

# UNTERSUCHUNG UND VALIDIERUNG DER STABILITÄT DER PHOTOVOLTAIK-INTEGRATION IN EIN INDUSTRIELLES MS-NETZ AUF GRUNDLAGE VON PHIL-TESTS

Carina LEHMAL<sup>\*1</sup>, Ziqian ZHANG<sup>2</sup>, Robert SCHÜRHubER<sup>3</sup>, Lothar FICKERT<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Carina Lehmal, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +436644063588, carina.lehmal@gmx.at

<sup>2</sup> Ziqian Zhang, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873 - 7562, ziqian.zhang@tugraz.at

<sup>3</sup> Robert Schürhuber, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873 - 7550, robert.schuerhuber@tugraz.at

<sup>4</sup> Lothar Fickert, TU Graz, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873 - 7564, lothar.fickert@tugraz.at

**Kurzfassung:** Es ist von signifikanter Wichtigkeit, die durch die Energiewende bedingten Veränderungen der Erzeugungsstruktur des Stromnetzes zu berücksichtigen. Die diesbezüglich maßgebliche Technologie sind Wechselrichter, über welche die Erzeugungsanlagen mit dem Netz verbunden werden. Integrieren Unternehmen eigene Photovoltaik- oder Windkraftanlage in ihr Werksnetz, entlasten sie durch ihre Eigenproduktion das öffentliche Netz und können infolgedessen auch bei Netzstörungen zur Resilienz beitragen. Dabei sind vor allem transiente Instabilitäten zu berücksichtigen, welche bei dynamischen Vorgängen in Betriebsmitteln sowie bei der Verschaltung mehrere Betriebsmittel auftreten. Da aktuell ein Kontroll- und Bewertungssystem von umrichterbasierten Netzsystemen nicht einheitlich vorhanden ist, werden in diesem Beitrag anhand einer geplanten Integration einer 8-MW-Photovoltaik-Anlage in ein Industrienetz auf 6-kV-Spannungslevel die ersten Schritte zur Ausarbeitung einer praktisch umsetzbaren Methodik durchgeführt.

**Keywords:** Power Hardware in the Loop, Transiente Stabilität, Stabilität, Photovoltaik, Industrie

## 1 Motivation

Damit das heutige Stromnetz auch in Zukunft den Umweltbelangen und regulatorischen Anforderungen gerecht wird, müssen neben der weiteren Automatisierung, Digitalisierung und Kommunikation auch Technologietrends und Energiespeicherung umgesetzt werden, um den Bedarf sich vervielfachender Verbraucher zu decken [1], [2], [3]. Im Hinblick auf die gewünschte Energiewende und damit Veränderung von einem kohlenstoffbasierten konventionellen Stromnetz zu einem nachhaltigen und emissionsarmen Stromnetz müssen erneuerbare Energien und deren Integration sowie die damit verbundenen, auftretenden Probleme berücksichtigt werden. Der Fokus liegt dabei auf Dezentralisierung und Digitalisierung und wird durch den Einsatz von Wechselrichtern getrieben [3], [1]. Während diese Transformation moderne Stromnetze mit hoher Flexibilität, Nachhaltigkeit und verbesserter Effizienz fördert, stellt sie neue Herausforderungen an die Wechselrichter [1], [4].

Auch große Industrieunternehmen, die zur Deckung ihrer Produktionskapazitäten enorme Mengen an Energie aus dem öffentlichen Netz beziehen, können eine Rolle spielen. Wenn diese Unternehmen eine Photovoltaik- oder Windkraftanlage in ihr Werksnetz integrieren, wird das gesamte Stromnetz nicht nur grüner, sondern die Firmen entlasten durch ihre Eigenproduktion das öffentliche Netz. Allerdings birgt die Integration erneuerbarer Erzeuger in

ein Werksnetz Stabilitätsprobleme und das Risiko eines Produktionsausfalls, die durchaus berechtigt ist.

### **1.1 Stabilitätsanalysemethoden für umrichterbasierte Energiesysteme**

Die Stabilität des Stromversorgungssystems ist gegeben, wenn das System in der Lage ist, zunächst einen stabilen Betriebspunkt zu finden und diesen dann im Falle einer physikalischen Störung wieder zu erreichen. Während dieses Prozesses muss die Integrität des gesamten Systems erhalten bleiben, was bedeutet, dass kein Teil des Stromversorgungssystems ausfallen darf, mit Ausnahme der gestörten oder absichtlich ausgelösten Elemente, um die Kontinuität des restlichen Stromversorgungssystems zu gewährleisten [5].

Da das durch mathematische Gleichungen dargestellte Stromversorgungssystem aus einem nichtlinearen multivariablen System hoher Ordnung besteht, beruht sein dynamisches Verhalten auf der sich ständig ändernden Umgebung, einschließlich der Reaktionen auf Last- und Einspeiseveränderungen und Änderungen der Topologie durch Umschaltungen.

Das Stabilitätsverhalten eines Stromversorgungssystems hängt stark von der Art und des Ausmaßes der Störung ab, wobei diese Unterschiede wiederum Auswirkungen auf die Betriebsmittel haben [5].

Normalerweise gibt es drei Arten von Systemstabilitätsbetrachtungen [2]:

- Stabilität im stationären Zustand: Es existiert ein Gleichgewichtspunkt des Systems, den das System beibehalten kann.
- Kleinsignalstabilität: Das System hat die Fähigkeit, nach einer kleinen Störung zum ursprünglichen Betriebspunkt zurückzukehren. Diese kleine Störung ist so gering, dass die Systemgleichungen linearisiert werden können.
- Großsignalstabilität: Das System hat die Fähigkeit, nach einer großen Störung vom ursprünglichen stationären Betriebspunkt zu einem neuen stationären Betriebspunkt zu wechseln. Hier findet der Großteil der Analysen mittels des Kriteriums der Lyapunov-Stabilität statt.

Mit der Umwandlung des traditionellen zentralen Stromsystems in ein dezentrales Stromsystem mit vielen einzelnen Lasten und Erzeugern gewinnt die Technologie des verteilten Stromversorgungssystems und dessen wichtigsten Betriebsmittel, dem Umrichter und dessen Regelung, zunehmend an Bedeutung.

Da die Regelparameter die empfindlichsten Komponenten für eine Stabilitätsanalyse im nicht stationären Fall sind, muss ein realitätsnahes Umrichtermodell die Basis der Analyse sein. Im Allgemeinen haben Wechselrichter ein sehr weites Spektrum regelungswirksamer Frequenzen, welches zu dynamischen Interaktionen zwischen Wechselrichter und passiven Komponenten des Systems über einem großen Frequenzbereich führt. Bei der Ansteuerung der Brückenschaltung mittels Pulsweitenmodulation (PWM) muss die Totzeit zwischen Arbeitszyklen als Verriegelungsmechanismus eingeführt werden. Durch diese beiden Umstände werden zusätzlich zur Grundfrequenz Oberschwingungen, sogenannte Schaltheinharmonische, über ein breites Spektrum hinzugefügt. Um diese Schaltheinharmonische so gut wie möglich herauszufiltern, werden im Ausgangskreis des Wechselrichters passive Filter aus RLC-Elementen integriert. Diese passiven Filter interagieren allerdings beim Anschluss

des Wechselrichters mit den passiven Komponenten des Gesamtsystems und führen so zu weiteren Oberschwingungen durch die Bildung von Schwingkreisen [5].

Neben Schaltharmonische ergeben sich beim vollständigen Wechselrichter-Netzmodell komplexe Systeme mit dynamischen Systemwechselwirkungen, die zu verschiedenen Stabilitätsproblemen führen [6]. Literaturquellen von Hochgeschwindigkeits-Zugsystemen [7], Windturbinensysteme von Windparks [8] und Beispiele von Photovoltaikparks [9] erörtern Instabilitäten und Oberschwingungen, die sich beim Anschluss an das öffentliche Netz weiter auswirken.

## 1.2 Beitrag dieser Untersuchungen

In diesem Beitrag wird auf stationäre und dynamische Vorgänge näher eingegangen, da diese die größten Ursachen von Störungen im Netz sind. Instabilitäten im Normalbetrieb bestehen seit dem Anbeginn des Stromnetzes und haben sich durch den internationalen Netzausbau und die immer stärkere Zusammenschaltung kleinerer Teilnetze zu einem großen Verbundnetz weiter verstärkt. Sie sind allerdings durch die bessere Erforschung der einsetzbaren Gegenmaßnahmen sehr gut kontrollierbar [5]. Dynamische Instabilitäten stammen aus den Regelvorgängen in den Betriebsmitteln selbst sowie den Auswirkungen durch die Verschaltung mehrerer Betriebsmittel. Durch die Brückenschaltungen im Inneren der Wechselrichter und deren Schaltvorgänge lösen Wechselrichter Phänomene aus, die bei einer Zuschaltung eines Wechselrichters im gesamten Netz zu hohen Oberschwingungsamplituden über einen weiten Frequenzbereich in Spannung und Strom führen [1].

Umrichterbasierte Technologien wurden in der Vergangenheit für Netzanwendungen zugelassen, ohne die Auswirkungen eines stark umrichterbasierten Netzsystems genau zu untersuchen, wodurch es in jüngerer Zeit im Anbetracht der Zunahme der Wechselrichter als Betriebsmittel zu Störungen kommt. Dementsprechend müssen die Prüf- und Validierungsmethodiken überarbeitet werden [4].

Für solch ein systemorientiertes Netzsystem fehlt weitgehend ein Kontroll- und Bewertungssystem von umrichterbasierten Netzsystemen, weshalb in diesem Beitrag anhand einer geplanten Integration einer 8-MW-Photovoltaik-Anlage in ein Industrienetz auf 6-kV-Spannungslevel die ersten Schritte in diese Richtung durchgeführt. Dabei wird vor allem bei der Analyse der dynamischen Instabilität auf die Art der Modellierung des Wechselrichtermodells geachtet. Es wird neben den normalen Übertragungsfunktionen der Hardware auch auf die Phase-Locked-Loop (PLL) genau eingegangen, da diese die Regelung des Umrichters stark beeinflusst. Zudem wird die Verzögerung durch ein Approximationsmodell integriert um so, Übertragungsverzögerungen zwischen Netzgrößen und Reglergrößen zu berücksichtigen. Die Simulationsmodelle werden bei den Labortests mit wirklichen Wechselrichtern in Betrieb genommen und so deren Zuverlässigkeit geprüft.

In Kapitel 2 wird das Industrienetz in der Matlab/Simulink-Umgebung simuliert und diese Simulationen durch die Messungen des Feldtests verifiziert. Kapitel 3 bis Kapitel 5 beschreiben die eigens entworfenen Testmethoden, wobei Kapitel 3 sich mit den Spannungsverhältnissen bei stationärem Betrieb befasst und sich Kapitel 4 und Kapitel 5 dem Betrieb bei transienten Verhältnissen widmet. In Kapitel 6 wird das Paper kurz zusammengefasst und Kapitel 7 gibt verwendete Referenzen aus anderen Quellen an.

## 2 Modell und Feldtest

Die wichtigsten Ziele bei der Definition der durchgeführten Bewertungsuntersuchungen sind die Anforderungen, hinsichtlich der praktischen Verwendbarkeit, zeitsparend, preisgünstig und praktikabel zu sein, während die Bewertungsuntersuchungen trotzdem eine zuverlässige Auskunft geben müssen. Dafür werden drei Testmethoden aufgestellt, die als Gesamtes die Frage der Realisierbarkeit der Integration beantworten.

Das untersuchte Netz besteht aus der Werksammelschiene, die auf der einen Seite an das Hochspannungsnetz auf 110-kV-Ebene und auf der anderen Seite an den Extrudermotor und die geplante PV-Anlage angeschlossen ist (siehe Abbildung 1(a)).

Die Grundlage der Testmethoden bildet die im Voraus durchgeführte Vor-Ort-Messung an der Hauptsammelschiene des beschriebenen Industrienetzes mit einer Datensammlung der dreiphasigen Spannungs- und Strommesswerte. Auf Basis dieser Messung werden alle bereits im jetzigen Regelschaltzustand im Netz auftretenden Oberschwingungen durch eine Schnelle Fourier-Transformation ausgewertet.

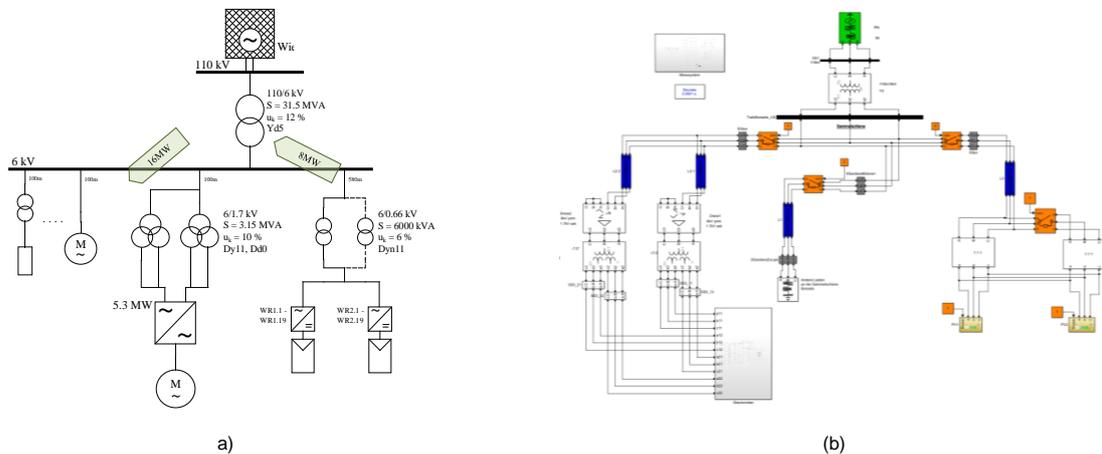


Abbildung 1: Netzmodell des Industrienetzes: (a) Einlinienschnittbild, (b) Simulink Simulation

Ergänzend dazu wird das Modell des Gesamtsystems im stationären Fall nachgebildet und mittels der aufgezeichneten Werte des Feldtests konfiguriert, kalibriert und verifiziert. Durch diese Kalibration ist sichergestellt, dass das Verhalten der Spannungen und Ströme des Modells der Praxis möglichst ähnlich ist. Nur dann kann in weiterer Folge bei der Zuschaltung des Wechselrichtermodells eine fundierte Aussage gemacht werden.

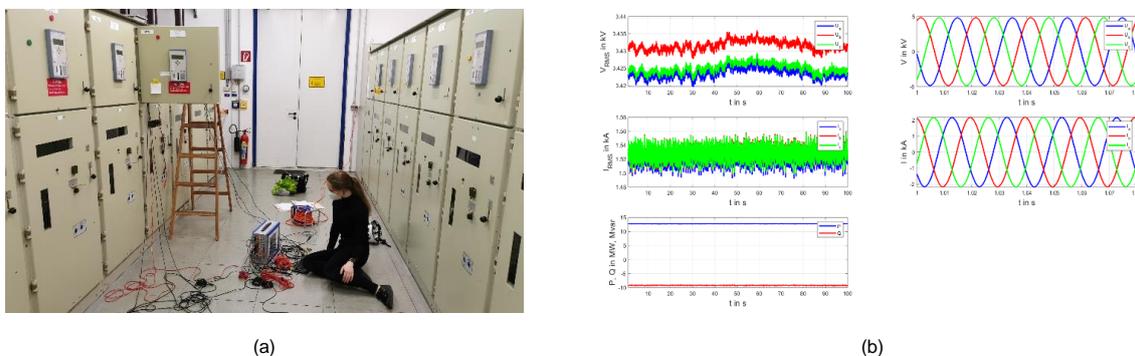


Abbildung 2: Feldtest Ergebnisse: (a) Vor-Ort-Messaufbau, (b) Beispiel der Auswertungsmessdatei für Spannungen (links oben über 100ms, rechts oben über 20ms), Ströme (links Mitte über 100ms, rechts Mitte über 20ms) und Leistungen (links unten)

### 3 Test der stationären Stabilität

Nach erfolgreicher Kalibrierung wird im Anschluss des Netzmodells der Photovoltaikanlage (Paneels und Wechselrichter) über einen Schalter in die Simulation integriert und basierend auf den Grenzwerten der IEC 61000-2-4 [10] die Spannungserhöhung mit und ohne maximal einspeisender Photovoltaik-Anlage berechnet. Bei Nichtüberschreitung der Grenzwerte gilt die erste Testmethode als erfolgreich bestanden, und es kann mit der zweiten und dritten Testmethode bei dynamischen Verhältnissen fortgesetzt werden.

Da im angeführten Beispiel das meiste Interesse an einem 5,3-MW-Motor und dessen zuverlässigen Betrieb besteht, werden vor allem die Oberschwingungen der 23. und 25. Ordnung, durch die interne Verschaltung des Umrichters vor dem Motor auftreten, betrachtet.

Laut IEC 61000-2-4 dürfen die Spannung maximal +10% bis -15% der Nennspannung, die THD der Spannung maximal 10 % der Nennspannung und die Oberschwingungen der 23. und 25. Ordnung jeweils 2,8 % und 2,6 % der Nennspannung betragen.

Dieser Teil der Analyse wird in Abhängigkeit von den möglichen Installationsmöglichkeiten (siehe Tabelle 1) für die verschiedenen Kombinationen überprüft.

Tabelle 1: Installationsmöglichkeiten

	Motor aus	Motor ein
PV aus	AA1	AA2
PV ein	AA3	AA4

Nach Anwendung der in der Norm IEC 61000-2-4 angegebenen Rechenschritte auf das Beispiel überschreitet die Anlage die maximalen Grenzwerte nicht, sondern bleibt in jeder Installationsmöglichkeit unter den angegebenen Prozentwerten.

Wie in Tabelle 2 zu sehen ist, sind die Spannungsverhältnisse an keiner Stelle des Netzes kritisch. Dennoch empfiehlt es sich, auf einen entsprechenden Mindestkabelquerschnitt zu achten, da ansonsten die Strombelastung durch die Photovoltaikanlage zu hoch ist.

Auch ist bei der genauen Betrachtung der Berechnung zu erkennen, dass bei der Netztopologie die Blindleistung den größten Anteil der Spannungserhöhung ausmacht. Dementsprechend ist es ratsam, die Photovoltaikanlage mit einem  $\cos\varphi \approx 1$  zu betreiben.

Tabelle 2: Zusammenfassung der Spannungsveränderungen

Analyse der Spannungen:	Spannungsveränderung in %	THD in %	H23 in %	H25 in %
AA1	-	0	0	0
AA2	-	2,2	1,27	1,49
AA3	-	0,15	0,01	0,01
AA4	+1,35	1,58	0,9	1,1

## 4 Modellierung und Untersuchung der Frequenzcharakteristik

Die nächste Testmethode ist die theoretische Betrachtung des Netzes mit Integration der Wechselrichter bzw. deren Regelalgorithmus. Dabei existieren generell mehrere Analyseansätze, die jeweils ihre eigenen Vor- und Nachteile haben. Im folgenden Beispiel wird die Kleinsignalmodellierung des Systems in Kombination mit dem impedanzbasierten Stabilitätskriterium verwendet. Im Vergleich zu anderen Ansätzen wie dem „State-Space-Ansatz“ [11] und dem „Übertragungsfunktions-Ansatz“ [12] lässt sich durch die einfachere Struktur des impedanzbasierten Stabilitätskriteriums das System besser an Änderungen im System anpassen. Des Weiteren wird die Impedanz des Systems direkt über eine Strom- und Spannungsmessung identifiziert wodurch das sogenannte „Black-Box“-Modellierungsverfahren angewendet werden kann. Mit dieser Vorgehensweise kann auf weitere Referenzen vom Hersteller zwecks Regel- und Bauteildaten verzichtet werden.

Für die theoretische Modellierung wird das Netzsystem in zwei Teilsysteme unterteilt, eines bestehend aus der Wechselrichterimpedanz und das andere aus allen Komponenten bis zum Anschlusspunkt des Wechselrichters, welche als Netzimpedanz zusammengefasst werden (siehe Abbildung 3(a)). Basierend auf dieser Aufteilung wird die Wechselrichterimpedanz über den parallel geschalteten Innenwiderstand der Norton-Stromquelle repräsentiert und die Netzimpedanz über den seriell geschalteten Innenwiderstand der Thevenin-Spannungsquelle. Durch diese Verschaltung sind beide Modelle alleine stabil und die Gleichung des Systemstromes kann definiert werden.

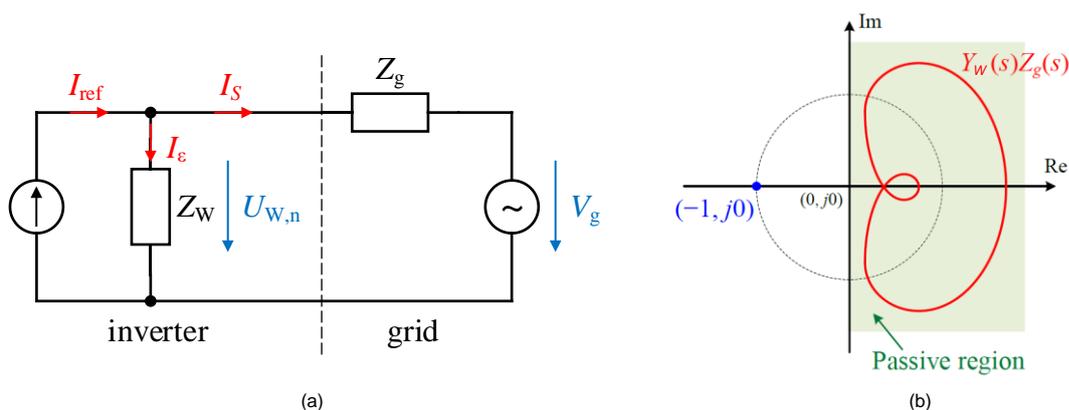


Abbildung 3: (a) Impedanzbasiertes Ersatzschaltbild, (b) Nyquist-Darstellung eines passiven Systems [13]

$$I_S = [I_{ref} - V_g \cdot Y_W] \cdot \frac{1}{1 + Z_g \cdot Y_W} \quad (1)$$

Hier ähnelt der Term außerhalb der Klammern der Übertragungsfunktion eines Regelkreises mit negativer Rückkopplung. Sie hat eine Vorwärtsverstärkung von eins und eine Rückkopplungsverstärkung von  $Z_g \cdot Y_W$  beziehungsweise  $Z_g/Z_W$ . Generell gilt für das Impedanzverhältnis: Je höher der Wert, desto stabiler und sicherer ist das Netz und desto seltener kommt es vor, dass Oberschwingungen im Netz auftreten oder dass der Netzbetrieb gestört wird. Aus Sicht der linearen Regelungstheorie ergibt das Impedanzverhältnis ein stabiles System, wenn  $Z_g/Z_W$  das Nyquist-Kriterium [2] oder das verallgemeinerte Nyquist-Kriterium (GNC) [2] erfüllt. Der Unterschied in der Anwendung hängt von der Modellierung der Wechselrichterimpedanz ab. Wird der Wechselrichter nach dem System der symmetrischen

Komponenten modelliert, sollte das Nyquist-Kriterium angewendet werden. Ist der Wechselrichter im dq-Koordinatensystem über dq-Impedanzen modelliert, ist das verallgemeinerte Nyquist-Kriterium (GNC) für Systeme mit mehreren Eingängen und mehreren Ausgängen die richtige Wahl. Der Unterschied zwischen den beiden Typen ist der passive Bereich, in dem das System stabil ist. In diesem Beitrag wird der Wechselrichter im rotierenden dq-Koordinatensystem modelliert wodurch das GNC die geeignete Methode zur Überprüfung der Stabilität der einzelnen Komponenten sowie der Verbindung aller Komponenten darstellt.

Dabei gilt laut der Passivitätstheorie des Stabilitätskriteriums im Frequenzbereich, dass ein lineares, kontinuierliches System mit der Übertragungsfunktion  $G(s)$  nur dann passiv ist, wenn  $G(s)$  ohne die sogenannten RHP-Pole (Pole der rechten Halbebene) über den gesamten Frequenzbereich stabil ist, beziehungsweise in anderen Worten der Realteil von  $G(s)$  nicht negativ ist oder der Winkel innerhalb von  $[-\pi/2, \pi/2]$  liegt (siehe Abbildung 3) [2].

Um eine korrekte Aussage auf der Grundlage des gewählten Kriteriums machen zu können, kommt es auf die korrekte Modellierung des Wechselrichters an. Im Sinne einer zu groben Vereinfachung werden nichtlineare Faktoren wie die Regelverzögerung, die Phasenregelschleife (PLL) und die Regelzeit des Wechselrichters nicht berücksichtigt, was bedeutet, dass die Stabilitätsaussage in der Realität das Gegenteil sein kann [14], [15], [16], [6]. Deswegen werden die PLL in der Struktur eines PI-Reglers mit Integrator und die Regelverzögerung mittels Padé-Annäherung 1. Ordnung über eigene Übertragungsfunktionen in das Modell integriert (siehe Abbildung 4). Details der einzelnen Übertragungsfunktionen sind in [17] zu finden.

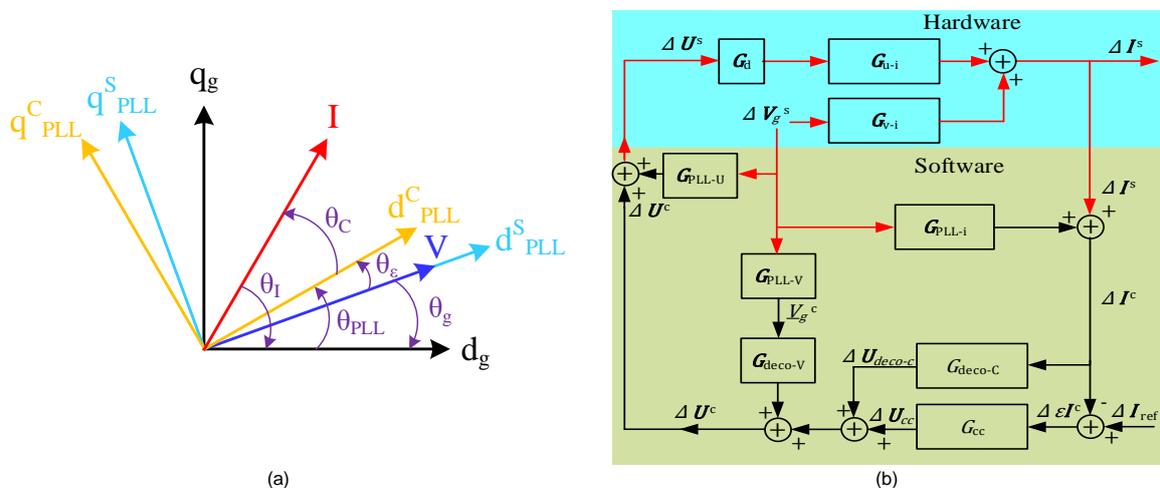


Abbildung 4: (a) PLL Zeigerdiagramm, (b) Modellierung des Gesamtsystems

Dafür werden zuerst die Gleichungen des Systems aufgestellt und im Anschluss dieses nichtlinearen Systems um einen Betriebszustand herum linearisiert (Kleinsignalmodellierung).

Basierend auf Abbildung 4(b) wird die Hardware und Software Gleichung des Modells gebildet und daraus die Gesamtimpedanz inklusive aller Übertragungsfunktion berechnet.

$$\text{Hardware: } \Delta I_S = G_{U-I} \cdot \Delta U_S + G_{V-I} \cdot \Delta V_g \quad (2)$$

$$\text{Software: } \Delta U_S = G_d \cdot (\Delta V_g \cdot G_{PLL-U} + \Delta U_C) \quad (3)$$

$$\Delta U_C = \mathbf{G}_{\text{deco-v}} \cdot \mathbf{G}_{\text{PLL-v}} \cdot \Delta \mathbf{V}_g + (\Delta \mathbf{I}_S + \mathbf{G}_{\text{PLL-I}} \cdot \Delta \mathbf{V}_g) \cdot \mathbf{G}_{\text{deco-c}} + (\Delta \mathbf{I}_{\text{ref}} - (\Delta \mathbf{I}_S + \mathbf{G}_{\text{PLL-I}} \cdot \Delta \mathbf{V}_g)) \cdot \mathbf{G}_{\text{cc}} \quad (4)$$

Bei einem Kleinsignalmodell hat die endgültige Gleichung folgende Form:

$$\Delta \mathbf{I}_S = \mathbf{G}_{\text{ctr}} \cdot \Delta \mathbf{I}_{\text{ref}} + \mathbf{Y} \cdot \Delta \mathbf{V}_g \quad (5)$$

Werden nun die Hardware und Software Gleichungen eingesetzt ergibt sich für die Gleichung des Stromes Folgendes:

$$\Delta \mathbf{I}_S = - \frac{\mathbf{G}_{\text{cc}} \cdot \mathbf{G}_d \cdot \mathbf{G}_{\text{U-I}}}{-\mathbf{G}_{\text{cc}} \cdot \mathbf{G}_d \cdot \mathbf{G}_{\text{U-I}} + \mathbf{G}_d \cdot \mathbf{G}_{\text{deco-c}} \cdot \mathbf{G}_{\text{U-I}} - 1} \cdot \Delta \mathbf{I}_{\text{ref}} - \frac{\mathbf{G}_d \cdot \mathbf{G}_{\text{U-I}} (-\mathbf{G}_{\text{cc}} \cdot \mathbf{G}_{\text{PLL-I}} + \mathbf{G}_{\text{deco-c}} \cdot \mathbf{G}_{\text{PLL-I}} + \mathbf{G}_{\text{deco-v}} \cdot \mathbf{G}_{\text{PLL-v}} + \mathbf{G}_{\text{PLL-U}}) + \mathbf{G}_{\text{V-I}}}{-\mathbf{G}_{\text{cc}} \cdot \mathbf{G}_d \cdot \mathbf{G}_{\text{U-I}} + \mathbf{G}_d \cdot \mathbf{G}_{\text{deco-c}} \cdot \mathbf{G}_{\text{U-I}} - 1} \cdot \Delta \mathbf{V}_g \quad (6)$$

Im Hinblick auf die Definition der Stromrichtung ergibt sich für Y somit:

$$\mathbf{Y} = \frac{\mathbf{G}_d \cdot \mathbf{G}_{\text{U-I}} (-\mathbf{G}_{\text{cc}} \cdot \mathbf{G}_{\text{PLL-I}} + \mathbf{G}_{\text{deco-c}} \cdot \mathbf{G}_{\text{PLL-I}} + \mathbf{G}_{\text{deco-v}} \cdot \mathbf{G}_{\text{PLL-v}} + \mathbf{G}_{\text{PLL-U}}) + \mathbf{G}_{\text{V-I}}}{-\mathbf{G}_{\text{cc}} \cdot \mathbf{G}_d \cdot \mathbf{G}_{\text{U-I}} + \mathbf{G}_d \cdot \mathbf{G}_{\text{deco-c}} \cdot \mathbf{G}_{\text{U-I}} - 1} \quad (7)$$

Basierend auf diesen Gleichungen wird nun die Frequenz- und Impedanzcharakteristik über einen Frequenzbereich von 100 Hz bis 5000 Hz des theoretischen Modells mittels „Frequency-Sweep“ [18] erstellt. Beim Frequency-Sweep wird zuerst ein Frequenzbereich zur Untersuchung definiert. Danach wird zur Grundfrequenz der speisenden Strom- oder Spannungsquelle eine Harmonische addiert, die Spannung und der Strom sowie das Verhalten des Betriebsmittels notiert und im Anschluss die Impedanz bei jeder getesteten Oberschwingung berechnet.

Der untere Frequenzwert des im Beitrag untersuchten Frequenzbereichs ergibt sich aus dem Interesse am Oberschwingungsverhalten, wodurch beim doppelten Wert der Grundfrequenz begonnen wird. Der obere Frequenzwert wird zum einen aus der Abhängigkeit des Shannon – Theorems und der 10-kHz-Abtastrate des Testsystems bestimmt und zum anderen aus der maximalen Frequenz, die noch die Reglerstrategie beeinflusst. Bei der Laboruntersuchung werden zwei Wechselrichter verschiedener Hersteller in einem Labortest auf ihre Gesamtsystem-Kompatibilität überprüft. Im Folgenden werden sie als Wechselrichter 1 und Wechselrichter 2 bezeichnet.

Zunächst werden die Subsysteme einzeln betrachtet. Dabei kommt es durch den Frequency-Sweep zu einer Aufteilung der dq-Komponenten in zwei Hauptkomponenten (dd- und qq-Komponente) und zwei Kopplungskomponenten (dq- und qd-Komponente). Für die nachstehende Bewertung liegt der Schwerpunkt der Ergebnisse auf den Hauptkomponenten.

Nachstehend werden die Versuchsergebnisse skizziert:

Aufgrund der geringeren Impedanz von Wechselrichter 2 ist sein Realteil der Admittanz im Allgemeinen höher als der von Wechselrichter 1 und es gibt größere Bereiche, in denen der Realteil größer als Null ist. Bei Verwendung des GNC weist Wechselrichter 2 ein stabileres internes Verhalten auf. Dies könnte auf eine langsamere Steuerung des Wechselrichters zurückzuführen sein. Dieses langsamere Verhalten führt jedoch zu einer schlechten Regelung bei hoher Netzfehlerdynamik, wie z. B. bei einem „Fault-Ride-Through“(FRT).

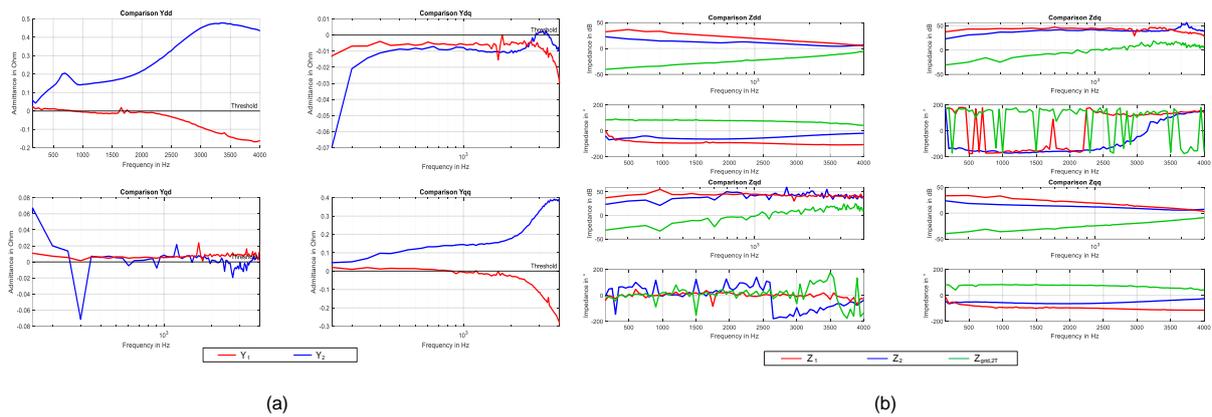


Abbildung 5: Labortest – Frequency-Sweep: (a) Vergleich der Realteile der Admittanz der zwei Wechselrichter, (b) Vergleich der Impedanzen der zwei Wechselrichter und des Industrienetzes [17]

Da in Abbildung 5(a) die Admittanzen beider Wechselrichter negative Realteile besitzen, sind die Wechselrichter nach dieser Methode in diesen Frequenzbereichen instabil. Würde nun eine Resonanz aus der Netzimpedanz genau bei dieser Frequenz auftreten, würde der Wechselrichter wie eine Resonanzquelle wirken und diese Resonanz durch eine negative Dämpfung verstärken. Dies würde neben einer höheren Strombelastung im Netz führen, die die Anlage überlasten könnte, auch zum Aussteuern der Regelung führen. Daher muss ermittelt werden, ob das Verhältnis zwischen Wechselrichterimpedanz und Netzimpedanz das Stabilitätskriterium erfüllt.

Vergleicht man die Wechselrichterimpedanz mit der Netzimpedanz, siehe Abbildung 5(b), so ist feststellbar, dass die Werte der Netzimpedanz durchwegs mindestens um den Faktor 10 niedriger sind als die der Wechselrichterimpedanz, so dass eine ausreichende Reserve zwischen den beiden Kurven besteht. Dementsprechend sollte das Netz keine Probleme beim Anschluss der Wechselrichter haben.

## 5 “Power-Hardware-In-the-Loop”-Test

Bei der dritten Testmethode wird das Funktionsverhalten des gesamten Systems ermittelt. Dies wird mittels einem „Power-Hardware-In-the-Loop“-Test (PHIL-Test) durchgeführt. Dabei wird die Simulation des Netzes und der Photovoltaik über ein Echtzeitsystem und leistungsstarkem Verstärker mit dem realen Wechselrichter verbunden, wobei sich der reale Wechselrichter so verhält, als ob das Netz und die Photovoltaik reale Hardware wären. Somit reagiert der Wechselrichter auch so, als befände er sich im realen Netzbetrieb. Dadurch können bereits in der Planungsphase im Labor Stabilitätsuntersuchen ermöglicht und etwaige Probleme bemerkt werden, ohne die Gesamtanlage zuerst vollständig zu bauen.

Beim PHIL-Test wird der Wechselrichter im Worst-Case kontrolliert: Der Wechselrichter befindet sich im Teilleistungsbetrieb, bei dem er nur bei einem kleinen Prozentsatz seiner eigentlichen Nennleistung betrieben wird. Entsprechend ist der Anteil an durch den Wechselrichter erzeugten Stromüberschwingungen im Verhältnis zur Grundschwingung größer und es kann so schneller zu Instabilitäten kommen. Es kann damit davon ausgegangen werden, dass bei korrekter Worst-Case-Funktionalität, auch die Funktionalität im gesamten Betriebsbereich gewährleistet ist. Darüber hinaus wird der Strom des Wechselrichters am Netz-Simulationsmodell (siehe Abbildung 6(a)) um den Faktor  $I_{\text{gain}}$  auf einen Wert erhöht, der

in der Realität nicht möglich wäre, um das Verhalten des Wechselrichters bei Überlastung zu testen.

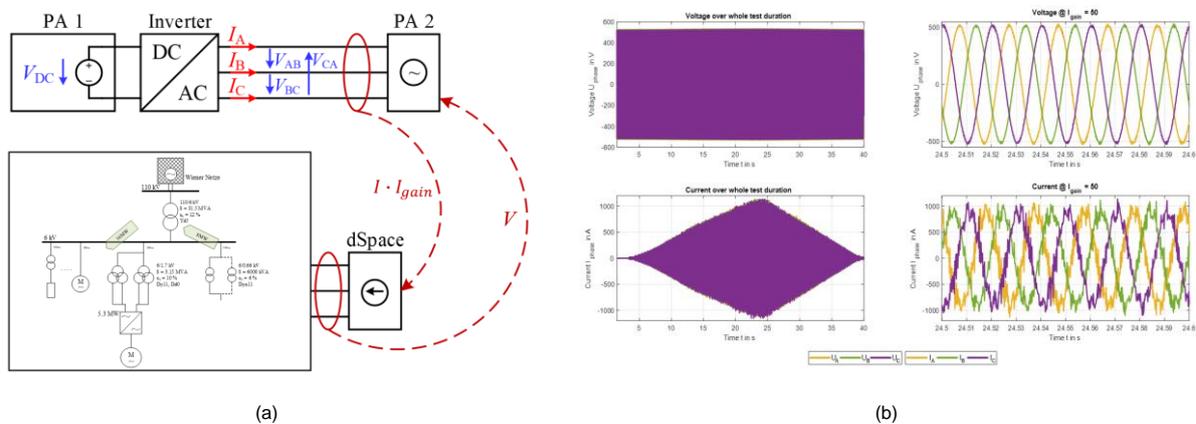


Abbildung 6: PHIL-Test: (a) Laboraufbau, (b) PHIL Testergebnis

Wie Abbildung 6(b) zeigt, ist die Spannung über die gesamte Zeitdauer des PHIL-Tests stabil und es kommt zu keinen Stabilitätsproblemen, sowohl beim Anschluss an das simulierte Industrienetz als auch an den simulierten Teil der Photovoltaikanlage (Paneele), was die Stabilität des Gesamtsystems beweist.

## 6 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wird das Verhalten einer Photovoltaikanlage untersucht, wenn diese über einen Wechselrichter an ein Industrienetz auf der 6-kV-Spannungsebene angeschlossen ist.

Dabei wird für das Industrienetz ein Simulink-Modell entworfen, mit Ergebnissen eines Feldtests validiert und anschließend über drei Testmethoden die stationären und dynamischen Stabilitäten untersucht.

Die stationären Instabilitäten werden bei der ersten Testmethode durch die maximal zulässige Spannungserhöhung, definiert in der Norm IEC 61000-2-4, überprüft. Dabei hat sich gezeigt, dass die Einspeisung von 8 MW der Photovoltaikanlage die Spannung an der Hauptsammelschiene des Industrienetzes nur um 1,35 % erhöht, was weit von den maximal zulässigen 10 % entfernt ist. Bei der zweiten und dritten Testmethode wird der transiente Fall, geprägt sowohl durch den Regelalgorithmus als auch durch die Dimensionierung des Wechselrichters selbst untersucht. Dabei wird aufgrund des impedanzbasierten Ansatzes mit GNC und Frequency-Sweeping das theoretische Modell als auch der reale Wechselrichter analysiert. Bei Prüfung der Wechselrichter alleine konnte in gewissen Frequenzbereichen eine Verletzung des GNC festgestellt werden. Allerdings erfüllt das Impedanzverhältnis das Stabilitätskriterium wobei die Netzimpedanz durchweg mindestens um den Faktor 10 niedriger ist als die Wechselrichterimpedanz, so dass eine ausreichende Reserve zwischen den beiden Kurven besteht.

Bei der dritten Testmethode wird das Gesamtsystem über ein Echtzeitsystem verbunden und der Netzbetrieb dadurch sehr realitätsnah durchgeführt. Während der Tests zeigten beide Wechselrichter keine Stabilitätsprobleme, weder beim Anschluss an das simulierte

Industriernetz noch bei der simulierten Photovoltaikanlage, was die Stabilität des Gesamtsystems beweist.

Das Industriernetz in Verbindung mit den Photovoltaik-Paneelen und dem Wechselrichter hat somit die drei Testmethoden erfolgreich absolviert: Den Stationären-Test gemäß IEC 61000-2-4, das Frequency-Sweeping auf Grundlage der Stabilitätstheorie und den Power-Hardware-in-the-Loop-Test. Durch die Anwendung dieser Methoden wird dem Industriekunden innerhalb kurzer Zeit eine günstige, inhaltsreiche und verlässliche Aussage der Gesamtsystem-Stabilität geliefert und er kann bei positivem Ergebnis das geplante erneuerbare Energieprojekt ohne Bedenken in sein Industriernetz integrieren.

## 7 Bibliografie

- [1] X. Wang und F. Blaabjerg, „Harmonic Stability in Power Electronic-Based Power Systems: Concept, Modeling, and Analysis,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. vol. 10, no. 3, pp, My 2019.
- [2] W. Cao, Impedance-Based Stability Analysis and Controller Design, Tennessee, 2017.
- [3] J. R. Aguero, E. Takayesu, D. Novosel und R. Masiello, „Modernizing the Grid: Challenges and Opportunities for a Sustainable Future,“ *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. vol. 15, no. 3, pp. 74-83, May-June 2017.
- [4] Z. Zhang, R. Schürhuber, L. Fickert, X. Liu, Q. Chen und Y. Zhang, „Hardware-in-the-loop Based Grid Compatibility Test for Power Electronics Interface,“ *2019 20th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, pp. pp. 1-6, 2019.
- [5] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York, 1994.
- [6] Q. Zhang, M. Mao, G. Ke, L. Zhou und B. Xie, „Stability problems of PV inverter in weak grid: a review,“ *IET Power Electronics*, Bd. 13, Nr. 11, pp. 2165-2174, 2020.
- [7] H. Hu, H. Tao, F. Blaabjerg, X. Wang, Z. He und S. Gao, „Train–Network Interactions and Stability Evaluation in High-Speed Railways–Part I: Phenomena and Modeling,“ *IEEE Transactions on Power Electronics*, Bd. 33, Nr. 6, pp. 4627-4642, 2018.
- [8] J.-H. Teng, R.-c. Leou, C.-Y. Chang und S.-Y. Chan, „Harmonic current predictors for wind turbines,“ *Energies*, pp. 1314-1328, 2013.
- [9] E. Vasanasong und E. D. Spooner, „The prediction of net harmonic currents produced by large numbers of residential PV inverters: Sydney Olympic village case study,“ *Ninth international conference on harmonics and quality of power*, Bd. 1, pp. 116-121, 2000.
- [10] „DIN EN 61000-2-4 VDE 0839-2-4:2003-05,“ 2003-05. [Online]. Available: <https://www.vde-verlag.de/normen/0839015/din-en-61000-2-4-vde-0839-2-4-2003-05.html>.

- [11] N. Krutikova, C. Hernandez-Aramburo und T. Green, „State-space model of grid-connected inverters under current control mode,“ *IET Electric Power Applications*, p. 329 – 338, Mai 2007.
- [12] J. Sun, „Impedance-Based Stability Criterion for Grid-Connected Inverters,“ *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2011.
- [13] W. Cao, *Impedance-Based Stability Analysis and Controller Design of*, Tennessee, 2017.
- [14] M. K. Bakhshizadeh, „Couplings in phase domain impedance modeling of grid-connected converters,“ *IEEE Trans. Power Electron.*, Bd. 31, pp. 6792-6796, 2016.
- [15] M. Cespedes und J. Sun, „Impedance modeling and analysis of grid-connected voltage-source converters,“ *IEEE Trans. Power Electron.*, Bd. 29, pp. 1254-1261, 2014.
- [16] D. Baimel, J. Belikov, J. M. Guerrero und Y. Levron, „Dynamic modeling of networks, microgrids, and renewable sources in the dq0 reference frame: A survey,“ *IEEE Access*, Nr. 5, pp. 21323-21335, 2017.
- [17] C. Lehmal, „Untersuchung und Validierung der Stabilität der Photovoltaik-Integration in ein Mittelspannungsnetz auf der Grundlage von PHIL -Tests,“ TU Graz, <https://www.tugraz.at/institute/iean/abschlussarbeiten/master/>, 2021.
- [18] Z. Zhang, *Test Guideline and Test Process of Power Hardware-in-the-Loop Test*, Graz: TU Graz – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, 2020.