \frac{100kVA * (0,1\Omega * 0,9 - 0,04\Omega * 0,44)}{400V^2} = 4,4\%$$

$$\cong 17,6V$$

Und am Ortsnetztransformator zu:

$$\Delta U_T = \frac{S_A * (R_K * \cos(\varphi) - X_K * \sin(\varphi))}{U^2} = \frac{100kVA * (0,0046\Omega * 0,9 - 0,015\Omega * 0,44)}{400V^2}$$

$$= -0,15\% \cong -0,62V$$

Trotz Blindleistungsbereitstellung ist das 3% Anschlusskriterium der VDE- AR-N 4105 nicht erfüllt.

Bei Energiekabeln überwiegt der ohmsche Charakter, wodurch Blindleistungseinspeisung wenig zur Spannungsregelung beitragen kann.

Im Freileitungsnetz hingegen ist die Blindleistungseinspeisung (wegen induktivem Charakter) zur Spannungsregelung extrem wirksam.

Blindleistungseinspeisung über Wechselrichter ist in Freileitungsnetzen eine sinnvolle- in Kabelnetzen keine sinnvolle Alternative, um Spannungshaltungsproblemen entgegenzuwirken.

2.1.3. Regelbare Ortsnetztransformatoren

Regelbare Ortsnetztransformatoren regeln die Spannung zentral. Ihr Einsatz ist daher nur in Niederspannungsnetzen sinnvoll, in denen dezentrale Erzeugungsanlagen homogen im gesamten Netz verteilt sind. Liegen andere Konstellationen vor, so kann mit regelbaren Ortsnetztransformatoren nur die resultierende Spannungserhöhung am Ortsnetztransformator, verursacht durch Rückspeisung in das Mittelspannungsnetz, ausgeglichen werden.

Ein einfaches Beispiel zeigt:

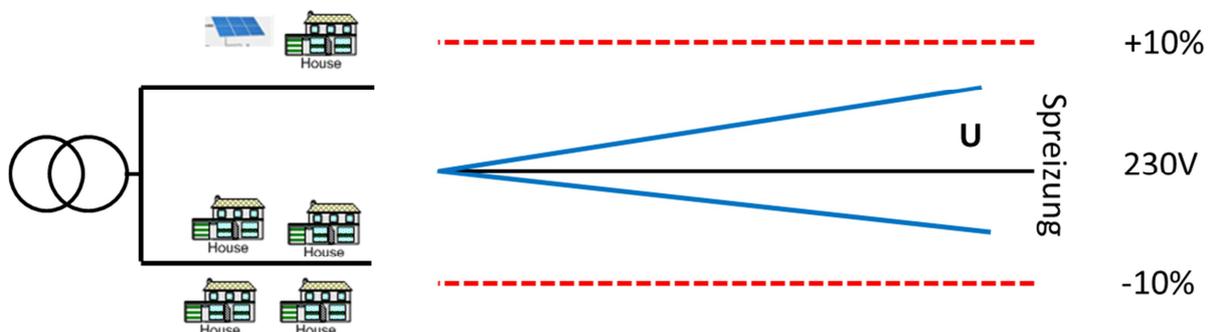


Abbildung 2 Niederspannungsnetz mit verschiedenen Ausläufern

Ein regelbarer Ortsnetztransformator kann zwar den Spannungsanstieg durch die Photovoltaikanlage in Leitung 1 kompensieren, würde aber die Spannung in Leitung 2 weiter herabsenken. Es wäre dadurch die obere Grenze nach EN 50160 eingehalten, jedoch die untere Grenze verletzt.

Regelbare Ortsnetztransformatoren können die Spannungsqualität im Netz wesentlich verschlechtern. Durch Ihre Bauart bedingt, werden Stufenweiten von 2,5% und größer gewählt. Im Falle eines groben Fehlers muss das Netz mit aufwändigen Umbaumaßnahmen gebrückt werden. Der Vorteil eines regelbaren Ortsnetztransformators liegt in der kompakten Bauform der Regeleinheit. Zudem wird ein kosteneffizienter Zielpreis vorhergesagt.

2.1.4. LVRSys™

Das LVR-System kann als Schaltschrankvariante in allen erdenklichen Einsatzorten des Niederspannungsnetzes verwendet werden. Wird der Einsatzort „Sammelschiene“ gewählt, so ist die Funktion mit der eines regelbaren Ortsnetztransformators gleichzusetzen. Die Spannung kann zentral (Ortsnetzstation) oder dezentral (Stränge mit Spannungshaltungsproblemen oder einzelne Netzausläufer) geregelt werden. Bei dezentralen Regeleinheiten sinkt die Durchflussleistung des LVRSys™ extrem. Kosten und Bauvolumen werden ebenfalls reduziert. Die einzelnen Phasen werden unabhängig voneinander geregelt. Unsymmetrische Spannungsverhältnisse können ausgeregelt werden. Weitere Besonderheiten des Systems sind:

- ▶ Keine Erzeugung von nennenswerten Flickerwerten
- ▶ Keine Erzeugung von Harmonischen
- ▶ Keine Erzeugung von Spannungseinbrüchen
- ▶ Keine mechanische Bauelemente (Lüfter)
- ▶ Wartungsfrei über die gesamte Lebensdauer (>20a)
- ▶ Integrierter Blitzschutz
- ▶ Sicher gegen Kurzschluss im Ortsnetz
- ▶ Integrierte USV(Kondensatoren)
- ▶ Integrierte Power Quality Analyse nach EN50160

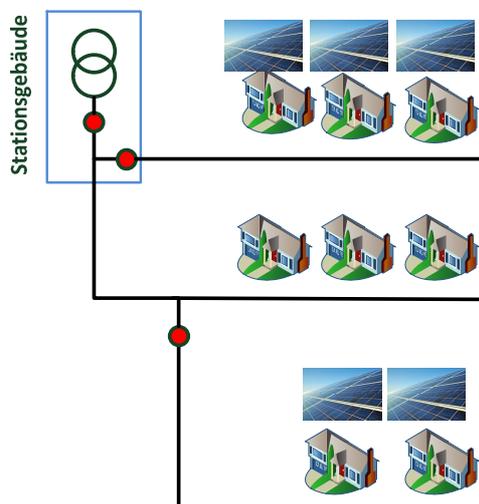


Abbildung 3 Einsatzmöglichkeiten LVRSys™

Das Regelprinzip des LVRSys™ basiert auf einem Längsregler. Durch das Zu- und Abschalten von zwei Transformatoren mit ausgewähltem Übersetzungsverhältnis wird es ermöglicht, die Ausgangsspannung in 1,5% Stufen zu regeln. Der maximale Standardregelbereich beträgt $\pm 6\%$.

Je Phase stehen 9 Stufen zur Verfügung, die von den Kunden frei gewählt werden können. Somit wäre es leicht realisierbar bspw. die Spannung in 2,5% Stufen, absolut $\pm 10\%$ zu regeln.

Die Transformatoren werden mit Thyristoren angesteuert. Diese zeichnen sich durch Robustheit, Wartungsfreiheit und Kurzschlussfestigkeit aus. Die Stufen der Transformatoren werden durch die Schalterstellung der Thyristoren festgelegt.

Die Steuersignale der Thyristoren werden durch Treiberschaltungen generiert, welche die Thyristoren intelligent zuschalten.

Die zu schaltende Stufe gibt der Regler REG-LVR™ aus. Der Regler kann die Stufe nach folgenden Kriterien ermitteln:

- ▶ Sammelschienenspannung
- ▶ Abgangsströme
- ▶ Externe Spannungsmessstellen

Beim Auftreten von Fehlern wird das Sicherheitsschutz automatisch aktiv. Es ist dadurch sichergestellt, dass die Transformatoren kurzgeschlossen werden. Das Niederspannungsnetz wird weiterhin, allerdings unregelt, betrieben.

Für die Pilotanlagen 2012/2013 ist es zudem vorgesehen das LVRsystm mit einem Bypass zu versehen. So kann bei Fehlfunktionen, ohne mitwirken von A. Eberle die Spannung wieder hergestellt werden. Ab Serienstart 2014 wird der Bypass optional angeboten.

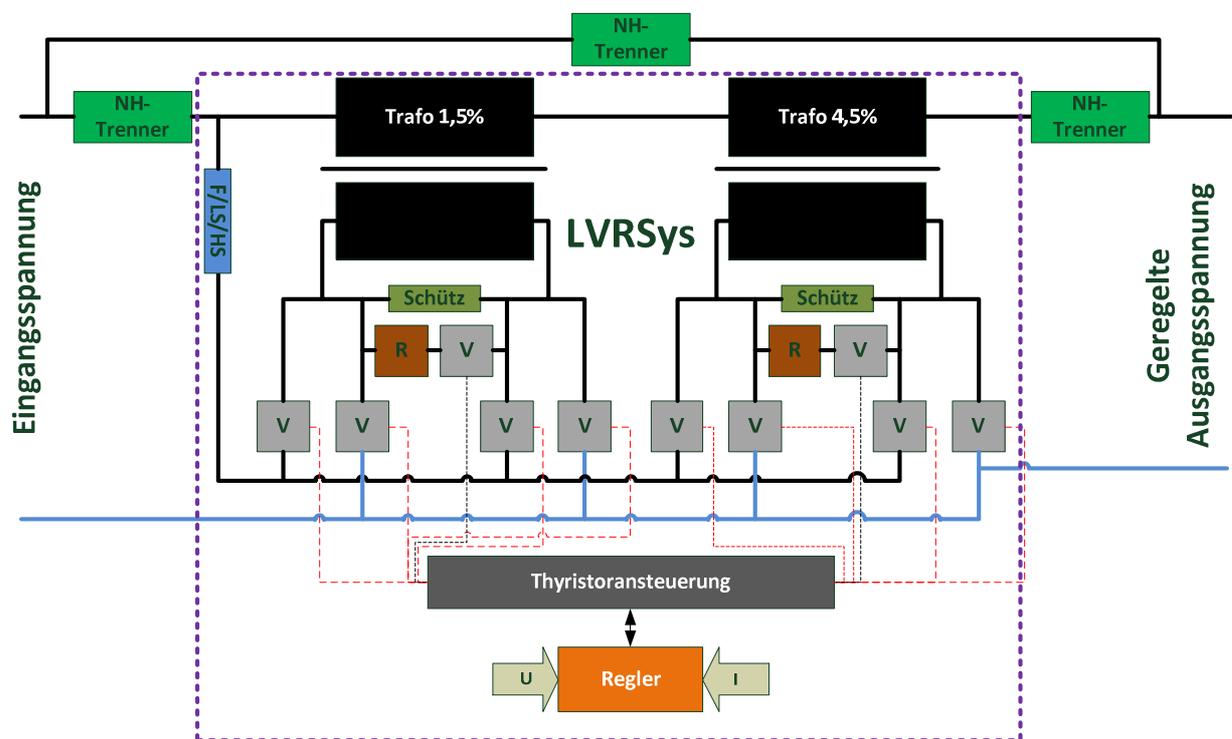


Abbildung 4 Einphasiges Prinzipschaltbild

A-Eberle bietet ab 2014 das LVRsystm in den Leistungsklassen 50kVA, 100kVA, 250kVA, 400kVA und 630kVA an. Die aktuelle Regelvariante 630kVA ist in einem Schaltschrank (H/B/T 120cm/160cm/50cm) untergebracht.

2.2. Pilotprojekt Energiedienst Rheinfelden & A-Eberle GmbH & Co. KG

2.2.1. Auswahl eines geeigneten Netzgebietes

Seitens der Energiedienst Netze entschied man sich für den Teilort Rotzingen / Burg im Netzgebiet Görwihl. Dieser Ort wurde aufgrund seiner großen Anzahl an bereits installierten PV-Anlagen mit ca. 150 KVA Einspeiseleistung, sowie der überschaubaren Netzstruktur als geeignet erachtet.

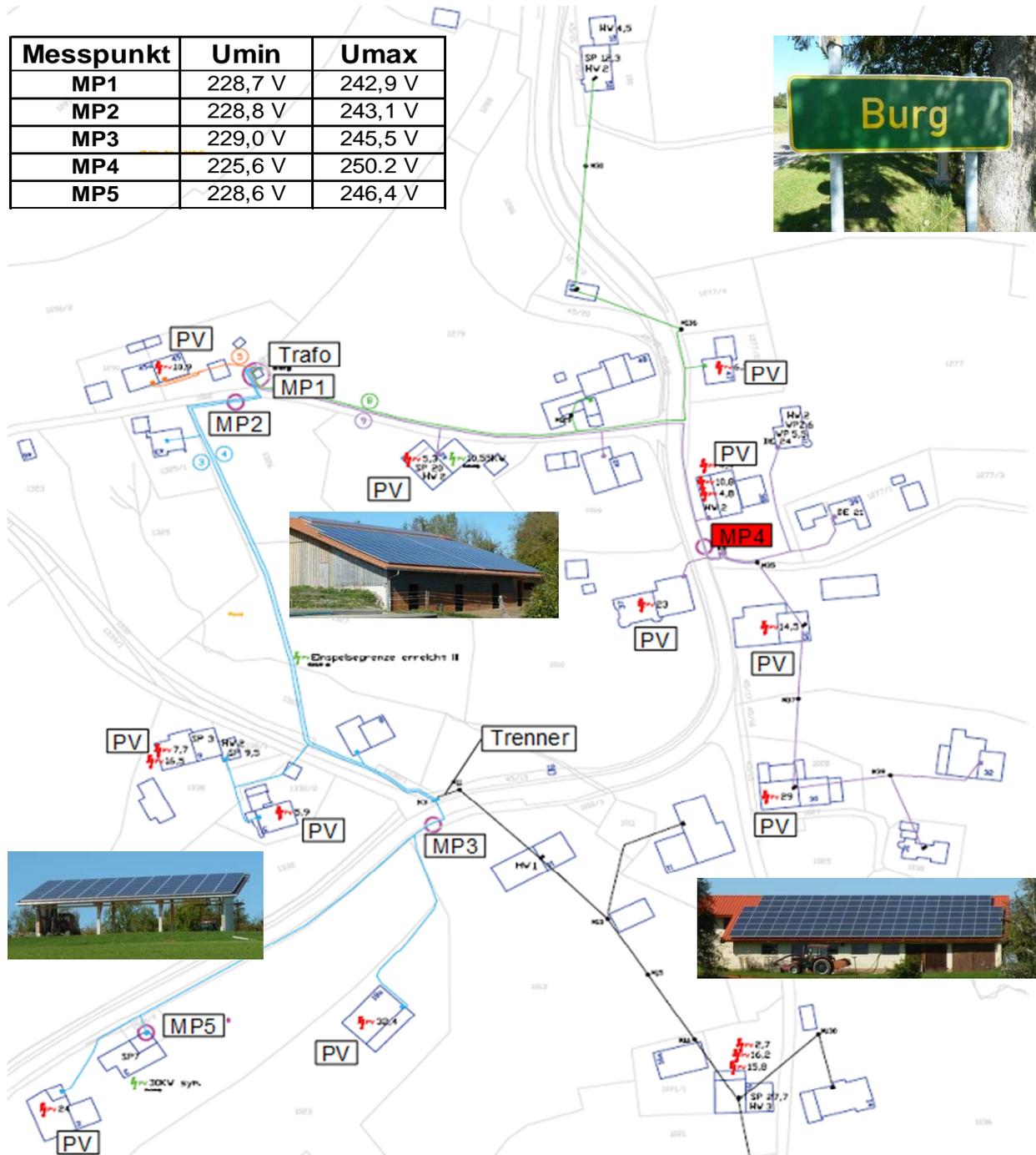


Abbildung 5 Netzgebiet Rotzingen/Burg

Um die Machbarkeit des Projekts in diesem Netzgebiet zu verifizieren wurden von März bis Oktober 2011 im Zuge einer realen Spannungswerterfassung umfangreiche Langzeitmessungen an verschiedenen Messpunkten durchgeführt und ausgewertet.

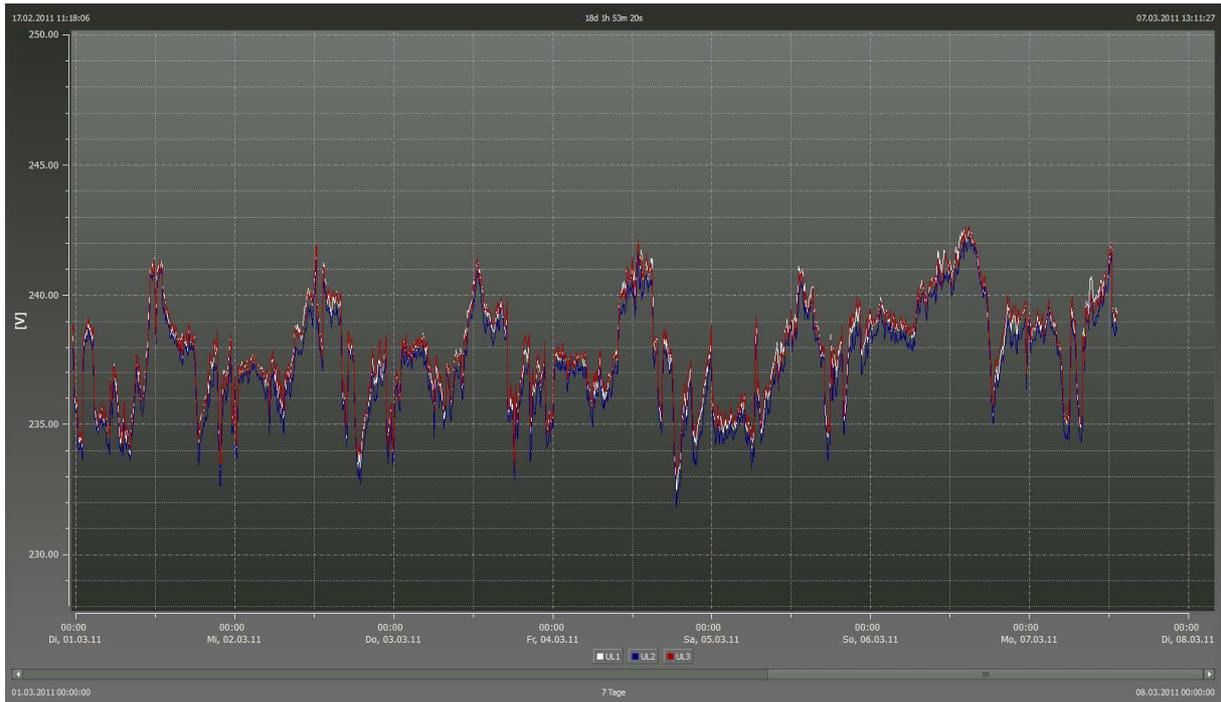


Abbildung 6 Auszug einer Messung in der Ortsnetzstation

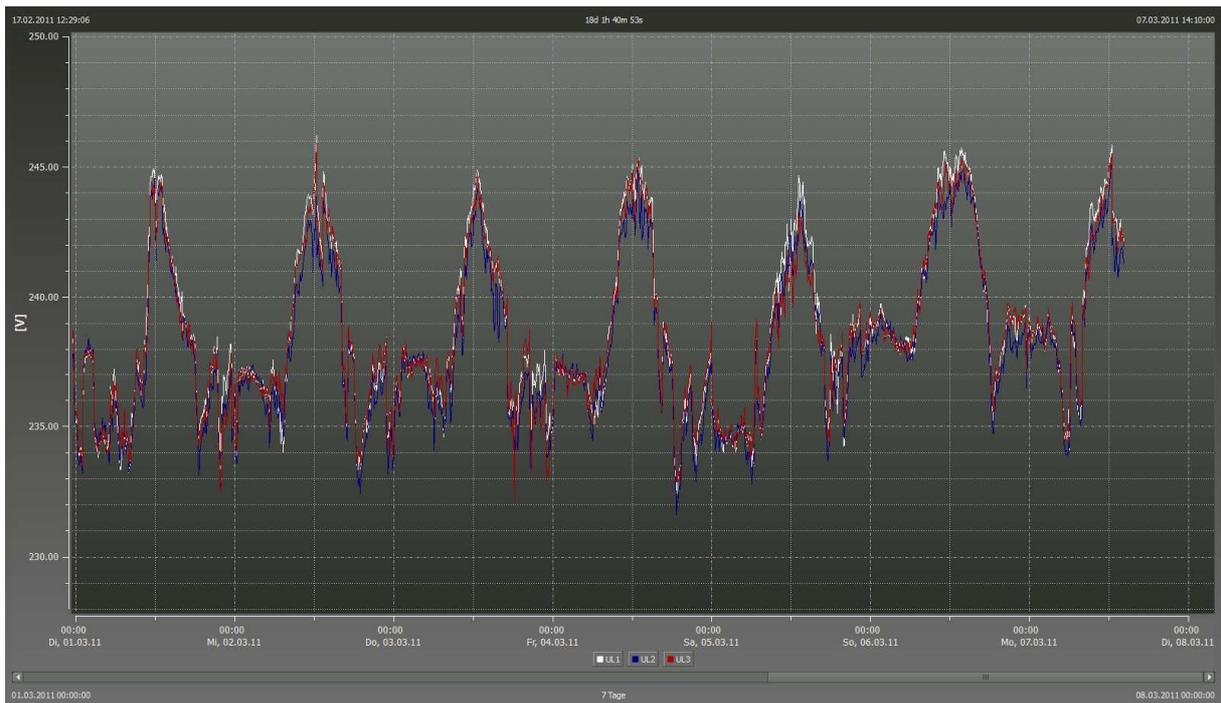


Abbildung 7 Auszug einer Messung Messpunkt 3

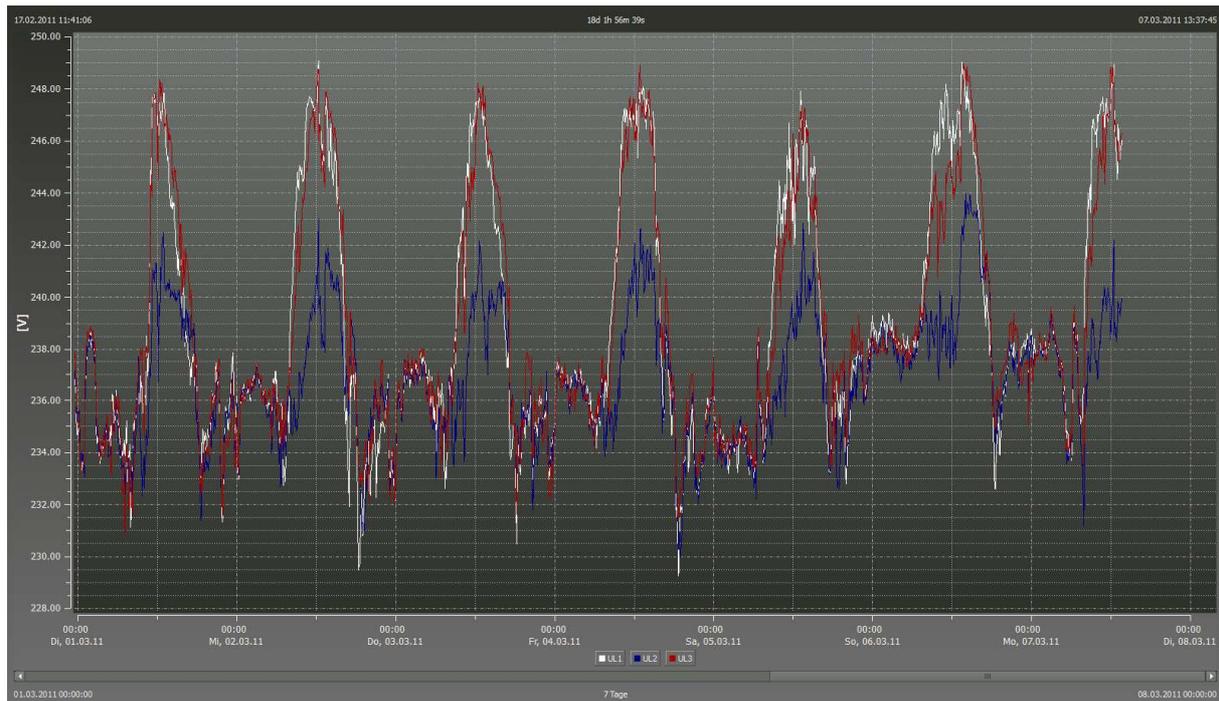


Abbildung 8 Auszug einer Messung Messpunkt 4

Die Abbildungen 6-8 zeigen Messdaten der 3 Phasenspannungen an ausgewählten Messpunkten. Ersichtlich ist, dass die Spannungsüberhöhungen an sonnigen Tagen im gesamten Niederspannungsnetz auftreten.

2.2.2. Entscheidungsfindung der Maßnahme

Um den vorliegenden Spannungsüberhöhungen entgegen zu wirken, wurden verschiedene Maßnahmen untersucht. Eine Netzverstärkung durch Leitungsausbau wurde als nicht umsetzbar erachtet, da in jüngster Vergangenheit aufgrund einer Vielzahl von EEG-Anlagen bereits umfangreiche Ausbaumaßnahmen im betreffenden Netzgebiet durchgeführt wurden und in Zukunft somit in keinem der betroffenen Stromkreise Leitungsüberlastung zu erwarten sind. Wie in Kapitel 2.1.2 beschrieben, führt die Blindleistungseinspeisung in kabelgeprägten Niederspannungsnetzen zu keinen großen Effekten bei der Spannungshaltung. Bei den Untersuchungen wurde festgestellt, dass eine Blindleistungseinspeisung durch die im Netzgebiet installierten Wechselrichter nicht ausreichen würde, um die Spannung in den vorgeschriebenen Grenzen zu halten. Da in der Ortsnetzstation "Burg" ein fast neuer Transformator vorgefunden wurde, kam der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators nicht in Frage. Jedoch stellte sich der Netzknoten "Ortsnetzstation" als der Punkt heraus, an dem ein LVRSys zu einer umfassenden Spannungshaltung im gesamten Netzgebiet "Burg" beitragen würde. Im Folgenden wurden die jeweils anfallenden Kosten der unterschiedlichen Lösungen verglichen. So wäre im Fall dieses Pilotnetzes der Leitungsausbau rund doppelt so teuer wie ein regelbarer Ortsnetztransformator gewesen und gut viermal so teuer wie ein LVRSys-System. Nach Prüfung aller relevanten Punkte entschied man sich, dass LVRSys™ zentral zu platzieren und die Sammelschienenspannung der Ortsnetzstation zu regeln.

2.2.3. Installation LVRSys™ & Power Quality Messeinrichtungen

Die Niederspannungskabel vom Ortsnetztransformator zur Niederspannungsverteilung wurden aufgetrennt und das LVRSys™ eingeschliffen.



Abbildung 9 LVRSys™ in Sammelschiene eingeschliffen



Abbildung 10 Ortsnetzstation mit LVRSys™

Die für das Projekt ausgewählte Ortsnetzstation bot reichlich Platz um das 1. Pilotsystem der Firma A. Eberle zu installieren. Daher wurde bei der Projektierung der Anlage auf Platzverhältnisse keine Rücksicht genommen.

An kritischen Netzknoten wurden Power Quality Messeinrichtungen installiert, die über GPRS-Modems ihre Messwerte an einen zentralen Server übertragen.

Der Spannungsregler wurde in Absprache mit ED parametrisiert. Wesentliche Parameter sind:

- ▶ Sollwert 230V
- ▶ Totbandbereich von 225V-235V
- ▶ Regelung der Phasen unabhängig voneinander
- ▶ Regelbezugsspannung: Sammelschienenspannung

2.2.4. Messergebnisse aus dem Pilotprojekt

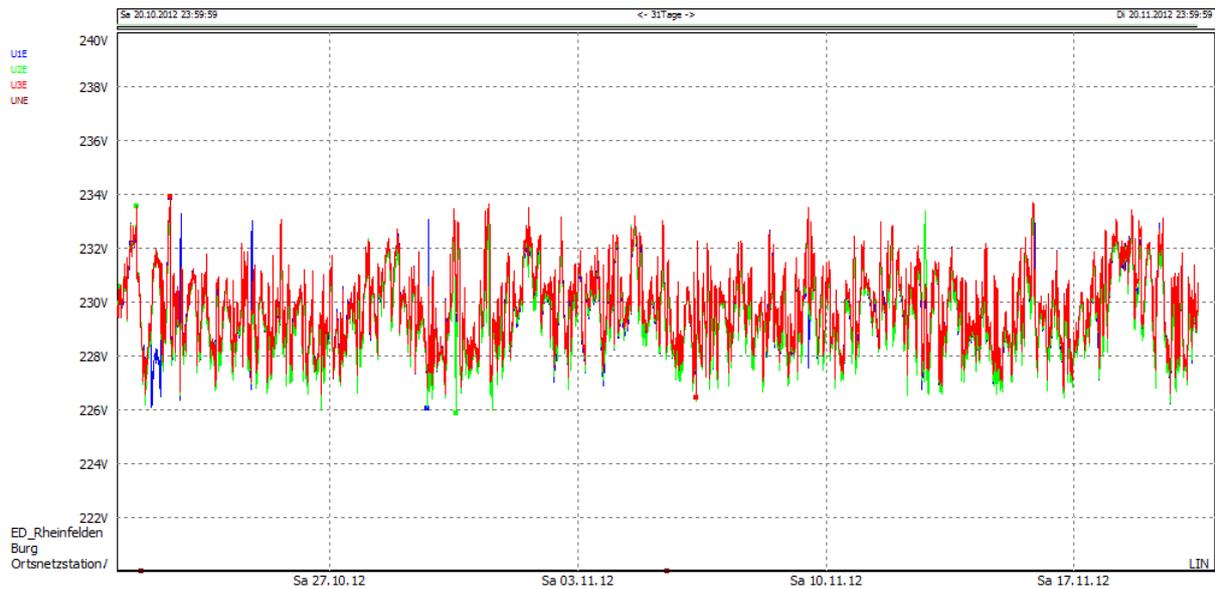


Abbildung 11 Langzeitmessung Ortsnetzstation

Durch das Totband bedingt, befindet sich die Spannung an der Sammelschiene im Bereich 225-235V.

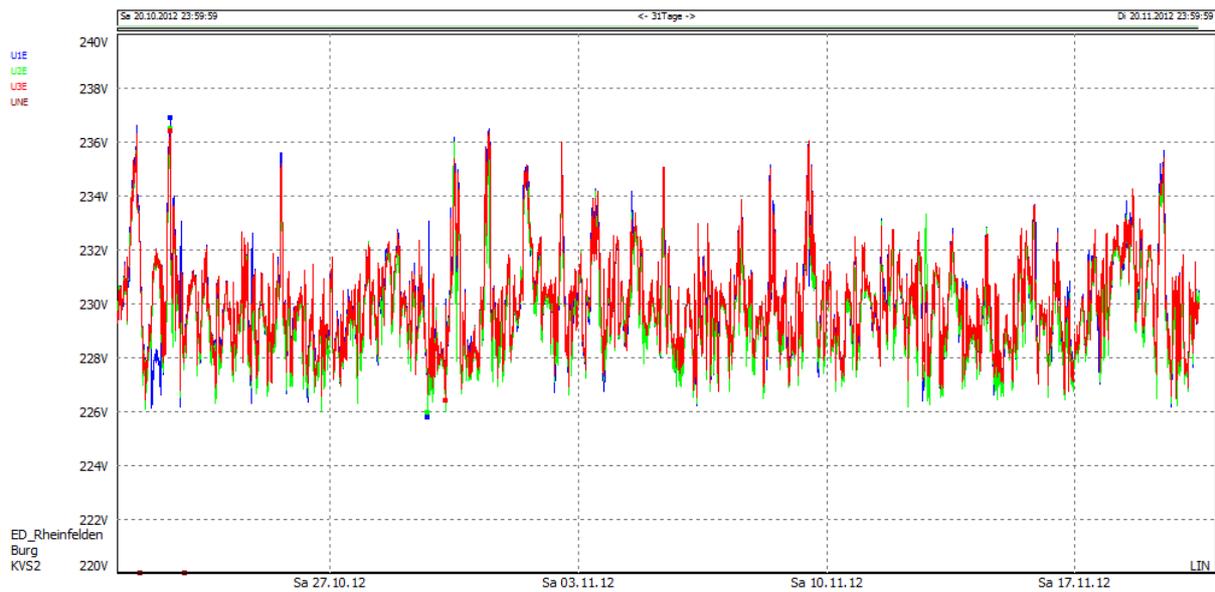


Abbildung 12 Langzeitmessung Messpunkt 3

Durch das Ausregeln der Sammelschienenspannungen sinken die Spannungsüberhöhungen im Messpunkt 3 auf unter 238V.

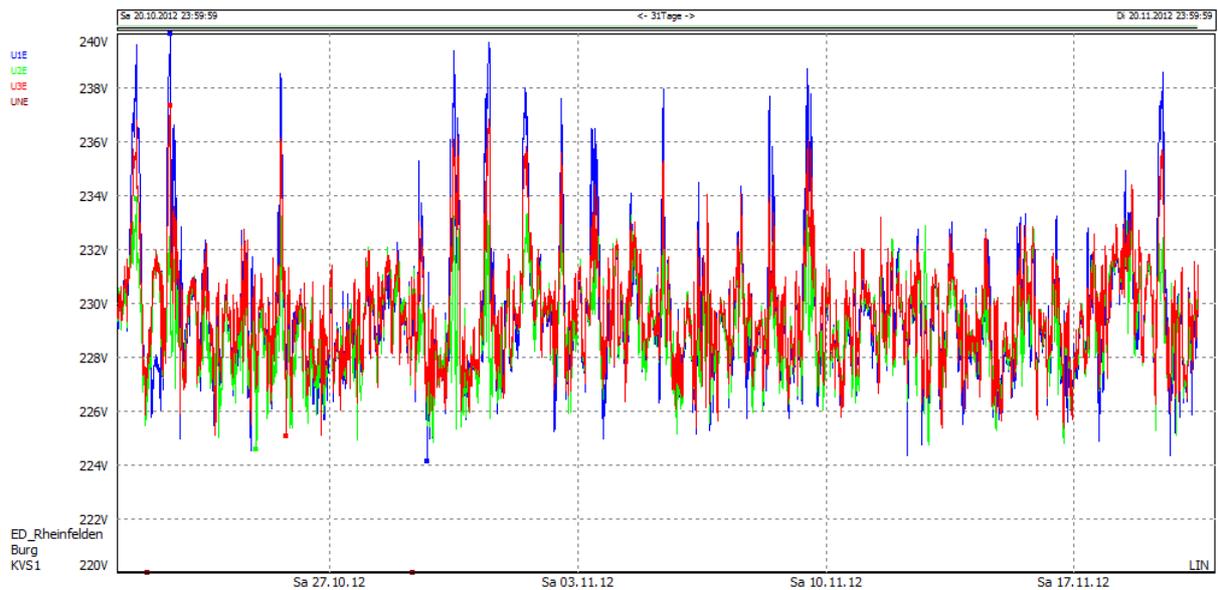


Abbildung 13 Langzeitmessung Messpunkt 4

Durch das Ausregeln der Sammelschienenspannungen sinken die Spannungsüberhöhungen im Messpunkt 4 auf unter 240V.

2.2.5. Messergebnisse vs. Simulation

Um den Bedarf von Spannungsreglern im Niederspannungsnetz zu verifizieren, greift der Energiedienst Netze auf Werte aus Simulationen zurück. Diese Simulationen zeigen an, mit welchen Verhältnissen zu rechnen ist, wenn neue Photovoltaik Anlagen ans Netz gehen. Die Simulationen wurden jeweils ohne und mit Regler durchgeführt. Es hat sich herausgestellt, dass Messungen vorab nicht nötig sind, da die Simulationsergebnisse, verglichen mit den realen Messwerten, hinreichend genau sind. Der Energiedienst Netze konnte aus den elektrischen Daten des LVRsystTM eine Simulationskomponente für diesen entwickeln. Anschließend zeigte sich auch hier, dass die simulierten Daten annähernd den realen Messwerten entsprechen. Aus Sicht des Netzbetreibers ist dies hoch interessant. Aus solchen Simulationen heraus lässt sich prüfen, ob der Einsatz eines LVR-System lohnend ist und in welchem Umfang Spannungshaltungsprobleme abgemindert werden.

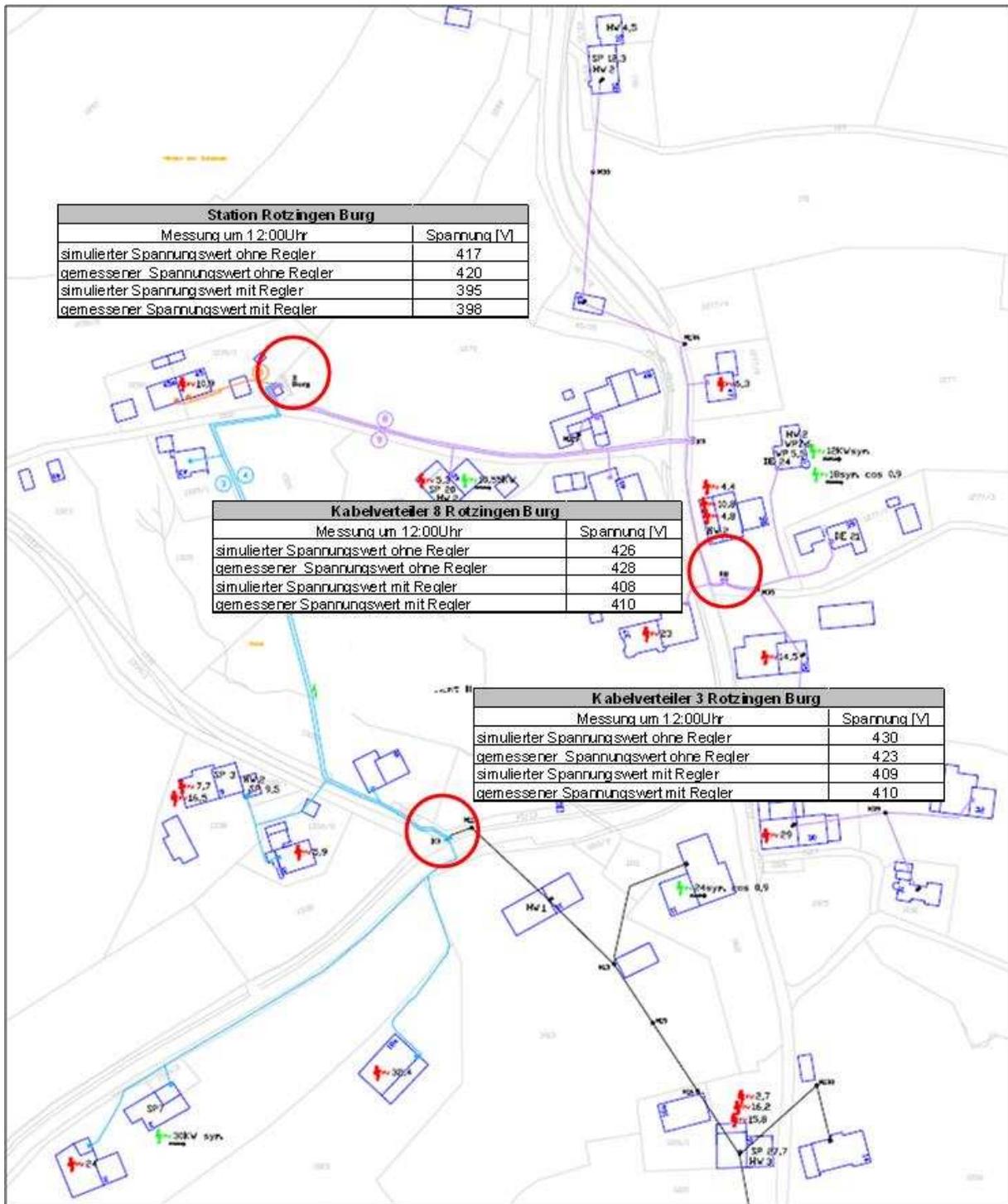


Abbildung 14 Vergleich Simulation mit realer Messung

3. Fazit

Durch die Energiewende sehen sich viele Netzbetreiber gezwungen, Netzstabilisierungsmaßnahmen durchzuführen. Die größten Veränderungen wird es in den ländlichen Verteilnetzen geben. Aus Effizienzgründen gilt mit möglichst wenigen Investitionen den maximalen Nutzen zu gewinnen.

Die im Bericht beschriebene Spannungshaltungsproblematik wird in Zukunft den größten Teil der ländlichen Verteilnetze betreffen.

Die beschriebenen Lösungen ermöglichen allesamt, das Spannungshaltungsproblem technisch zu beherrschen.

Es gilt:

- ▶ Ist die Stromtragfähigkeit des Verteilnetzes zu gering, so muss das Netz zwingend ausgebaut werden. Eine andere Lösungsmöglichkeit bestünde im großzügigen Aufbau von Energiespeichern. Diese sind jedoch nach derzeitigem Stand extrem unwirtschaftlich und wurden aufgrund dessen im Bericht nicht erwähnt.
- ▶ Ist die Stromtragfähigkeit des Verteilnetzes ausreichend, -es liegen jedoch Spannungshaltungsprobleme vor-, so können die Verteilnetzbetreiber auf weitaus günstigere Maßnahmen, als den Leitungsausbau, zurückgreifen. Anzubringen ist, dass die Blindleistungsregelung bei Freileitungen eine durchaus praktikable und kostengünstige Lösung darstellt, jedoch in Kabelnetzen ihre Wirkung fast vollständig verliert. In Kabelnetzen ist die aktive Spannungsregelung die kosteneffektivste Maßnahme, um dem Spannungshaltungsproblem zu begegnen.
- ▶ Im Vergleich zu regelbaren Ortsnetztransformatoren stellt das LVRSys™ eine flexibel einsetzbare Regeltechnik dar, welche im Bedarfsfall einfach versetzt werden kann. Somit ist es dem Netzbetreiber, bei sich extrem verändernden Netzkonstellationen, die einen Netzausbau zwingend erfordern, möglich, dass LVRSys™ als Übergangslösung einzusetzen.
- ▶ Durch die Systemvielfalt des LVRSys™ können lokale Spannungshaltungsprobleme wirtschaftlich beseitigt werden. Kleinere Leistungen erfordern geringere Investitionsvolumen. Vereinzelte Stränge können via „regelbaren Straßenverteilungskasten“ kostengünstig geregelt werden.