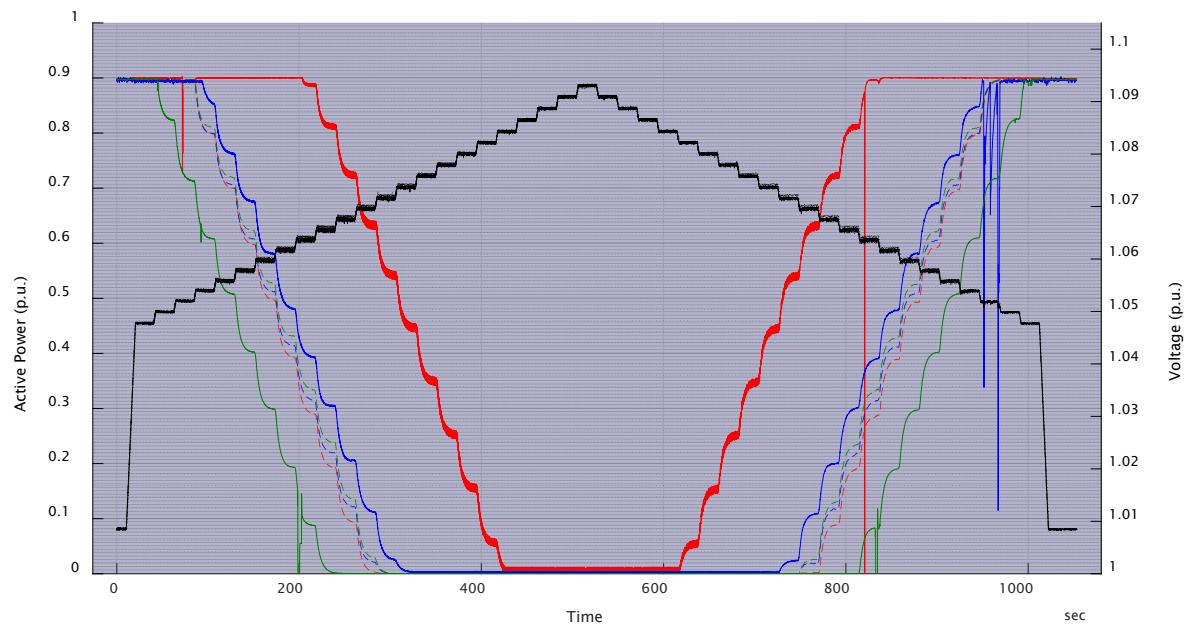




Schlussbericht vom 07.07.2023

GODA

Grid Optimization with Decentralized Actors Netzoptimierung mit dezentralen Aktoren



Quelle: © BFH, 2023



Berner Fachhochschule
Haute école spécialisée bernoise
Bern University of Applied Sciences



Datum: 07.07.2023

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

Berner Fachhochschule BFH
Institut für Energie- und Mobilitätsforschung IEM
Labor für Photovoltaiksysteme
Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf
www.bfh.ch/pvlab

Groupe E SA
Route de Morat 135
www.groupe-e.ch

Autor/in:

David Joss, BFH, david.joss@bfh.ch
Peter Cuony, Groupe E, peter.cuony@groupe-e.ch
Patrick Joye, Groupe E, patrick.joye@groupe-e.ch
Cyril Käser, Groupe E, cyril.kaeser@groupe-e.ch
Christof Bucher, BFH, christof.bucher@bfh.ch

BFE-Projektbegleitung:

Karin Söderström, karin.soederstroem@bfe.admin.ch
Michael Moser, michael.moser@bfh.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502307-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Die Mehrzahl heute erhältlicher PV-Wechselrichter hat die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung – kurz P(U) oder volt-watt – standardmäßig als aktivierbare Funktion integriert. Doch die dezentrale Regelmethode wird insbesondere in der Netzplanung noch kaum eingesetzt oder berücksichtigt, obschon sie gegenüber der Netzverstärkung oder der statischen Wirkleistungsbegrenzung erhebliche Vorteile bietet. Im Rahmen des Projektes GODA wurde durch Groupe E in einem Feldversuch die Nutzung von P(U) im Verteilnetz getestet, während die BFH mit Messungen im Labor die Regelmethoden von Wechselrichtern einzeln und in Gruppen am selben Netzanschlusspunkt analysierte.

P(U) konnte an PV-Anlagen im Feld erfolgreich eingestellt und getestet werden. Die Wechselrichter zeigen bei zu hoher Netzspannung die gewünschte Reduktion der Wirkleistung. Mittels selbstlernender Algorithmen, welche die Produktionsdaten der Smart Meter auswerten, können die Produktionsverluste berechnet und die Produzenten vergütet werden. Die Messungen im Labor zeigten bei typischen Einstellungen der Regelparameter ein stabiles Verhalten der Wechselrichter – sowohl einzeln als auch in Gruppen, wenngleich das Regelverhalten unter den Geräten grosse Unterschiede aufweist.

Résumé

La plupart des onduleurs disponibles aujourd'hui intègrent la régulation de la puissance active en fonction de la tension - en bref P(U) ou volt-watt - comme fonction activable par défaut. Pourtant, cette méthode de régulation décentralisée est encore peu utilisée, bien qu'elle présente des avantages considérables par rapport au renforcement du réseau ou à la limitation statique de la puissance active. Dans le cadre du projet GODA, Groupe E a exploré l'utilisation de P(U) dans le réseau de distribution dans le cadre d'un essai sur le terrain, tandis que la BFH a analysé les méthodes de régulation des onduleurs individuellement et en groupe au même point de raccordement au réseau par des mesures en laboratoire.

P(U) a pu être réglé et testé avec succès sur des installations PV sur le terrain. Lorsque la tension du réseau est trop élevée, les onduleurs présentent la réduction souhaitée de la puissance active. Au moyen d'algorithmes auto-apprenants qui analysent les données de production des compteurs intelligents, les pertes de production peuvent être calculées et remboursées aux producteurs. Les mesures effectuées en laboratoire montrent, avec des réglages raisonnables des paramètres de régulation, un comportement stable des onduleurs - aussi bien individuellement que par groupes, même si le comportement de régulation présente de grandes différences entre les appareils.

Summary

Most inverters available today have an integrated voltage-dependent active power control as a standard function that can be activated, also called P(U) or volt-watt function. However, this decentralized control method is still rarely used, although it offers considerable advantages over grid reinforcement or static active power limitation. As part of the GODA project, Groupe E conducted a field test to investigate the use of P(U) in the distribution grid, while BFH analyzed the control methods of inverters individually and in groups at the same grid connection point with measurements in the laboratory.

P(U) was successfully setup and tested on PV systems in the field. The inverters exhibit the desired reduction in active power when the grid voltage is too high. Using self-learning algorithms that



evaluate the production data from smart meters, the production losses could be calculated, and the producers compensated in accordance with their contribution. The measurements in the laboratory indicate stable behavior of the inverters - both individually and in groups - when the control parameters are set reasonably, although the control behavior among the devices shows significant differences.

Take-home messages

- Handelsübliche Wechselrichter bringen die Voraussetzungen für P(U) mit. Sie lassen sich durch die Installateure zumeist intuitiv parametrieren und regeln die Wirkleistung bei sinnvoll gewählten Einstellungen erwartungsgemäss ab.
- Die Funktion P(U) wurde in einem Niederspannungsnetz erfolgreich bei einigen PV-Anlagen umgesetzt und getestet.
- Die Produktionsverluste können mit selbstlernenden Algorithmen berechnet und den Produzenten zum Einspeisetarif vergütet werden. Die Aufwände werden in diesem Projekt als anrechenbare Massnahmen aus den Netznutzungskosten gedeckt.
- Die Zuverlässigkeit und Stabilität der spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung von 3 Strangwechselrichtern konnte im Labor beobachtet werden. Auch bei bewusst hochdynamischen Einstellungen führt die Regelung nicht zwangsläufig zu einer langfristigen Instabilität. Die Geräte weisen beträchtliche Unterschiede im Regelverhalten und der Genauigkeit auf, was bei der Vorgabe der P(U)-Kennlinie und deren Effekt im Verteilnetz berücksichtigt werden sollte.
- Die Aktivierung von P(U) bei Wechselrichtern in Netzgebieten mit sich abzeichnenden Spannungshaltungsproblemen und die Nutzung des vorgestellten Vergütungsansatzes stellt eine rasch greifende, intelligente und pragmatische Alternative zur Netzverstärkung dar.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	3
Summary	3
Take-home messages	4
Inhaltsverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	7
1 Einleitung	8
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	8
1.2 Motivation des Projektes	9
1.3 Projektziele	10
2 Anlagenbeschrieb	11
2.1 Pilotgebiet Neyruz-Daille	11
2.2 Wechselrichter-Teststand am Labor für Photovoltaiksysteme	12
3 Vorgehen und Methode	15
3.1 Feldtest.....	15
3.2 Labormessungen für Charakterisierung des Verhaltens von WR	17
3.2.1 Regelungszuverlässigkeit.....	17
3.2.2 Stabilitätsverhalten	18
4 Ergebnisse und Diskussion	19
4.1 Feldtest.....	19
4.2 Laboranalysen	21
4.2.1 Einstellmöglichkeiten	22
4.2.2 Regelungszuverlässigkeit.....	23
4.2.3 Stabilitätsverhalten	29
4.2.4 Zusätzliche Beobachtungen	33
5 Schlussfolgerungen und Fazit	34
6 Ausblick und zukünftige Umsetzung	35
6.1 Weiterführung der Vorbereitungen für ein flächendeckender Einsatz von P(U)	35
6.2 Normative Tests von P(U) und techno-ökonomische Folgeprojekte.....	36
7 Nationale und internationale Zusammenarbeit	37
8 Kommunikation	37
9 Publikationen	38
10 Literaturverzeichnis	38
11 Anhang	40



11.1	Messeinstellungen Gradientenvariation	40
11.2	Messeinstellungen Effektmessungen.....	40
11.4	Messresultate mit Gradient 28.99 %/V.....	41
11.5	Messresultate mit Gradient 43.48 %/V.....	42
11.6	Messresultate mit Gradient 86.96 %/V.....	43
11.7	Zusätzliche Beobachtungen aus den Labormessungen	44
11.7.1	Sanftanlauf nach Netzfehler in Kombination mit P(U) bei M1	44
11.7.2	Netztrennung aufgrund Überschreitung gleitender 10min-Mittelwert in Kombination mit P(U) 44	
11.8	Wechselrichter mit integrierter P(U)-Funktion	46



Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (Alternating Current)
AI	Artificial Intelligence
BFE	Bundesamt für Energie
BFH	Berner Fachhochschule
DC	Gleichstrom (Direct Current)
GODA	Grid Optimiziation with Decentralized Actors Netzoptimierung mit dezentralen Aktoren
ML	Maschinelles Lernen
P_m	Momentanleistung
$P_{N, AC}$	Wechselspannungs-Nennleistung / AC-Nennleistung
$P_{N, DC}$	Gleichspannungs-Nennleistung / DC-Nennleistung
P_{gem}	Gemessene Wirkleistung
P_{maxverf}	Maximal verfügbare Wirkleistung
PV	Photovoltaik
$P(U)$	Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung
P+D	Pilot- und Demonstration
VNB	Verteilnetzbetreiber
volt-watt	Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung (im Englischen)



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Die Leistung der PV-Anlagen zu limitieren, entlastet die Netze, führt dabei aber zu einem geringen Energieertragsverlust (Abbildung 1). Dies ist eine allgemein akzeptierte Erkenntnis, die in der Planung von PV-Anlagen bereits so umgesetzt wird. Zumeist kommt eine Wechselrichter-Unterdimensionierung oder eine statische Wirkleistungsbegrenzung zum Einsatz. Seltener, weil komplexer und weniger etabliert, wird die dynamische Wirkleistungssteuerung mit Eigenverbrauchsberücksichtigung als Lösung gewählt. Als ultimative Option können Netzverstärkungen in Betracht gezogen werden. Paradoxerweise ist in der Realität bei absehbaren Spannungsproblemen diese letzte Lösung oft die durch die VNB zuerst angestrebte. Bei einer starken Verbreitung der PV-Anlagen ist diese sehr kostenintensiv; zudem werden die Fristen zur Umsetzung von Netzverstärkungen je länger desto mehr dem schnellen Zubau der Photovoltaik nicht mehr gerecht und die Energiewende wird unnötig gehemmt. Somit sind zunehmend auch die anderen Methoden zur Spannungshaltung einzuplanen und zu nutzen.

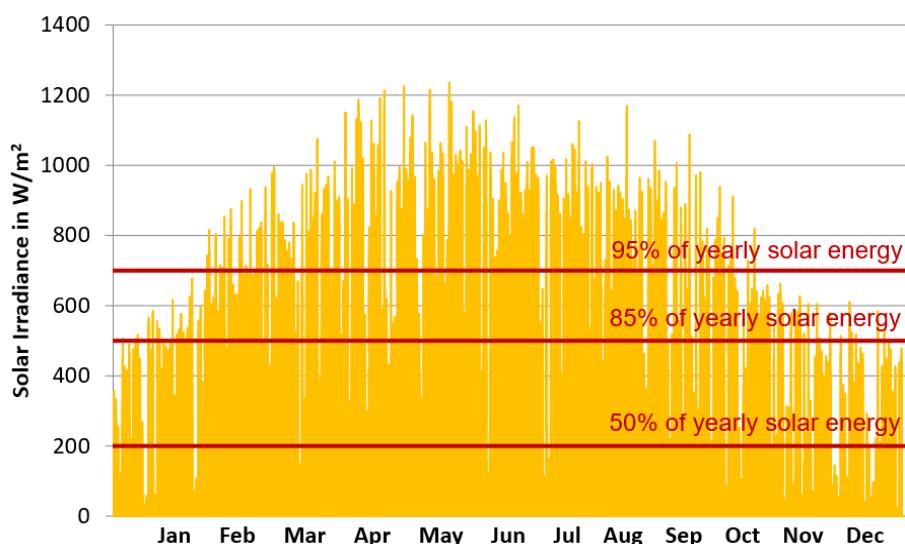


Abbildung 1 Die Abschaltung von Leistungsspitzen verringert den Energieertrag nicht wesentlich. Quellenangabe [Ch. Bucher, Photovoltaikanlagen, Faktor Verlag Zürich, 2021]

Die Mehrzahl heute erhältlicher PV-Wechselrichter hat die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung standardmäßig als aktivierbare Funktion integriert. Die dezentrale Regelmethode wird noch kaum eingesetzt, obschon sie gegenüber der Netzverstärkung oder den anderen genannten Methoden erhebliche Vorteile bietet:

- Die PV-Anlage wird nur abgeregelt, wenn die Spannung am Verknüpfungspunkt überhöht ist.
- In Starklastzeiten speisen alle PV-Anlagen mit der maximal verfügbaren Leistung ein, was auch in dieser Situation netzstützend ist und die lokale Produktion begünstigt.
- Ab dem Zeitpunkt der P(U)-Aktivierung kann ein bestehendes Netz mehr Produktionskapazitäten aufnehmen – ohne unmittelbare Netzverstärkung. Damit kann die bestehende Verteilnetzinfrastruktur deutlich besser ausgenutzt werden.



- $P(U)$ lässt sich mit weiteren netzstützenden Funktionen kombinieren (z.B. mit der bereits bekannter Blindleistungsregelung $Q(U)$).
- $P(U)$ ist völlig dezentral und eigenständig.

Als Nachteile der spannungsgesteuerten Wirkleistungsreduktion können folgende Punkte angeführt werden:

- Es ist ein geringer Energieertragsverlust hinzunehmen und ggf. zu entschädigen.
- Der Energieertragsverlust verteilt sich inhomogen auf die PV-Anlagen. Je weiter eine PV-Anlage von einem Transformator entfernt ist, desto grösser sind potenziell die Ertragsverluste.
- Die regulatorischen Rahmenbedingungen für eine standardisierte und diskriminierungsfreie Umsetzung der $P(U)$ -Regelung als Alternative zum Netzausbau sind aufgrund der Abnahmepflicht für dezentrale erneuerbare Energien heute nicht gegeben.

Als Einführung ins Thema seien nachfolgend drei Projekte mit ähnlichem Forschungsschwerpunkt kurz erläutert. Allgemein gibt es zur spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung nur wenig Literatur in Bezug auf die praktische Anwendung (vgl. Literaturverzeichnis).

CevSol	Im Projekt CevSol wurde aufgezeigt, dass dezentrale Regelungen an PV-Anlagen kostengünstiger sind als andere Netzintegrationsmassnahmen.
Smart Grid Eich	Das Projekt Smart Grid Eich hat gezeigt, dass mit der Regelung von Wechselrichtern der Netzausbau verhindert werden kann. Die dabei gewählte zentrale Lösung war jedoch teuer und aufwändig.
morePV2grid	Essenz des Projekts morePV2grid ist, dass sich die spannungsabhängige Wirkleistungsanpassung als kosteneffiziente Methode für die Überwindung von netztechnischen Restriktionen gegenüber dem Ausbau von kleinen dezentralen PV-Anlagen eignet.

1.2 Motivation des Projektes

Verteilnetze werden bezüglich dezentraler Einspeisung nach wie vor auf Worst-Case-Szenario bezüglich Spannungshub dimensioniert. Diese Szenarien sind jedoch in den meisten Situationen unrealistisch wie auch energetisch irrelevant. Intelligente und lokal regelnde Wechselrichter ermöglichen eine automatische Regulierung im Netz und sind eine volkswirtschaftlich sehr interessante Alternative zum bisherigen «Fit-and-forget-Ansatz». Die Groupe E plant deshalb dezentrale Photovoltaik-Wechselrichter wo sinnvoll so zu konfigurieren, dass sie bei zu hohen Netzspannungen selbstständig und kontrolliert ihre Leistung reduzieren. Auf Basis von Smart Meter Daten sollen das Verhalten der Wechselrichter überwacht, die Produktionsverluste berechnet und die Solarstromproduzenten entschädigt werden. Die Entschädigung der Produzenten ist dabei eine Voraussetzung, um die Produzenten im Rahmen der geltenden Regulierung auf freiwilliger Basis zur Teilnahme an dieser Netzführung zu bewegen.

Gelingt das Projektvorhaben, könnten ein Teil der Investitionen in den Netzausbau für dezentrale Energieerzeugungsanlagen potenziell um viele Jahre verschoben oder sogar vermieden werden und die Energiewende würde damit nicht durch zeitintensive Netzausbauprojekte gebremst.



1.3 Projektziele

Innerhalb des Projektes gibt es primär zwei technische Fragestellungen. Diese sollen im Rahmen der Arbeiten im Feld und Labor beantwortet werden.

1. Funktionieren die P(U)-Leistungsreduktionen bei den Wechselrichtern zuverlässig und ohne sich gegenseitig negativ zu beeinflussen? Wie steil dürfen P(U)-Droop-Regelkurven eingestellt werden, ohne dass ein Wechselrichter instabil wird? Wie beeinflusst die Regelungsgeschwindigkeit die Stabilität, und wie kann diese eingestellt werden?
2. Kann auf Basis der Smart-Meter-Daten der Ertragsverlust von abgeregelten PV-Anlagen ausreichend genau abgeschätzt werden?

Die erste Frage soll hauptsächlich im Wechselrichter-Labor der BFH beantwortet werden. Die Antwort auf die zweite Frage soll auf Basis von Daten aus einem Feldversuch im Pilotgebiet und über Berechnungen der Groupe E gefunden werden. Zusätzlich wollen die Projektpartner ein Gefühl für die Herausforderungen einer flächendeckenden Nutzung von P(U) entwickeln und teilbare Erfahrungen technischer und prozessualer Natur sammeln.



2 Anlagenbeschrieb

2.1 Pilotgebiet Neyruz-Daille

Groupe E hat in den vergangenen Jahren mit dem Niederspannungsnetz «Neyruz-Daille» mehrere Pilotprojekte durchgeführt. Die Akzeptanz der Kunden gegenüber der Steuerung von flexiblen Verbrauchsgeräten wurde in einem von Innosuisse unterstützten Projekt¹ analysiert und die Möglichkeit das Netz mit dezentralen Batterien zu entlasten in einem vom BFE unterstützten Projekt Bat4SG². Im selben Niederspannungsnetz werden auch die Feldversuche für das Projekt GODA durchgeführt.



Abbildung 2: Luftbild vom Quartier in Neyruz, dass an den Transformator «Neyruz-Daille» angeschlossen ist.

Quellenangabe: Groupe E SA

Der Spannungsverlauf bei allen Anschlüssen in diesem NS-Netz wird mit Smart Metern, die für andere Projekte installiert wurden, gemessen. Eine Momentaufnahme der Lastflüsse und Spannungsverhältnisse ist auf der Abbildung unten für einen sonnigen Nachmittag im Sommer illustriert. Die höchsten Spannungen werden in diesem Netz am Ende einer längeren Stichleitung im Süden gemessen und von einer grösseren PV-Anlage ausgelöst. Im Zentrum dieses Projektes stehen aber nicht die vereinzelten grösseren PV-Anlagen, die bei Groupe E schon früher in einem anderen Projekt analysiert wurden, sondern Netzgebiete, in welchen eine grössere Anzahl kleinere Anlagen zusammen einen grossen Spannungshub verursachen. Deshalb wurde für den Feldtest ein NS-Abgang mit vielen Einfamilienhäusern mit kleinen PV-Anlagen gewählt (vgl. Abbildung 3).

¹ <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/akzeptanz-von-smart-grid-technologien.html>

² <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=45522>

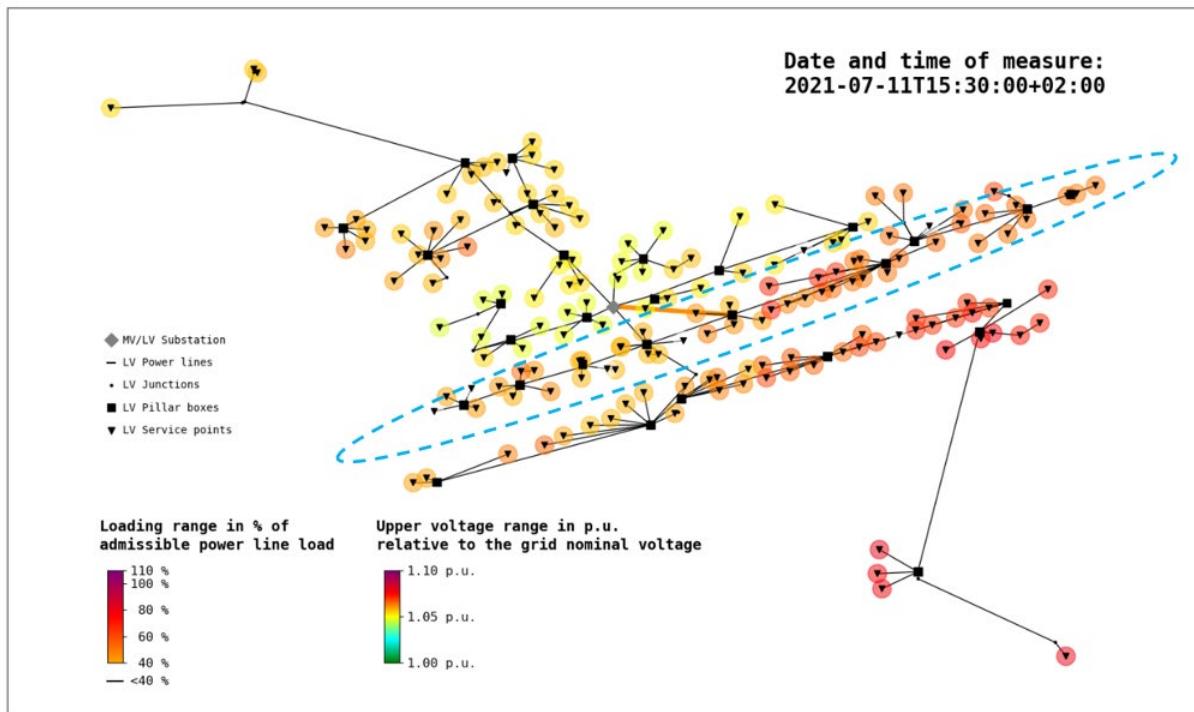


Abbildung 3: Spannungsmessungen der Smart Meter, die in diesem Niederspannungsnetz installiert wurden. Der Niederspannungsabgang mit den PV-Anlagen, die am P(U)-Test mitgemacht haben, ist mit einer blauen Ellipse markiert.

Quellenangabe: Groupe E SA

2.2 Wechselrichter-Teststand am Labor für Photovoltaiksysteme

Am Labor für Photovoltaiksysteme der BFH stehen parametrierbare Quellen sowohl für die Simulation von mehreren unabhängigen PV-Kennlinien als auch von einem AC-Niederspannungsnetz zur Verfügung. Diese Infrastruktur wird genutzt, um die Funktionsweise von aktuell im Handel erhältlichen und zum Teil im Pilotgebiet eingesetzten Multistrangwechselrichtern einzeln und in Gruppen zu analysieren. Im Zuge des P+D-Projekts GODA wird die Infrastruktur so erweitert, dass viele Tests semi-automatisiert durchgeführt werden können. Dies mit dem Ziel, eine Vielzahl an Messungen für die Charakterisierung der Wechselrichter mit verhältnismässigem Aufwand zu ermöglichen sowie auch als Vorbereitungen für die Durchführung von Messungen nach der neuen SNEN 50549-10:2022(E) respektive der sich in Bearbeitung befindenden IEC 63409, welche unter anderen Testverfahren für P(U) spezifizieren.



Abbildung 4 Situation im Wechselrichterlabor der BFH mit den 3 getesteten Wechselrichtern. Im Hintergrund sind die DC- und AC-Quellen ersichtlich. Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor

Gerät	Gruppe	Beschreibung
100 kW PV-SIM	PV-SIM	PV-Simulator mit einem 100 kW-PV-Ausgang (max. 810 V / 156 A)
Multi-String-SIM	PV-SIM	PV-Simulator mit 3 unabhängigen PV-Ausgängen (3x15 kW / max. 1000 V / 16 A)
PAS 15000	AC-SIM	3-phasen Niederspannungsnetz-Simulator mit 15 kW (max. 270 V _{rms} AC / 3x20 A)
WT 3000	Messung	4-Kanal RMS-Leistungsanalysator (Genauigkeit: $\pm 0.02\%$ der abgelesenen Leistung)

Tabelle 1 Peripherieliste der Labormessungen

Die technischen Eigenschaften der eingesetzten Quellen und Messgeräte sind in Tabelle 1 aufgeführt. Abbildung 5 zeigt das Blockschaltbild des Messaufbaus für eine Messung mit mehreren Wechselrichtern. Der Aufbau bleibt für Einzelmessungen unverändert – lediglich die beiden anderen Geräte werden jeweils abgetrennt. In Tabelle 2 werden die Leiter-Impedanzen je Messszenario bei 50 Hz aufgeführt.

Messszenario	Z_{VKP}	Z_{WR}
Hohe Impedanz	$0.6 \Omega \angle 1.4^\circ$	$0.04 \Omega \angle 2^\circ$
Tiefe Impedanz	$0.02 \Omega \angle 1^\circ$	$0.04 \Omega \angle 2^\circ$

Tabelle 2 Impedanztabelle je Messszenario (Angaben gelten für jeweils nur einen Leiter)



Die Ansteuerung der DC-Simulatoren erfolgt über LabVIEW Programme. Die AC-Quelle und die Yokogawa Leistungsanalysatoren werden über MUSCLE - eine an der BFH entwickelten Opensource-Laborautomatisierungssoftware - gesteuert respektive parametriert und ausgelesen.

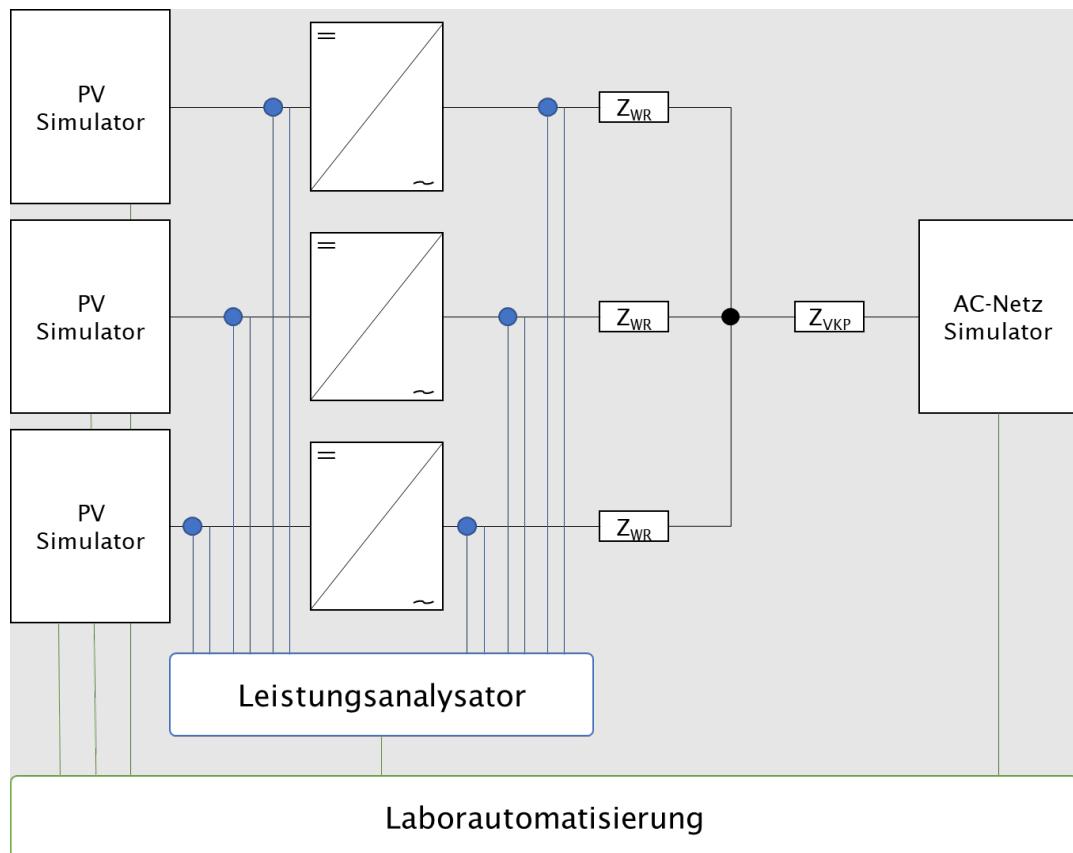


Abbildung 5 Schematischer Aufbau der Labormessungen als Blockschaltbild. Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor



3 Vorgehen und Methode

3.1 Feldtest

Für die Feldtests wurden fünf Kunden ausgesucht, die auf dem ausgewählten NS-Abgang angeschlossen sind und einen nicht zu alten Wechselrichter mit einer Leistung von mindestens 6 kVA haben. Zufälligerweise waren bei dieser Auswahl der Produzenten nur Wechselrichter von den zwei Herstellern Fronius und SolarEdge installiert. Die Kunden wurden persönlich von Smart-Grid-Spezialisten der Groupe E kontaktiert und angefragt, ob sie am Projekt mitmachen wollten. Alle fünf Kunden waren einverstanden und es wurde mit den Kunden ein Vertrag für die Modalitäten des Pilotprojektes abgeschlossen. Mit dem Vertrag willigten die Kunden ein, dass ihre bestehenden Wechselrichter für maximal zwei Jahre mit verschiedenen P(U)-Kennlinien parametert werden können und ein Messgerät installiert werden darf, dass nur die PV-Produktion misst. Die Kunden müssen keine Kosten tragen, erhalten von Groupe E jedes Quartal einen Bericht über die Aktivitäten, eine Grundentschädigung von 200 CHF, plus die Vergütung der Produktionsverluste am Ende des Projekts. Die Produktionsverluste werden durch Groupe E berechnet und mit dem geltenden Einspeisetarif, plus einer Risikoprämie von 5%, vergütet.

	PV-Anlage Wechselrichter	Messung PV- Produktion
Kunde 1	Fronius 12.5kVA	Smart Meter
Kunde 2	SolarEdge 12.5kVA	Smart Meter
Kunde 3	SolarEdge 8kVA	Smart Meter
Kunde 4	Fronius 7kVA	Wibeee
Kunde 5	Fronius 8.2kVA	Wibeee

Tabelle 3 Kunden, die am P(U)-Test mitgemacht haben, deren Wechselrichter und die Messung die vor Ort installiert wurde.

Von März bis Mai 2022 wurden die 5 Wechselrichter mit einer P(U)-Kennlinie mit einer Leistungsreduktion im Spannungsbereich 103.5-105.5% parametert. Der Spannungsverlauf wird in diesem Quartier am Transformator und in verschiedenen Verteilkabinen mit Netzmessgeräten und bei den Endkunden mit den Smart Meter gemessen. Das Spannungsbereich wurde so ausgewählt, dass mit Sicherheit eine starke Reaktion der P(U)-Regelung gemessen werden kann. Diese erste Kennlinie hat aber zu hohe Produktionsverluste verursacht und es wurde von Mai 2022 bis September 2022 eine Kennlinie mit höheren Grenzspannungen mit einer Leistungsreduktion im Spannungsbereich von 105.0-107.0% parametert (vgl. Abbildung 6). Es ist nicht vorgesehen, in Zukunft P(U)-Regelungen bei solch tiefen Spannungswerten <108% zu aktivieren, aber mit dieser Einstellung kann im Pilotprojekt eine in der Zukunft mögliche Situation vorgetäuscht und analysiert werden, in der viel mehr PV-Anlagen ins Netz einspeisen, die Netzsspannung bedeutend höher ist und die Kennlinien im Bereich von 108-112% aktiv sind.



P(U)-Kennlinie für PV-Anlagen

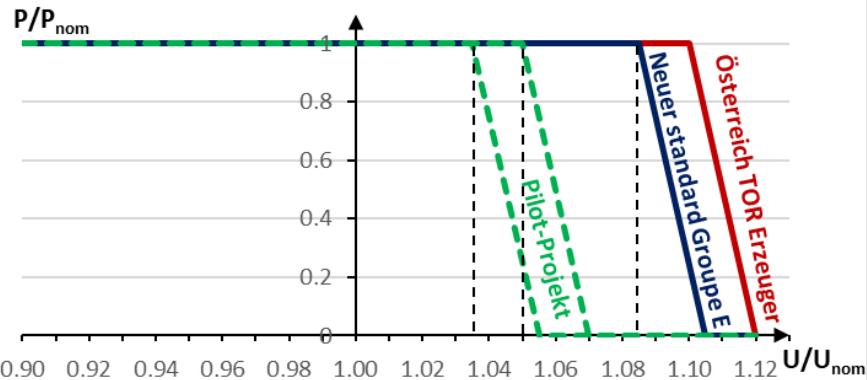


Abbildung 6: Die für das Pilotprojekt benutzten P(U) Kennlinien (grün), die P(U)-Kurve aus den TOR Österreich, die auch im VSE-Dokument NA-EEA 2020 CH übernommen wurde (rot) und zum Netzschatz eingesetzt wird und der provisorische von Groupe E benutzte Standard für Netzeffizienz (blau), das heisst für die Aufschiebung von Netzverstärkungen.

Quellenangabe: Groupe E SA

Die Parametrierung der Wechselrichter SolarEdge und Fronius kann über das Display und die Tasten am Wechselrichter vorgenommen werden, benötigt aber ein Passwort, das beim Hersteller eingeholt werden muss. Bei beiden Geräten muss die P(U)-Funktion aktiviert und in einem zweiten Schritt die Kurve definiert werden. Bei SolarEdge muss im Menu «config Puissance active» die Funktion P(V) ausgewählt und dann 6 Punkte der P(U) Kurve eingestellt werden (siehe Bild unten links). Bei Fronius muss im Menu «Volt. Dep. Power red.w» die GVDPR aktiviert werden und dann der Startpunkt der P(U)-Kurve (z. B. 238.1V) und der Gradient (z. B. 21.7%/V) eingestellt werden.

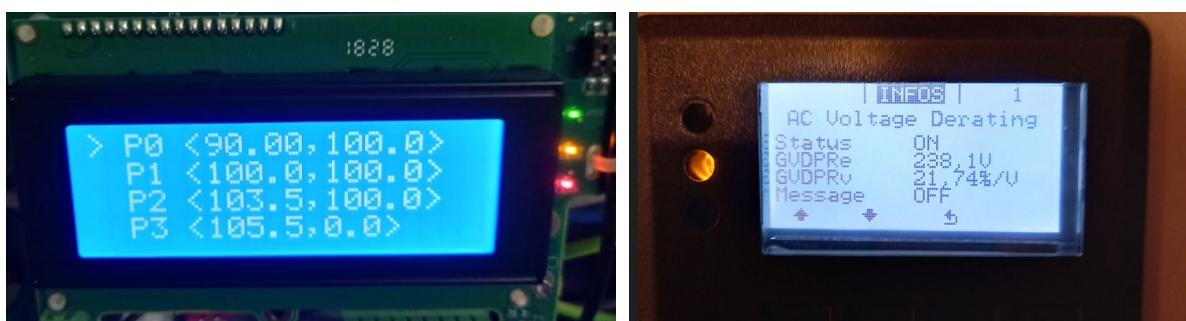


Abbildung 7: Display der Wechselrichter SolarEdge (links) mit den Punkten mit denen die P(U) Kurve beschrieben wird und Fronius (rechts) mit dem Anfangspunkt und dem Gradienten der P(U) Kurve. Quellenangabe: Groupe E SA

Alle Haushalte in diesem Quartier waren schon mit einem Smart Meter am Hausanschlusspunkt ausgerüstet. Um aber die Produktionsverluste zu berechnen, war es nötig, die Produktion mit einer separaten Produktionsmessung zu erfassen. Es wurden deshalb bei den 5 Teilnehmern für die Dauer des Pilotprojektes Produktionsmessungen installiert. Für diese wurden bei drei Teilnehmern ein zusätzlicher Smart Meter und aus technischen Gründen bei zwei Teilnehmern etwas kleinere Wibeee-Geräte installiert.



3.2 Labormessungen für Charakterisierung des Verhaltens von WR

Die Labormessungen sollen ein Verständnis über die effektive Regelung von handelsüblichen Wechselrichtern schaffen und folgende Teilfragen beantworten:

- Funktioniert die P(U)-Regelung zuverlässig?³
- Wie steil darf die Droop-Funktion der P(U)-Regelung eingestellt werden, ohne dass ein Wechselrichter instabil wird?
- Wie verhält sich die Stabilität der Wechselrichter, wenn mehrere Geräte am selben Netzanschlusspunkt angeschlossen werden?
- Wie verhält sich die Stabilität der Wechselrichter, wenn zwischen mehreren Wechselrichtern zusätzliche Impedanzen geschaltet werden?

Zur Beantwortung der Fragen wurden 3 verschiedene handelsübliche Multistrangwechselrichter mit einer Nennleistung von 6 kW im Labor ausgemessen (vgl. Tabelle 4). Die Wechselrichter wurden dafür einzeln oder als Gruppe mit wahlweise variablen oder konstanten DC- und AC-Größen betrieben.

Das grundlegende Messverfahren ist wie folgt: Der PV-Simulator gibt eine PV-Kennlinie aus, während der Wechselrichter die aufgenommene Leistung über eine definierte Impedanz ins simulierte AC-Netz einspeist. Für die unterschiedlichen Messungen wird wahlweise die PV-Kennlinie oder die AC-Netzspannung variiert. Bei allen durchgeführten Messungen wurde zur Vereinfachung des Versuchsaufbaus nur jeweils ein MPP-Trackereingang der Wechselrichter benutzt. Durch Variation von Parametern wie z. B. der Zeitkonstante, den Regelmethoden und der P(U)-Kennlinie an den Wechselrichtern wurde die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung charakterisiert und ihre Grenzen anhand von Realbeispielen demonstriert. Die Wahl der Geräte erfolgte willkürlich. Der Vergleichbarkeit halber weisen alle dieselbe Nennleistung auf. Sie sind typische Vertreter der Gerätekasse, wie sie in EFH-Quartieren zu erwarten sind.

Wechselrichtertyp	Hersteller	AC-Nennleistung [kW]
Symo 6.0-3-M	Fronius	6
SUN2000-6KTL-M0	Huawei	6
Sunny Tripower STP6.0-3AV-40	SMA	6

Tabelle 4 Im Labor getestete Wechselrichtertypen als Vertreter der Gerätekasse Strang-/Multistrang.

3.2.1 Regelungszuverlässigkeit

Mit Messungen anlehnend an EN 50549-10 wurde die Regelungszuverlässigkeit respektive das statische Regelverhalten analysiert. Die Zuverlässigkeit und die statische Regelabweichung wurden für alle Geräte einzeln mit Standardeinstellungen und wenn möglich unter Variation von beeinflussenden Parametern vorgenommen. Die Messmethode ist grundsätzlich wie folgt:

1. Einstellung des PV-Simulators mit konstanter DC-Leistung am Trackereingang des Wechselrichters. Ausgabe von konstanter Nennspannung am AC-Netzsimulator.
2. Start der Messungen nach einer gewissen Verweildauer im eingestellten Erwartungsarbeitspunkt.

³ Entsprechende Internationale Prüfnormen gibt es noch nicht. Das PV-Labor der BFH arbeitet jedoch an diesen Normen.



3. Schrittweise Erhöhung der AC-Spannung bis zum Maximalwert mit Verweildauer auf den Raststufen.
4. Erfassung des leistungsmässigen Arbeitspunktes im eingeregelten Zustand mit Bestimmung der statischen Regelabweichung je Raststufe.

Die Spannungsraststufen variieren je nach Messung zwischen 1 V bis 0.25 V je Schritt. Bei allen Messungen beträgt die konstante DC-Leistung 90 % der Nennleistung. Ein Teil der Messungen wird gemäss der P(U)-Kennlinie nach NA-EEA 2020 CH durchgeführt (110.0-112.0 %). Ein anderer Teil weist dieselben Grenzen auf, wie sie im Feldtest angewandt wurden (105.0-107.0 %). Die Verweildauer auf den Raststufen unterscheidet sich über die Messungen wahlweise zwischen 60 s und 20 s.

Zur Analyse der Regelungszuverlässigkeit wurde eine zweite Methode eingesetzt. Anstelle der AC-Netzspannung wird die DC-Leistung mit vordefinierten, variierenden Mustern simuliert. Die Muster der variierenden DC-Leistung sind frei gewählt. Das Vorgehen ist wie folgt:

1. Ausgabe von konstanter Nennspannung am AC-Netzsimulator. Einstellung des PV-Simulators mit konstanter DC-Leistung am Trackereingang des Wechselrichters.
2. Start der Messungen nach einer gewissen Verweildauer im eingestellten Erwartungsarbeitspunkt.
3. Variation der DC-Leistung nach frei definierten Mustern.
4. Erfassung der sich einstellenden Netzspannung je Rastpunkt.

Nebst der Bestimmung der statischen Regelabweichung wurde das Regelverhalten der Wechselrichter auch auf Unstetigkeiten und besondere Effekte untersucht.

3.2.2 Stabilitätsverhalten

Ähnliche Messungen wie für die Analyse der Regelungszuverlässigkeit werden für die Analyse des Stabilitätsverhaltens durchgeführt. Dafür werden die Wechselrichter nicht einzeln, sondern als Gruppe am selben Verknüpfungspunkt angeschlossen und parallel vermessen. Die Impedanzen der Anschlussleitungen und vom Verknüpfungspunkt zur AC-Quelle sind dabei so gewählt, dass Sie die Stabilität ungünstig beeinflussen könnten. Konkret wurde eine hohe Impedanz (vgl. Tabelle 2) zwischen dem Verknüpfungspunkt und der AC-Quelle geschaltet, um bei einer kleinen Leistungsänderung bereits eine hohe Spannungsänderung zu provozieren.

Die Messmethode ist dieselbe wie unter 3.2.1 beschrieben.

4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Feldtest

Die P(U)-Parametrierung wird auf Wechselrichtern verschiedener Hersteller unterschiedlich vorgenommen, was eine Methodenkenntnis je Typ voraussetzt. Bei 4 von 5 Wechselrichtern im Feld hat die Parametrierung gut funktioniert (z.B. Anlage B in Abbildung 8). Bei einem Wechselrichter konnte die P(U)-Parametrierung zwar eingestellt werden, aber die Funktion scheint nicht aktiviert worden zu sein (Anlage A in Abbildung 9). Der Grund, wieso die Wirkleistungsreduktion nicht funktioniert hat, konnte nicht herausgefunden werden.

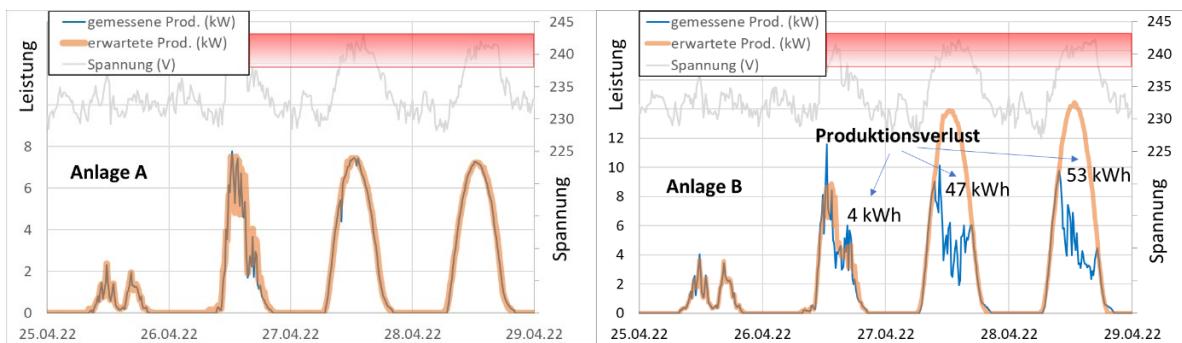


Abbildung 8: Gemessene Produktionskurven (blau) von Anlage A, bei der die P(U)-Funktion nicht aktiviert werden konnte und Anlage B, bei der die P(U)-Funktion aktiviert wurde für dieselben 4 Tage mit schlechtem, bewölktem und sonnigem Wetter. Über dem Spannungsverlauf (grau) illustriert die rote Zone die Spannungsfenster in denen die P(U) aktiv war (hier von 103.5-105.5%). Der im Rahmen des Projektes von Groupe E entwickelte Algorithmus berechnet die erwartete Produktion der PV-Anlage (orange). Der Unterschied zwischen der gemessenen und erwarteten Produktionskurven ergibt den angegebenen Produktionsverlust.

Quellenangabe: Groupe E SA

Für die Berechnung des Produktionsverlustes wurde am Beginn des Projektes ein regelbasiertes Algorithmus verwendet, der die Produktionskurven von 5 nahegelegenen und nicht limitierten PV-Anlagen normalisiert und gemittelt hat und dies als Referenz für die erwartete Produktion benutzte. Parallel zum GODA-Projekt wurde in einer EPFL-Masterarbeit der bestehende regelbasierte Algorithmus mit maschinellem Lernen (ML) erweitert, und die Präzision die Berechnungen damit deutlich verbessert⁴. Es wurden verschiedene ML-Algorithmen getestet und für die Berechnung der Produktionsverluste in diesem Projekt die besten Resultate mit einer linearen Ridge Regression erzielt. Als Input wurden 30 Produktionskurven von nahe gelegenen PV-Anlagen benutzt.

Abbildung 9 zeigt zwei Graphiken mit je drei sonnigen Tagen aus den Zeitperioden mit aktiver P(U)-Regelung bei 103.5% und 105.0% der Nominalspannung. Aus den Spannungskurven wurde mit der Bestimmung eines Grenzwertes eine 0/1 Indikatorvariable berechnet, die das Zeitintervall für die Produktionsverlusts-Berechnung bestimmt. In diesen Zeitintervallen wurde dann mit dem ML-Algorithmus die Produktion ohne P(U)-Regelung geschätzt und die Produktionsverluste, die sich aus der Differenz der gemessenen und den geschätzten Produktionskurven ergeben, berechnet. Erwartungsgemäss zeigt die Periode mit der 103.5%-Regelung deutlich höhere Produktionsverluste als die Periode mit der 105.0%-Regelung.

⁴ Eine Publikation der Resultate durch Jonathan Scheidegger ist an der ISGT 2023 geplant.

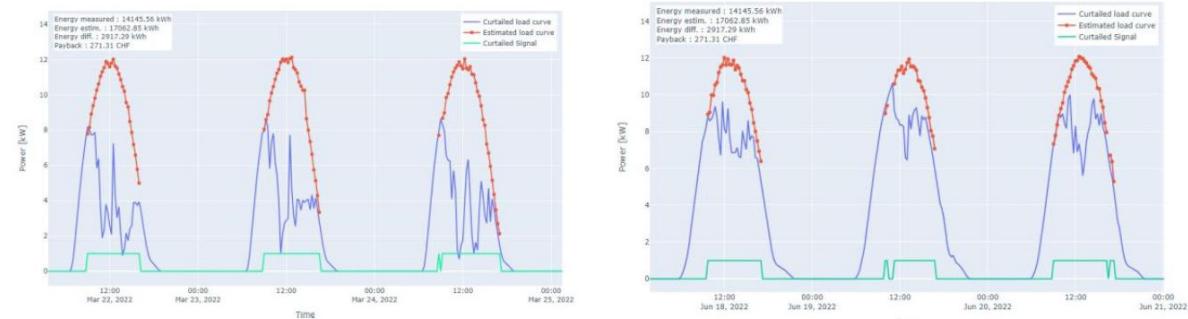
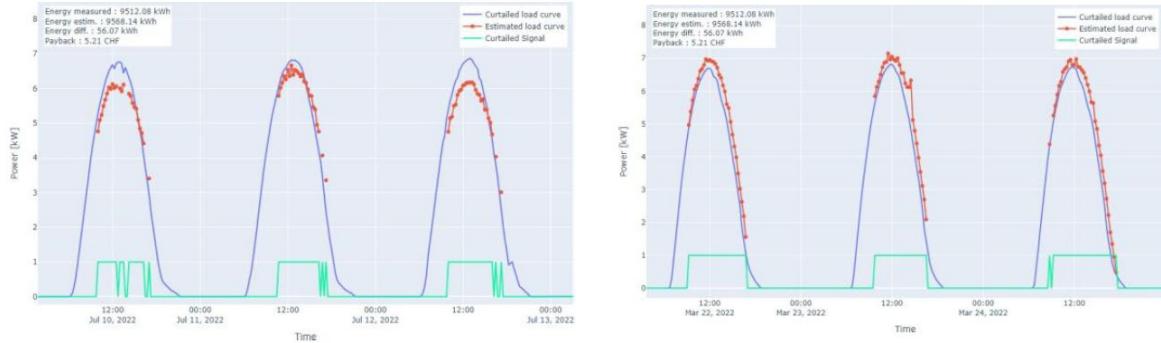


Abbildung 9: Gemessene Produktionskurve (blau), der 0/1 Indikator (grün) wann die Spannung einen bestimmten Grenzwert überschritten hat und die geschätzte Produktion ohne P(U)-Regelung (rot). Auf der linken Graphik drei sonnige Tage während der P(U)-Regelung beginnend bei 103.5% und auf der rechten Graphik drei sonnige Tage mit der P(U)-Regelung beginnend bei 105.0%

Quellenangabe: Groupe E SA

Abbildung 10 zeigt die Resultate des ML-Algorithmus für die PV-Anlage, die mit dem P(U) parametriert wurde, welche jedoch aus bislang unbekannten Gründen offensichtlich die P(U)-Regelung nicht umsetzte. Der Produktionsverlust dieser Anlage wurde für die Periode von Januar-September 2022 auf 56 kWh geschätzt was 0.59 % der in diesem Zeitraum produzierten Energie entspricht. Dieser Wert kann als Indikator für die hohe Genauigkeit des Algorithmus genommen werden.



a) Zeitraum mit einer schlechten Schätzung.

b) Zeitraum mit einer guten Schätzung.

Abbildung 10: Resultate des ML-Algorithmus für die PV-anlage die mit P(U) parametriert, wurde, die aber offensichtlich die P(U)-Regelung nicht umsetzte. Quellenangabe: Groupe E SA

Obwohl die Produktionsverluste an sonnigen Tagen, mit einer glockenförmigen Produktionskurve, am höchsten sind, ist es auch wichtig, dass der Algorithmus auch bei wechselhaftem Wetter zuverlässige Resultate liefert. Abbildung 11 zeigt die Resultate des Algorithmus an Tagen mit wechselhafter Einstrahlung.

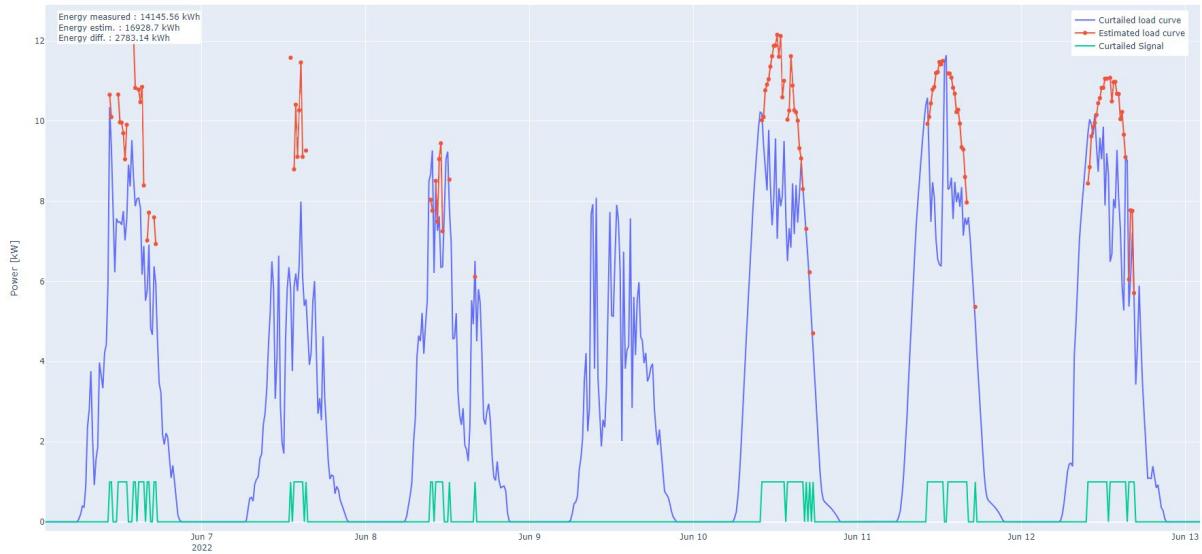


Abbildung 11: Resultate des Algorithmus in einer Woche im Juni mit wechselhaftem Wetter. Quellenangabe: Groupe E SA

Die Tabelle 5 zeigt die Produktionsverluste, die mit dem ML-Algorithmus für die 5 Teilnehmer am Pilotprojekt berechnet wurden und die Vergütung, die über eine Gutschrift in der Stromrechnung an die Kunden ausbezahlt wurden. Die Produktionsverluste im Verhältnis der berechneten Produktion ohne Regulierung sind in der Tabelle als relative Produktionsverluste angezeigt. Wegen technischen Problemen waren die Messdaten nicht für alle Kunden für die ganze Testperiode von Januar-September zur Verfügung und die fehlenden Messwerte wurden mit den Werten von den zur Verfügung stehenden Daten geschätzt.

Kunden	Produktionsverluste (kWh)	Relative Produktionsverluste (%)	Vergütung für Produktionsverluste (CHF)
Kunde 1	2'922	21	293
Kunde 2	957	7	96
Kunde 3	75	1	8
Kunde 4	562	7	57
Kunde 5	458	5	46

Tabelle 5 Produktion und Produktionsverluste mit der P(U)-Regelung vom 1.1.2022-30.09.2022 und die Vergütung, von 10 Rp/kWh für den Produktionsverlust. Bei Kunde 3 war die P(U)-Funktion nicht aktiv. Der ML-Algorithmus hat dennoch einen Produktionsverlust errechnet, was suboptimal ist. Quellenangabe: Groupe E SA

Bei Anlagen mit einer P(U)-Regelung sind je nach Anschlussort im Verteilnetz und Entfernung zur Transformatorstation sehr unterschiedliche Produktionsverluste zu verzeichnen. Deshalb ist es wichtig, dass die Anlagen mit einer Produktionsmessung ausgerüstet sind.

4.2 Laboranalysen

Die Ergebnisse der Labormessungen sind aufgrund der limitierten Anzahl an analysierten Wechselrichtern und Messungen nur bedingt zu verallgemeinern oder zu skalieren. Dennoch liefern die Ergebnisse und Beobachtungen wichtige Hinweise auf beachtenswerte Punkte für die



flächendeckende Nutzung von $P(U)$ in Verteilnetzen, bei welchen die Spannungserhöhung aufgrund dezentraler Rückspeisung die zu beachtende Grösse ist. Die Messresultate sind bewusst anonymisiert, sodass die Zuordnung zum jeweiligen Wechselrichter und dessen Hersteller nicht möglich ist. Auch wenn ein Teil der Messungen in Anlehnung an EN50549-10 stattgefunden hat, findet die Beurteilung nicht nach Kriterien aus dieser Norm, sondern nach eigenen, im Projekt definierten Kriterien, statt.

4.2.1 Einstellmöglichkeiten

Bei allen Wechselrichtern im Test kann die Funktion $P(U)$ respektive spannungsabhängige Wirkleistungsregelung Passwort-geschützt eingeschaltet und parametriert werden. Eine nicht repräsentative Recherche zeigt, dass viele heute in der Netzebene 7 eingesetzte Strangwechselrichter diese Funktionalität besitzen (vgl. nicht abschliessende Liste im Anhang 11.2). Die Einstellmöglichkeiten unterscheiden sich von Hersteller zu Hersteller oft erheblich. Bei allen getesteten Geräten kann minimal Folgendes eingestellt werden:

- Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung $P(U)$ [EIN/AUS]
- Parameter der $P(U)$ -Kennlinie [Knickpunkt für 100%*P, Knickpunkt für 0%*P]

Dies ist bereits ausreichend, um die Kernaufgabe der Wirkleistungsreduktion bei erhöhter Netzspannung vom Verfahren her korrekt zu erfüllen. Somit lassen sich die in den Branchenempfehlungen (NA/EEA-NE7 – CH 2020 / NA EEA PVNE7) festgehaltenen Werte einhalten. Einzig die Dynamik lässt sich damit nicht beeinflussen.

Bei vielen Wechselrichtern können auch zusätzliche Einstellungen vorgenommen werden. Zu diesen gehören meist folgende Punkte:

- Methode für die Regelung mit $P_m < P_N$ (vgl. Abbildung 12)
- Zeitkonstante Tau
- Sollwertfilter
- Zeitverzögerung

Mit diesen weiteren Parametern lässt sich sodann auch noch die Dynamik der Regelung parametrieren und nötigenfalls an die Empfehlungen anpassen. Gewisse Parameter unterliegen Limitierungen, was denn Eingabebereich angeht (z. B. der Gradient).

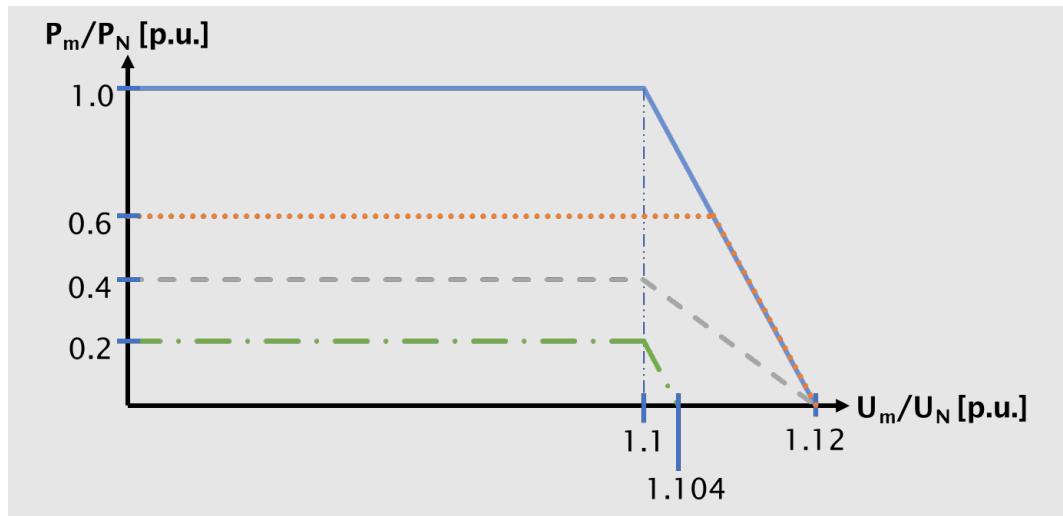


Abbildung 12 Parametrische $P(U)$ -Kennlinie gemäss NA/EEA-NE7-2020 (blau) und wie die Wechselrichter mit unterschiedlichen Regelmethoden ausgehend von der Momentanleistung $P_m < P_N$ die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung umsetzen (orange, grau, grün) Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor

4.2.2 Regelungszuverlässigkeit

Aus den Messungen im Labor geht hervor, dass mit den Standardeinstellungen für $P(U)$ in den Wechselrichtern eine zuverlässige Wirkleistungsregelung erreicht werden kann. Die Wechselrichter zeigen grundsätzlich in allen durchgeführten Messszenarien das erwartete Verhalten der Wirkleistungsreduktion bei Überschreiten einer vorgegebenen Spannungsschwelle, womit sie die Netzspannung im Bereich der eingestellten Spannung selbst stabilisieren. Exemplarisch zeigt dies die Abbildung 13 gut – jedes Gerät folgt der Netzspannung und reduziert ab einem gewissen Niveau seine Wirkleistung.

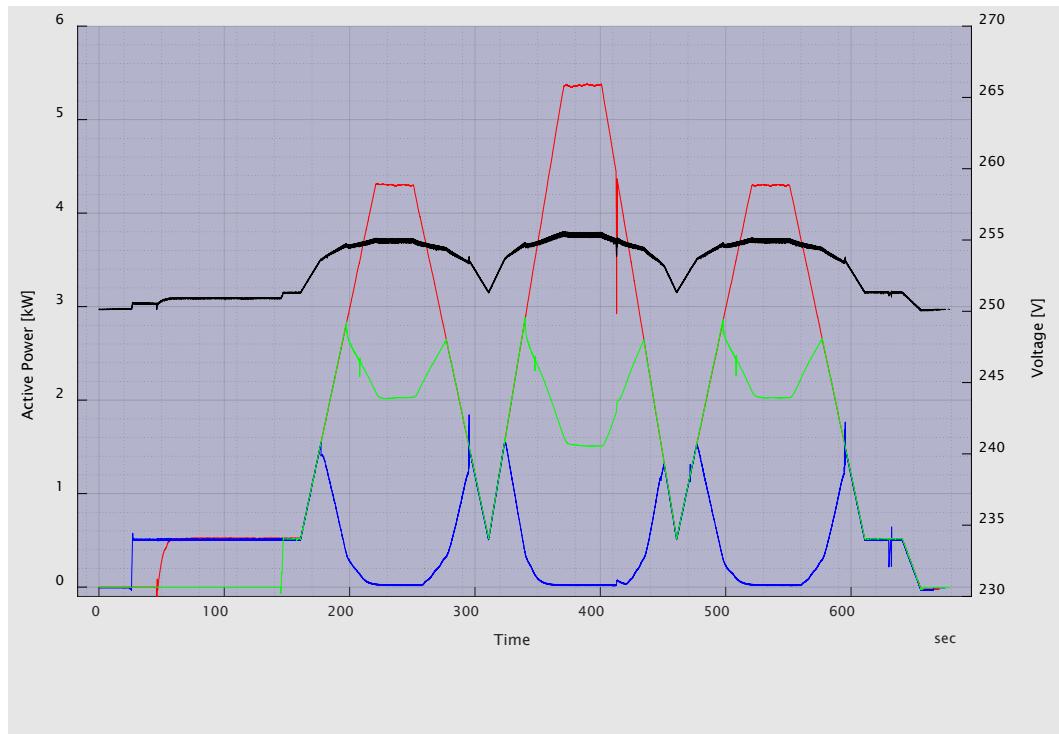


Abbildung 13 Parallelgeschaltete Wechselrichter im Labortest am selben Verknüpfungspunkt mit einer hohen Impedanz zwischen diesem und dem AC-Simulator. Auf den ersten Blick fällt das unterschiedliche Regelverhalten und der Anteil an der Spannungshaltung auf.
(U_{AC} =konstant, P_{DC} = variabel) Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor

Die Detailanalyse zeigt bei den Geräten im Test jedoch eine erhebliche Varianz in der Genauigkeit der Regelung. Bei Standardeinstellungen ist eine Kaskadierung der Reaktionen auf das Spannungssignal unübersehbar (vgl. Abbildung 14). Ein Gerät drosselt seine Wirkleistung früher als das nächste und es vergeht daraufhin eine weitere Zeit ehe auch das Dritte seine Leistung begrenzt. Aus der Beobachtung, dass sich dieses Verhalten in der umgekehrten Richtung wiederholt, kann gefolgert werden, dass die Messgenauigkeit der Spannung einen Einfluss darauf haben könnte. Weitere Einflüsse, wie z. B. unbekannte Totzeiten vor Regelbeginn, können nicht ausgeschlossen werden.

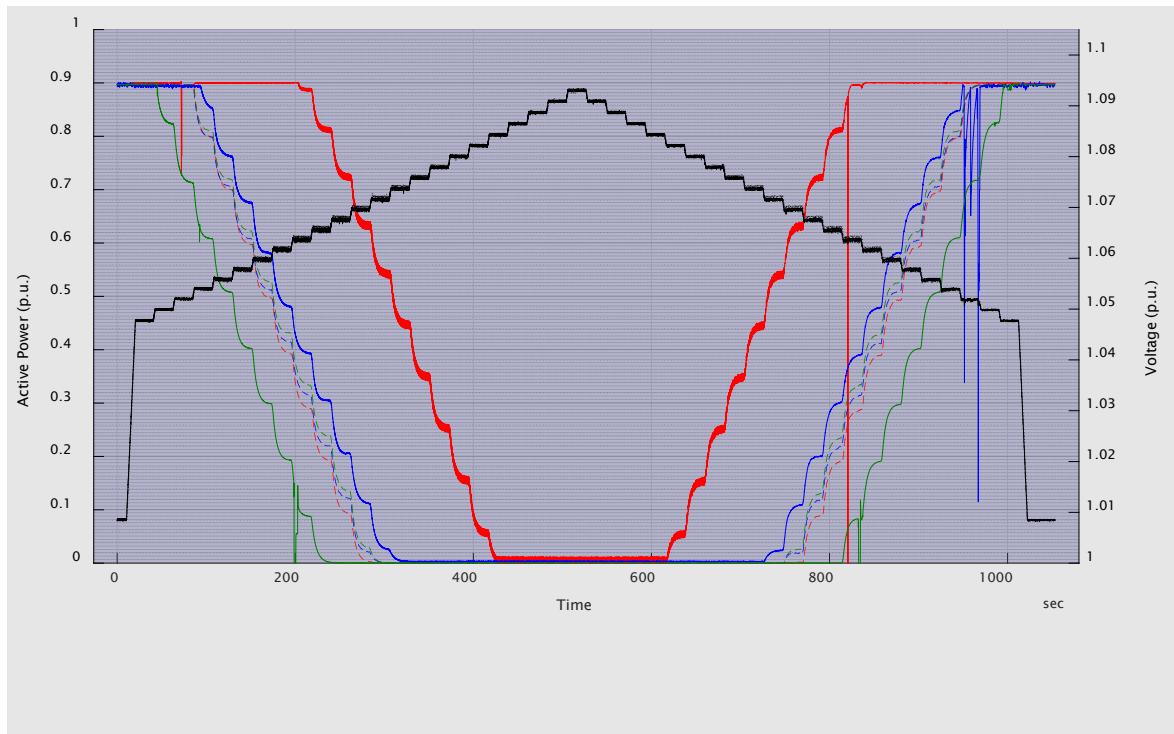


Abbildung 14 Regelverhalten von 3 Wechselrichtern parallel gemessen mit tiefer Impedanz zwischen Verknüpfungspunkt und AC-Simulator. Die zeitliche Kaskadierung als Effekt der Spannungsmessstoleranzen der einzelnen Geräte ist deutlich ersichtlich.
(U_{AC} = variabel, P_{DC} = konstant) Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor

Im Zeitverlaufsdiagramm (Abbildung 14) einer Messung mit konstanter PV-Leistung ($0.9 \cdot P_{N_DC}$) und variierter AC-Spannung an drei parallel am selben Verknüpfungspunkt angeschlossenen Wechselrichtern mit Standardeinstellungen wird das unterschiedliche Verhalten ebenso sichtbar. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Geräte massive statische Regelabweichungen gegenüber dem erwarteten Verhalten gemäss $P(U)$ -Kennlinie aufweisen (Vergleich der durchgezogenen versus gestrichelte Linien). Der Wechselrichter M3 zeigt eine verfrühte und M1 sowie M2 eine verspätete Wirkleistungsreduktion auf das stufenweise variierte Spannungsniveau. Die maximalen Abweichungen in der Leistung zeigt die Tabelle 6. Ebenso sind diese Abweichungen bei Standardeinstellungen in Abbildung 15 ersichtlich, welche auch visualisiert, dass die reell gemessenen Gradienten sich nicht gross von den theoretisch Eingestellten unterscheiden (Tabelle 7).

Wechselrichter	Maximale Abweichung $P_{\text{gem. zu}} P_{\text{maxverf.}} [\% / P_N]$ (100) ⁵	Mittlere horizontale Verschiebung der gemessenen zur theoretischen Gradientenkennline [%]
M1	63.8 (71)	1.3
M2	9.3 (10)	0.2
M3	-25.3 (-28)	-0.4

Tabelle 6

⁵ Die in dieser Tabelle dargestellte Abweichung entspricht der maximalen Differenz der gemessenen Wechselrichter-Gradientenlinie (farbig) zur theoretischen Gradientenlinie (schwarz) aus Abbildung 16 (Vertikale).

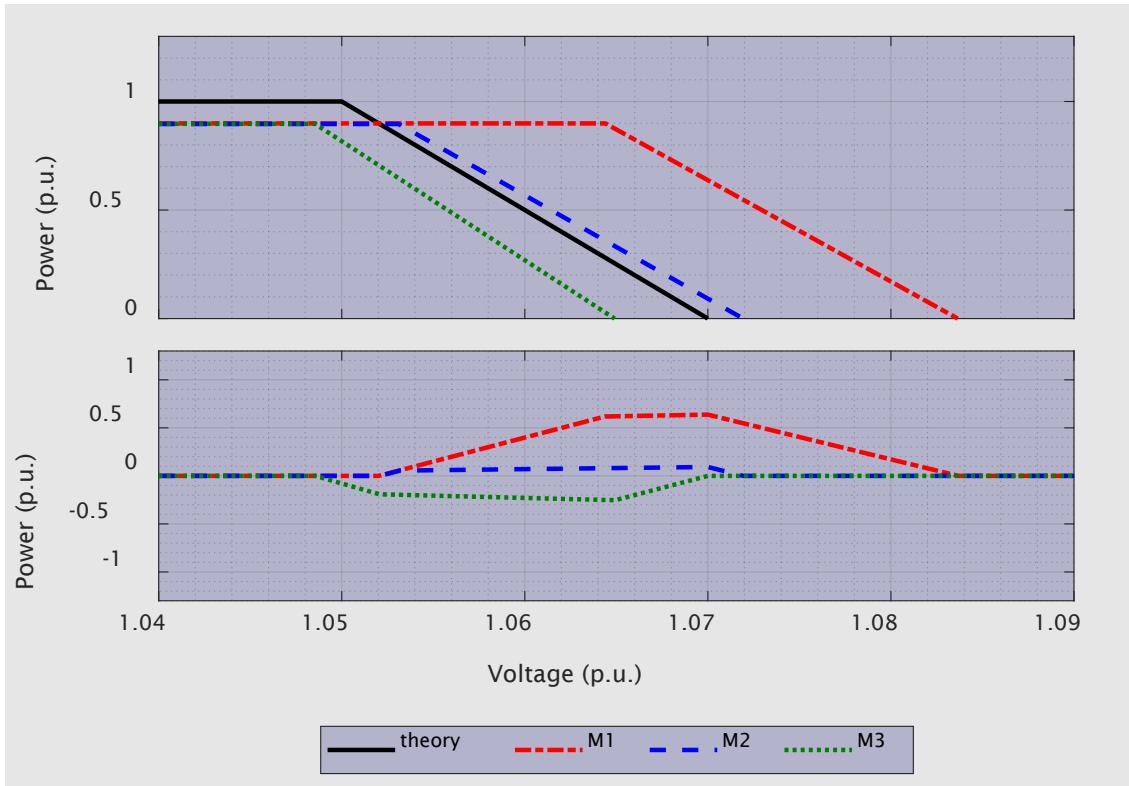


Abbildung 15 Eingestellte P(U)-Kennlinie je Wechselrichter bei Standardeinstellungen sowie die reell gemessene Kennlinie (geglättet) im Vergleich (oben). Regelabweichung der reell gemessenen gegenüber der theoretisch erwarteten Wirkleistung normiert auf die Wechselrichter-Nennleistung (unten). Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor

Wechselrichter	Eingestellter Gradient [%/V]	Reell gemessener Gradient [%/V]	Differenz reell vs eingestellt [%/V]
M1	21.74	20.31	-1.43
M2	21.74	20.71	-1.03
M3	21.74	23.83	2.09

Tabelle 7

Abbildung 16 zeigt die Regelungscharakteristik bei einer steiler eingestellten Gradientenkurve. Es ist zu erkennen, dass die – bereits bei Standardeinstellungen hohen – maximalen Regelabweichungen der Wirkleistung noch zunehmen. Unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden DC-Leistung von 90 % der Wechselrichternennleistung heisst das sodann, dass die Geräte leistungsmässig komplett daneben liegen. Diese vollständige Fehlanpassung beschränkt sich nur auf den Bereich, in welchem es die interne Spannungsmessung aufgrund der Toleranz verunmöglicht, dass die Wechselrichter korrekt regeln.

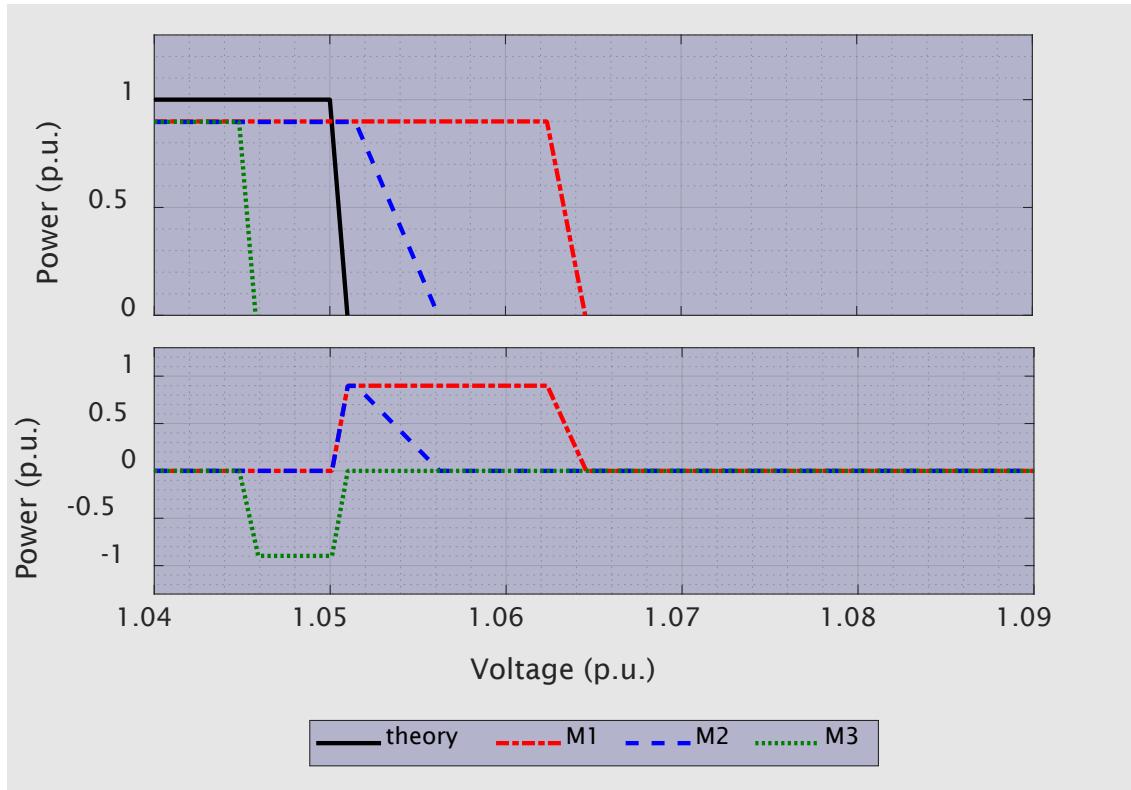


Abbildung 16 Eingestellte P(U)-Kennlinie je Wechselrichter bei einem Gradienten von theoretisch 434.78 %/V sowie die reell gemessene Kennlinie (geglättet) im Vergleich (oben). Regelabweichung der reell gemessenen gegenüber der theoretisch erwarteten Wirkleistung normiert auf die Wechselrichter-Nennleistung (unten). Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor

Wechselrichter	Eingestellter Gradient [%/V]	Reell gemessener Gradient [%/V]	Differenz reell vs eingestellt [%/V]
M1	434.78	179.03	-255.75
M2	100	82.54	-17.46
M3	434.78	415.84	-19.84

Tabelle 8

Aus Tabelle 8 und Abbildung 17 geht hervor, dass bei den gemessenen Wechselrichtern in jedem Fall mindestens ein Faktor den reellen Gradienten der P(U)-Regelung limitiert. Im Fall von M2 ist dies die Eingabemöglichkeiten der Regelparameter am Gerät selbst. Es kann nur ein maximaler Wert von 100 %/V eingegeben werden.

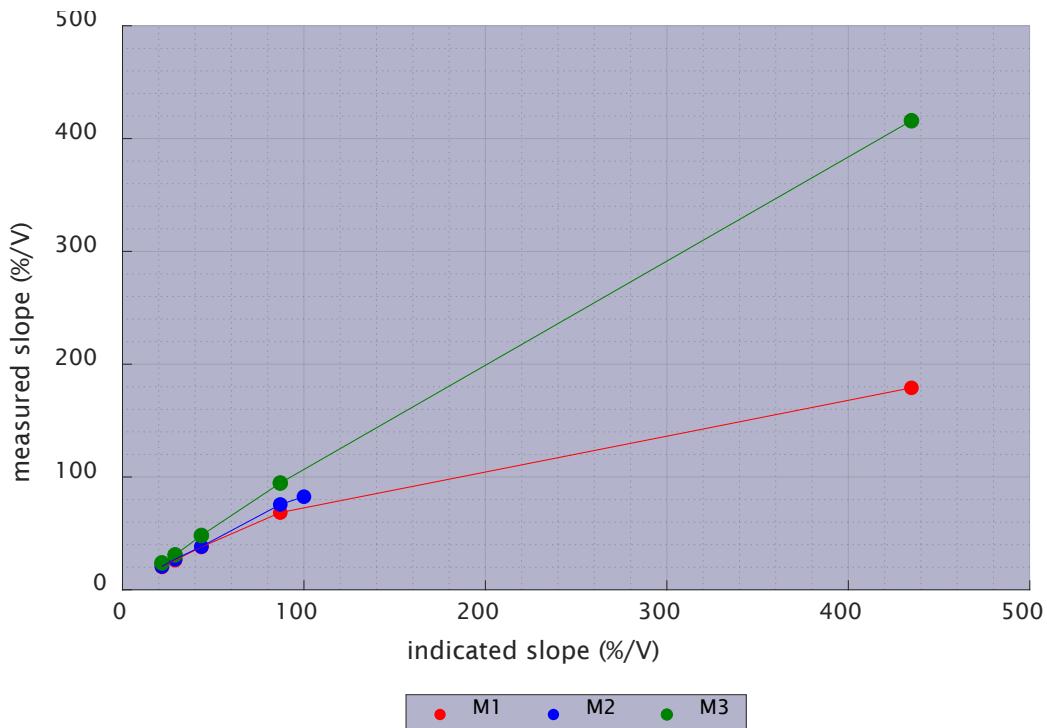


Abbildung 17 Vergleich des eingegebenen Gradienten der P(U)-Kennlinie zum reell gemessenen Gradienten für alle drei Wechselrichter. Nur der reelle Gradient von M3 liegt in der Größenordnung des eingegebenen Wertes. M1 scheint intern eine Limitierung des maximalen Gradienten vorzunehmen und M2 lässt gar keine höheren Gradienten als 100 %/V als Eingabe zu. Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor

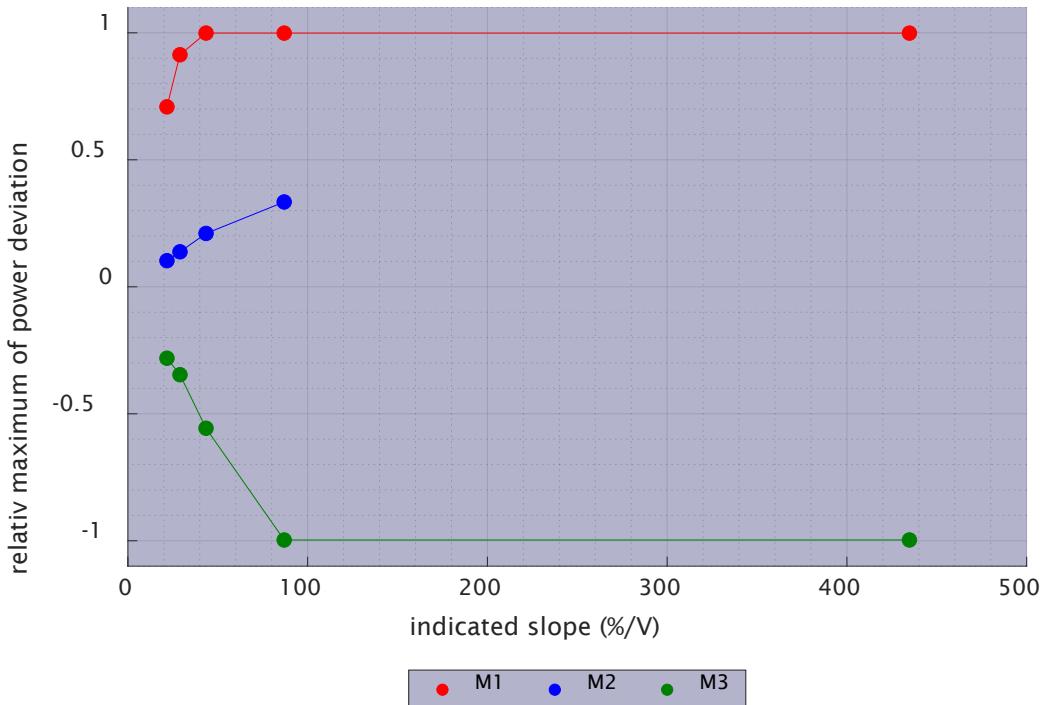


Abbildung 18 Vergleich der statischen Fehlanpassung der Wirkleistung je eingestelltem Gradienten. Beim «Standardgradienten» von 21.74 %/V regeln 2 der 3 Wechselrichter noch mit Abweichungen unter 40 %/P_m. Bei Gradienten über 100 %/V beläuft sich die



Fehlanpassung rasch auf 100 %/ P_m – mit anderen Worten, die Wechselrichter regeln komplett daneben. Die Messungen beruhen auf den Gradienteneinstellungen im Anhang 11.1. Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor

Die Abbildung 18 zeigt die reelle maximale Regelabweichung der Wechselrichter bei verschiedenen Gradientenkurven. Es zeigt sich ein sehr heterogenes Bild mit Standardeinstellungen nach NA-EEA CH 2020 (Gradient: 21.74 %/V), welches sich spätestens bei einem eingestellten Gradienten von 434.78 %/V harmonisiert bei einer Fehlanpassung der Wirkleistung von $\pm 100*P_m$.

Weitere Messungen aus der Messreihe mit variierenden Parametern sind im Anhang 11.4 ff dokumentiert.

4.2.3 Stabilitätsverhalten

Die Varianz von bekannten, die Regelung stark beeinflussenden Parametern, führt weder in den Einzelmessungen noch in den Parallelmessungen zu ständig vorhandenen ungedämpften Oszillationen. Die Messungen zeigen, dass es selbst mit hohen Gradienten (Einstellwerte bis über 400%/V) sowie mit der Minimierung der Zeiten für Sollwertfilter und Zeitkonstanten gegen 0 s keine sich langfristig einstellenden Instabilitäten gibt. Die Wechselrichter können durch die Begrenzung der Änderungsraten und durch ein robustes Reglerdesign eine zufriedenstellende Stabilität gewährleisten, auch bei steilen Droops.

Die Abbildung 19 zeigt die Kurvenschar einer Messreihe mit varierten Sollwertfilterzeiten einer Geräte-Einzelmessung (alle anderen Parameter: Standard). Die Regelung erfolgt sehr schnell und ohne Instabilität, selbst bei ausgeschaltetem Sollwertfilter.

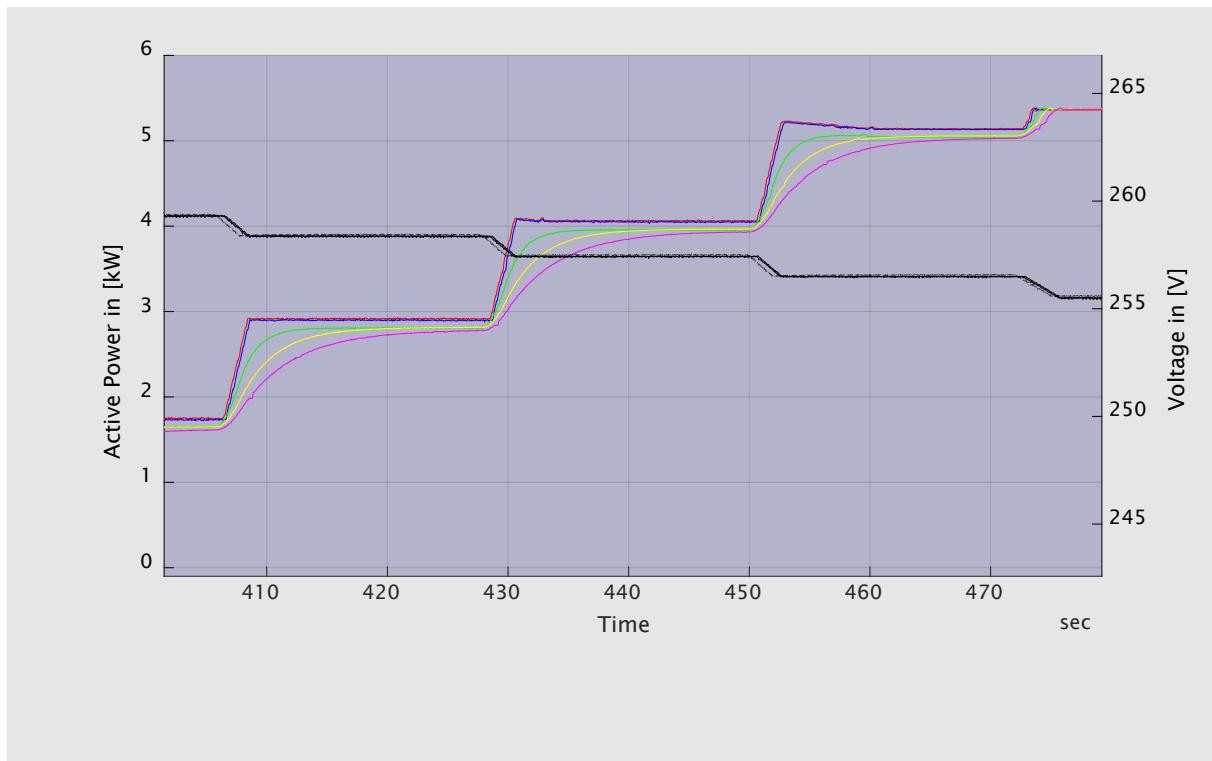


Abbildung 19 Kurvenschar einer Messreihe mit varierten Sollwertfilterzeiten einer Geräte-Einzelmessung (alle anderen Parameter: Standard). Die Regelung erfolgt sehr schnell und ohne Instabilität, selbst bei ausgeschaltetem Sollwertfilter ist nur ein minimstes Überschwingverhalten erkennbar. Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor



M1 zeigt bei der Parallelmessung sowohl mit Standardeinstellungen als auch mit steileren Gradienten als einziges Gerät den Hang zur stabilisierten Schwingung im abgeregelten Betrieb. Die Schwingungen respektive Schwebungen erscheinen in allen analysierten Messungen mit derselben Frequenz (~4 Hz respektive ~0.6 Hz) und Amplitude (~1.5 %/P_{N, DC}). Dieses Verhalten ist exemplarisch in Abbildung 20 ersichtlich und kann im nicht abgeregelten Betrieb nicht beobachtet werden. Bislang konnte auch noch keine Situation erzwungen werden, in welcher sich die Amplitude verstärkte.

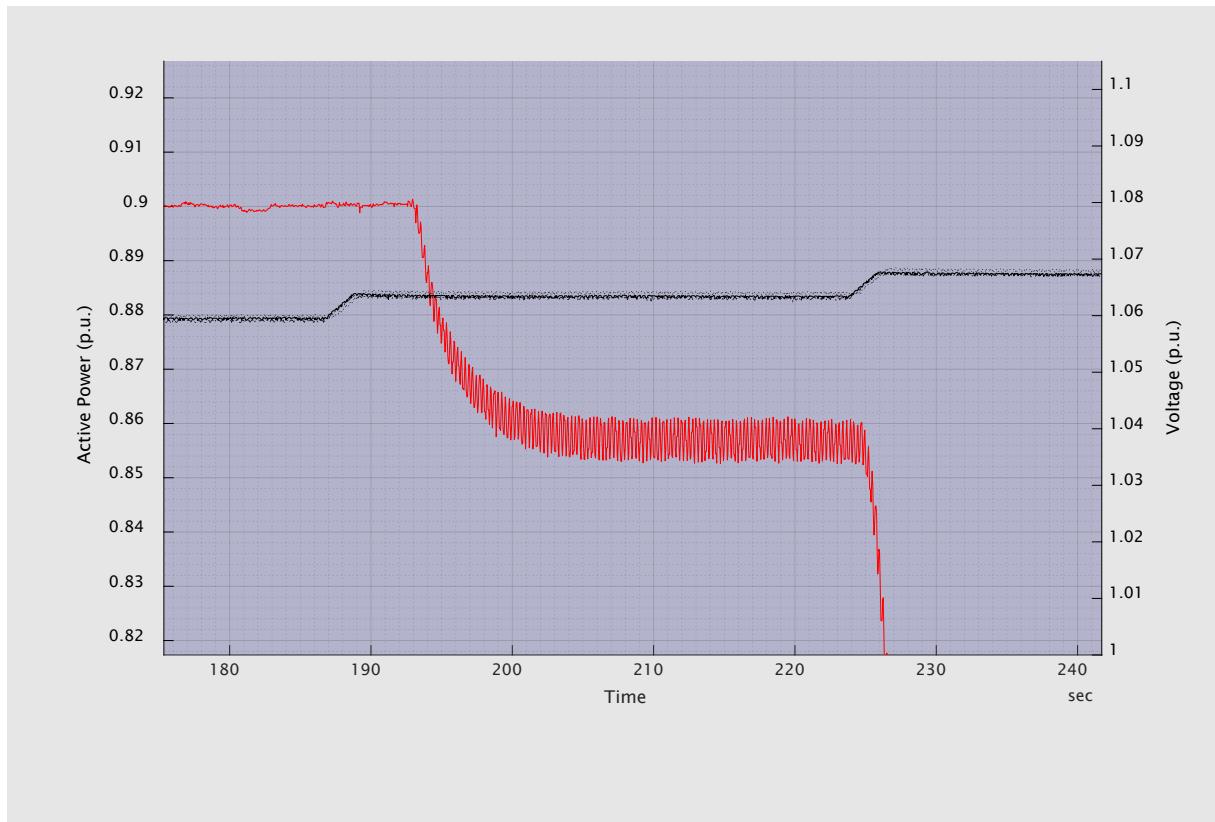


Abbildung 20 Temporäre Oszillation eines Wechselrichters mit aktivierter, operativer P(U)-Regelung. Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor

Ein weiterer Effekt kann beobachtet werden, welcher mit Standard- und «Extremeinstellungen» auftritt. Beim Unterschreiten der Spannungsschwelle für die Wirkleistungsreduktion - also zum Zeitpunkt, bei welchem die Wechselrichter wieder uneingeschränkt einspeisen können – zeigen sich bei allen Geräten gewisse Probleme bei der Stabilisierung der Wirkleistung. Zumeist fällt die Leistung kurz (ca. 3 s) zusammen. Je Gerät unterscheiden sich die Reaktionen im Effekt stark. Die kleinsten Einbrüche sind zirka 15-20 %. Die stärksten gemessenen Leistungsschwankungen belaufen sich auf bis zu 80% der Nennleistung und erstrecken sich teilweise über mehrere Nachregelversuche (Abbildung 21). Woher dieses Verhalten sowohl bei den Einzel- wie auch bei den Parallelmessungen kommt und inwiefern die eingesetzten Spannungs-Muster im Testablauf oder der Messaufbau den Effekt beeinflussen oder gar begünstigen, konnte bislang nicht geklärt werden.

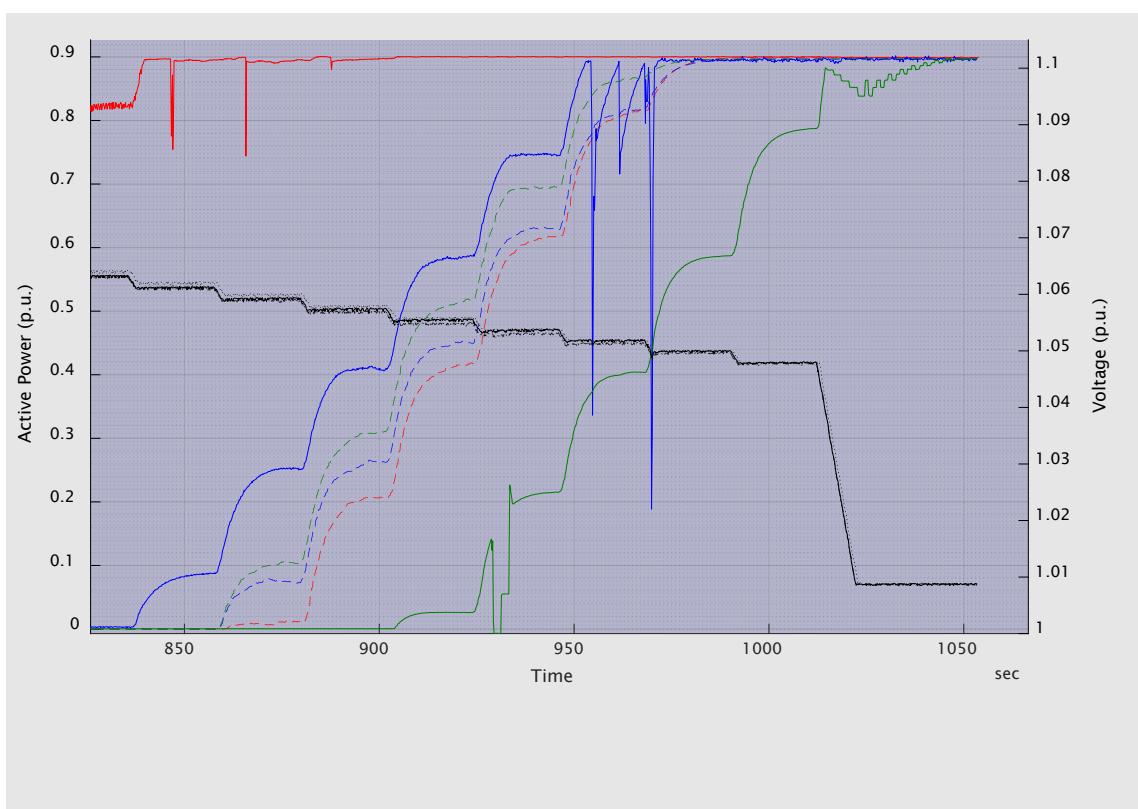


Abbildung 21 Zum Zeitpunkt, bei welchem die Wechselrichter wieder uneingeschränkt einspeisen könnten, zeigen sich bei allen Geräten gewisse Probleme bei der Stabilisierung der unabgeregelten Wirkleistung. Zumeist fällt die Leistung kurz (ca. 3 s) zusammen, wobei sich die Effekte von Gerät zu Gerät stark unterscheiden. Die kleinsten Einbrüche sind zirka 15-20 %. Die stärksten gemessenen Leistungsschwankungen belaufen sich auf bis zu 80% der Nennleistung und erstrecken sich teilweise über mehrere Nachregelversuche, ehe sich die Regelung stabilisiert. Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor



Ein Wechselrichter hat zusätzlich Kurzzeitschwankungen zum Zeitpunkt, in welchem die Leistung komplett abgeregelt wird (vgl. Abbildung 22).

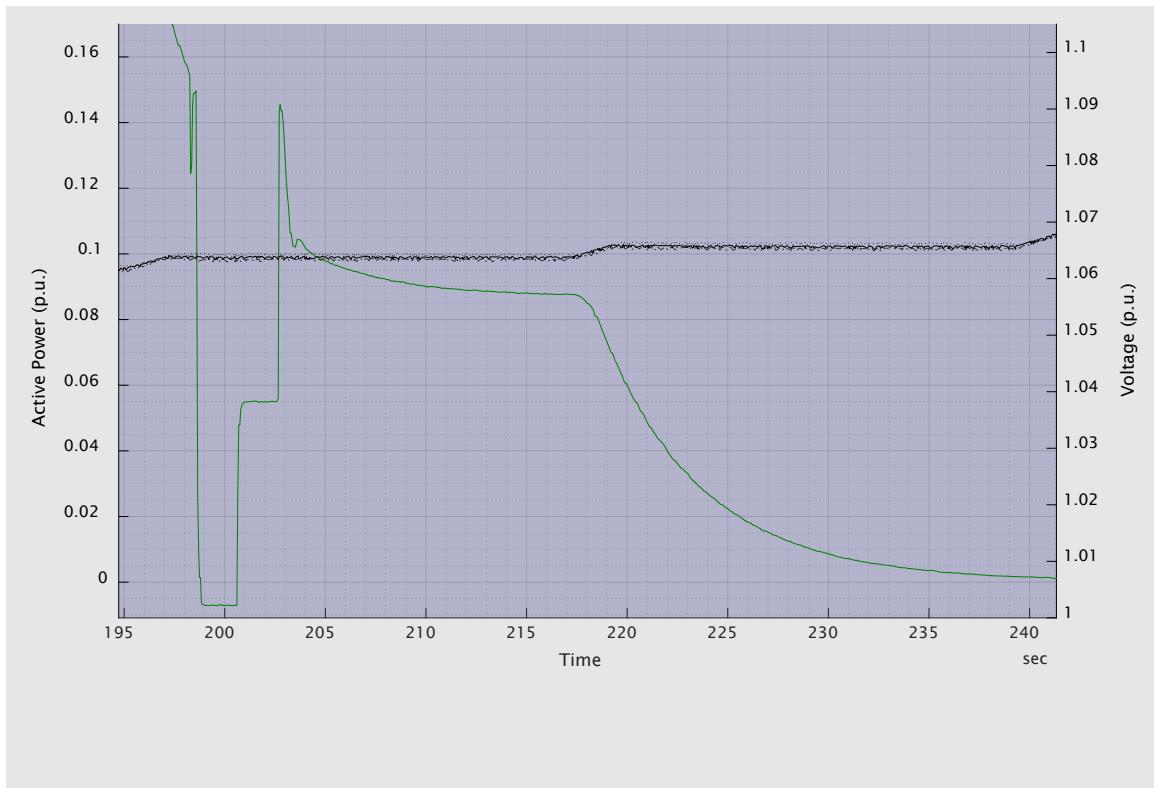


Abbildung 22 Der Effekt der Kurzzeitschwankung bei einem Wechselrichter bei operativer P(U)-Regelung übergehend in die Phase der kompletten «Abregelung». Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor

Es kann eine gegenseitige Beeinflussung von M1 durch M2 beobachtet werden. M1 weist die oben beschriebenen Oszillationen nur auf, wenn M2 im (abgeregelten) Einspeisebetrieb ist. Zudem ist eine temporäre Bistabilität erkennbar (Abbildung 23), ehe sich bei beiden Geräten die korrekte Leistung eingestellt und die Oszillationen verschwinden. Inwiefern die Schwingungen von M1 im Zusammenhang mit dem Betriebsmodus von M2 und dem Messaufbau stehen, konnte nicht untersucht werden.

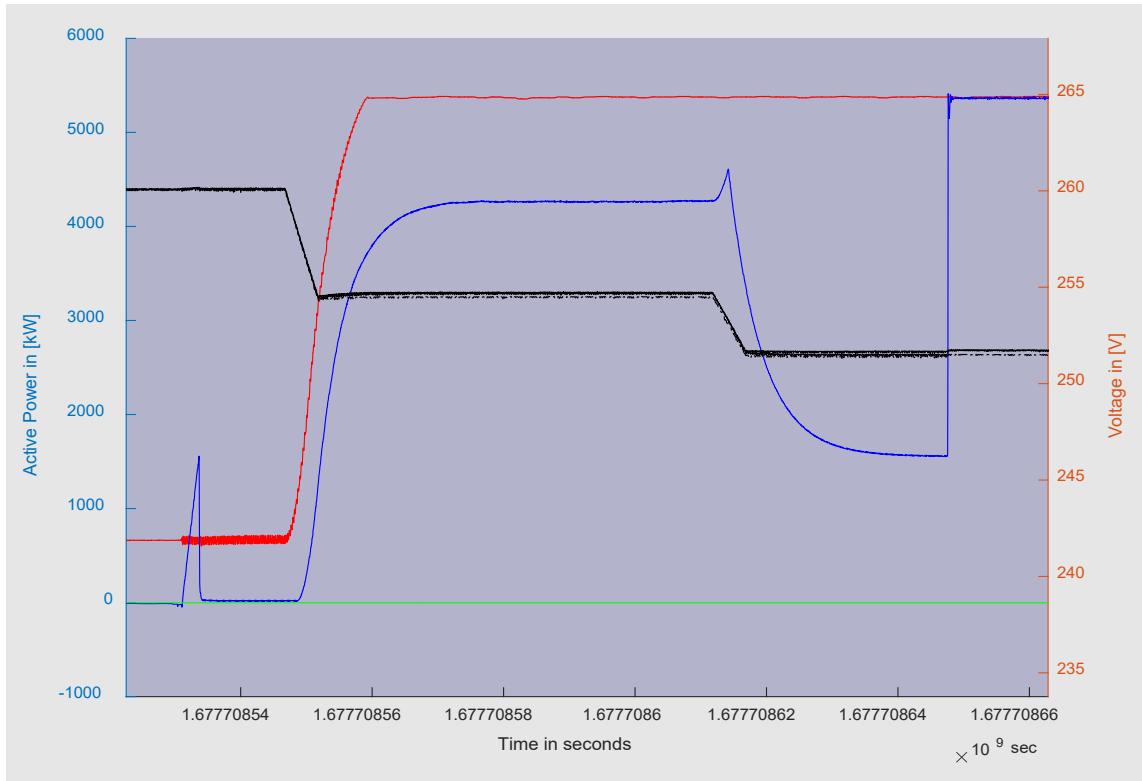


Abbildung 23 Exemplarische Darstellung der gegenseitigen Beeinflussung zweier Wechselrichter. Es stellt sich eine temporäre Bistabilität bei M2 ein und M1 zeigt zudem temporäre Oszillationserscheinungen, ehe bei beiden die korrekte Leistung eingestellt wird und die Oszillationen verschwinden. Quellenangabe: BFH IEM PV-Labor

4.2.4 Zusätzliche Beobachtungen

Weitere Erkenntnisse aus den Laboranalysen werden nachfolgend ohne weitere Kommentare aufgelistet, da sie im Projekt nicht weiter analysiert wurden:

- Nicht alle Geräte regeln Ihre Wirkleistung auf Null zurück. Meist bleibt noch eine Rückspeisung von einigen 10 Watt bestehen.
- Mit der Ländereinstellung Schweiz kann nicht bei allen Wechselrichtern P(U) eingestellt werden. In diesen Fällen kann der Hersteller mit einer alternativen Parametrierung aber eine Lösung bieten.⁶
- Wird P(U) gemäss NA-EEA 2020 CH NE7 parametriert (Spannung: 1.1 p.u. = 100 % P_N , 1.12 p.u. = 0 % P_N), kann es sein, dass sich die spannungsabhängige Wirkleistungsreduktion und die Abschaltung aufgrund zu hohem gleitendem 10min-Mittelwert ergänzen. Zwei der getesteten Wechselrichter schalteten bei aktiver P(U)-Regelung nach 10 min mit einer Spannung über 253 V (L-N) aus und starteten verzögert wieder auf. Ein Wechselrichter hielt den P(U)-Betrieb über die 10min aufrecht und reagierte rasch mit einem der P(U)-Kennlinie entsprechenden Verhalten auf die gesunkene Spannung durch Abschaltung der beiden anderen Wechselrichter. Die Interpretation, welches das sinnvollere Verhalten ist, sei den Lesenden überlassen.

⁶ Der Hersteller muss bestätigen, dass dieser Grid Code mit den Schweizer Vorgaben konform ist.



5 Schlussfolgerungen und Fazit

Das Projekt hat gezeigt, dass bereits aktuell installierte Wechselrichter in Einfamilienhausquartieren eine P(U)-Regelung umsetzen können. Die P(U)-Regelung erlaubt die Produktion der PV-Anlagen bei ansteigender Spannung im Feld so zu reduzieren, dass der Beitrag der geregelten PV-Anlagen zur Spannungserhöhung verhindert werden kann. Mit der P(U)-Parametrierung können somit Überspannungsprobleme wegen hoher Einspeisung verhindert werden. Da die Verhinderung einer Überspannung im Verteilnetz die Aufgabe des Verteilnetzbetreibers ist, liegt es nahe, dass die Kosten für die Massnahme vom Verteilnetz getragen werden. Nachteil des P(U)-Ansatzes sind die Produktionsverluste beim Produzenten beim Eintreten von hohen Spannungen. Mit der Aktivierung von P(U) bei Wechselrichtern in Netzgebieten mit sich abzeichnenden Spannungshaltungsproblemen, in Kombination mit dem angewandten Vergütungsansatz konnte somit im Projekt GODA eine echte, intelligente Alternative zur Netzverstärkung erprobt und vorgestellt werden.

Im Labor konnte gezeigt werden, dass die P(U)-Regelung zuverlässig funktioniert. Die PV-Anlagen reduzieren die rückgespeiste Wirkleistung, wenn die Spannung den Schwellenwert übersteigt und sind im Rahmen Ihrer Messtoleranz in der Lage, die Spannung auf reduziertem Niveau zu halten. Die P(U)-Regelung ist mit Standard- und Extremeinstellungen stabil, wenngleich in der effektiven Umsetzung erhebliche Unterschiede zwischen den einzelnen Wechselrichtern beobachtet werden.

Bemerkenswert sind die sporadisch auftretenden Leistungsschwankungen (bis zu 80% der Nennleistung) im Übergang vom abgeregelten Zustand zum nicht abgeregelten Zustand. Deren Auftreten und Herkunft sind weiter zu erforschen. In gewissen Konstellationen zeigen sich in den Labormessungen Schwebungen der rückgespeisten Leistung von bis zu 2% $P_{N, DC}$, welche aus Sicht der Autoren zwar nennenswert sind, jedoch nicht den Anlass geben, generell von instabilen P(U)-Regelungen auszugehen. Aufgrund der gemessenen, teilweise hohen Spannungsmesstoleranzen von bis zu 1.5%⁷ ergeben sich Fehlanpassungen bis zu 100% der momentan verfügbaren PV-Leistungen, was in diesem Masse nicht erwartet war. Hinsichtlich Regelgenauigkeit besteht noch Verbesserungspotenzial. Die Dynamik der Regelung scheint mit Standardeinstellungen genügend hoch zu sein, um eine effektive P(U)-Regelung in Verteilnetzen zu realisieren. Gradienten der P(U)-Kurve bis 100 %/V lassen sich ohne Einschränkungen einstellen und die getesteten Wechselrichter vermögen diese mit vertretbarer Abweichung auch erreichen. Höhere Gradienten respektive steilere P(U)-Kennlinien lassen sich entweder aufgrund von Limitierung der Eingabeparameter schon gar nicht eingeben oder aber die Wechselrichter vermögen ihnen dann nicht mehr mit der gewünschten Genauigkeit zu folgen, weshalb davon abgeraten wird, zu hohe Droops (höher als 100 %/V) zu parametrieren. Dadurch kann sichergestellt werden, dass die Einhaltung der gewollten P(U)-Kennlinie durch die Wechselrichter, so gut wie zurzeit praktisch möglich, gewährleistet ist. Ebenso ist der gemessenen maximalen Messtoleranz bei der Definition der P(U)-Kennlinie in den Branchendokumenten Rechnung zu tragen und ggf. eine Reserve einzuplanen.

Die Messungen zeigen, dass PV-Anlagen an verschiedenen Netzanschlusspunkten einen unterschiedlich grossen Anteil zur Spannungsstabilisierung beitragen. Daher ist es wichtig, auf geeignete Methoden zur Schätzung der vermiedenen Einspeisung zurückgreifen zu können und darauf basierend die betroffenen Kunden diskriminierungsfrei und Beitragsgerecht entschädigen zu können.

⁷ Bezogen auf die Sternspannung (L-N). Es sei angemerkt, dass die Definition der Nennspannung nicht bei allen Wechselrichterherstellern gleich gehandhabt wird und sich daraus bereits ein Fehler von ~0.5 % ergibt (Umrechnung verkettete Spannung zur Sternspannung).



6 Ausblick und zukünftige Umsetzung

6.1 Weiterführung der Vorbereitungen für ein flächendeckender Einsatz von P(U)

Die Rolle des Verteilnetzbetreibers ist es, das Verteilnetz langfristig zu planen und die langfristig besten Massnahmen zu ergreifen, um ein sicheres und effizientes Verteilnetz zur Verfügung zu stellen. In der aktuell stattfindenden Energiewende mit der massiven Verschiebung von einer zentralisierten Produktion durch Grosskraftwerke hin zu einer dezentralisierten Produktion mit Photovoltaikanlagen sowie der Elektrifizierung der Mobilität und der Wärmeleitung steht das Verteilnetz vor vielen grossen Herausforderungen. Die Herausforderungen können theoretisch alle mit Netzverstärkungen und Netzausbau gelöst werden, aber dieser Ansatz ist ökonomisch ineffizient und wegen den nötigen Bewilligungen auch nicht schnell genug umzusetzen, ohne dabei die Energiewende zu verlangsamen. Nur eine intelligente Kombination der bekannten Netzverstärkungsmassnahmen zusammen mit neuen Ansätzen wird es erlauben auch in Zukunft ein effizientes Verteilnetz bereitzustellen. Die P(U)-Regelung erlaubt eine effiziente und schnelle Integration von viel Photovoltaik ins Verteilnetz. Spannungsprobleme im Verteilnetz sollten aus volkswirtschaftlichen Gründen zuerst mit der P(U)-Regelung gelöst werden und eine Verstärkung des Verteilnetzes sollte erst dann und da gemacht werden, wo diese auch effizient ist. Konkret sind die Kosten der P(U)-Regelung am Anfang der Einführung noch vernachlässigbar klein, werden aber bei fortschreitender Ausbreitung der Photovoltaik kontinuierlich höher. Der VNB kann die Kosten der P(U)-Regelung kontinuierlich überwachen und die Netzverstärkung einleiten, sobald es sich abzeichnet, dass diese effizienter ist als die P(U)-Regelung. Sobald die Netzverstärkung umgesetzt ist, gehen die Kosten der P(U)-Regelung automatisch zurück, da sich die Netzspannungen wegen der Netzverstärkung reduzieren. Die P(U)-Regelung kann somit helfen, die Netzverstärkung aufzuschieben und in gewissen Fällen zu vermeiden.

Die P(U)-Regelung verursacht Produktionsverluste und es ist den VNBs heute leider gesetzlich noch nicht erlaubt, solche Vergütungsansätze auf Basis der geschätzten Produktionsverluste flächendeckend und diskriminierungsfrei umzusetzen. Mit der anstehenden Revision des StromVG sollten solche Ansätze ermöglicht werden, über die «garantierte» Flexibilität, die es den VNB ermöglichen soll, gewisse Produktionslimitierungen einfordern zu können. Die Frage der Vergütungspflicht der Flexibilität (hier explizit der Produktionsverlust bei PV-Anlagen gemeint) wird aktuell noch intensiv diskutiert. Es scheint berechtigt, dass PV-Anlagen, die das Problem verursachen, auch einen Teil zur Lösung beitragen. Die Vergütung der Produktionsverluste durch den VNB hat den Vorteil, dass die Kosten für die zwei sich ergänzenden Massnahmen Netzverstärkung und P(U) von derselben Einheit getragen werden und somit eine Abwägung hin zu einem volkswirtschaftlich effizienten Zusammenspiel beider Massnahmen am einfachsten geregelt ist. Die Vergütung der Produktionsverluste durch den VNB hat weiter den Vorteil, dass damit eine starke Ungleichbehandlung der Produzenten in Abhängigkeit ihres Anschlusspunktes vermieden wird. Wenn die Einspeisung und die Produktionsverluste zum selben Tarif vergütet werden, dann entstehen durch eine viel stärker aktive P(U)-Regelung bei einem Kunden der im Quartier «per Zufall» am Ende der Leitung angeschlossen ist keine finanziellen Nachteile gegenüber einem Kunden, der im Quartier am Anfang der Leitung angeschlossen ist.

Die Produzenten im Pilotprojekt wurden wieder in ihre ursprüngliche Konfiguration zurückversetzt, aber die Groupe E führt die Vorbereitung für einen flächendeckenden Einsatz der P(U)-Regelung weiter. Im selben Quartier hat Groupe E nun eine Pilotphase begonnen, bei der neue PV-Anlagen bei der Inbetriebnahme direkt mit einer möglichen zukünftigen Standard P(U)-Kurve parametert werden.



In der Pilotphase parametert Groupe E aktuell eine P(U)-Kurve im Spannungsbereich 108.5-110.5% (siehe blaue Kennlinie in der Abbildung 6), um das Spannungsbereich maximal auszunutzen und die Leistungslimitierung der flexiblen PV-Anlagen bei der Annäherung an den Grenzwert bei 110% zu aktivieren. Die Produktionsverluste dieser Parametrierung werden in den kommenden Jahren noch vernachlässigbar klein sein, aber die Pilotphase wird Groupe E helfen, die Automatisierung der Überwachung der Produktionsverluste und deren Vergütung zu implementieren.

6.2 Normative Tests von P(U) und technooökonomische Folgeprojekte

Im PV-Labor der BFH wird im Zuge der Normenentwicklung (IEC 63409-Serie) weiter an geeigneten Prüfmustern für P(U) gearbeitet. Das Ziel ist es, möglichst verbindliche Vorgaben für die Umsetzung von P(U) zu spezifizieren, die international akzeptiert werden und die den VNBs Klarheit über die Zuverlässigkeit und Genauigkeit der Regelgrößen geben, sodass sich die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung als verlässliche Massnahme zur Spannungshaltung etablieren kann. Dafür werden sicher noch einige Tests an weiteren Wechselrichtern hinzukommen, die dokumentiert und ggf. veröffentlicht werden. Die Liste mit Geräten, welche die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung unterstützen, wird laufend ergänzt. Noch offene Fragen, z.B. nach der geeigneten Regelmethode, der optimalen Dynamikvorgabe oder der idealerweise zu berücksichtigenden Spannungsschwelle (Mittelwert oder Höchstwert der Bezugs-Spannungen) sollen künftig u.a. auf Basis der ergänzenden Messungen beantwortet werden. Die Erfahrungen und gewonnenen Erkenntnisse sollen in die nationalen Empfehlungen und Stand der Technik-Papiere einfließen. Die Qualitätssicherung der P(U)-Regelung soll über möglichst klare und verbindliche Vorgaben für die Tests und deren Beurteilung in der IEC 63409-Serie gewährleistet werden (genau definierte Prüfabläufe, einheitliche Parametrierungsvorgaben, sinnvoll spezifizierte Akzeptanzbereiche, robuste Dynamik, ...).

Es ist sehr wünschenswert, weitere Projekte mit Partnern aus der Forschung und Verteilnetzbetreibern zum Thema zu realisieren, um technooökonomische Aspekte aufbauend auf dem GODA-Projekt weiter zu bearbeiten. Interessant wäre u.a. die Beantwortung folgender Fragestellungen:

- Welcher Anteil von PV-Anlagen mit aktiviertem P(U) ist am effektivsten?
- Bis zu welcher Leistungsdichte lässt sich die Netzverstärkung durch P(U) hinauszögern?
- Welche Methoden zur verlässlichen Berechnung der vermiedenen Einspeisung ohne vorhandene Produktionsmessung gibt es?
- Wie lassen sich Veränderungen in der PV-Anlage korrekt berücksichtigen im Hinblick auf die Genauigkeit der Schätzung der vermiedenen Produktion?
- Wie könnte über eine vom VNB kontrollierte Spannungserhöhung (z.B. im Unterwerk) und die dadurch resultierende Leistungsreduktion vieler kleiner dezentraler PV-Anlagen auch Überlastungsprobleme im Verteilnetz verhindert werden?
- Wie könnte eine P(U)-Regelung bei Wärmepumpen oder Elektroautos zu einem effizienteren Stromsystem beitragen?
- Nach welcher Rechtsgrundlage richtet sich künftig die Vergütung von vermiedener Einspeisung? Welche Vergütungsmodelle setzen sich durch?



7 Nationale und internationale Zusammenarbeit

BFH

- SWEET-EDGE: Die BFH verbindet GODA bewusst mit dem SWEET-EDGE Forschungsprogramm. Dies mit dem Hintergedanken, P(U) möglichst bekannt zu machen und um sicherzustellen, dass deren Potenzial sicher in Szenarien für eine erneuerbare Energiezukunft der Schweiz berücksichtigt wird. Konkret ist geplant, für generische Netze eine Abschätzung über die «zusätzlich gewonnene PV-Kapazität» durch Nutzung von P(U) vornehmen zu können.
- Internationale Normenarbeit: U.a. basierend auf den Erkenntnissen aus GODA soll eine geeignete Methode zur Prüfung der P(U)-Regelung erarbeitet werden und in die internationale Normenserie IEC 63409 einfließen. Die BFH ist verantwortlich für die Teil 4 (Interface protection and fault ride through) und Teil 6 (Power control functions and grid support), wobei die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung im Teil 6 eingegliedert wird.

Groupe E

- Zusammenarbeit mit der EPFL: Im Rahmen einer Masterarbeit an der EPFL wurden die Algorithmen des Maschinellen Lernens auf ihre Eignung überprüft und charakterisiert. Die Resultate flossen in das Projekt GODA ein, um den Kunden die vermiedene Einspeisung mit der geeignetsten Schätzmethode zu berechnen, respektive zu vergüten.

Beide

- Andere Verteilnetzbetreiber: Beide Projektpartner wurden im Laufe des Projekts von VNBs angefragt, die Interesse an der P(U)-Regelung zeigen und die es sich vorstellen könnten, die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung auch einzusetzen. Es wurden jeweils das Grundkonzept, der Vergütungsansatz und technische Fragen diskutiert.

8 Kommunikation

Projektwebseiten

BFH

- <https://www.bfh.ch/ti/de/forschung/forschungsprojekte/2021-602-995-416/>

Groupe E

- <https://www.groupe-e.ch/de/ihr-stromnetz/smart-grid>
- https://groupee.sharepoint.com/sites/MediaPoint/Supports%20publicitaires/02_Fiches%20produits/Smart%20grid/GE_DDE_fiche_A4_Optimisation_Raccordement_PV_de.pdf?ga=1

LinkedIn-Posts

David Joss

- https://www.linkedin.com/posts/david-joss-aa8770218_akzeptanz-von-smart-grid-technologien-activity-7012048469682987008-N-4-?utm_source=share&utm_medium=member_desktop



Peter Cuony

- https://www.linkedin.com/posts/peter-cuony_eine-schweizer-premiere-f%C3%BCr-die-optimierung-activity-6929467386454511616-2Gtq?utm_source=share&utm_medium=member_desktop

9 Publikationen

Bereits veröffentlichte Publikationen:

- «Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung - Wie PV-Wechselrichter sinnvoll das Netz stützen», Posterbeitrag an der 21. Schweizer PV-Tagung, BFH, Joss David, 2023 (https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Tagungen/PV-Tagung_2023/Poster/19_PVT23_Wirkleistungsregelung_BFH_Joss.pdf)
- «Wechselrichter stabilisieren die Netzspannung bei hoher PV-Einspeisung», Electrosuisse Bulletin-Artikel zum Projekt GODA, Groupe E und BFH, Cuony Peter und Joss David, Juni 2023 (DE: <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/pv-wechselrichter-stabilisieren-das-netz.html>, FR: <https://www.bulletin.ch/fr/news-detail/les-onduleurs-pv-stabilisent-le-reseau.html>)

Noch pendente Publikationen:

- IEEE PES ISGT EUROPE 2023, Conference Contribution, Groupe E, Scheidegger Jonathan, Oktober 2023
Eine Publikation der Resultate für die Schätzung der vermiedenen Einspeisung mit ML-Algorithmen ist geplant.

10 Literaturverzeichnis

- «Photovoltaikanlagen», Fachbuch, Bucher Christof, Faktor Verlag, 2021 (ISBN 978-3-905711-62-2)
- «Estimation des pertes de production d'installations photovoltaïques écrêtées à l'aide d'algorithmes machine learning », Master Thesis, EFPL, Scheidegger Jonathan, 2023
- CevSol Projektbericht, ZHAW, Baumgartner Franz et al., 2019 (<https://www.zhaw.ch/de/forschung/forschungsdatenbank/projektdetail/projektid/1595/>)
- Smart Grid Eich Projektbericht, Basler & Hofmann AG, Bucher Christof, 2016 (<https://www.aramis.admin.ch/Default?DocumentID=61114&Load=true>)
- morePV2grid Projektbericht, Fronius International GmbH, Heidl Martin et al., 2013 (https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/BGR0062013EE_morepv.pdf)
- SNEN 50549-10:2022(E), Norm, Electrosuisse, 2023 (https://shop.electrosuisse.ch/de/Normen-und-Produkte/Normen/EN-50549-10_2022_E-397612.html)
- NA-EEA CH 2020 Branchenempfehlung, VSE, 2021 (<https://www.strom.ch/de/shop/netzanschluss-fuer-energieerzeugungsanlagen-das-niederspannungsnetz-naeea-ne7-ch-2020>)
- NA EEA PVNE7 Branchenempfehlung, Swissolar, 2021 (https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Fachleute/Photovoltaik_Leitfaeden/SWS_NA_EEA_PVNE7_de.pdf)



- Messgenauigkeit Wechselrichter, Whitepaper, SMA, Datum unbekannt
(<https://files.sma.de/downloads/Messgenau-UDE092520.pdf>)
- Akzeptanz von Smart Grid Technologien, Artikel Electrosuisse Bulletin, Groupe E, Cuony Peter, 2022
(<https://www.bulletin.ch/de/news-detail/akzeptanz-von-smart-grid-technologien.html>)
- P+D Projekt Bat4SG, Projektdokumentation, BFH, Höckel Michael, Schori Stefan et al, 2022
(<https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=45522>)



11 Anhang

11.1 Messeinstellungen Gradientenvariation

Tabelle für Messungen bei P(U) aktiv ab 1.05 p.u.

Nennspannung [V]		230					
Messung	Unterer Punkt p.u	Unterer Punkt [V]	Leistung unterer Punkt %	Oberer Punkt p.u.	Leistung oberer Punkt %	Oberer Punkt [V]	Gradient [%/V]
Messung 1	1.05	241.5	100	1.07	0	246.1	-21.74
Messung 2	1.05	241.5	100	1.065	0	244.95	-28.99
Messung 3	1.05	241.5	100	1.06	0	243.8	-43.48
Messung 4	1.05	241.5	100	1.055	0	242.65	-86.96
Messung 5	1.05	241.5	100	1.051	0	241.73	-434.78 ⁸

11.2 Messeinstellungen Effektmessungen

Tabelle für Messungen bei P(U) aktiv ab 1.1 p.u.

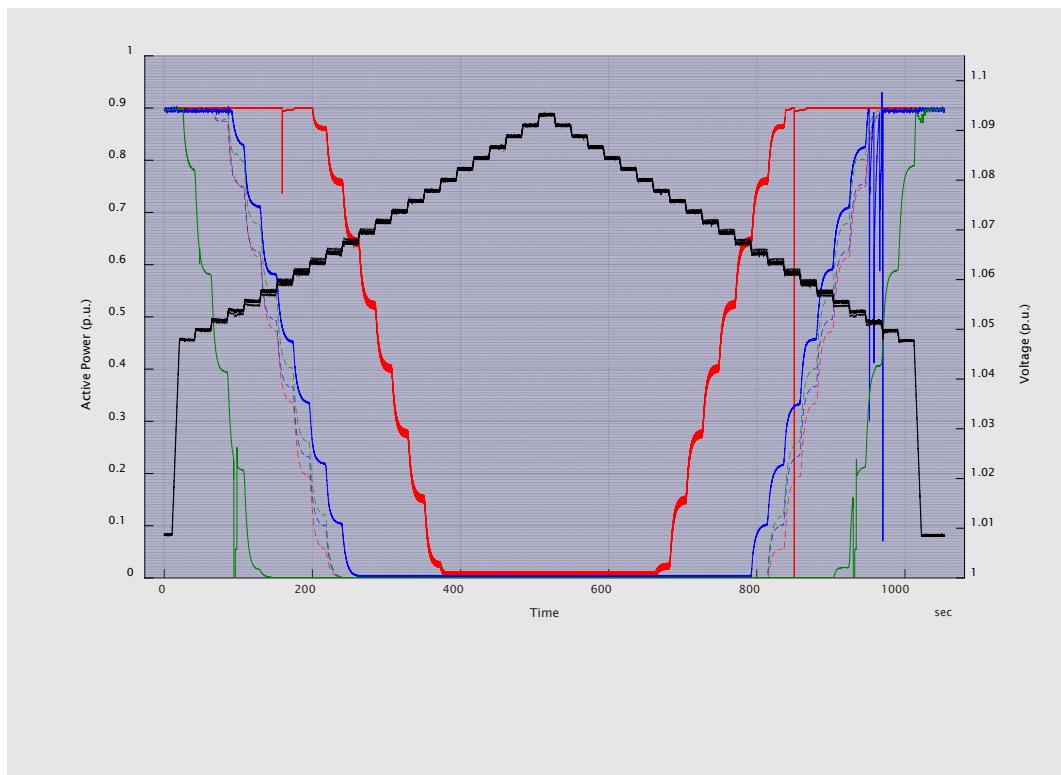
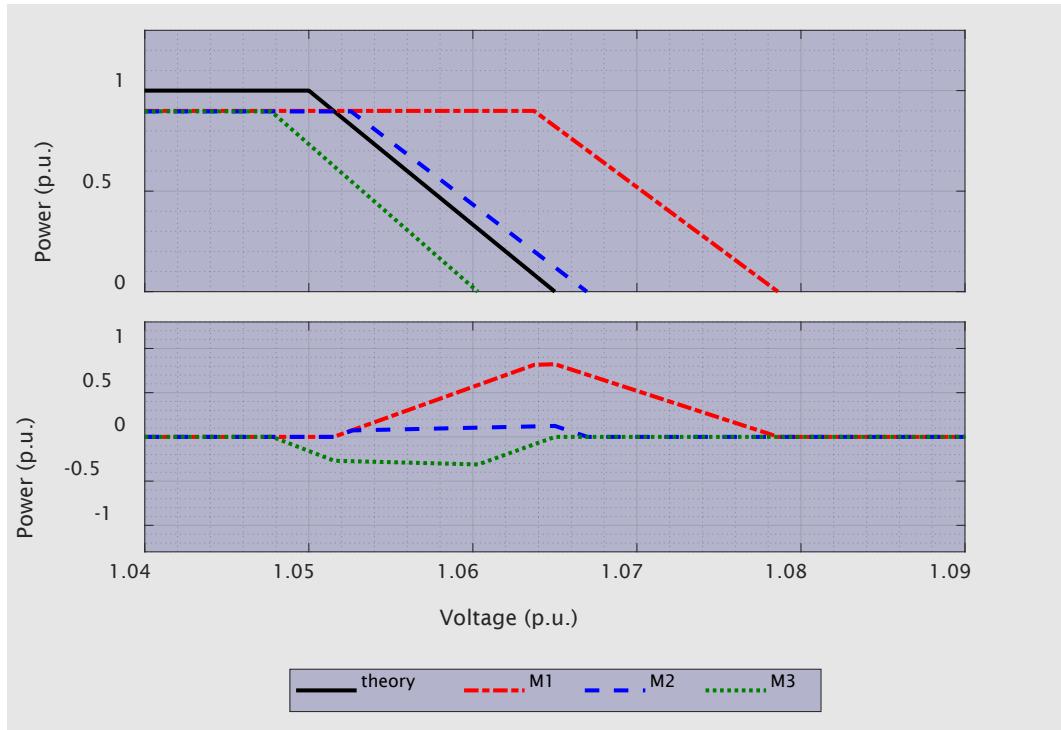
Nennspannung [V]		230					
Messung	Unterer Punkt p.u	Unterer Punkt [V]	Leistung unterer Punkt %	Oberer Punkt p.u.	Leistung oberer Punkt %	Oberer Punkt [V]	Gradient [%/V]
Messung 1	1.1	253	100	1.12	0	257.6	-21.74
Messung 2	1.1	253	100	1.115	0	256.45	-28.99
Messung 3	1.1	253	100	1.11	0	255.3	-43.48
Messung 4	1.1	253	100	1.105	0	254.15	-86.96
Messung 5	1.1	253	100	1.101	0	253.23	-434.78 ⁹

⁸ Sofern möglich. Ansonsten Maximum der Einstellungen des jeweiligen Wechselrichters.

⁹ Sofern möglich. Ansonsten Maximum der Einstellungen des jeweiligen Wechselrichters.

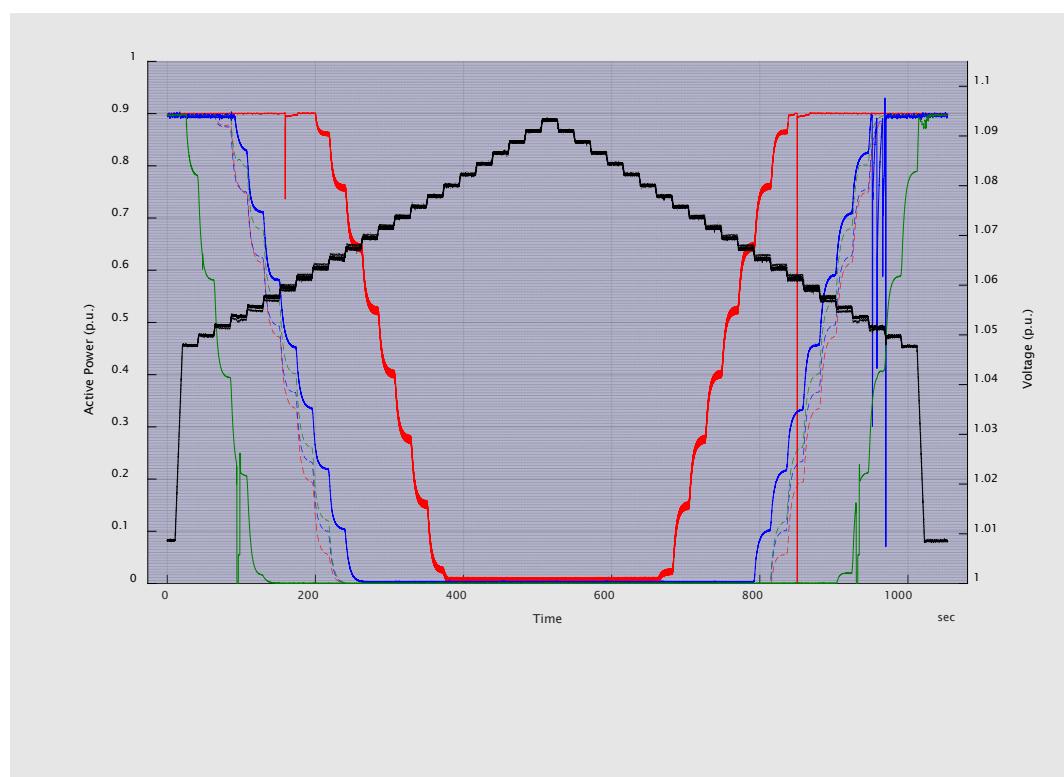
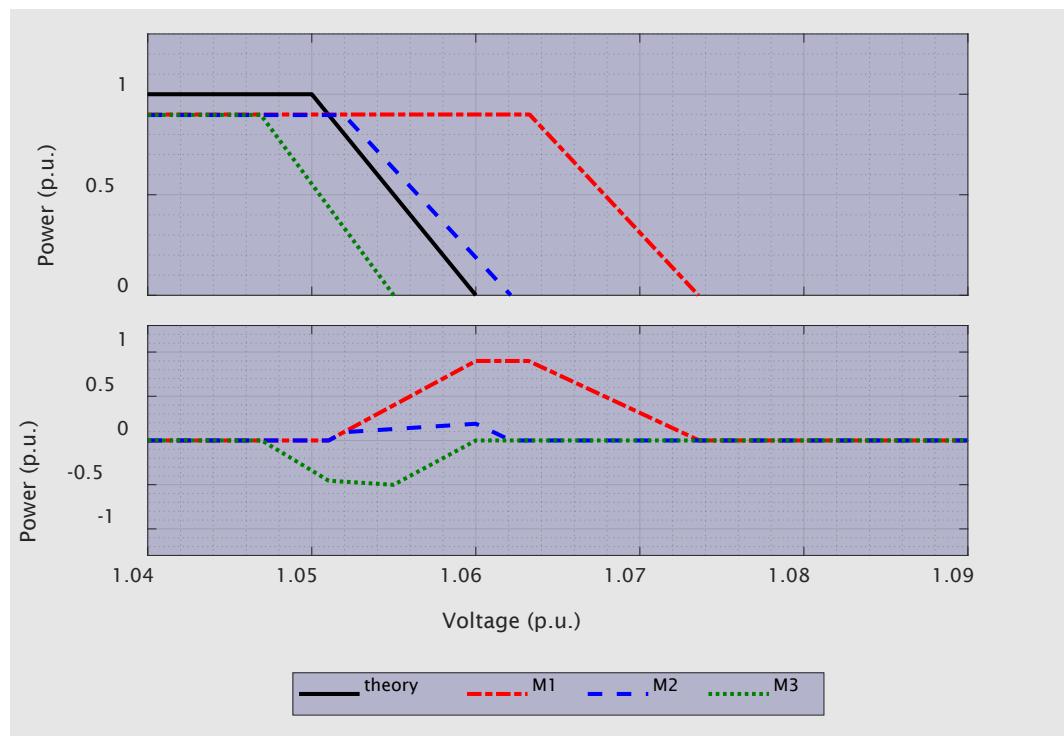


11.4 Messresultate mit Gradient 28.99 %/V



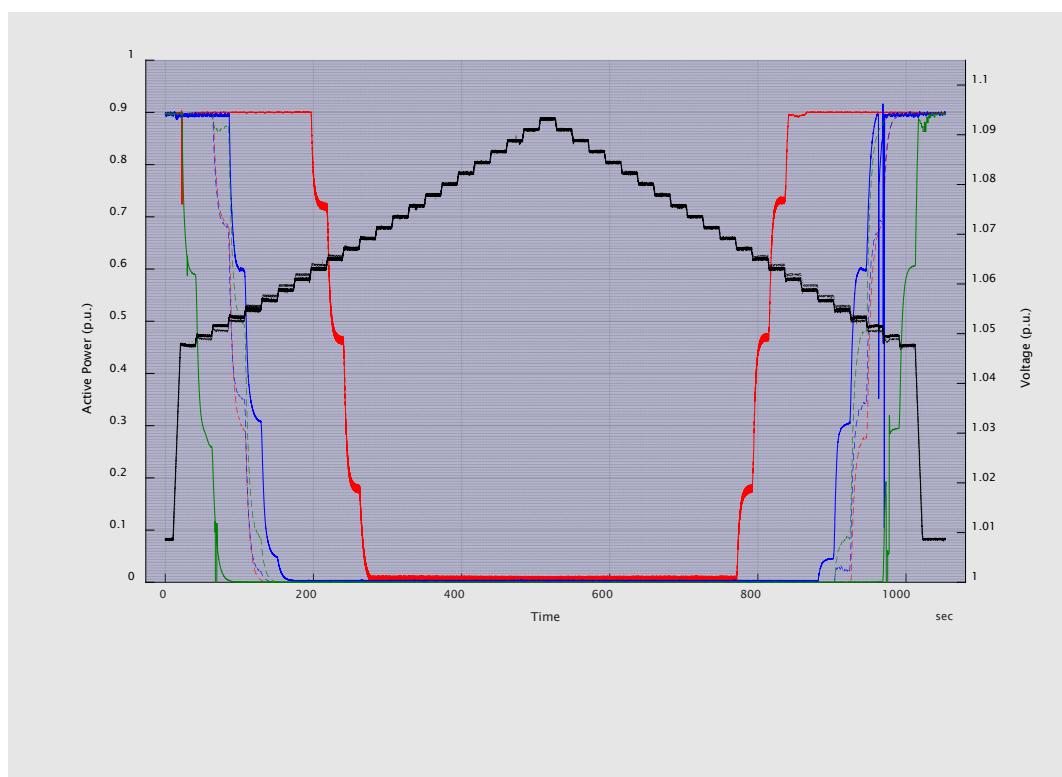
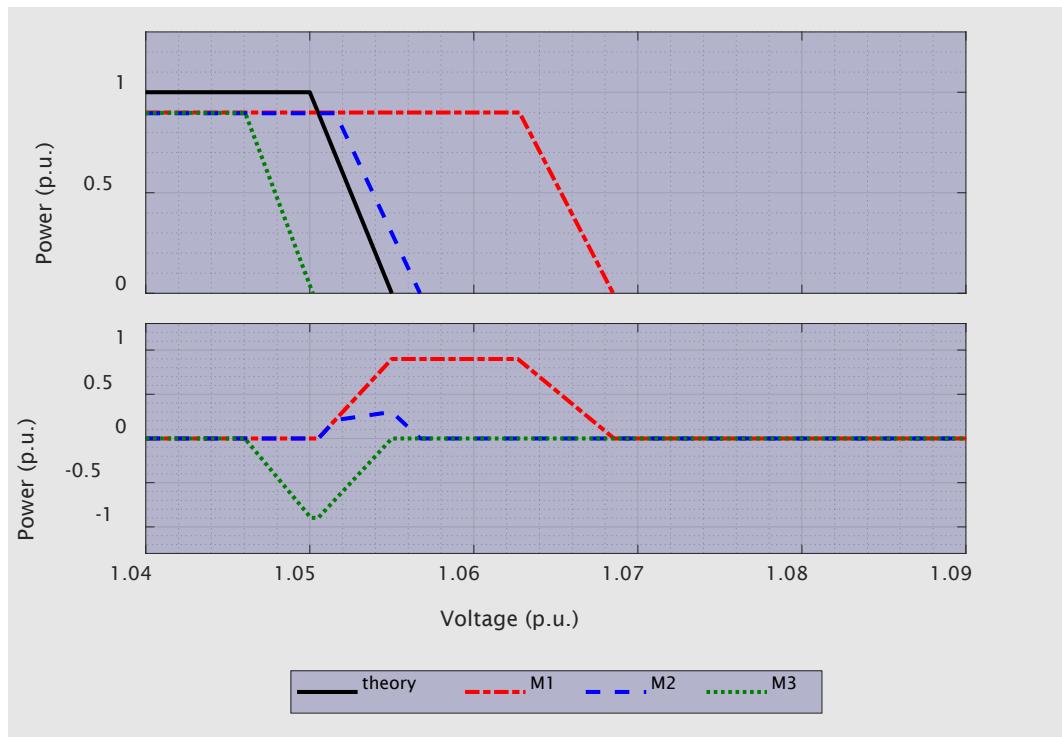


11.5 Messresultate mit Gradient 43.48 %/V





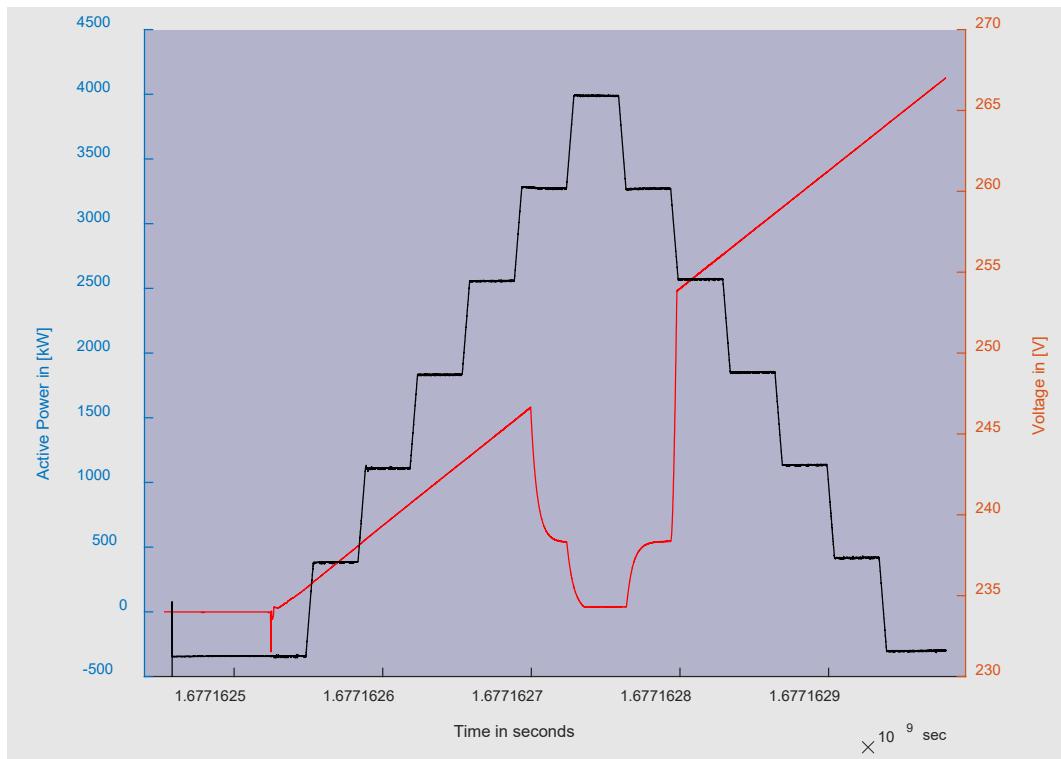
11.6 Messresultate mit Gradient 86.96 %/V





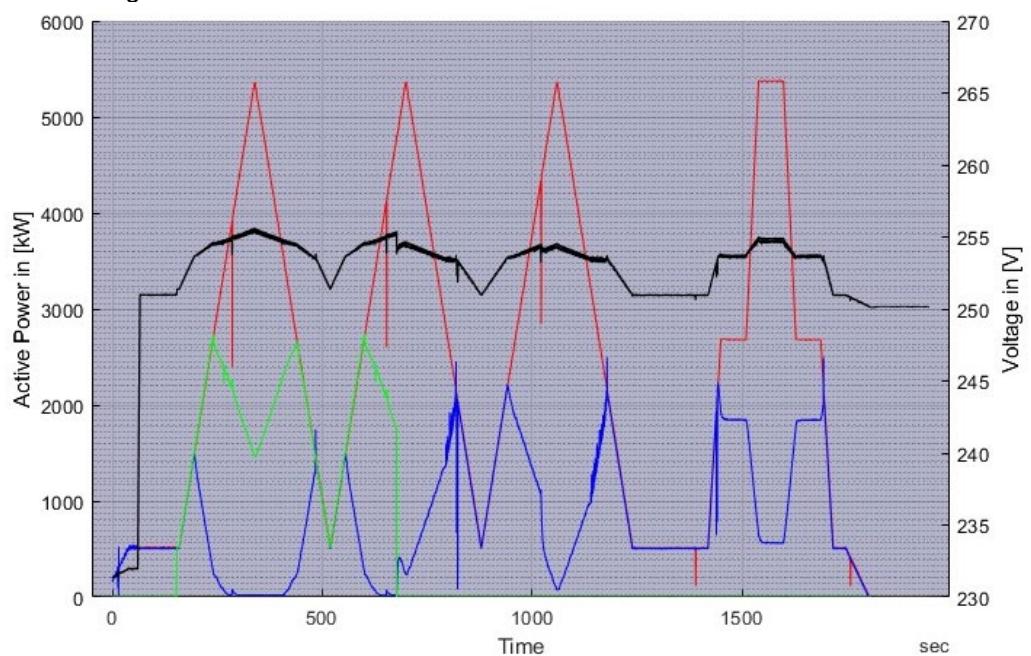
11.7 Zusätzliche Beobachtungen aus den Labormessungen

11.7.1 Sanftanlauf nach Netzfehler in Kombination mit P(U) bei M1



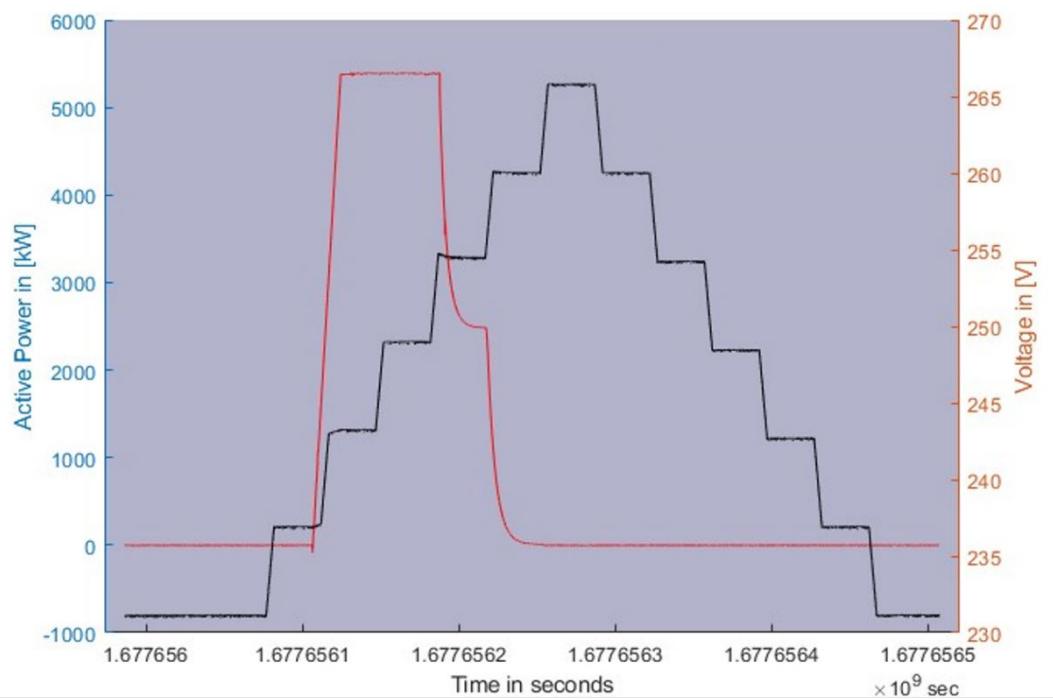
11.7.2 Netztrennung aufgrund Überschreitung gleitender 10min-Mittelwert in Kombination mit P(U)

Abschaltung durch M3





Abschaltung durch M1





11.8 Wechselrichter mit integrierter P(U)-Funktion

Im Zuge der Vorbereitungen wurde eine Auflistung erarbeitet, die zeigt, welche Wechselrichter die P(U)-Funktion heute integriert haben. Die Liste beinhaltet vorgehensbedingt vorwiegend Strang-/Multistrangwechselrichter und ist nicht abschliessend. Stand der Liste: 13.03.2023

Wechselrichtertyp	Hersteller	AC-Nennleistung [kW]	P(U) vorhanden	Bemerkungen
RPI M6A	Delta	6.3	Ja	Einstellung Passwortgeschützt via Display
Symo 6.0-3-M	Fronius	6	Ja	Einstellung Passwortgeschützt via Display oder Webserver
SUN2000-6KTL-M0	Huawei	6	(Ja)*	* Zurzeit in der Schweiz nur mit Einstellung des Ländercodes "Österreich" einstellbar
PLENTICORE plus Reihe	Kostal	div.	Ja	Im Servicemenü einstellbar. Bereits bei "CH NA/EEA 2020 A2" mit entsprechender P(U)-Kennlinie aktiviert.
PIKO IQ Reihe	Kostal	div.	Ja	Im Servicemenü einstellbar. Bereits bei "CH NA/EEA 2020 A2" mit entsprechender P(U)-Kennlinie aktiviert.
Sunny Tripower STP6.0-3AV-40	SMA	6	Ja	Einstellung Passwortgeschützt via Webserver
SE5K-RW0TEBNN4	SolarEdge	5	Ja	Einstellung über SolarEdge-App
SE8K	SolarEdge	8	Ja	Einstellung über Display