

# morePV2grid: Spannungsregelung von PV-Wechselrichtern – Ergebnisse aus einem Feldtest

Christoph Winter (1), Martin Heidl (1),  
Benoit Bletterie (2), Serdar Kadam (2), Andreas Abart (3)

- (1) Fronius International GmbH, Froniusplatz 1, 4600 Wels,  
+43 (0) 7242 241, [winter.christoph@fronius.com](mailto:winter.christoph@fronius.com) & [heidl.martin@fronius.com](mailto:heidl.martin@fronius.com)  
(2) AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Donau-City-Straße 1, 1220 Wien  
(3) Netz Oberösterreich GmbH, Böhmerwaldstraße 3, 4020 Linz

**Kurzfassung:** Im Projekt *morePV2grid* wurden zur Netzstützung geeignete, lokal autonome Konzepte der Wirk- und Blindleistungsregelung mittels PV-Wechselrichter erarbeitet und validiert. Ihr Ziel ist die Erhöhung der netzverträglichen Dichte verteilter PV-Anlagen durch Kompensation und Begrenzung der Spannungsanhebung. Der lokale Charakter ist dadurch begründet, dass die Regelungen ausschließlich auf lokal messbaren Größen basieren und damit keinerlei Kommunikationsanbindung erfordern. Funktionale Stabilität und Wirksamkeit wurden durch eine mehrmonatige Feldtestreihe in einem realen Niederspannungsnetz mit erhöhter PV-Dichte bestätigt. Die gezielte Anwendung dieser Funktionen hilft netztechnische Restriktionen gegenüber dem Ausbau kleiner dezentraler PV-Anlagen zu überwinden.

**Keywords:** Photovoltaik, Spannungshaltung, Blindleistungsregelung, Wirkleistungsregelung

## 1 Einleitung

### 1.1 Problemstellung und Motivation

Die Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen für verteilte Erzeugungsanlagen ist – speziell in ländlichen bzw. vorstädtischen Gebieten – aufgrund der Spannungserhöhung durch PV-Einspeiser teilweise ausgereizt. Eine Erhöhung der Aufnahmefähigkeit erfordert Maßnahmen zur Begrenzung und Kompensation der Spannungsanhebung. Entsprechende Ansätze waren und sind Gegenstand verschiedener Forschungsarbeiten [1] [2] [3]. Manche einschlägigen Konzepte sind bereits in die Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen eingeflossen [4] [5]. Bei einigen Ansätzen fehlt es allerdings noch an ausreichend Erfahrung im Feld, weshalb sie von Verteilnetzbetreibern nicht oder nur zögerlich eingesetzt werden. Das kooperative Forschungsprojekt *morePV2grid* (FFG 825441) leistet dazu einen Beitrag. Im Fokus des inzwischen abgeschlossenen Projekts standen zur Unterstützung der Spannungshaltung geeignete, lokal autonome Regelungskonzepte für PV-Wechselrichter. Diese Konzepte basieren auf unterschiedlichen Arten der Wirk- und Blindleistungsregelung. Ihr lokaler Charakter ist dadurch begründet, dass die Regelungen ausschließlich auf lokal messbaren Größen aufbauen und damit keinerlei Kommunikationsanbindung erfordern. Im Rahmen des Projekts wurden detaillierte, zeitlich hochaufgelöste Simulationen mit Vierleitermodellen durchgeführt. Die funktionale und effektive Validierung der Konzepte

erfolgte durch eine mehrmonatige Feldtestreihe in einem realen Niederspannungsnetz mit erhöhter Dichte an PV-Anlagen. Der Projekterfolg ist wesentlich der engen Kooperation zwischen Netzbetreiber, Technologieanbieter, außeruniversitärer Forschung sowie Errichtern und Betreibern von PV-Anlagen geschuldet.

## **1.2 Zielsetzung**

Das Projekt *morePV2grid* hat das Ziel zu zeigen, wie mittels Wechselrichter-Funktionalitäten eine höhere Dichte an PV-Anlagen in das Stromnetz integriert werden kann. Der Fokus liegt dabei auf der Ebene der Niederspannung. Eine weitere festgelegte Rahmenbedingung ist, dass von einer bestehenden Infrastruktur ausgegangen wird. Das bedeutet, dass sowohl der Netzausbau als auch die Etablierung eines Kommunikationssystems vermieden werden.

## **1.3 Methodik**

Um mehr verteilte PV-Leistung integrieren zu können, werden in diesem Projekt bewusst ausschließlich Funktionen untersucht, die PV-Wechselrichter autonom zur Verfügung stellen können. Der Vorteil dieser Herangehensweise ist, dass die entsprechenden Maßnahmen zur Spannungshaltung sofort eingesetzt werden können – unabhängig davon, ob in einem bestimmten Netzgebiet eine für Smart-Grid-Ansätze taugliche Kommunikationsinfrastruktur oder die Möglichkeit zum Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren besteht. Da in ländlichen und vorstädtischen Niederspannungsnetzen meist die Spannungsanhebung die erste Limitierung für einen weiteren Anlagenzubau darstellt, gilt dieser die Aufmerksamkeit. Die möglichen Eingangsgrößen für die untersuchten Regelungen sind daher ausschließlich lokal am Wechselrichter messbare Größen, speziell Spannung und Leistung. Die regelbaren Größen sind Wirk- und Blindleistung am Wechselrichterausgang.

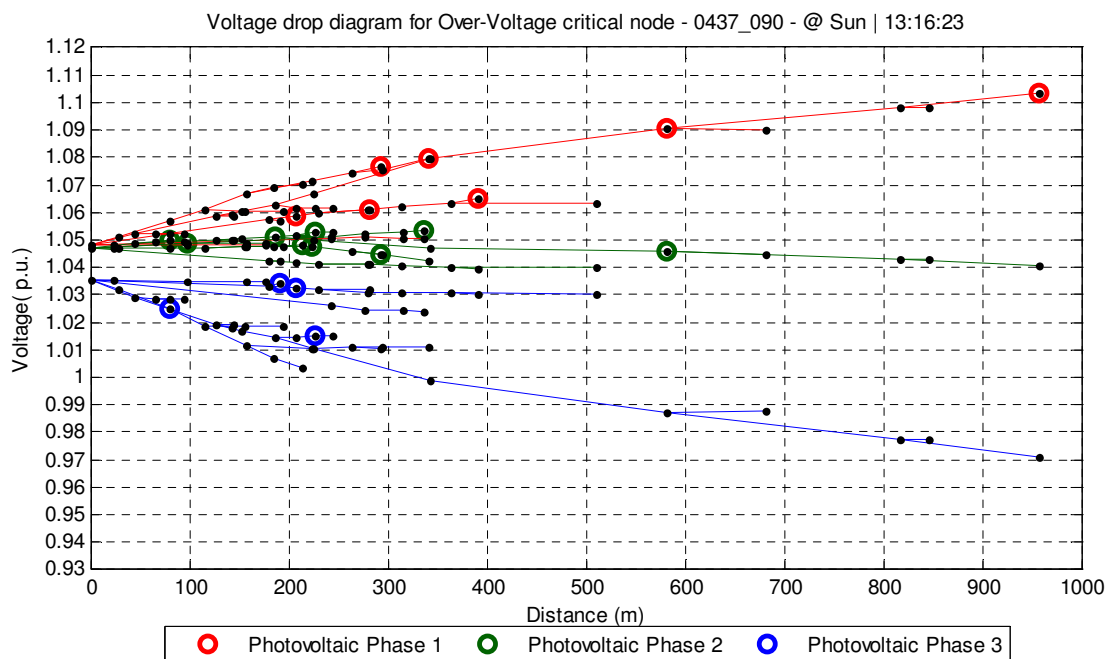
Hinsichtlich der Projektstruktur wurde auf Basis einer Problemanalyse (Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit hoher PV-Dichte) der Problemlösungsbeitrag durch PV-Wechselrichter als Ziel definiert. In der Folge wurden zur Zielerreichung geeignete Regelungskonzepte erarbeitet, aus denen Anforderungen an den Funktionsumfang des Wechselrichters abgeleitet wurden. Die entsprechenden Regelungsmodi wurden auf einer flexiblen Wechselrichterplattform implementiert und anhand von Labortests funktional getestet. Geräte dieser Plattform wurden dann in PV-Anlagen eines realen Netzabschnitts eingesetzt, um anhand von Messdaten eines mehrmonatigen Feldtestbetriebs die verschiedenen Regelungskonzepte hinsichtlich ihrer Wirksamkeit zu validieren.

## 2 Inhaltliche Darstellung

### 2.1 Quantifizierung des tatsächlichen Einflusses der PV-Einspeisung

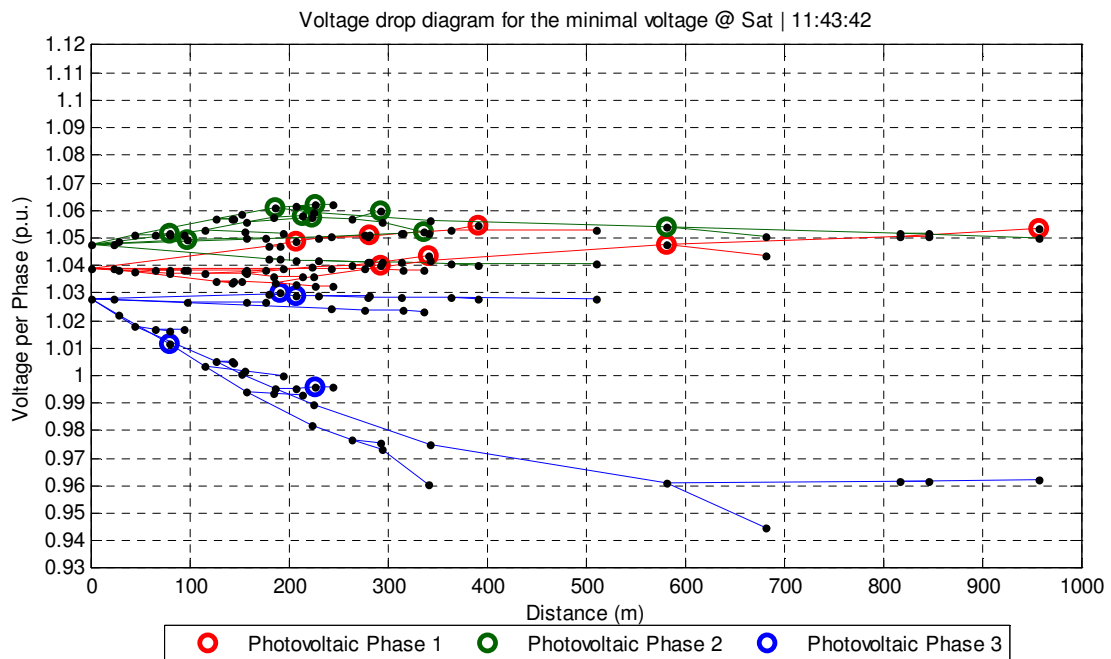
Im Rahmen des Projekts *morePV2grid* wurde die Auswirkung einer hohen PV-Durchdringung auf die Netzspannung anhand detaillierter, zeitlich hochaufgelöster Simulationen mit Vierleitermodellen quantifiziert. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse wurden bereits veröffentlicht [3]. Dabei zeigten sich speziell die erheblichen Auswirkungen sowohl von unsymmetrischer (einphasiger) Einspeisung als auch von unsymmetrischen Lasten auf die einzelnen Phasenspannungen.

Gut ersichtlich ist dieser Effekt in entsprechenden Spannungsdiagrammen. In diesen Diagrammen sind für jeden Netzknoten die Phasenspannungen zu einem bestimmten Zeitpunkt in Abhängigkeit von der Entfernung zur Ortsnetzstation dargestellt. Für diese Momentaufnahmen werden die Zeitpunkte der Extremwerte der Spannungen an kritischen Netzknoten ausgewählt. Diese Art der Darstellung ermöglicht eine klare Visualisierung des Spannungsverlaufs entlang der Stränge. Auch die Netztopologie ist in diesen Diagrammen ersichtlich. Abbildung 1 stellt das Spannungsdiagramm zum Zeitpunkt der höchsten Spannung in einem mit realen Last- und Erzeugungsdaten simulierten Netz dar. PV-Anlagen wurden je nach Phase mit farbigen Kreisen dargestellt.



**Abbildung 1 – Spannungsdiagramm zum Zeitpunkt der höchsten Spannung im Netz**

Aus dieser Abbildung geht besonders hervor, dass die Unsymmetrie am entferntesten Knoten hoch ist. Die Spannung auf der Phase L1 erreicht 110 % der Nennspannung, während die Spannung auf der Phase L3 nur 97 % der Nennspannung beträgt (Spreizung >13 %). Die Spannungsanhebung am längsten Strang ist sehr gut ersichtlich (ca. 5 %). Abbildung 2 zeigt vergleichsweise das Spannungsdiagramm zum Zeitpunkt der tiefsten Spannung im betrachteten Netz. Die tiefste Spannung erreicht 94,5 % auf der Phase L3.



**Abbildung 2 – Spannungsdiagramm zum Zeitpunkt der tiefsten Spannung im Netz**

Zusammenfassend wird festgestellt, dass die Abschätzung der Spannungsanhebung durch Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen eine wesentlich höhere Herausforderung darstellt als in Mittelspannungsnetzen. Lasten dürfen nicht symmetrisch angenommen werden, und ihre Aufteilung auf die drei Phasen ist unbekannt. Synthetische Last- und Erzeugungsprofile dürfen nicht verwendet werden, während reale Daten kaum verfügbar sind. Weiters sind die Nullungsverhältnisse in der Regel unbekannt. Diese Einschränkungen machen in der Netzplanung häufig Worst-Case-Annahmen notwendig. Auch wenn die Kombination aller Worst-Case-Annahmen zu unrealistischen Ergebnissen führt, kann mit günstigeren Annahmen nicht zu 100 % gewährleistet werden, dass die Grenzwerte hinsichtlich Spannungsqualität zu jedem Zeitpunkt eingehalten werden. Dies würde dazu führen, dass einzelne Erzeugungsanlagen aufgrund ihrer Schutzfunktionen abschalten.

## 2.2 Beitrag zur Spannungshaltung durch PV-Wechselrichter

Um die analysierte Spannungsanhebung teilweise mithilfe der PV-Anlagen zu kompensieren, stehen – wie in Gleichung (1) erkennbar – zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Blindleistungsregelung (untererregter Betrieb)
- Reduktion der eingespeisten Wirkleistung („curtailment“)

$$\text{Gl. (1)} \quad \Delta U \approx \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U_N^2}$$

$\Delta U$  Relative Spannungsanhebung (-änderung)

$R$  Ohmscher Anteil der Netzimpedanz (Resistanz)

$X$  Induktiver Anteil der Netzimpedanz (Reaktanz)

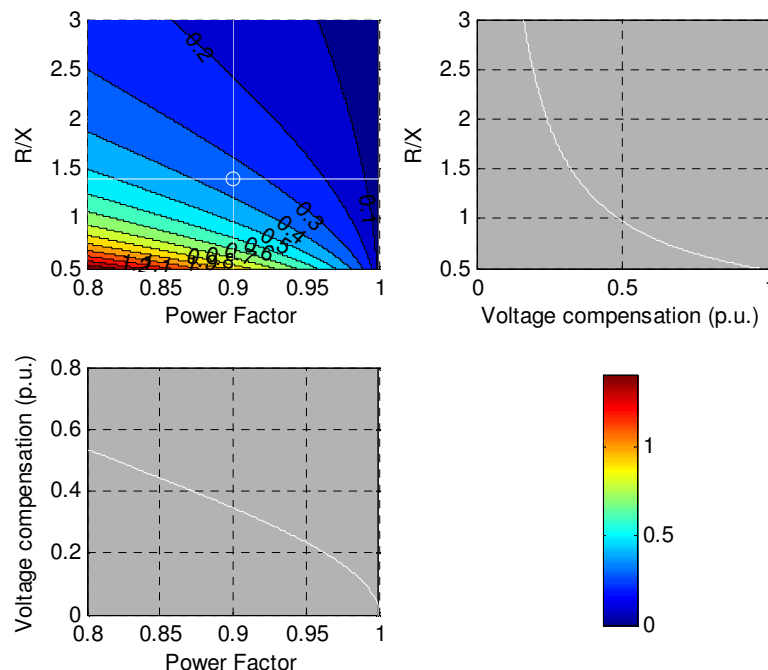
$$\text{Gl. (2)} \quad \Delta U \approx \frac{R \cdot P}{U_N^2} \cdot \left[ 1 - \tan \varphi \cdot \frac{1}{R/X} \right]$$

$P$  Wirkleistung der Anlage

$Q$  Blindleistung der Anlage

$U_N$  Nennspannung am Verknüpfungspunkt

Da die Reduktion der eingespeisten Wirkleistung eine ErtragseinbuÙe bedeutet, ist der Austausch von Blindleistung zu bevorzugen. Die Wirksamkeit der Blindleistungsregelung wird maßgeblich von den Impedanzverhältnissen bestimmt und kann anhand der Gleichung (2) näherungsweise ermittelt werden. Sie wird für einen bestimmten Leistungsfaktor (oder  $Q/P=\tan\phi$ ) vor allem durch das R/X-Verhältnis im jeweiligen Netzknoten bestimmt. Je größer das R/X-Verhältnis, desto mehr Blindleistung muss bezogen werden um dieselbe relative Spannungsänderung zu erhalten. Einschlägige Normen und Richtlinien schreiben derzeit vor, dass Erzeugungsanlagen den Betrieb mit einem Leistungsfaktor von 0,95 bzw. 0,90 erlauben müssen [5]. Für die Referenzimpedanz nach IEC 60725 würde bei einem Leistungsfaktor von 0,90 die Spannungsanhebung um 30 % reduziert werden. Für den schwächsten Knoten des oben betrachteten Netzes würde das R/X-Verhältnis 1,4 zu einer Kompensation der Anhebung von ca. 35 % führen.



**Abbildung 3 – Abschätzung der Wirksamkeit der Blindleistungsregelung in Abhängigkeit des Leistungsfaktors und des R/X-Verhältnisses; die Farbskalierung entspricht der Reduktion der Spannungsanhebung**

Abbildung 3 stellt die Wirksamkeit der Blindleistungsregelung (vgl. Gleichung (2)) in Abhängigkeit des Leistungsfaktors und des R/X-Verhältnisses dar (Teilgrafik oben links). Der weiÙe Kreis markiert den schwächsten Knoten des simulierten Netzes (R/X-Verhältnis 1,4) und einen Leistungsfaktor von 0,90. Die beiden weiteren Teilgrafiken in Abbildung 3 stellen zwei Schnitte mit einem konstantem Leistungsfaktor von 0,90 (oben rechts) bzw. mit einem konstantem R/X-Verhältnis von 1,4 (unten links) dar.

Auf Basis der Problemanalyse (Spannungsanhebung durch Einspeiser) und des technisch möglichen Lösungsbeitrags durch PV-Wechselrichter (Beitrag zur Spannungshaltung) wurde die Entwicklung eines Spannungsregelungskonzepts als Ziel definiert. Als Randbedingungen sollten gelten:

- Vorrangig Blindleistungsbezug bis zu einem Leistungsfaktor von 0,90 und nachrangig Begrenzung der Wirkleistung.

- Koordinierter Einsatz von Wirk- und Blindleistungsregelung mit bedarfsorientierter Aktivierung (um Blindarbeit, Netzverluste sowie Ertragseinbußen zu minimieren).
- Gewährleistung der Stabilität (keine Wechselwirkungen netzparalleler Anlagen).

Daraus folgt, dass die „Blindleistungsfähigkeit“ des Wechselrichters eine Basisanforderung darstellt. Die damit verbundenen leistungselektronischen Voraussetzungen werden hier nicht näher betrachtet. Es wird auf die Regelungskonzepte zur Spannungshaltung eingegangen.

## 2.3 Ansätze zur Spannungsregelung mit PV-Wechselrichtern

Die im Sinne der Zielerreichung von *morePV2grid* näher untersuchten Regelungsarten (abgesehen von der Einstellung eines festen Leistungsfaktors oder Blindleistungswerts) werden im Folgenden kurz dargestellt. Das Hauptaugenmerk galt dabei den Funktionen  $\cos\phi(P)$ ,  $Q(U)$  und  $P(U)$ .

### 2.3.1 $\cos\phi(P)$ -Kennlinie

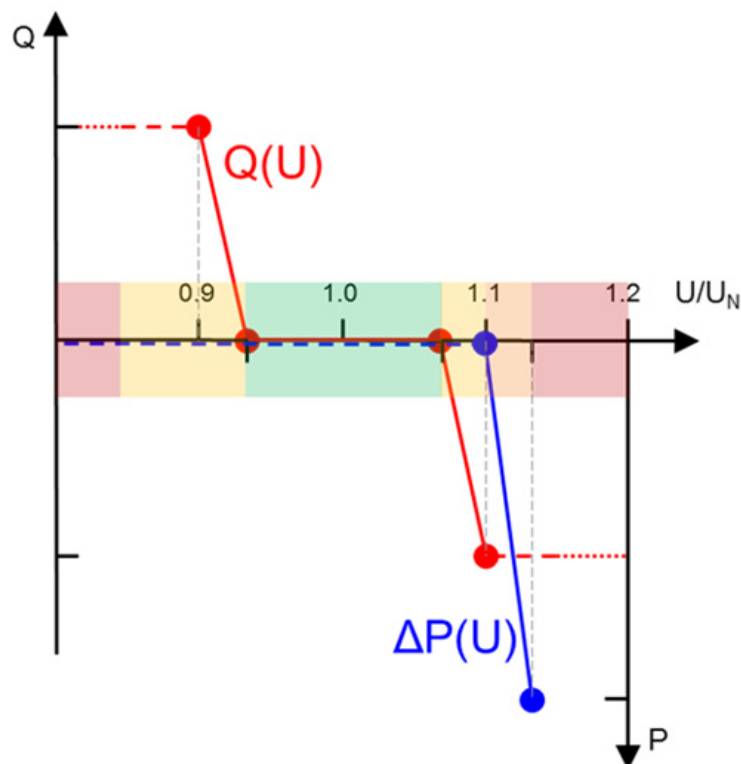
Eine  $\cos\phi(P)$ -Kennlinie macht den Leistungsfaktor der Erzeugungsanlage abhängig vom jeweiligen Wirkleistungsoutput. Dabei erfolgt bis zu einer bestimmten relativen Leistung üblicherweise kein Austausch von Blindleistung, darüber nimmt der Leistungsfaktor linear ab bis er bei Nennleistung einen Minimalwert erreicht hat. Das Blindleistungsverhalten der Anlage ist damit nur von der lokalen Einspeiseleistung abhängig. Zwischen Anlagen im Parallelbetrieb sind aufgrund der fehlenden Rückkopplung keine Wechselwirkungen zu erwarten. Allerdings ist der Betrieb nach  $\cos\phi(P)$  mit dem Nachteil verbunden, dass er keine Rücksicht auf die vorliegende Spannungssituation nimmt. Die Anwendung dieser Betriebsart geht davon aus, dass die höchste Spannung – und damit der höchste Blindleistungsbedarf zur Kompensation der Spannungsanhebung – zeitlich mit der höchsten Einspeiseleistung zusammenfällt. Die allgemeine Gültigkeit dieser Annahme kann an dieser Stelle weder widerlegt noch bestätigt werden (weitere Untersuchungen werden empfohlen). Jedenfalls kann der Betrieb nach einer solchen Kennlinie zum unnötigen Blindleistungsbezug führen (z.B. bei hoher Erzeugung und Starklast) der sich auf die Netzverluste auswirkt und in manchen Situationen für die Spannungshaltung sogar kontraproduktiv sein kann.

### 2.3.2 $Q(U)$ -Kennlinie

Eine  $Q(U)$ -Kennlinie macht das Blindleistungsverhalten der Erzeugungsanlage abhängig von der lokal gemessenen Spannung. Die Anwendung dieser Betriebsart folgt der Logik, dass ein Blindleistungsbetrieb nur dann erfolgt, wenn es die lokale Spannungssituation erfordert. Damit ist das Blindleistungsverhalten von der Einspeiseleistung entkoppelt, wobei der absolute Blindleistungsbeitrag durch den Arbeitspunktbereich des PV-Wechselrichters begrenzt sein kann. Die Kennlinienparametrierung (Stützpunkte, Totband) kann individuell an die am jeweiligen Netzknoten zu erwartenden Spannungsverhältnisse angepasst werden. Aufgrund der spannungsmäßigen Rückkopplung zwischen parallelen Anlagen besteht allerdings das spezifische Risiko unerwünschter Wechselwirkungen (Schwingungen). Die Analyse dieses Risikos und die Bestimmung stabiler Regelungseinstellungen waren Gegenstand des Projekts (vgl. Abschnitt 2.4).

### 2.3.3 Kombination einer Q(U)-Kennlinie mit einer P(U)-Funktion

Nachdem der positive Effekt der Blindleistung zur Kompensation der Spannungserhöhung je nach elektrischer Charakteristik des Netzes begrenzt ist, kann es bei sehr hoher Anlagendichte unter ungünstigen Verhältnissen (Schwachlast zeitgleich mit hoher Erzeugung) zu überspannungsbedingten Schutzabschaltungen einzelner PV-Anlagen kommen. Konsequenterweise ist die kombinierte Anwendung der Blindleistungsregelung nach Q(U)-Kennlinie mit einer spannungsabhängigen Wirkleistungsreduktion P(U) nahe der Spannungsobergrenze denkbar. Das bedeutet, dass bei (über ein definiertes Totband hinaus) ansteigender Spannung zunächst ein zunehmend untererregter Betrieb der Einspeiseanlage erfolgt (Blindleistungsregelung). Ist ein als sinnvoll definiertes Maximum an Blindleistung erreicht und nähert sich die Spannung trotzdem weiterhin ihrer zulässigen Obergrenze, dann tritt eine graduelle Reduktion der Wirkleistung in Kraft. Je nach Parametrierung der P(U)-Funktion können überspannungsbedingte Schutzabschaltungen völlig ausgeschlossen werden. Auf diese Weise ist es möglich, mit typischerweise sehr kurzen Leistungsreduktionen (im Sekunden- bis Minutenbereich) den durchgehenden Betrieb einer besonders hohen Anlagendichte zu erlauben. Eine sonst mögliche Reihe von plötzlicher Abschaltung, nachfolgendem Wiederhochfahren und erneuter Abschaltung wird damit jedenfalls verhindert.



**Abbildung 4 – Beispiel einer Kombination der Funktionen Q(U) und P(U)**

Die im Rahmen des Projekts *morePV2grid* vorrangig untersuchte Kombination der Q(U)- und der P(U)-Regelung ist in Abbildung 4 dargestellt. Es wird dabei mithilfe der Q(U)-Regelung versucht, außerhalb eines bestimmten spannungsmäßigen (grünen) Totbandes mittels Blindleistung soviel Wirkung wie möglich zu erreichen (gelber Bereich). Stößt die Q(U)-Regelung an ihre (sinnvollen) Grenzen, setzt die P(U)-Regelung ein (oranger Bereich) und verhindert eine ungewollte Schutzabschaltung.

## 2.4 Analyse der Regelungsmodi mittels Simulation und Labortest

Die oben beschriebenen Regelungsarten wurden hinsichtlich ihrer Funktionalität und Stabilität zunächst mittels statischer und dynamischer Simulation getestet. Nach ihrer Implementierung auf der realen Wechselrichterplattform folgte eine Reihe von Labortests. Insgesamt wurde der Fokus auf das dynamische Verhalten der spannungsabhängigen Regelungsarten gelegt. Sowohl Simulation als auch Labortests berücksichtigten unterschiedlichste Anschlusskonstellationen – z.B. Wechselrichter an unterschiedlichen Knoten derselben Phase, an unterschiedlichen Phasen am selben und an unterschiedlichen Knoten, sowie verschiedene Regelungsparameter (z.B. Reaktionsgeschwindigkeiten).

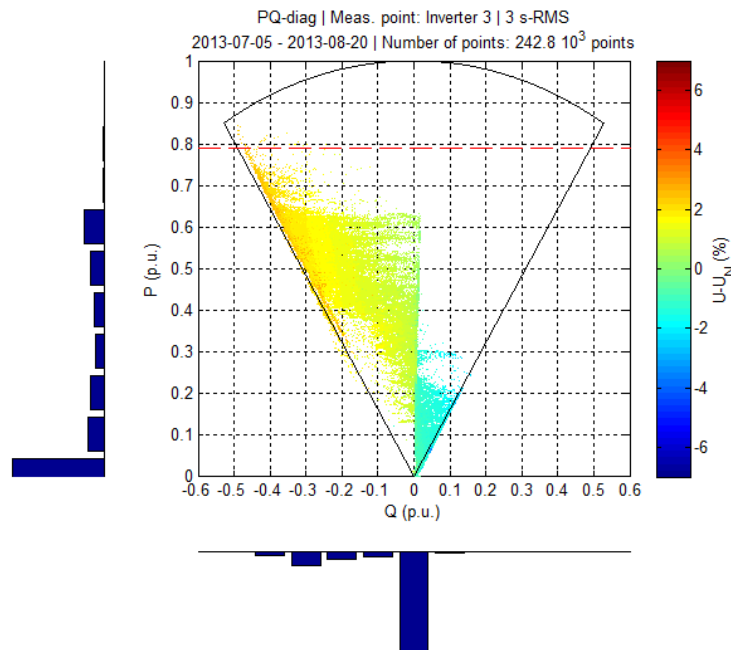
Es konnte beobachtet werden, dass nur mit bewusst sehr ungünstig gewählten Reglereinstellungen schlecht gedämpfte Einschwingvorgänge bei Spannungssprüngen möglich sind. Die wesentlichen Stellparameter sind dabei die Mittelungszeit der Einganggröße Spannung und die Geschwindigkeit mit der die Ausgangsgröße (Wirk- oder Blindleistung) angepasst wird (Änderungsgeschwindigkeit oder Zeitkonstante). Die Änderungsgeschwindigkeit soll dabei stets langsam (bzw. die Zeitkonstante groß) im Verhältnis zur Mittelungszeit sein. Totzeiten sind im verwendeten System aufgrund der internen Regelung der Wechselrichterplattform vernachlässigbar. Diese würden ebenso eine verhältnismäßig langsamere Änderungsgeschwindigkeit erfordern.

## 2.5 Vorbereitung der Feldtestreihe und funktionales Verhalten im Feld

Geräte der funktional im Labor erfolgreich getesteten Wechselrichterplattform wurden in vier PV-Anlagen eines realen Netzabschnitts eingesetzt, um die Wirksamkeit der implementierten Regelungskonzepte mittels eines mehrmonatigen Feldtestbetriebs zu validieren. Dazu wurde ein Niederspannungsstrang mit erhöhter PV-Anlagendichte ausgewählt, der zusätzlich durch eine Änderung der Netztopologie künstlich geschwächt wurde. Außerdem wurde die gesamte PV-Leistung im Strang auf dieselbe Phase angeschlossen. Mit diesen Maßnahmen wurde eine ausreichend signifikante Spannungsanhebung für die Validierungsphase erzielt. Insgesamt beträgt die PV-bedingte, maximale Anhebung ca. 4,9 % der Nennspannung. Sie kann mit Blindleistungsbezug um ca. 1,3 Prozentpunkte reduziert werden (entsprechend einer relativen Kompensation der Spannungsanhebung von ca. 26 %).

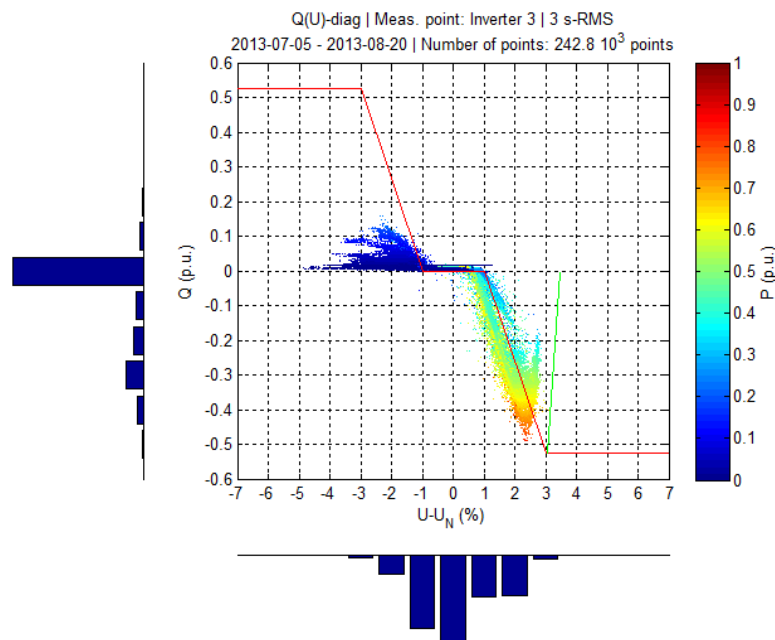
Beispielhaft wird im Folgenden einer von mehreren P&Q(U)-Feldtestfällen dargestellt. Die Testfälle unterschieden sich vor allem durch die Parametrierung der jeweiligen Kennlinien. Für jeden Testfall wurden anhand der vorhandenen Messdaten Funktionalität und Wirksamkeit überprüft. Aus den Monitoringdaten der einzelnen Wechselrichter (5-min-Mittelwerte) und aus einer hochaufgelösten Messung (3-s-Mittelwerte) wurden P(Q)-Diagramme erstellt. Abbildung 5 zeigt beispielhaft die Betriebspunkte eines Wechselrichters als hochaufgelöstes P(Q)-Diagramm für einen P&Q(U)-Testfall, wobei die gestrichelte rote Linie die STC-Leistung des PV-Generators markiert.





**Abbildung 5 – P(Q)-Diagramm eines kombinierten P&Q(U)-Testfalls (3 s RMS)**

Abbildung 6 zeigt die Betriebspunkte des Wechselrichters für denselben Testfall in Form eines Q(U)-Diagramms. Die rote Linie markiert die im zugehörigen Testfall eingestellte Q(U)-Kennlinie. Es ist ersichtlich, dass die Aktivierungsschwelle der Q(U)-Regelung bewusst deutlich niedriger gewählt wurde, als es die Spannungsgrenzwerte erfordern würden. Der Grund dafür ist, dass bei höheren Startwerten in diesem Feldtestgebiet keine ausreichend hohen Spannungen aufgetreten wären.



**Abbildung 6 – Q(U)-Diagramm eines kombinierten P&Q(U)-Testfalls (3 s RMS)**

Die Verteilung der Q(U)-Messpunkte um die Kennlinie ist auf die Übergänge zwischen stationären Zuständen zurückzuführen. Die Q(U)-Regelung wurde hier mit einer Änderungsgeschwindigkeit der Blindleistung von 20 %/s betrieben. Das bedeutet, dass der Wechselrichter 5 s braucht um die gerätemäßig maximale Blindleistung zu erreichen. Bei

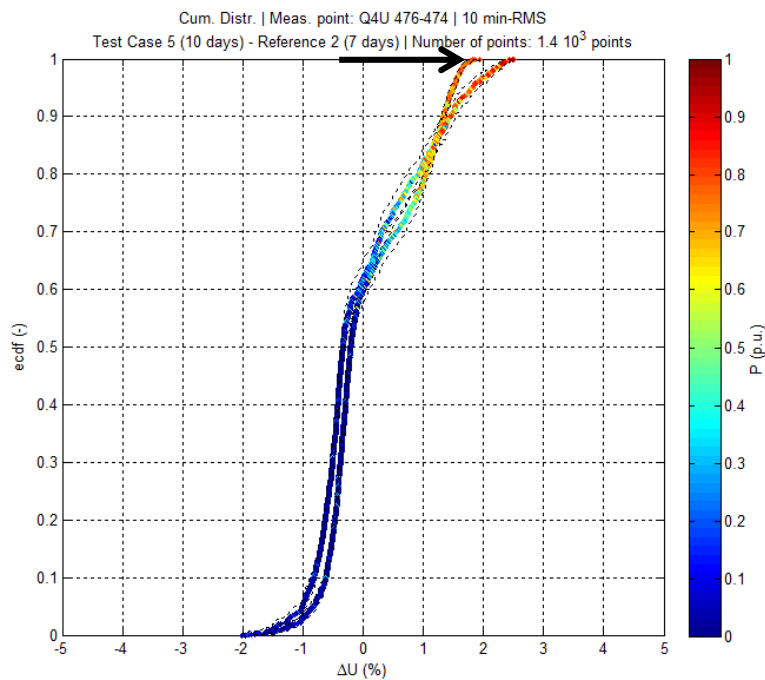
einem Spannungssprung (z.B. von 1,02 p.u. auf 1,03 p.u. durch das Wegschalten einer Last) bewegen sich die momentanen Betriebspunkte auf einer horizontalen Gerade bis der stationäre Betriebspunkt (Blindleistungssollwert laut Kennlinie) erreicht ist. Punkte unterhalb der Kennlinie treten bei positiven, Punkte oberhalb bei negativen Spannungssprüngen auf.

Weiters lassen sich in Abbildung 6 anhand der grünen Linie Eingriffe durch die P(U)-Funktion erkennen. Sie bewirkt wegen des begrenzten Arbeitspunktbereichs des verwendeten Wechselrichters (Mindestleistungsfaktor 0,85) neben der Wirkleistungsreduktion auch eine Blindleistungsreduktion. Im konkreten Fall hat die P(U)-Regelung die Wirkleistung bei Spannungen größer als ca. 1,025 p.u. reduziert. Ebenso wie die Q(U)-Regelung wurde die Aktivierungsgrenze der P(U)-Regelung niedrig genug gewählt, um die Funktion auch bei den im Feldtestgebiet auftretenden Spannungen wirksam werden zu lassen. Im Übrigen haben Q(U)- und P(U)-Regelung spannungsmäßig geringfügig früher als eingestellt eingegriffen (Reduktion der Wirkleistung ab 1,025 p.u. statt 1,03 p.u.). Dieser Unterschied ist auf die Impedanz zwischen Messpunkt und Wechselrichterklammer zurückzuführen. Bei den Labortests lagen die Betriebspunkte im stationären Zustand stets auf der Kennlinie.

## **2.6 Validierung und Bewertung der Wirksamkeit der Regelungskonzepte mittels Feldtests**

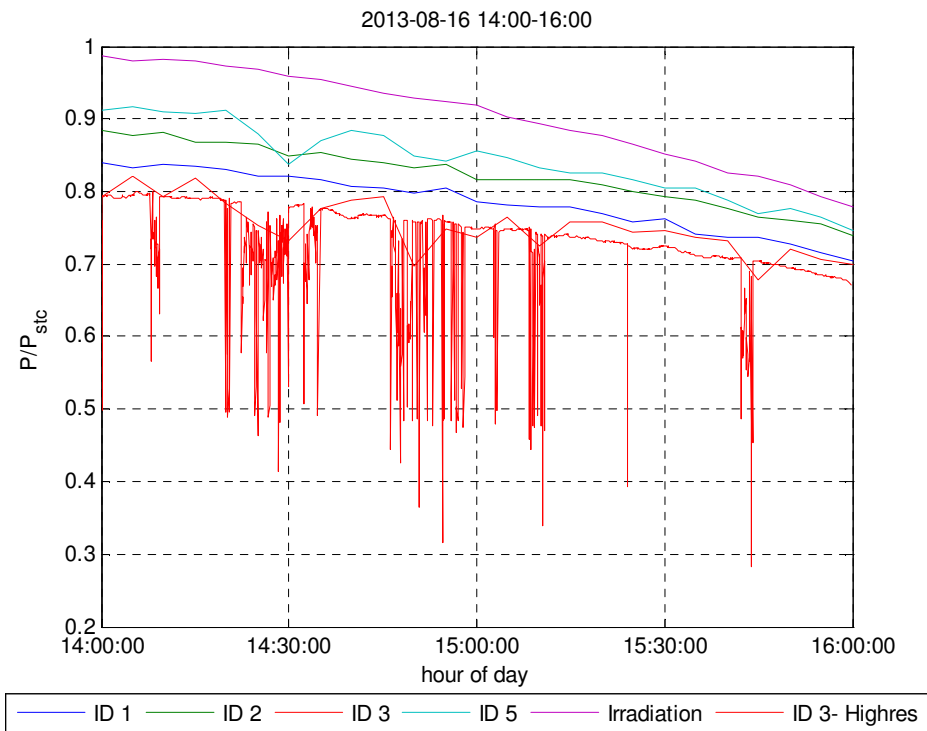
Bei der Quantifizierung der Spannungsanhebung und ihrer Kompensation sind mehrere Störvariablen (v.a. Lastverhalten, Niveau der Mittelspannung) zu beachten, die das Ergebnis stark beeinflussen können, jedoch durch den Messaufbau nicht erfassbar sind. Um diese Einflüsse möglichst herauszufiltern, wurden einerseits nur sonnige Werktage berücksichtigt und andererseits wurde die Differenzspannung zwischen zwei Knoten im Netzstrang quantifiziert. Die Definition „sonniger Tag“ beinhaltet eine Bewertung der Abweichung der tatsächlichen zur theoretischen Sonneneinstrahlung. Es wurden also die Unterschiede an sonnigen Tagen zwischen Referenzphasen (ohne Regelung) und Testfällen (mit Regelung) sowie die durch die einzelnen Regelungsarten erzielte Spannungsreduktion untersucht.

In Abbildung 7 ist beispielhaft die kumulierte Häufigkeitsverteilung (empirical cumulative distribution function, ecdf) des Spannungsunterschieds zwischen den beiden Knoten (Kabelkästen mit Messung) dargestellt. Dabei wird einer der P&Q(U)-Testfälle mit einer Referenzphase verglichen, wobei die Verteilungen von Testfall (d.h. mit Regelung) und Referenzfall im unteren Spannungsbereich übereinander gelegt sind. Die maximale Spannungsanhebung zwischen den beiden Knoten mit Messung wird hier um ca. 0,75 Prozentpunkte reduziert (siehe Pfeil in Abbildung 7). Umgerechnet auf den gesamten Strang wird die PV-bedingte, maximale Spannungsanhebung von 4,9 % (vgl. Abschnitt 2.5) um ca. 2,25 Prozentpunkte auf etwa 2,65 % reduziert. Das entspricht einer Kompensation der Anhebung um rund 46 %. Die spannungssenkende Wirkung ist in diesem kombinierten P&Q(U)-Testfall zu rund zwei Drittel auf die Q(U)-Regelung und zu rund einem Drittel auf die P(U)-Funktion zurückzuführen.



**Abbildung 7 – Kumulierte Häufigkeitsverteilung des Spannungsunterschieds zwischen zwei Netzknoten für einen kombinierten P&Q(U)-Testfall (10 min RMS)**

Zur Veranschaulichung der P(U)-Regelung ist in Abbildung 8 für vier geregelte Anlagen der Verlauf der Wirkleistung an einem sonnigen Tag zwischen 14:00 und 16:00 Uhr dargestellt (5-min-Mittelwerte aus dem Wechselrichter-Monitoring). Die Wirkleistung ist auf die STC-Modulleistung normiert um einen Vergleich zwischen einzelnen Anlagen zu ermöglichen. Zusätzlich sind die hochaufgelöste Leistungsmessung einer Anlage (rot, 3-s-Mittelwerte) sowie die dort gemessene Einstrahlung (violett, 5-min-Mittelwerte) dargestellt.



**Abbildung 8 – Wirkleistungsreduktion in einem P&Q(U)-Testfall (3 s bzw. 5 min RMS)**

Ein Vergleich zwischen den Wirkleistungsverläufen der vier Anlagen mit Regelung (Anlage 4 ohne Regelung) vor dem Hintergrund des Verlaufs der Einstrahlung bringt folgende Erkenntnisse:

- Die P(U)-Regelung greift nur bei den Anlagen 3 und 5 (letztere am Strangende) ein – die Verläufe der Wirkleistung folgen bei den Anlagen 1 und 2 der Einstrahlung.
- Der Leistungsverlauf bei Anlage 3 ist nicht auf Schwankungen der Einstrahlung, sondern auf die P(U)-Regelung zurückzuführen die hier auf lastbedingte Änderungen der Spannung reagiert. Die Änderungsgeschwindigkeit der Wirkleistung entspricht dabei dem eingestellten Wert (10 % der Nennleistung pro Sekunde).
- Die an diesem (kritischen) Tag auf Grund der P(U)-Regelung nicht eingespeiste Energie ist sehr gering. Im dargestellten (kritischen) Zeitraum (von 14:00 bis 16:00 Uhr) handelt es sich um eine Ertragseinbuße von ca. 2,5 %.

Anhand der Feldtestreihe wurde insgesamt bestätigt, dass sich lokal autonome, spannungsabhängige Wirk- und Blindleistungsregelungen netzparallel betriebener PV-Wechselrichter stabil und hinsichtlich der Spannungshaltung wirksam verhalten. Da speziell die Blindleistungssensitivität stark von der elektrischen Charakteristik des örtlichen Netzes abhängt, kann keine allgemein gültige, quantitative Aussage über die Wirksamkeit einer Blindleistungsregelung gemacht werden. Trotz relativ ungünstiger Bedingungen für den Einsatz blindleistungsbasierter Spannungsregelungen konnte im Projekt-Testnetz die einspeisebedingte Spannungsanhebung durch lokale Blindleistungsregelung (z.B. mittels Q(U) bei min.  $\cos\varphi=0,85$ ) um rund ein Drittel kompensiert und damit die Aufnahmefähigkeit des Netzes für dezentrale Einspeiser um ein Drittel erhöht werden. Zusätzlich wurde der Nachweis erbracht, dass eine ergänzende Wirkleistungsregelung P(U) die einspeisebedingte Spannungsanhebung zuverlässig auf einen höchstzulässigen Wert limitiert.

### 3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse von *morePV2grid* zeigen, dass mit Blindleistungsregelungen eine Reduktion der Spannungserhöhung möglich ist, die deutlich mehr installierbare PV-Erzeugungsleistung in Niederspannungsnetzen erlaubt. Der Blindleistungsbetrieb soll sich im Sinne der Effizienz am jeweiligen Bedarf an spannungssenkender Wirkung orientieren. Anstelle eines festen Leistungsfaktors kann man diesen von der eingespeisten Momentanleistung abhängig machen. Man folgt damit der Annahme, dass es nur in Zeiten hoher Einspeiseleistung zu einer kritischen Spannungserhöhung kommen kann. Einen Schritt weiter geht der lokal spannungsabhängige Blindleistungsaustausch  $Q(U)$ , der die am sparsamsten mit Blindleistung umgehende Regelungsstrategie darstellt.

Die Wirksamkeit von Blindleistung zur Spannungshaltung ist sehr stark vom R/X-Verhältnis am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt abhängig. Die sinnvoll mögliche Kompensation der Spannungsanhebung reicht von etwa 20 % bis zu 80 %. In modernen Netzen mit hohem Verkabelungsgrad (wie etwa im Feldtestnetz) ist ein Kompensationsgrad von 30 % typisch. Außerdem ist die Wirksamkeit des Blindleistungsbezugs bei symmetrischen Verhältnissen (die aufgrund der zunehmenden Forderung nach dreiphasiger Einspeisung auch für kleine PV-Anlagen anzunehmen sind) höher als bei unsymmetrischen Verhältnissen. Analysen haben gezeigt, dass mittels symmetrischer Einspeisung etwa die 5-fache installierte Leistung möglich ist als bei einphasigen Anlagen im Worst Case. Hinzu kommt dann noch der positive Effekt der Blindleistungsregelung. Wichtig ist, dass die symmetrische Einspeisung auch im Teillastbereich des Wechselrichters erhalten bleibt.

Ergänzend zum Einsatz von Blindleistung kann mittels einer spannungsabhängigen Regelung der Wirkleistung – lokal autonom und direkt im Wechselrichter integriert – die von PV-Anlagen verursachte Spannungserhöhung begrenzt werden. Das Überschreiten eines definierten oberen Spannungswertes kann völlig ausgeschlossen werden. Die maximal ins jeweilige Netz integrierbare Erzeugungsleistung ist beim Einsatz dieser Funktion nicht mehr aufgrund einer unzulässigen Spannungserhöhung begrenzt (es werden andere begrenzende Faktoren relevant). In typischen Szenarien sind die Ertragseinbußen durch  $P(U)$  sehr gering, da Eingriffsdauer und -tiefe bei vernünftiger Anwendung beschränkt sind. Die Kombination von Wirk- und Blindleistungsregelung verursacht dem PV-Anlagenbetreiber nur geringe finanzielle Gesamtbelastungen. Diese beschränken sich auf einmalige Mehrkosten für die Dimensionierung des Wechselrichters auf die für den Blindleistungsbetrieb nötige Scheinleistung sowie auf den Minderertrag durch das Eingreifen der Wirkleistungsregelung.

Die dynamischen Untersuchungen der spannungsabhängigen Regelungen sowie ihrer Kombination  $P\&Q(U)$  haben in Simulation, Labor und Feldtest gezeigt, dass mit sinnvollen Parametern keinerlei Schwingungsneigung parallel betriebener Anlagen vorhanden ist. Die Regelungen arbeiten in einem großen Bereich sinnvoller Einstellmöglichkeiten stabil, auch in netzparalleler Kombination mit unregelmäßig oder anders eingestellten Wechselrichtern. Zusammenfassend werden in der nachfolgenden Tabelle 1 einzelne Regelungsbetriebsarten in Bezug auf ihre Wirksamkeit, auf ihren Einfluss auf den lokalen Blindleistungshaushalt und die Netzverluste sowie auf die Komplexität ihrer Parametrierung bewertet. Es handelt sich dabei um allgemeine Aussagen, die je nach Anwendungssituation unterschiedlich bewertet werden können.

Betriebsart	cosφ fix (ungleich null)	cosφ(P)	Q(U)	Q&P(U)
<b>Wirksamkeit (Reduktion der Spannungsanhebung)</b>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Am wirksamsten: Alle Anlagen tragen gleichmäßig bei.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anlagen in Nebensträngen helfen über die Traforeaktanz auch mit (relevant bei hohen PV-Dichten und großem <math>u_k</math>).</li> </ul>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Genauso wirksam wie cosφ fix bei hoher Einspeisung:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Alle Anlagen tragen gleichmäßig bei.</li> <li>▪ Anlagen in Nebensträngen helfen über die Traforeaktanz auch mit (relevant bei hohen PV-Dichten und großem <math>u_k</math>).</li> </ul>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Minimal weniger wirksam als cosφ(P) da nur Anlagen mitwirken, die auch eine erhöhte Spannung am Anschlusspunkt messen.</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/><input checked="" type="checkbox"/> Wirksamkeit der Blindleistungsregelung wie bei Q(U). Die zusätzliche P(U)-Regelung macht aber Spannungsanhebungen über einen wählbaren Grenzwert unmöglich.</p>
<b>Einfluss auf Blindleistungs-haushalt und Netzverluste</b>	<p><input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> höchste Blindleistungsbezug</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> höchste Netzverluste</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> undifferenzierte, senkende Wirkung (unerwünscht bei Last-dominierten Strängen)</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> teilweise unnötiger Blindleistungsbezug</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> erhöhte Netzverluste</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Stützung bei Unterspannung (sofern PV-Einspeisung vorhanden)</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> kein unnötiger Blindleistungsbezug</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> keine unnötige Erhöhung der Netzverluste</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Stützung bei Unterspannung (sofern PV-Einspeisung vorhanden)</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> kein unnötiger Blindleistungsbezug</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> keine unnötige Erhöhung der Netzverluste</p>
<b>Komplexität der Parametrierung (Netzplanung)</b>	<p><input checked="" type="checkbox"/> am niedrigsten</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> einfach</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Anlagendimensionierung sollte berücksichtigt werden</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> komplexere Parametrierung</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> komplexere Parametrierung; Wirkleistungsbegrenzung<sup>1</sup></p>

**Tabelle 1 – Vergleichende Übersicht verschiedener Regelungsbetriebsarten**

<sup>1</sup> unklare rechtlich-regulatorische Rahmenbedingungen (Anschlusszusage mit Ertragsverlust)

## 4 Handlungsempfehlungen und Ausblick

Die Anzahl der PV-Anlagen ist stetig wachsend und könnte im Jahr 2020 im ländlichen Bereich und am Stadtrand bei einer Durchdringung von 10 bis 15 % der Netzkundenanlagen liegen. Um die Kosten für den Ausbau der Verteilnetze gering zu halten und trotzdem eine große Anzahl an verteilten PV-Anlagen in den Niederspannungsnetzen zu ermöglichen, empfiehlt es sich, die in diesem Projekt beschriebenen Regelungsvarianten einzusetzen, wobei jeweils der Aufwand gegen den Nutzen abzuwägen ist. Der Netzbetreiber kann den Spannungsbandgewinn durch die Regelungsmöglichkeiten in der Netzplanung sowie bei der Beurteilung der Netzanschlüsse berücksichtigen. Beides stellt eine Herausforderung dar. Auch ist die Einhaltung der vereinbarten Betriebsweise sicherzustellen.

Zum Vergleich zwischen den Vor- und Nachteilen der  $\cos\phi(P)$ - und  $Q(U)$ -Regelung werden weitere Untersuchungen empfohlen. Einerseits würden sich dazu Simulationen und andererseits insbesondere auch Testbetriebsphasen im Rahmen des Projekts *DG DemoNet – Smart LV Grid* (FFG 829867, [6]) eignen. Unabhängig von der Wahl der Regelung ist es sowohl für die Administrierbarkeit beim Netzbetreiber als auch für Installateure und Wechselrichterhersteller wichtig, möglichst einheitliche Standardwerte für die Parametrierung zu verwenden. Im Gegensatz zum Blindleistungsbetrieb für die Spannungshaltung, der auch in Österreich bereits vorgesehen ist [5], ist die rechtlich-regulatorische Situation in Bezug auf die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung nicht geklärt. Da an der Grenze des zulässigen Spannungsbandes (d.h. vor der Abschaltung) die  $P(U)$ -Regelung technisch sehr sinnvoll ist und nachweislich funktioniert, wird eine Klärung dieser Situation empfohlen.

Hinsichtlich des autonomen Charakters der lokalen Regelungen, die ohne Kommunikation zu einem übergeordneten System arbeiten, kommt eine Erweiterung in Form einer Einbindung in eine Fernregelung in Betracht. Diese Herausforderung wird im oben genannten Projekt *DG DemoNet – Smart LV Grid* angenommen. Dabei werden im Rahmen von *morePV2grid* untersuchte Regelungsalgorithmen durch eine übergeordnete Regelung erweitert. Der lokale Regelkreis bleibt im Normalbetrieb und als Rückfallebene bestehen, kann aus der Ferne allerdings rekonfiguriert und um eine dynamische Vorgabe von Sollwerten oder Kennlinien ergänzt werden. Insgesamt wird dieses Projekt die lokalen Regelkreise einzelner PV-Anlagen zu einem übergeordnet optimierbaren Gesamtsystem vernetzen.

**Referenzen:**

- [1] B. Bletterie, A. Gorsek, B. Uljanic, B. Blazic, A. Woyte, T. Vu Van, F. Truyens, J. Jahn, *Enhancement of the Network Hosting Capacity – Clearing Space for/with PV*, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 6-10 September 2010, Valencia; Tagungsband S. 4828-4834, ISBN 3-936338-26-4, DOI 10.4229/25thEUPVSEC2010-5AO.7.3.
- [2] T. Stetz, W. Yan, M. Braun, *Voltage control in distribution systems with high level PV-penetration - Improving Absorption Capacity for PV Systems by Reactive Power Supply*, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 6-10 September 2010, Valencia; Tagungsband S. 5000-5006, ISBN 3-936338-26-4, DOI 10.4229/25thEUPVSEC2010-5BV.4.17.
- [3] B. Bletterie, A. Gorsek, A. Abart, M. Heidl, *Understanding the Effects of Unsymmetrical Infeed on the Voltage Rise for the Design of Suitable Voltage Control Algorithms with PV Inverters*, 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 5-9 September 2011, Hamburg; Tagungsband S. 4469-4478, ISBN 3-936338-27-2, DOI 10.4229/26thEUPVSEC2011-6DO.13.6.
- [4] VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105:2011-08, *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, August 2011, o.O.
- [5] E-Control, *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen – Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen*, TOR D4, Version 2.1-2013, September 2013, Wien.
- [6] A. Einfalt, A. Lugmaier, F. Kupzog, H. Brunner, *Control strategies for smart low voltage grids: The project DG DemoNet – Smart LV Grid*, Beitrag im Rahmen des CIRED Workshops, 29-30 Mai 2012, Lissabon.

Das Projekt *morePV2grid* wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.