



13. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik

Stromrichter in Netzen

13th Kassel Symposium Energy Systems Technology

Power Converters in Grids

Tagungsband / Proceedings
18. – 19. September 2008



13. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik

Stromrichter in Netzen

13th Kassel Symposium Energy Systems Technology

Power Converters in Grids

Mitveranstalter:

VDE Bezirksverein Kassel e.V.



ForschungsVerbund
Sonnenenergie

U N I K A S S E L
V E R S I T Ä T

Universität Kassel



Kompetenznetzwerk dezentrale
Energietechnologien e.V.



Impressum / Imprint

Herausgeber

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)
Verein an der Universität Kassel e.V.

Vorstand

Prof. Dr.-Ing. J. Schmid (Vors.)
Prof. Dr.-Ing. habil. P. Zacharias
Dr. rer. nat. O. Führer

Anschrift

Königstor 59
34119 KASSEL / Germany
Telefon: +49 (0) 561 7294-0
Telefax: +49 (0) 561 7294-100
E-Mail: mbox@iset.uni-kassel.de

Rodenbacher Chaussee 6
63457 HANAU / Germany
Telefon: +49 (0) 6181 58-2701
Telefax: +49 (0) 6181 58-2702
E-Mail: hanau@iset.uni-kassel.de
Internet: www.iset.uni-kassel.de

Wissenschaftlicher Tagungsleiter

Philipp Strauß, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET)

Kassel 2008

Verantwortlichkeit für den Inhalt:

Die Verantwortung liegt bei den Autoren

Responsibility for Content:

The authors are responsible for the content of the articles.
Statements and opinions are expressions of the authors.



Inhalt

Vorwort / Forword	4
Aktivitäten des BMU im Bereich Systemintegration erneuerbarer Energie	12
Alexander Folz	
Integration von HGÜ-Verbindungen zur Engpassbeseitigung in Verbundnetzen.....	14
Prof. Dr. Christian Rehtanz	
Multifunktionale PV-Stromrichter in Industrienetzen	
Multifunctional PV-Converter in Industrial Grids.....	25
Dominik Geibel, Martin Braun, Markus Landau, Philipp Strauß, Christian Hardt, Jürgen Reekers, Mario Vogel	
DERlab: European Network of Excellence of DER Laboratories and Pre-Standardisation	
- Objectives and Activities.....	49
Dr. Thomas Degner, Wolfram Heckmann, Philipp Strauss, Jose Emilio Rodriguez, Eduardo Zabala	
Flex Power Grid Lab, an Electronic Equipment Test Laboratory for Emerging	
MV Applications, Including Grid Inverters	60
Erik C.W. de Jong, Peter T.M. Vaessen	
Performance und Sicherheit Netzgekoppelter Stromrichter -	
Internationale Praxis und Erfahrungen beim Test	71
Roland Bründlinger, Christoph Mayr	
Ergebnisse aus dem Projekt OPTINOS - Defizite und Unsicherheiten bei	
Prüfprozeduren von Photovoltaik-Wechselrichtern	87
Dr. Christian Bendel, Peter Funtan, Thomas Glotzbach, Jörg Kirchhof, Gerald Klein	
Schutztechnik in DER Netzen / System Protection in Networks with DER	99
Prof. Dr. Johann Jäger, Timo Keil, Dr. Thomas Degner, Nils Schäfer	
Sympathetic Interactions when Energizing Transformers for Wind-farms: Non Linear	
Phenomena Involved and Determination of the Stresses During their Energization.....	100
Michel Rioual, Mahamane Sow	
Aktive Netzstützung durch PV-Anlagen am Mittelspannungsnetz	
PV Systems Supporting Stability in Medium Voltage Power Grids.....	113
Volker Wachenfeld	



Windintegration in Verteilnetze 125
Dr. Jörg Jahn, Dr. Wolfram Krause

Funktionale Sicherheit von Stromrichtern in Netzen..... 133
Dr. Norbert Blacha

Modulintegrierte Photovoltaik-Wechselrichter..... 141
Dr. Norbert Henze, Benjamin Sahan, Jie Liu

Backup-Systeme - Solarstrom auch bei Netzausfall 158
Martin Rothert, Volker Wachenfeld

Nur im PDF:

**Systemdienstleistungen von Windenergieanlagen mit Stromrichtertechnik im
Mittelspannungsnetz..... 167**
Matthias Bartsch, Dr. Frank Fischer, Dr. Klaus Pötter

**Schutztechnik in DER Netzen
System Protection in Networks with DER..... 178**
Johann Jäger, Timo Keil



Vorwort

Zur Netzintegration dezentraler Stromerzeuger werden zunehmend statische Stromrichter eingesetzt. Beispiele hierfür sind Photovoltaikanlagen und drehzahlvariable Windkraftanlagen. Aber auch andere Stromerzeuger, Speicher und elektrische Lasten werden über leistungselektronische Stellglieder integriert.

Für die Netzintegration von Stromrichtern hat sich mittlerweile eine Vielzahl von produktspezifischen Normen entwickelt. Sie sind parallel zueinander aus den Anforderungen der verschiedenen Energieformen zur Einspeisung und zum Verbrauch elektrischen Stromes gewachsen. Mittlerweile wurde festgestellt, dass diese Normen unterschiedliche Festlegungen für teilweise sehr ähnliche Einsatzfälle treffen. Weiterer Harmonisierungsbedarf ergibt sich naturgemäß in der internationalen Normung. Im Vorfeld des Symposiums wird der zweite DERlab-Workshop „European DERlab Workshop on Grid Inverters“ zur Vorbereitung eines internationalen Stromrichter-Weißbuchs gehalten. Das Weißbuch soll den Titel „International White Book on Grid Inverters“ tragen und soll mittel- bis langfristige Aufgaben für die Normung von netzgekoppelten Stromrichtern darstellen.

Das 13. Kasseler Symposium soll nun dazu dienen einen Überblick über den vielfältigen Einsatz von leistungselektronischen Stromrichtern in Netzen zu verschaffen. Hier sollen Parallelen und Unterschiede offengelegt werden und eine Basis für die weitere Fachdiskussion zum Wandel unserer Stromversorgung in Richtung hoher Stromrichteranteile geschaffen werden.

Einige, aber bestimmt nicht alle Fragen, die diskutiert werden:

- Was bedeuten hohe Stromrichteranteile für Stabilität, Sicherheit und Qualität im Netz?
- Müssen die Netzschutztechnik und Maßnahmen zur Personensicherheit angepasst werden?
- Wie sollen sich Stromrichter zukünftig verhalten, was ist technisch umsetzbar, was ist wirtschaftlich sinnvoll?
- Können stromrichtergekoppelte Anlagen Netzdienstleistungen bereitstellen?
- Wie werden sich die Netzanschlussrichtlinien ändern?

Der vorliegende Tagungsband soll einen Überblick über die aktuellen Arbeiten der Vortragenden geben. Wir danken den Autoren für Ihre Beiträge.

Prof. Dr. Jürgen Schmid
Vorstandsvorsitzender des ISET

Philipp Strauß
Wissenschaftlicher Tagungsleiter



Foreword

Increasingly static converters are used for the integration of distributed power generators into the grid, e.g. photovoltaic systems and speed-variable wind energy converters. Also other power generators, storage systems and electrical loads are integrated via power electronics.

A variety of product specific standards had been developed for integrating converters into the grid. These standards had emerged parallel to each other as a result of the demands of different forms of energy for the feed-in and consumption of electrical power. Meanwhile it became clear that applications which are sometimes very similar are determined differently by these standards. A further demand for harmonisation arises naturally in the international standardisation. In the run-up to the Symposium the second DERlab workshop "European DERlab Workshop on Grid Inverters" will be held to prepare an international white book. The white book will be titled "International White Book on Grid Inverters" and will describe medium to long-term tasks for the standardisation of grid-coupled converters.

The 13th Kassel Symposium will give an overview of the wide range of applications of power electronic converters in the grid. Hereby similarities and differences should be disclosed, which will create a basis for further expert talks about the transition of our power supply to an increasing share of grid-coupled converters.

Questions which will be discussed include:

- What does a high share of converters mean for stability, safety and quality of the grid?
- Is it necessary to adapt power system protection technology and safety regulations?
- How shall converters act in the future, what is technically feasible, what is economically reasonable?
- Are all converter-coupled systems able to provide ancillary services?
- How will the grid codes change?

Most of the presentations will be in German, simultaneous interpretation will be available.

This book is prepared to give you a survey on actual work of the speakers. We thank the authors for their contributions.

Prof. Dr. Jürgen Schmid
Chairmann of Executive Board, ISET

Philipp Strauss
Scientific Chairman



Aktivitäten des BMU im Bereich Systemintegration erneuerbarer Energien

Alexander Folz

Wissenschaftlicher Mitarbeiter des Projektträgers Jülich (PtJ) am
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Alexanderstr. 3, 10178 Berlin

Tel.: (03018) 305-3655, Fax: (03018) 10 305-3655

E-Mail: Alexander.Folz@bmu.bund.de

1 Einleitung

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Ein wesentlicher Beitrag dazu soll durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) erreicht werden. Bereits in den vergangenen Jahren hat die Erzeugung von EE-Strom deutlich zugenommen. Aufgrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) von 2000 bzw. 2004 stieg der EE-Anteil an der Stromproduktion von 6,3 Prozent im Jahr 2000 auf ca. 14,2 Prozent im Jahr 2007 /BMU 2008a/. Ziel der Bundesregierung ist es, diesen Anteil auf mindestens 30 Prozent im Jahr 2020 zu steigern /EEG 2009/. Nach 2020 soll der Ausbau kontinuierlich fortgesetzt werden, was einem Anteil von rund 50 Prozent in 25 Jahren entspricht. /Nitsch 2007/

Mit dem steigenden Anteil der erneuerbaren Energien am Stromsystem muss sich das bestehende Energiesystem verändern. Die Systemintegration erneuerbarer Energien erfordert Veränderungen sowohl bei den EE-Anlagen als auch den bestehenden Versorgungsstrukturen. Insgesamt soll eine optimierte Energieversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien erreicht werden. Die folgenden Punkte sind dabei von besonderer Bedeutung.

1. Netzoptimierung und -ausbau
2. flexible Erzeugung
3. flexibler Verbrauch
4. Systemdienstleistungen durch EE
5. flexibler Strommarkt

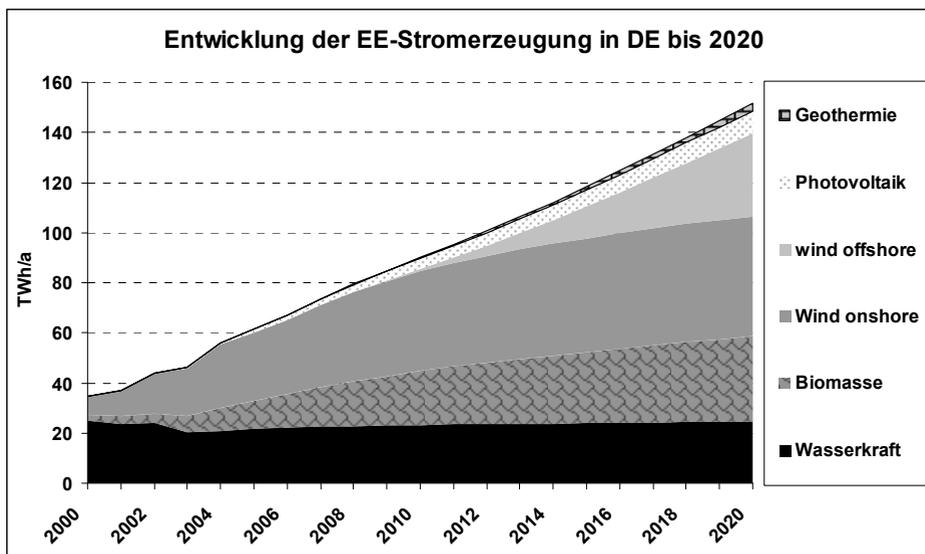


Abbildung 1: Entwicklung der erneuerbaren Energien bis 2020 (Datenquelle: /Nitsch 2007/)

Das System muss also in technischer, ökonomischer und rechtlich-administrativer Hinsicht für einen hohen Anteil erneuerbarer Energien ausgelegt werden. Oberstes Ziel muss dabei immer die Optimierung des Gesamtsystems sein. Aufgrund der Altersstruktur der Netze und des Kraftwerksparks und des damit ohnehin anstehenden Modernisierungsbedarfs ergibt sich hierfür ein günstiges Umfeld mit der Chance zur Realisierung eines modernen Energiesystems der Zukunft mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.

Dieser Artikel gibt einen kurzen Überblick über ausgewählte Maßnahmen und Aktivitäten des Bundesumweltministeriums (BMU) im Bereich Systemintegration erneuerbarer Energien.

2 EEG

Die Novelle des Erneuerbaren Energien-Gesetzes /EEG 2009/ die am 1.1.2009 in Kraft treten wird, sieht mehrere Regelungen vor, die zur Systemintegration erneuerbarer Energien bzw. zur Systemoptimierung beitragen.

2.1 Erweiterung der Netzkapazität (§ 9)

Nach § 9 sind Netzbetreiber verpflichtet ihre Netze zu optimieren, verstärken und auszubauen (z.B. auch durch Temperaturmonitoring, Heißleiterseile, saisonale Fahrweise). Des Weiteren müssen sie informieren, wenn Abregelung droht. Dabei müssen sie den erwarteten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer den betroffenen Anlagenbetreibern und der Öffentlichkeit (Internet) mitteilen.



2.2 Einspeisemanagement (§ 11)

Die bisherige Regelung des Einspeisemanagements (d.h. der Abregelung von EE-Anlagen > 100 kW bei Netzüberlastungen) wird dahingehend geändert, dass bei Netzengpasssituationen dem Netzbetreiber die Möglichkeit gegeben wird, als erstes diejenigen Anlagen zu steuern, die den stärksten Effekt auf die jeweilige Netzsituation haben. Dadurch kann die aus der Abschaltung resultierende verloren gegangene EE-Stromproduktion um bis zu 80 Prozent reduziert werden. /BMU 2008b/ Ziel der Regelung ist es, die größtmögliche Einspeisung von EE-Strom zu ermöglichen.

Wenn es zu einer Abregelung kommt, wird der Anlagenbetreiber zukünftig im Rahmen einer Härtefallregelung (§ 12) entschädigt. Dies soll EE-Anlagenbetreiber vor unangemessenen Einkommensverlusten schützen und die Planungs- und Investitionssicherheit für zukünftige EE-Anlagen sicherstellen.

2.3 Direktvermarktung (§ 17)

Bei der Direktvermarktung wird der EE-Strom nicht über das EEG vergütet, sondern direkt, etwa durch Anlagenbetreibende oder Händler, an der Strombörse oder außerbörslich vermarktet.

Ab Januar 2009 können dafür EE-Anlagenbetreiber kalendermonatlich nach einer Ankündigung von einem Monat im Voraus den gesamten in der Anlage erzeugten Strom oder einen festgelegten Prozentsatz davon direkt vermarkten und danach wieder in die EEG-Vergütung zurückkehren (§ 17)

Durch die Regelung soll eine bessere Marktintegration erneuerbarer Energien erreicht werden. EE-Anlagenbetreiber sollen daher an den Strommarkt herangeführt werden und lernen, ihren Strom selbst oder in Kooperation mit anderen Akteuren direkt zu vermarkten und der Nachfrage entsprechend zu liefern. Auf diese Weise werden indirekt auch Anreize für die Kombination von EE-Anlagen, virtuelle Kraftwerke, Lastmanagement und Speicherung gegeben.

2.4 Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz (§ 27 Abs. 2+3)

Das EEG fördert die Einspeisung von aufbereitetem Biogas ins Erdgasnetz mit Verstromung an anderer Stelle (§ 27 Abs. 2+3). Dadurch kann das Erdgasnetz als Speicher genutzt werden. Biogas muss dann nicht mehr am Ort seiner Erzeugung verstromt werden, sondern kann zeitlich und räumlich flexibel zur effizienten Stromproduktion genutzt werden.

2.5 Selbstnutzung von Strom aus Solaranlagen (§ 33 Abs. 2)

Die EEG-Novelle sieht erstmals eine Vergütung für Solarstrom vor, der nicht ins Netz eingespeist wird, sondern vor Ort selbst verbraucht wird (§ 33 Abs. 2). Dadurch soll die Selbstnutzung von Solarstrom angereizt werden. Durch den Eigenverbrauch des Solarstroms anstatt der Netzeinspeisung wird das Stromnetz entlastet. Mit der Regelung wird auch ein Anreiz gesetzt, um Innovationen im Bereich der dezentralen Erzeugung zu forcieren.



2.6 Systemdienstleistungen bei Windenergieanlagen (§ 29 + § 64 Abs. 1)

Mit dem steigenden Anteil am Stromsystem müssen die erneuerbaren Energien auch zunehmend Systemdienstleistungen erbringen, die bisher durch den konventionellen Kraftwerkspark erbracht wurden. Schwerpunktmäßig wird z. Zt. ein Bedarf v.a. im Bereich der Windenergie gesehen.

Das EEG wird deshalb Windenergieanlagen, die in der Lage sind bestimmte Systemdienstleistungen zu erbringen, durch einen Systemdienstleistungsbonus in Höhe von 0,5 ct/kWh fördern (§29 Abs. 2). Die genauen Anforderungen für den Erhalt des Bonus werden in einer noch zu bestimmenden Verordnung geregelt werden (§ 64 Abs. 1). Ziele sollen aber insbesondere das Verhalten der Anlagen im Netzfehlerfall, Spannungs- und Frequenzhaltung, Blindleistungsbereitstellung und Versorgungswiederaufbau sein. Durch den Bonus sollen Anreize gesetzt werden, um im Bereich der Anlagenentwicklung entsprechende Innovationen zu fördern.

2.7 Bonus zur verbesserten Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien (§ 64 Abs. 1 Nr. 6)

Um die Systemintegration erneuerbarer Energien weiter zu verbessern ist in der EEG-Novelle ein noch auszugestaltender Bonus zur verbesserten Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien vorgesehen (§ 64 Abs. 1 Nr. 6). Ziele der geplanten Verordnung sind insbesondere eine bedarfsgerechte Einspeisung, eine verbesserte Netz- und Marktintegration sowie die Teilnahme der erneuerbaren Energien am Regelenergiemarkt. Durch die finanziellen Anreize sollen kombinierte Systeme aus verschiedenen Technologien wie EE-Anlagen, Energiespeichern und Lastmanagement entstehen.

2.8 Optimierung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (§ 64 Abs. 3)

Der bundesweite Ausgleichsmechanismus des EEG wird im Rahmen der Novelle verändert werden, da die bisherige Regelung wenig transparent und marktorientiert ist. So ist beispielsweise im Moment das erstellte EEG-Band in vollem Umfang dem Markt entzogen.

In Zukunft soll es keinen physikalischen Ausgleich mehr zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und Vertriebsunternehmen (EVU) mehr geben, d.h. die EVU werden nicht mehr verpflichtet sein, den Strom abzunehmen und zu vergüten. Stattdessen wird der EEG-Strom - übergangsweise von den ÜNB, später von anderen Akteuren - direkt am Strommarkt veräußert werden. Für die EEG-Kosten wird nach wie vor eine bundesweit einheitliche Umlage ermittelt. Durch die Neuregelung des Ausgleichsmechanismus soll eine bessere Marktintegration Erneuerbarer Energien erreicht und die Effizienz des Gesamtsystems erhöht werden.



3 Förderung von Forschung und Entwicklung

Das Bundesumweltministerium (BMU) fördert anwendungsorientierte Forschung und Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien. Diese Förderung erfolgt auf der Grundlage des 5. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung. Detaillierte Beschreibungen der einzelnen Förderungsschwerpunkte des BMU sowie die aktuellen Förderbekanntmachungen finden sich unter www.erneuerbare-energien.de/inhalt/4595/.

In den letzten Jahren wurden die Forschungsmittel für die erneuerbaren Energien am Bundesumweltministerium deutlich aufgestockt. Zwischen 2002 und 2004 standen im Jahresdurchschnitt 60 Mio. Euro zur Verfügung. In diesem Jahr stehen dem BMU erstmals über 100 Mio. € zur Verfügung. /BMU 2008c/.

Bei der Auswahl der Projekte legt das BMU besonderen Wert auf eine marktnahe Forschung und eine rasche Überführung der Forschungsergebnisse in den Markt. 2007 entfielen 55 % der Fördermittel auf Projekte, an denen Unternehmen beteiligt sind /BMU 2008c/. Da die Förderquote für Unternehmen i.d.R. zwischen 25 und 50 % liegt, werden durch diese Projekte in hohem Maße private Investitionen ausgelöst.

Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird die Optimierung der Energieversorgungssysteme immer wichtiger. Deshalb wird dieser Bereich innerhalb der F&E-Förderung des BMU ausgebaut. Im Jahr 2007 wurden in diesem Bereich Projekte mit einem Fördervolumen von ca. 5 Mio. Euro bewilligt. Für das Jahr 2008 sind Neubewilligungen in Höhe von über 30 Mio. Euro geplant.

Ziel der Forschungsförderung des BMU im Bereich Systemintegration ist die Entwicklung und Umsetzung von Lösungen zur Schaffung von innovativen Energiesystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Dabei steht immer auch die Optimierung des Gesamtsystems im Vordergrund, d.h. von der Erzeugung über Transport und Handel bis hin zum Verbrauch müssen alle Bereiche berücksichtigt werden. Neben technischen müssen deshalb auch gesetzliche bzw. regulatorische sowie ökonomische Aspekte einbezogen werden.

Mögliche F&E-Themen sind z.B.:

- virtuelle Kraftwerke/ Kombikraftwerke
- Erbringung von Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energien
- innovative Verfahren/ Geräte um das Potenzial des Lastmanagements, weiter zu erschließen
- die Einbindung von Last- und Energiemanagement sowie Speichern zur Regelung
- die Einbindung von Elektromobilität, z.B. zur Nutzung der Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen für Lastmanagement und Regelenergieleistungen
- Verbesserungen bei Prognosen für die Stromerzeugung aus Wind und PV



- eine verbesserte Zustandserkennung der Netze für die optimale Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten
- die Weiterentwicklung und Integration von Speichertechnologien
- die Optimierung der Netzanbindung von EE
- Dynamisierung bzw. Flexibilisierung des Energiehandels und der Erzeugung, z.B. durch die Nutzung von innovativen Informations- und Kommunikationstechniken für die Datenübertragung (Energiemanagement durch Preissignale)

Im Folgenden werden beispielhaft drei vom BMU geförderte Projekte kurz beschrieben.

Projekt „RegMod Harz - Regenerative Modellregion Harz“

In dem Projekt „RegModHarz - Regenerative Modellregion Harz“ sollen verschiedene erneuerbare Energien sowie Verbraucher und Speicher zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen werden. Durch dieses Regenerativkraftwerk Harz können Erzeugung und Verbrauch optimal aufeinander abgestimmt werden. Insgesamt soll das Projekt zeigen, dass eine zuverlässige und verbrauchernahe Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien möglich ist. Zu dem Konzept gehört auch die Nutzung der Elektromobilität im Rahmen des Lastmanagements.

Projekt „Modellstadt Mannheim“

Im Rahmen des Projekts „Modellstadt Mannheim“ wird ein Feldtest durchgeführt, in dem 3.000 Energieerzeuger und -verbraucher miteinander verknüpft werden. Dafür werden unter anderem Photovoltaikanlagen, Mikro-Blockheizkraftwerke, Kälteanlagen in Gewerbebetrieben sowie Haushaltsgeräte einbezogen. Durch die IKT-gestützte Steuerung aller Teilnehmer soll dabei die Energieversorgung optimiert werden.

Projekt „Flottenversuch Elektromobilität“

Im Projekt „Flottenversuch Elektromobilität“ soll gezeigt werden, wie Elektromobilität zu einer besseren Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien beitragen kann. Dafür wird ein Flottenversuche mit Plug-in-Hybrid-Fahrzeugen durchgeführt und ausgewertet, um die Nutzung und Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien in Kraftfahrzeugen unter Alltagsbedingungen zu erproben.



4 Ausblick

Die Aktivitäten des BMU im Bereich der Systemintegration sollen die für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien notwendigen Veränderungen der Energiesysteme beschleunigen und zu einer optimierten Energieversorgung beitragen. Sie dienen als Unterstützung auf dem Weg in ein modernes Energiesystem der Zukunft mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Langfristig sollen sie mit dazu beitragen eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien zu erreichen.

5 Literatur

- /BMU 2008a/: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2008): *Erneuerbare Energien in Zahlen: nationale und internationale Entwicklung*. Berlin.
- /BMU 2008b/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2008): *Verbesserung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien im Strombereich: Handlungsoptionen für eine Modernisierung des Energiesystems*. Berlin.
- /BMU 2008c/: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2008): *Innovation durch Forschung: Jahresbericht 2007 zur BMU-Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien*. Berlin.
- /EEG 2009/ Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Beschluss des Deutschen Bundestages vom 6. Juni 2008.
- /Nitsch 2007/ Nitsch, J & Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik (2007): *Leitstudie 2007: „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“*. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin.



Integration von HGÜ-Verbindungen zur Engpassbeseitigung in Verbundnetzen

Prof. Dr. Christian Rehtanz
Technische Universität Dortmund
Emil-Figge-Straße 70, 44221 Dortmund
Tel.: +49(0) 231 755-2396, Fax: +49 (0) 231 755-2694
E-Mail: christian.rehtanz@tu-dortmund.de

1 Einleitung

Engpässe in Übertragungsnetzen nehmen aufgrund der Elektrizitätsmarktaktivitäten und des Ausbaus der Windenergie stetig zu. Der notwendige Bau konventioneller Freileitungen ist aufgrund der Trassenfindung und damit verbundener Genehmigungsverfahren sehr schwierig durchzuführen. Ist hoher Landschaftsschutz gefordert, sind Kabelstrecken zu realisieren. Jedoch sind Drehstrom-Kabelstrecken über größere Distanzen unter anderem aufgrund der erforderlichen Zwischenkompensation unwirtschaftlich. Abhilfe bieten hier Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ) mit Kabeln. Insbesondere HGÜ mit selbstgeführten Spannungsumrichtern zusammen mit Polymerkabeln sind von Vorteil. Im Folgenden werden derartige HGÜ-Verbindungen aus systemtechnischer Sicht zur Beseitigung von Engpässen diskutiert.

2 Technologie der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)

Die Technologie der Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) feierte bereits ihren fünfzigsten Geburtstag. Bislang dienen die überwiegenden Anwendungen der Überbrückung großer Distanzen über Land und See sowie der Verbindung asynchroner Netze. Durch die Einführung von selbstgeführten HGÜ-Umrichtern mit Transistoren (IGBT) und Spannungszwischenkreis ist ein Innovationssprung gelungen, der viele Vorteile bei der Einbindung innerhalb von Drehstromnetzen bietet /Gustafsson 2008/. Umweltfreundliche ölfreie Polymerkabel ermöglichen eine einfache und günstigere Verlegung mit weniger Muffen. Die Kabelstrecken haben einen geringeren Trassenverbrauch gegenüber Freileitungen, sowie eine vernachlässigbare elektromagnetische Feldbelastung. Der Anschluss von selbstgeführten Umrichtern kann auch an schwachen Netzen erfolgen, da Blindleistung unabhängig von der Wirkleistungsflussregelung bereitgestellt werden kann. Durch die Selbstführung ist auch der stabile Betrieb von Inselnetzen und Offshore-Anwendungen oder beim Netzwiederaufbau möglich (Black-Start).

Bei der Integration innerhalb von Verbundnetzen steht die gezielte Wirkleistungsflussregelung im Vordergrund. Insbesondere dient der kombinierte Betrieb von HGÜ und Drehstromnetzen einer gezielten Leistungsfluss-Steuerung, sowie der Netzstabilisierung mittels eines schnell geregelten Blindleistungseinsatzes.

Heute realisierte selbstgeführte HGÜ basieren auf Pulsweiten modulierten Zwei- oder Dreipunktumrichtern mit IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistoren) wie beispielsweise als Zweipunktumrichter in Abb. 1 dargestellt.

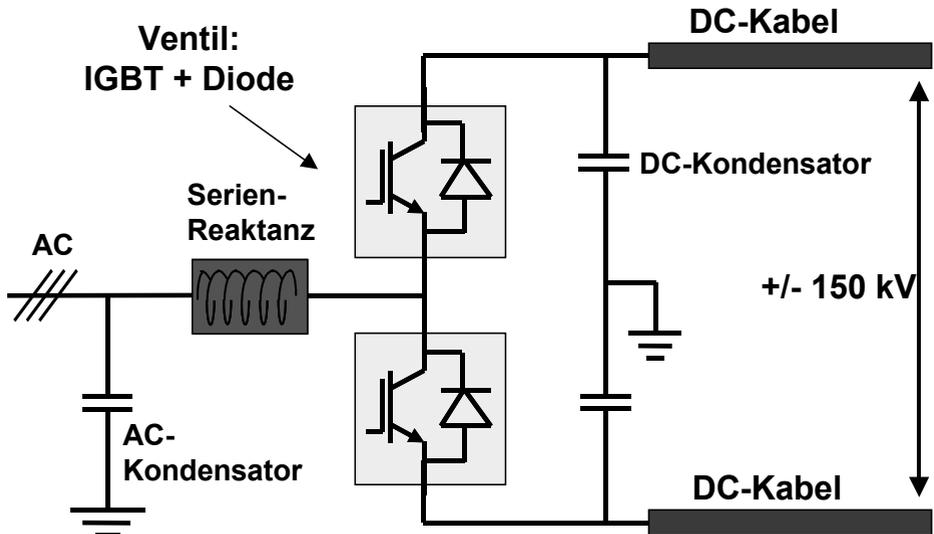


Abb. 1: Einphasiges Ersatzschaltbild eines selbstgeführten HGÜ-Umrichters

Beim Aufbau dieser Umrichter steht ein geringer Platzbedarf und eine kompakte Bauweise im Vordergrund. Um die notwendigen Spannungsniveaus zu erzielen müssen IGBTs kaskadiert in Reihe geschaltet werden. Um eine im Betrieb geforderte Robustheit zu erhalten, sind die IGBT-Module derartig aufgebaut, dass bei einem inneren Fehler ein sicheres Kurzschließen des jeweiligen Moduls erfolgt. Federelemente sorgen für einen gleichmäßigen Anpressdruck und damit eine gleichmäßige Verteilung von Übergangswiderständen, sodass auch für eine gleichmäßige Stromverteilung zwischen den parallelen IGBTs und Dioden innerhalb eines Moduls gesorgt ist. Abb. 2 zeigt den Umrichter einer 300-MW-HGÜ sowie dessen Komponenten im Detail. Die Betriebserfahrung der ersten Jahre hat das robuste Verhalten der Komponenten bestätigt.

Alternativ zu den Zweipunktumrichtern wurden vor kurzem auch Multi-Level-Umrichter für diese Anwendungen vorgestellt /Retzmann 2008/. Bei Multi-Level-Umrichtern erfolgt die Spannungsumschaltung in kleinen Schritten, so dass der Filteraufwand weiter verringert werden kann. Die Schaltfrequenz ist gegenüber den 2-Punkt-Umrichtern geringer, so dass auch die Umschaltverluste geringer sind. Die in Serie geschalteten Module sind ebenfalls derartig ausgeführt, dass beim Ausfall eines Moduls dieses kurzgeschlossen wird und der Betrieb ungestört aufrecht erhalten werden kann. Hierzu wird ein schneller Schalter, beispielsweise ein Thyristor, verwendet.

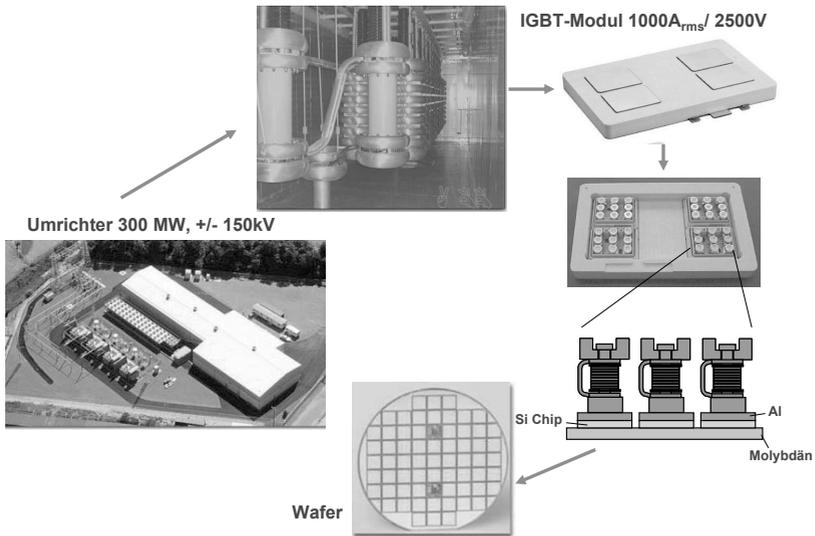


Abb. 2: 300-MW-HGÜ-Umrichter und spezielle IGBT-Module (Quelle: ABB)

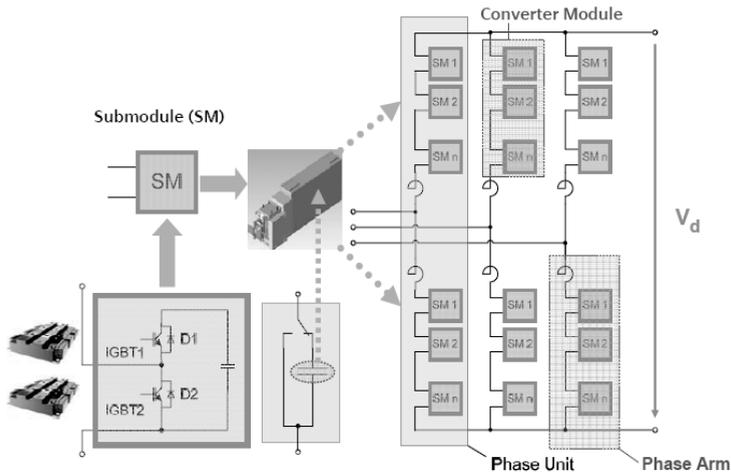


Abb. 3: Multilevel-Umrichter für HGÜ-Anwendungen (Quelle: Siemens)

In jedem Fall können durch das schnelle Ein- und Ausschalten der IGBTs Betrag und Phase der Ausgangsspannungen unabhängig von der Netzspannung geregelt werden. Hierdurch wird ein Vierquadranten-Betriebsdiagramm ermöglicht. Das Betriebsdiagramm in Bild 2 wird im Wesentli-



chen durch drei Faktoren begrenzt. Der erste Faktor ist die maximale Stromtragfähigkeit der IGBTs, welche zu kreisförmigen Begrenzungen führt.

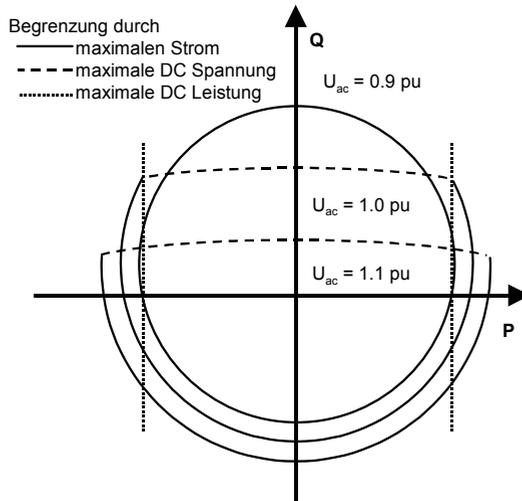


Abb. 4: Betriebsdiagramm eines selbstgeführten HGÜ-Umrichters

Die zweite Grenze ist durch die maximale DC-Zwischenkreisspannung bestimmt, welche hauptsächlich die Blindleistung begrenzt. Die Blindleistungsbereitstellung seitens des Umrichters hängt von der Differenz der Wechselspannung am Umrichter zur Netzspannung ab. Bei hoher Netzspannung kann also wenig Blindleistung abgegeben werden, die dann aber auch nicht benötigt wird. Die dritte Begrenzung ist der Leistungsfluss bzw. Strom durch das Gleichstromkabel.

Innerhalb des Betriebsdiagramms kann jeder Betriebspunkt quasi (d.h. aus Netzsicht) ohne Verzögerung eingenommen werden. Eine Leistungsflussumkehr ist ebenfalls möglich, da nur der Stromfluss und nicht die Gleichspannungs-Polarität wie bei konventioneller HGÜ-Technologie geändert werden muss. Dieses ist der Grund warum heutzutage Polymerkabel nur zusammen mit selbstgeführten Umrichtern eingesetzt werden können.

Trotz der Flexibilität dieser Umrichter sind die Schaltverluste höher als bei konventionellen HGÜ mit Thyristoren. Bei letzteren wiederum ist die Verwendung von Polymerkabeln kritisch und es ist ein hoher Filteraufwand in den Stationen erforderlich, was hohe Kabelkosten und einen hohen Platzbedarf zur Folge hat. Darüber hinaus kann der Netzanschluss nur bei ausreichender Kurzschlussleistung erfolgen, so dass Anwendungen in Netzrandbereichen wie auch bei der Anbindung von Offshore-Windparks nicht möglich sind.

Die Anwendung von selbstgeführten HGÜ ist jedoch nicht als Einzelanlage, sondern im Systemverbund zu betrachten. Im Folgenden werden Beispiele für die Netzintegration aufgelistet, die die Vorteile derartiger Technologien herausstellen.



3 Anwendungskonfigurationen zur Netzverstärkung

Die unabhängig regelbare Wirk- und Blindleistung kann einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität und Erhöhung der nutzbaren Übertragungskapazität in verschiedenen Konfigurationen leisten /Rehtanz 2004/.

Dieser Abschnitt zeigt anhand von Netzszenarien die Vorteile von HGÜ im Parallelbetrieb zu Drehstromnetzen auf. Durch die geregelte Blindleistung lässt sich bei geeigneter Auslegung eine Steigerung der Übertragungskapazität bis zum 1,5-fachen der installierten HGÜ-Leistung erzielen. Eine Überlastung kann aufgrund des geregelten Leistungsflusses verhindert werden, so dass insbesondere bei Netzstörungen keine Überlastungsschutzabschaltungen stattfinden, wodurch kaskadierte Ausfälle vermieden werden. Die schnelle Regelung kann zur Schwingungsdämpfung verwendet werden, so dass auch hierdurch Betriebsrestriktionen hinausgeschoben werden können.

3.1 Parallelbetrieb von Drehstrom- und HGÜ-Systemen

Beim Parallelbetrieb zwischen Drehstrom- und HGÜ-Leitungen muss die gegenseitige Wechselwirkung und die verbesserte Gesamtübertragungsleistung berücksichtigt werden. Durch die Veränderung des Leistungsfaktors der HGÜ-Umrichter kann das Drehstromnetz besser ausgenutzt werden. Abb. 5 zeigt schematisch eine derartige Situation. Die Auslegung des HGÜ-Umrichters wurde derart gewählt, dass die HGÜ-Leistung signifikant kleiner als die der parallelen Drehstrom-Leitung ist. Hierdurch soll gezeigt werden, dass auch relativ kleine HGÜ einen entscheidenden Nutzen bringen. Darüber hinaus ist diese Konfiguration praxisrelevant, da die HGÜ nicht nur parallel zu einer Leitung, sondern zu einem gesamten Drehstrom-Korridor installiert wird. Die Bemessungsleistung der HGÜ beträgt hier und in den folgenden Beispielen 0.08 pu, welches etwa einem Zehntel der zu übertragenden Leistung entspricht. Mit entsprechenden Bezugsgrößen können die prinzipiellen Beispiele für 110kV bis 400kV skaliert werden.

In Abschnitt 4 wird ein derartiges Szenario exemplarisch vorgestellt.

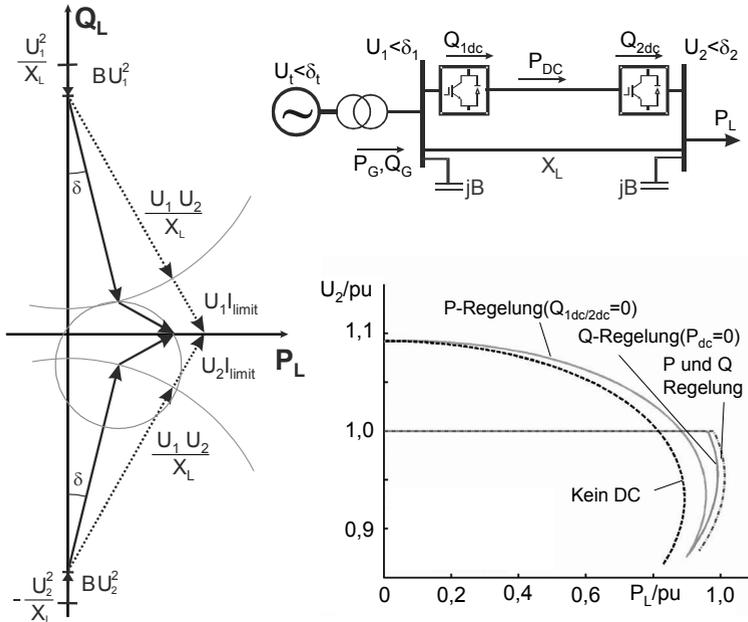


Abb. 5: Parallelbetrieb von Drehstrom- und HGÜ-Systemen

Beginnend mit dem lastseitigen Ende des Übertragungskorridors wird zu dem Kreisbogen mit dem Winkel $\delta = \delta_2$ der Kreis des Umrichters addiert. In diesem Beispiel wird der Blindleistungsbedarf der Drehstrom-Leitung durch den Umrichter gedeckt. Eine optimale Übertragung über den gesamten Korridor ergibt sich aus der Bedingung:

$$\begin{aligned}
 P_{dc} &= I_{limit} U_2 \sin(\delta_1 - \delta_2) \\
 Q_{dc} &= I_{limit} U_2 \cos(\delta_1 - \delta_2)
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

I_{limit} ist der maximale stationäre Strom im Umrichter.

Aus der Spannungs-Leistungs-Kurve (PU-Kurve) geht hervor, dass bei optimaler Wirk- und Blindleistungsregelung eine Erhöhung der gesamten Übertragungskapazität von 1,5 mal der installierten Umrichterleistung erzielt werden kann. Dieses bedeutet, dass die DC-Übertragungskapazität, die hier relativ klein gegenüber der AC Kapazität gewählt ist, einen 1,5-fachen Nutzen ihrer installierten Leistung erbringt.

Für reale Situationen müssen zwei weitere Faktoren berücksichtigt werden. Die Blindleistungsbereitstellung verringert die Netzverluste im parallelen und umlagerten AC-Netz, wodurch die zusätzlichen Umrichterverluste je nach Situation nahezu ausgeglichen werden können. Zweitens kann eine HGÜ beliebiger Dimensionierung parallel zu einer Drehstrom-Übertragung hinzugefügt werden, da aufgrund der Regelbarkeit eine Überlastung ausgeschlossen ist. Eine parallele Drehstromleitung müsste in vielen Fällen wesentlich größer oder sogar überdimensioniert ausgelegt

werden, um aufgrund der natürlichen Leistungsflüsse oder auch bei Störungen eine Überlastung zu vermeiden.

3.2 Serienbetrieb von Drehstrom- und HGÜ-Leitungen

Eine typische Situation für eine Serienschaltung von Drehstrom- und HGÜ-Leitungen zeigt Abb.6.

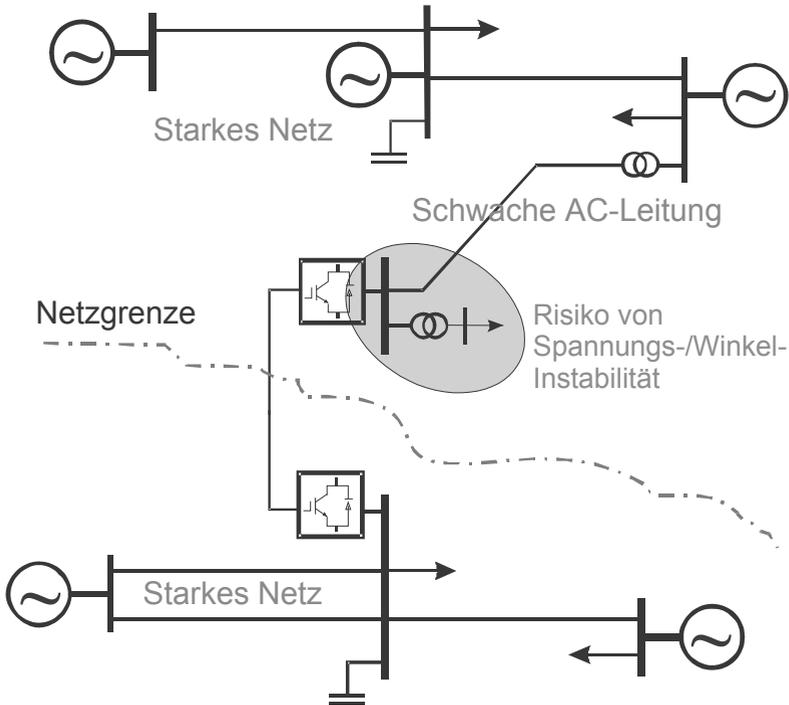


Abb. 6: Serienbetrieb von Drehstrom- und HGÜ-Systemen

Ein Randnetzausläufer wird über eine Drehstrom-Leitung mit einem Nachbarnetz gekoppelt. Auch wenn die beiden Netze über andere Verbindungen synchron betrieben werden, kann eine derartige Verbindung häufig nicht mittels einer Drehstromverbindung geschlossen werden, da die vorhandene schwache Drehstrom-Leitung überlastet würde. Eine geregelte Drehstrom-Verbindung vermeidet dieses und stärkt zusätzlich die schwache Leitung. Das Leistungszeigerdiagramm in Abb. 7 zeigt unmittelbar die maximale Übertragungskapazität in dem Schnittpunkt des (gespiegelten) Umrichterkreises und dem Kreisbogen der Leitung für die Verbindungsstation zwischen der Drehstrom- und HGÜ-Leitung.

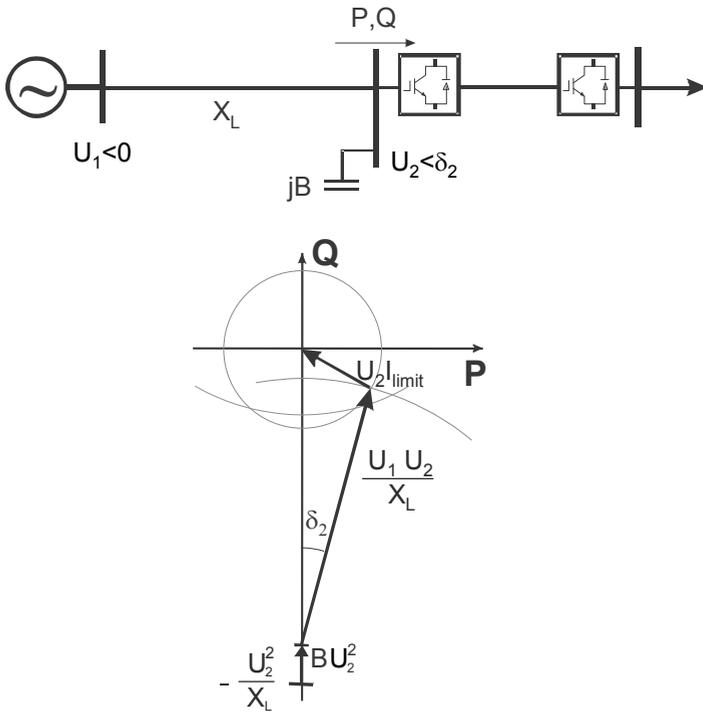


Abb. 7: Leistungsdiagramm für Serienbetrieb von AC- und DC-Systemen

Die Übertragungsstrecke kann mittels der kombinierten Wirk- und Blindleistungsregelung optimal betrieben werden. Die Anwendungsbereiche sind neben der gezielten Stabilisierung der Randnetze auch der Energiehandel zwischen unterschiedlichen Netzbereichen.

3.3 Asynchrone Einspeisung

Der Fall der asynchronen Einspeisung ist sowohl bei asynchronen Netzverbindungen als auch bei Offshore-Anbindungen gegeben. Die Änderung des Leistungsfaktors hat einen entscheidenden Einfluss auf die Übertragungsleistung des angrenzenden Drehstrom-Netzes, wie der Vergleich der gepunkteten mit den durchgezogenen Zeigern in Abb. 8 zeigt.

Durch diese Überlegung wird gezeigt, dass hochausgelastete Randnetze, wie sie z.B. durch Offshore-Anbindungen von Windparks entstehen, durch die kombinierte Wirk- und Blindleistungsoptimierung profitieren. Hierdurch kann z.B. der Randnetzausbau vermieden oder verzögert werden. Vorhandene Netze werden durch eine flexible Anpassung an veränderliche Situationen gestärkt.

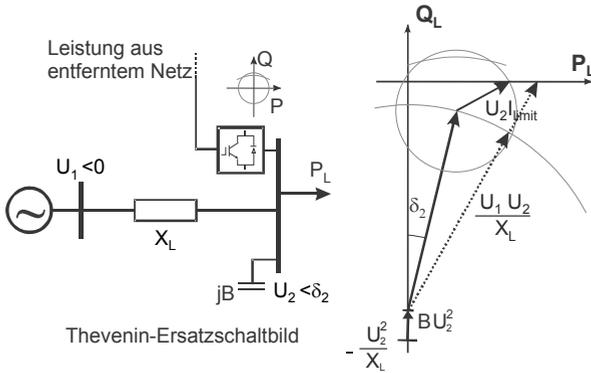


Abb. 8: Leistungsdiagramm für asynchrone Einspeisungen

4 Beispielszenario für HGÜ-Einbindung

Das Szenario in Abb. 9 wurde entwickelt, um die Erhöhung der Übertragungskapazität durch die Leistungsflussregelung und HGÜ zu evaluieren /Rehtanz 2007/. Der Bereich 1 ist ein Exportgebiet mit einzelnen Erzeugungsregionen, die miteinander relativ eng, das heißt ohne Engpässe, verbunden sind. Der Exportkorridor ist durch drei Leitungen L_1 , L_2 und L_3 auf 380-kV-Transportnetzebene gegeben, wobei L_1 und L_2 jeweils 100 km und L_3 80 km lang sind. Diese Leitungen speisen in den Bereich 2 ein, der als Importgebiet zusammengefasst ist. Der Übertragungskorridor bildet einen Engpass zwischen den zwei Gebieten.

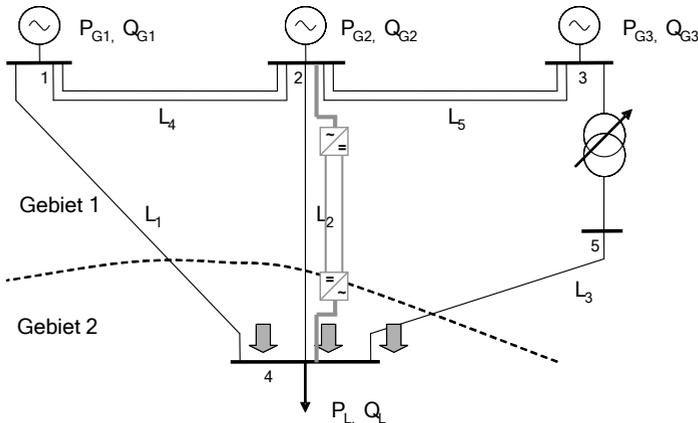


Abb. 9: Szenario zur Evaluation von Leistungsflussregelung und HGÜ



Zwischen den Knoten 2 und 4 muss über die Möglichkeiten der bestehenden Leitungen hinaus weitere Leitungskapazität installiert werden. Hierbei sollen die beiden Fälle eines konventionellen Ausbaus mit Einfach- oder Doppelleitung gegenüber der Erweiterung mit einer HGÜ mit Spannungsumrichtern verglichen werden.

In Tabelle 1 sind die Fälle dargestellt, dass entweder eine HGÜ mit Spannungsumrichtern und 500 MW installiert wird oder eine Einfachleitung mit 1100 MW oder eine Doppelleitung mit zweimal 700 MW. Die Fälle werden jeweils mit und ohne Leistungsflussregelung innerhalb des Korridors zwischen Knoten 3 und 4 betrachtet. Die Fälle wurden so gewählt, dass zusammen mit einer schnellen Leistungsflussregelung jeweils vergleichbare maximale Übertragungsleistungen erzielt werden.

Es ist ersichtlich, dass in diesem Szenario bei Berücksichtigung der N-1-Sicherheit aufgrund der Regelbarkeit und des Überlastungsschutzes einer derartigen HGÜ bereits 500 MW HGÜ denselben Nutzen bringen, wie 1100 MW Einfachleitung bzw. 700 MW Doppelleitung. In diesem Falle wird die schnelle Leistungsflussregelbarkeit der HGÜ dazu eingesetzt, dass unter allen Umständen die volle Kapazität der HGÜ ausgenutzt werden kann.

Tabelle 1: Maximale Übertragungsleistung gemäß N-1-Prinzip für unterschiedliche Leitungsausbauszenarien

Ausbauszenarien	ohne Regler P_L / pu	Querregler P_L / pu
Basisfall	1,00	1,04
+ HGÜ 500 MW (Knoten 2 nach 4)	1,27	1,29
+ Einfachleitung 1100 MW	1,20	1,34
+ Doppelleitung 2 x 700 MW	1,14	1,36

Aussagen zur Verlustreduktion können in diesem vereinfachten Netz nicht getroffen werden. In detaillierteren Netzbetrachtungen würde die durch die HGÜ an beiden Seiten zur Verfügung gestellte Blindleistung die Verluste der Parallelleitungen aber auch der Regionen im Export- und Importgebiet reduzieren.



5 Zusammenfassung

Selbstgeführte HGÜ mit Spannungsumrichtern sind in erster Linie immer dann von Vorteil, wenn Kabelstrecken über größere Distanzen errichtet werden sollen. Verlustbetrachtungen dürfen hierbei nicht nur auf die einzelne Anlage bezogen werden sondern müssen für gesamte Netzbe-
reiche betrachtet werden. Durch die Multifunktionalität der Anlagen ergibt sich ein vielfältiger Nutzen wie z.B. der Spannungs-Blindleistungsregelung, der Leistungsflussregelung, der Vermeidung kaskadierter Ausfälle sowie der Blackstart-Fähigkeit. Insbesondere bei schwachen Netzausläufern wie z.B. bei Offshore-Anwendungen ist diese Technologie unabdingbar.

Ein geringer Trassenverbrauch verbunden mit geringem Umwelteinfluss und damit erleichterter Genehmigung sind Gründe, die die Anwendung dieser Technologie in naher Zukunft zur Netzverstärkung in Verbundnetzen wie z.B. in Europa erwarten lassen.

6 Literatur

- /Gustafsson 2008/ Gustafsson, A.; Jeroense, M.; Karlstrand, J.: Schonend, sicher und effizient - HVDC Light Kabel als Energieübertragungssysteme der Zukunft, ABB Technik 2/2008
- /Retzmann 2008/ Retzmann, D.: HVDC Plus - Basics and Principles of Operation, Siemens Energy Sector, PTD, 2008
- /Rehtanz 2004/ Rehtanz, C.; Hanson, J.; Johansson, S.G.: "Netzverstärkungen und Offshore-Anbindungen mit selbstgeführten HGÜ", VDE-Kongress 2004, Berlin, 18.-20. Oktober 2004
- /Rehtanz 2007/ Rehtanz, C.; Häger, U.: Leistungsfluss geregelte Netze mit FACTS-Elementen und selbstgeführten HGÜ, VDE-ETG Kongress, Karlsruhe, 23.-24. Okt. 2007



Multifunktionale PV-Stromrichter in Industrienetzen

Multifunctional PV-Converter in Industrial Grids

Dominik Geibel, Martin Braun, Markus Landau, Philipp Strauß
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: +49 (0) 561 7294-211, Fax: +49 (0) 561 7294-200
E-Mail: dgeibel@iset.uni-kassel.de
www.iset.uni-kassel.de

Christian Hardt, Jürgen Reekers, Mario Vogel
SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1, 34266 Niestetal
Tel.: +49 (0) 561 9522-0, Fax: +49 (0) 561 9522-100
E-Mail: christian.hardt@sma.de
www.sma.de

Zusammenfassung

Eine sichere Versorgung von Industrienetzen mit elektrischer Energie sowie die Einhaltung bestimmter Netzqualitätsanforderungen innerhalb eines Industrienetzes beeinflussen für Unternehmen wichtige Faktoren wie Produktionskosten oder Produktqualität. Zur Sicherung der Versorgungsqualität und einer wirtschaftlichen Energieversorgung werden Maßnahmen ergriffen, die den Einsatz von Kompensationsanlagen für Oberschwingungen oder Blindleistung, Anlagen zur Unterbrechungsfreien Stromversorgung oder Energiemanagementsystemen beinhalten können.

Prinzipiell können diese Aufgaben auch durch photovoltaische Stromrichter übernommen werden. Diese multifunktionalen PV-Stromrichter, ausgestattet mit einem Batteriespeicher, können damit die Integration und Wirtschaftlichkeit von großen PV-Anlagen im industriellen Umfeld verbessern. Im Rahmen eines Forschungs- und Entwicklungsprojektes wird ein Gerät im 100-kW-Leistungsbereich entwickelt und mit einer realen PV-Anlage in einem Industrienetz erprobt. Aufgrund der stetig steigenden PV-Anlagenleistungen ist der Einsatz dieses Konzeptes auch im größeren Leistungsbereich vorstellbar.

Dieser Beitrag gibt einen Überblick über mögliche Zusatzfunktionen von PV-Stromrichtern anhand von Messergebnissen. Ein Ausblick auf die einjährige Testphase beginnend im Herbst 2008 wird gegeben und die Zusatzfunktionen des von ISET und der SMA Solar Technology AG (SMA) entwickelten Prototypen werden aufgezeigt.



Abstract

A secure supply of industrial grids with electrical power and compliance with particular power quality requirements within industrial grids influence important factors as product costs or product quality for industrial companies. Several measures are taken in order to maximise the quality and minimise the costs of power supply, e.g. usage of compensation equipment for reactive power or for harmonics, uninterruptible power supply or energy management systems.

Principally PV inverters are able to perform these additional functions. The multifunctional PV converter presented here is equipped with battery storage and shall improve the integration and profitability of large PV-systems in industrial applications. An inverter system in the power range of 100 kW is being developed in the frame of the R&D-project and will be proven with a real PV-system in an industrial environment. Also an application of this concept for higher power ranges is possible and imaginable because of a consistent increasing power of PV-plants.

This paper presents an overview of possible additional functionality of PV-converters on the basis of measurement results. An outlook for the one year lasting test phase starting in autumn 2008 is given and the implemented additional functionality of the prototype developed by ISET and SMA Solar Technology AG (SMA) are presented.

1 Einleitung

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderte FuE-Verbund-Projektes „Multifunktionale Photovoltaik-Stromrichter“ werden die technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten für den Betrieb von PV-Stromrichtern mit Zusatzfunktionen zur Netzverbesserung untersucht. Hierbei liegt der Fokus auf großen PV-Anlagen ab 100 kW_p, die in Industrie- oder Gewerbenetzen betrieben werden sollen.

Die Industrienetze der Projektpartner Hübner GmbH und Daimler AG Werk Kassel dienen in diesem Projekt als Beispiele für die konkrete technische bzw. wirtschaftliche Umsetzung. Diese Industrienetze befinden sich im Versorgungsgebiet eines weiteren Projektpartners, der Städtische Werke AG (Kassel) /MULTI-PV/.

Das ISET und die SMA sind für die inhaltliche Bearbeitung der verschiedenen wissenschaftlichen, technischen und wirtschaftlichen Fragestellungen sowie für die Umsetzung des Labormusters und der Prototypenanlage verantwortlich /REEKERS 2006/.

Ergebnisse des Labormusters bezüglich der Umsetzbarkeit verschiedener Zusatzfunktionen werden in Form von Messungen gegeben, die während des Versuchsbetriebs im Design-Zentrum Modulare Versorgungstechnik (DeMoTec) des ISET entstanden sind.

Im Herbst 2008 sollen einige Zusatzfunktionen im Industrienetz des Projektpartners Hübner für zunächst ein Jahr erprobt werden. Diese Zusatzfunktionen werden hier dargestellt.



2 Einsatzmöglichkeiten multifunktionaler PV-Stromrichter in Industrienetzen

Das Multi-PV System kann vielfältige Funktionen einsetzen (s. Tabelle 1). Die Tabelle benennt auch den möglichen Nutzen, der dem Industrieunternehmen durch deren Einsatz entstehen kann. Der Grundnutzen ist die Einspeisung von PV-Energie. Dieser wird ergänzt durch die Möglichkeiten des Stromrichters, Oberschwingungen zu kompensieren und Blindleistung bereitzustellen.

Eine umfassende Erweiterung der Möglichkeiten erfolgt durch den Einsatz eines Speichers. Mit diesem kann, neben der durch die PV-Anlage verfügbaren Wirkleistung, zusätzliche Wirkleistung aufgenommen und abgegeben werden. Damit ist es möglich bei nicht ausreichender öffentlicher Stromversorgung, ausgewählte Lasten aus der PV-Anlage und dem Speicher lokal weiterzuversorgen.

Neben dieser USV-Funktionalität kann der Speicher auch dazu verwendet werden, ein Spitzenlast- und Energiemanagement im Industrienetz durchzuführen, mit dem die Stromkosten minimiert werden können. Durch ein Energiemanagement kann der Verbrauch von Zeiten mit hohen Energiepreisen in Zeiten mit niedrigen Energiepreisen verlagert werden. Beim Spitzenlastmanagement wird versucht, die Jahresspitze zu minimieren, um die leistungsabhängige Komponente der Stromkosten zu minimieren.

Weitere Funktionen durch den Einsatz des Speichers sind denkbar. Zu diesen gehört die Bereitstellung von Regelleistung für den Netzbetreiber. Regelleistung kann als Netzdienstleistung dafür eingesetzt werden, zur Frequenzhaltung beizutragen oder in Engpasssituationen das Netz zu entlasten. Neben der Bereitstellung von Netzdienstleistungen, kann auch ein Verkauf der zwischengespeicherten Energie an der Strombörse in Erwägung gezogen werden.

Tabelle 1: Übersicht der möglichen Betriebsarten in Abhängigkeit der Systemkonfiguration

Mögliche Betriebsarten	Nutzen durch
Einspeisung PV-Energie	Vergütung nach EEG
Lokale Spannungsqualitätsverbesserung	Ersatz konventioneller Filter und Verbesserung der Spannungsqualität (höhere Produktqualität, geringere Ausfallkosten)
Blindleistungsbereitstellung	Ersatz konventioneller Kompensationsanlagen und Reduktion der Kosten für Blindleistungsbezug
USV-Funktionalität	Ersatz konventioneller USV-Anlagen und Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit (geringere Ausfallkosten)
Spitzenlastmanagement	Reduktion der leistungsabhängigen Komponente der Stromkosten durch Verringerung Jahresspitzenlast
Energiemanagement	Reduktion der arbeitsabhängigen Komponente der Stromkosten



	ten durch Verlagerung der Last von Zeiten mit hohen Preisen in Zeiten mit niedrigen Preisen
Bereitstellung von Regelleistung	Gewinne bei der Teilnahme am Regelleistungsmarkt für Frequenzhaltung oder durch Bereitstellung von Engpassleistung an den Netzbetreiber
Energiehandel	Gewinn bei der Teilnahme an der Strombörse

2.1 Verbesserung der lokalen Versorgungsqualität im Industrienetz

Elektrische Energie kann einen entscheidenden Einfluss auf Produktionskosten und Produktqualität haben. Eine optimale Verfügbarkeit und eine ausreichende Qualität sind für Produktionsbetriebe von großer Wichtigkeit /HECK 2004/.

Zur Beschreibung der Qualitätsmerkmale wird in öffentlichen Netzen auf die Normen DIN EN 50160 /NORM1/ und DIN EN 61000-2-2 /NORM2/ zurückgegriffen. Industrienetze fallen in den Bereich der nichtöffentlichen Netze, hier gilt die Norm DIN EN 61000-2-4 /NORM3/.

Industrienetze haben entsprechend dem Produktionsprozess unterschiedliche Qualitätsanforderungen an die elektrische Versorgung. Berücksichtigung findet diese Tatsache in der DIN EN 61000-2-4 durch die Angabe von drei Umgebungsklassen:

- für geschützte Versorgungen (Klasse 1),
- für Versorgungen mit Anforderungen vergleichbar mit dem öffentlichen Netz (Klasse 2) und
- für Versorgungen mit erhöhten Störpegeln als im öffentlichen Netz (Klasse 3)

Beschrieben werden hierbei u. a. Merkmale wie Spannungsabweichungen, -einbrüche, Kurzzeitunterbrechungen, Oberschwingungen und Flicker.

Durch Netzrückwirkungen von Produktionsanlagen oder durch Störungen des öffentlichen Netzes können im Industrienetz erhöhte Störpegel auftreten, die eine negative Auswirkung auf Verbraucher mit geringeren Verträglichkeitspegeln haben.

2.1.1 Verbesserung der lokalen Spannungsqualität

Schweißmaschinen, große Motoren oder schnell schwankende Lasten können Netzrückwirkungen erzeugen, die den Verträglichkeitspegel anderer Lasten des Industrienetzes verletzen. Um einen sicheren Betrieb dieser empfindlicheren Verbraucher zu garantieren, muss für diese Lasten eine lokal verbesserte Spannungsqualität bereitgestellt werden. Dies kann erreicht werden, indem Oberschwingungen und Spannungsasymmetrien kompensiert sowie Stromanstiegsgeschwindigkei-



ten und Abweichungen vom Spannungssollwert begrenzt werden. Für diese Regelfunktionen sind moderne Stromrichter, wie auch der Multi-PV Stromrichter, einsetzbar.

2.1.2 Unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV)

Kurzzeitunterbrechungen unter einer Sekunde können zu einem unkontrollierten Abschalten von Produktionsanlagen führen. Produktionsausfälle, Schäden an Werkzeugen etc. sind stark vom jeweiligen Herstellungsprodukt abhängig, jedoch meist sehr kostenintensiv /EPRI/. Durch den Einsatz einer USV-Anlage können diese Kosten vermieden werden.

Sind leistungsstarke Produktionsmaschinen vorhanden, ist eine Absicherung der vollständigen Versorgungsleistung mit USV-Anlagen oft nicht wirtschaftlich. Eine getrennte Absicherung der Steuerungseinheit durch eine USV-Anlage für Kurzzeitunterbrechungen kann ausreichend sein, um eine vollständiges Abschalten der Anlage zu vermeiden, zumindest aber ein kontrolliertes Abschalten der Anlage ermöglichen. Werden Steuerungseinheiten von Produktionsanlagen über separate Stromkreise versorgt, besteht in vielen Fällen die Möglichkeit mit einer relativ kleinen USV-Anlage große Produktionsanlagen effektiv zu schützen.

2.2 Einsatz von Spitzenlastmanagement im Industrienetz

Die Kosten für elektrische Energie setzen sich aus Leistungspreis und Arbeitspreis zusammen. Der Leistungspreis (€/kW/Jahr) wird üblicherweise anhand des höchsten mittleren Verbrauchs innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls bestimmt.

Durch ein gezieltes Spitzenlastmanagement können Leistungsspitzen vermieden und damit der Leistungspreis gesenkt werden. Der Spitzenleistungsbezug kann sowohl durch Lastmanagement als auch durch Erzeugungsmanagement begrenzt werden.

Abbildung 1 zeigt im oberen Zeitverlauf am Tag der Maximallast den gemessenen Lastgang der Wirkleistungsaufnahme des Industrieteilnetzes eines Projektpartners mit und ohne Einsatz eines Spitzenlastmanagements. Durch eine gezielte Kappung der Leistungsspitze kann die maximal bezogene Wirkleistung reduziert werden. Der Betrag der Reduktion der Spitzenleistung muss so festgelegt werden, dass sichergestellt ist, diesen unter allen Bedingungen einhalten zu können, da selbst die einmalige Überschreitung zu einem höheren Leistungspreis führt.

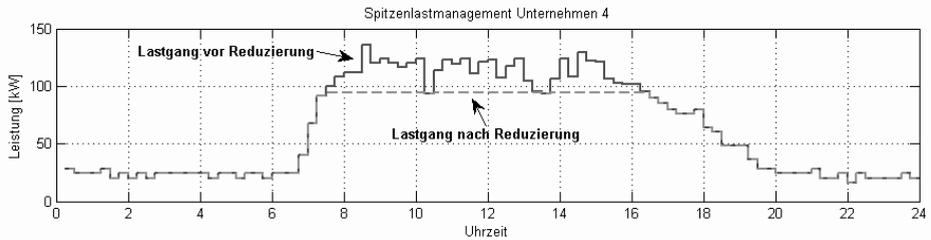


Abbildung 1: Wirkleistungsaufnahme (15-Minuten-Mittelwerte) eines Industriebetriebes und durch Multi-PV mögliches Spitzenlastmanagement am Tag der Maximallast /STETZ 2008/

2.3 Blindleistungskompensation am Anschlusspunkt des Industrienetzes

Im Allgemeinen müssen bestimmte Vorgaben im Hinblick auf den Verschiebungsfaktor am Anschlusspunkt des Industrienetzes gegenüber dem Energielieferanten eingehalten werden, wenn der sonst notwendige Blindleistungsbezug nicht in Rechnung gestellt werden soll. Blindleistungskompensationsanlagen werden deshalb in nahezu allen Industrienetzen eingesetzt. Entsprechend der Belastung des Industrienetzes, z.B. abhängig vom Schichtbetrieb oder Auslastung der Produktionsanlagen, arbeiten diese Kompensationsanlagen meistens nicht unter voller Auslastung. Dies ist auch in Abbildung 2 zu sehen, in der der gemessene Kompensationsblindleistungsverlauf eines Industrienetzes dargestellt ist.

Bei bekanntem Blindleistungskompensationsbedarf und Kenntnis des PV-Einstrahlungsprofils kann diese Blindleistungskompensation durch den multifunktionalen PV-Stromrichter teilweise übernommen oder sogar ganz ersetzt werden. Detaillierte Betrachtungen hierzu sind in /BRAUN 2007/ durchgeführt worden, welche insbesondere die wirtschaftlichen Aspekte näher beleuchten.

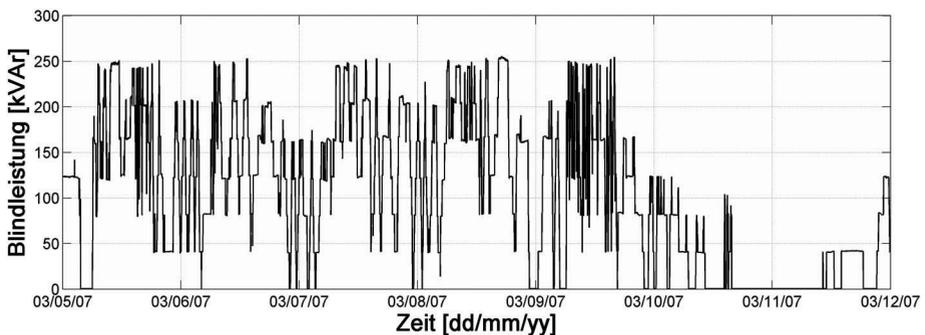


Abbildung 2: Gemessene kompensierte Blindleistung in einem Teil eines Industrienetz während eines Zeitraums einer Woche



2.4 Wirtschaftliche Bewertung der Einsatzmöglichkeiten

Umfangreiche und detaillierte Untersuchungen über den wirtschaftlichen Einsatz und die optimale Funktionskombination wurden. Der Ergebnisüberblick in /BRAUN 2008/ zeigt, dass die wirtschaftlich interessanteste Funktionskombination aus drei Elementen besteht:

1. Einspeisung von PV-Energie,
2. Verbesserung der lokalen Versorgungsqualität (durch Verbesserung der Spannungsqualität und Einsatz der USV-Funktionalität) und
3. Einsatz von Spitzenlastmanagement.

Ein wesentliches Ergebnis dieser Untersuchungen ist, dass die Wirtschaftlichkeit des Multi-PV Systems mit der genannten Funktionskombination grundlegend von dem unternehmensindividuellen Lastprofil abhängig ist. Wenn jedoch die Batteriegröße für das jeweilige Unternehmen optimiert wird, zeigt sich für die untersuchten drei Unternehmen, dass die Investitionen in die zusätzlichen Funktionen wirtschaftlich äußerst interessant sind.

3 Multifunktionale PV-Stromrichter

Die Nutzung eines herkömmlichen PV-Stromrichters für einen multifunktionalen Einsatz erfordert Ergänzungen im Hard- und Softwarebereich. Diese Änderungen werden nachfolgend vorgestellt.

3.1 Konzept des multifunktionalen PV-Stromrichter

In Abbildung 3 ist der Aufbau des multifunktionalen PV-Stromrichters gezeigt. Die zentrale Komponente ist ein PV-Stromrichter. Zusätzliche Komponenten sind eine Batterie mit Anbindung an den Gleichspannungszwischenkreis über einen DC-DC-Wandler, eine überbrückbare Entkopplungsinduktivität und ein schneller Netzschalter.

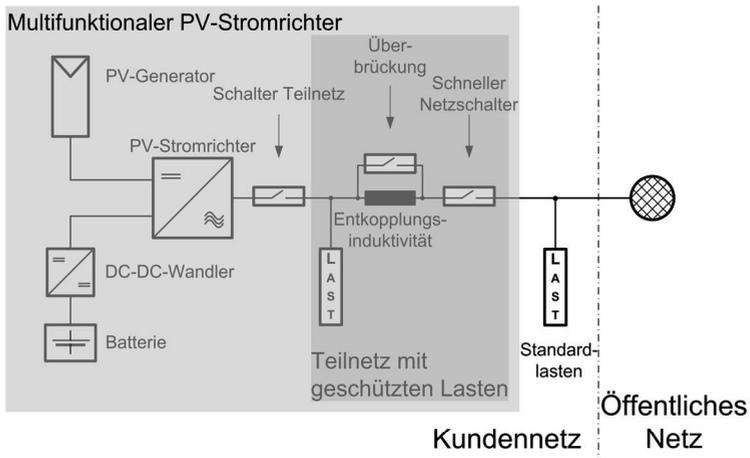


Abbildung 3: Systemeinbindung des multifunktionalen PV-Stromrichters



Sensible Lasten können in einem geschützten Teilnetz versorgt werden, welches durch eine Entkopplungsinduktivität vom restlichen Netz entkoppelt ist, wodurch eine lokal verbesserte Versorgungsqualität für die Lasten im Teilnetz gewährleistet wird. Dieses Teilnetz wird zusätzlich durch einen schnellen Netzschalter bei Netzausfällen geschützt. Beim Auftreten von Netzfehlern werden die Lasten im Teilnetz aus der Batterie versorgt, zusätzliche PV-Einstrahlung kann die nominale Betriebszeit im Inselnetz, gegeben durch die Batteriekapazität, verlängern.

Abhängig von der Betriebsart und dem Regelungskonzept wird die Entkopplungsinduktivität überbrückt oder genutzt. Tabelle 2 fasst die möglichen Betriebsarten zusammen und zeigt dass nicht alle Betriebsarten miteinander kombinierbar sind, wodurch sich Einschränkungen im multifunktionalen Betrieb ergeben.

Tabelle 2: Übersicht der möglichen Betriebsarten in Abhängigkeit der Systemkonfiguration

Betriebsarten	Mit Entkopplungsinduktivität	Ohne Entkopplungsinduktivität
Einspeisung PV-Energie	Ja	Ja
Lokale Spannungsqualitätsverbesserung	Ja	Nein
USV/NEA - Funktionalität	Ja	Ja/Nein ¹
Bereitstellung Regelenergie	Ja	Ja
Spitzenlastmanagement	Ja	Ja
Blindleistungsbereitstellung / -kompensation ²	Nein	Ja
Oberschwungungskompensation ²	Nein	Ja

¹ Abhängig von der gewünschten USV-Klassifikation

² Am Netzanschlusspunkt



3.2 Hardware des Labormusters und der Testumgebung

Ein Labormuster des in Abbildung 3 dargestellten Systems wurde durch SMA und ISET im Test- und Experimentierzentrum DeMoTec aufgebaut. PV-Wechselrichter mit Entkopplungsinduktivität, schnellem Netzschalter und DC-DC-Steller sind in Abbildung 4 links und der Batterieverbund in Abbildung 4 rechts zu sehen.

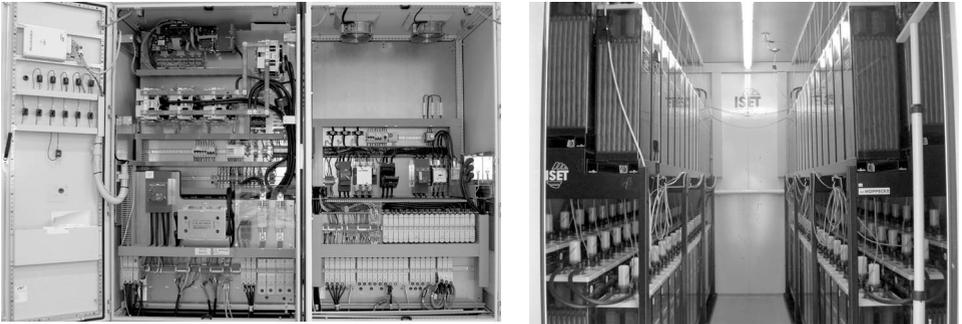


Abbildung 4: Labormuster des multifunktionalen PV-Stromrichters (links) und Batteriecontainer (rechts)

Abbildung 5 zeigt die Komponenten zum Test des Labormusters und des Prototyps in der DeMoTec einen 100 kW_p PV-Simulator und einen 3x30 kVA Netzsimulator.



Abbildung 5: 100 kW_p PV-Simulator (links); Spitzenberger & Spies Netzsimulator 3x30 kVA für die Nachbildung eines gestörten Netzverhaltens (rechts)

Tabelle 3 fasst die wesentlichen elektrischen Eigenschaften der verwendeten Geräte zusammen.

Tabelle 3: Elektrische Eigenschaften des Testsystems in der DeMoTec

Labormuster Multi-PV-Wechselrichter	100 kVA
Entkopplungsinduktivität	konfigurierbar, 0.3 mH ... 1.8 mH
Batterie	384 V, 800 Ah (C_{10})
PV-Simulator	100 kW _p
Netzsimulator	3x30 kVA

3.3 Regelung des Labormusters

In diesem Abschnitt wird das Regelungskonzept für das Labormuster bei Nutzung der Entkopplungsinduktivität (vgl. Tabelle 2) vorgestellt /JAHN 2007/.

In Niederspannungsnetzen ist der ohmsche Widerstandsbelag deutlich größer als der induktive. Es gilt $R/X > 1$. Durch die zusätzlich eingebrachte Entkopplungsinduktivität wird dieses Verhältnis verkleinert, der Wechselrichter ist mit dem Netz über eine Induktivität gekoppelt (Abbildung 6). Ein Austausch von Wirkleistung erfolgt nun aufgrund einer Phasenverschiebung δ zwischen den Spannungsquellen, ein Blindleistungsaustausch resultiert aus einer Differenz der Spannungsamplituden U_{WR} und U_{Netz} .

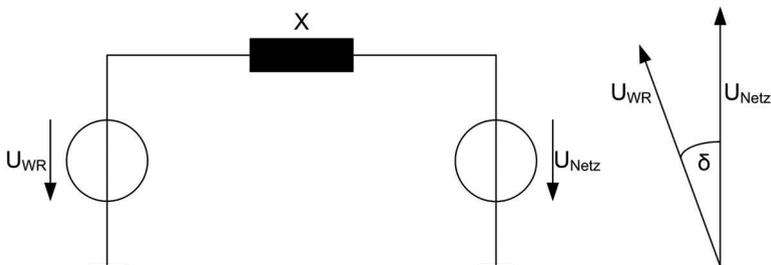


Abbildung 6: Ersatzschaltbild von über eine ideale Induktivität gekoppelter Spannungsquellen (links), Spannungszeigerdiagramm (rechts)

Abbildung 7 zeigt die verwendete Regelstruktur für die Netzeinspeisung von PV-Energie. Es wird die Amplitude der Teilnetzspannungen sowie die Phasenlage der Teilnetzspannungen im Vergleich zu den Netzspannungen geregelt. Die Spannungsmesswerte des Teilnetzes werden in dq-Koordinaten transformiert, daraus erfolgt eine Betragsbildung. Dieser Wert wird mit einem vorgegebenen Sollwert für die Amplitude der Teilnetzspannung verglichen. Die Abweichung wird einem PI-Regler zugeführt. Treten in den Netzspannungen Spannungsänderungen auf, wird der Einfluss dieser auf Lasten im geschützten Teilnetz durch die Regelung kompensiert bzw. gemindert. Dies ist jedoch mit einem Blindleistungsaustausch zwischen Wechselrichter und Netz ver-



bunden. Die Menge der Blindleistung Q ist dabei von verschiedenen Parametern abhängig. Neben der Größe der Entkopplungsinduktivität spielen dabei die Lastverhältnisse im Teilnetz, die Einspeisung von PV-Energie durch den Wechselrichter sowie die Netzspannung eine Rolle. Es gilt:

$$Q = f(P_{MPV}, S_{Last}, \cos(\varphi_{Last}), L_{Ent}, U_{Netz}) \tag{1}$$

Die Einspeisung von Wirkleistung erfolgt durch die Regelung der Phasenlage. Aus dem Vergleich zwischen Soll- und Istwert der Zwischenkreisspannung wird mit einem PI-Regler ein Stellsignal für die Phasendifferenz zwischen Teilnetz und Netz erzeugt. Durch Vorgabe des Sollwerts der Zwischenkreisspannung durch einen MPP-Regler wird die Einspeisung maximaler PV-Energie ermöglicht.

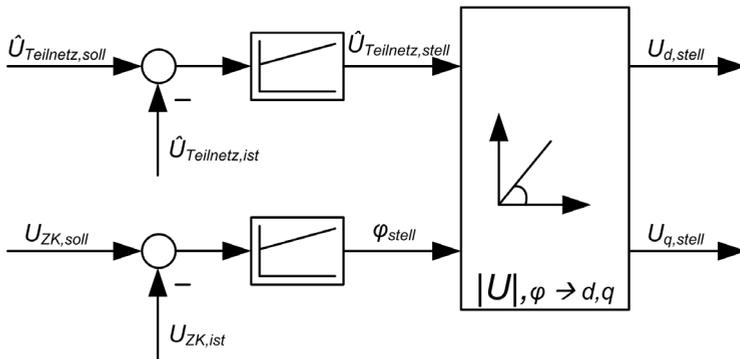


Abbildung 7: Regelung der Teilnetzspannung und der Zwischenkreisspannung für induktiv entkoppelte Teilnetze

Neben dem Ausgleich von Spannungsänderungen des Hauptnetzes (siehe Abschnitt 4.1) können durch den Einsatz der Entkopplungsinduktivität vorhandene Oberschwingungsanteile der Netzspannungen gemindert werden (siehe Abschnitt 4.2), um eine lokale Verbesserung der Spannungsqualität im Teilnetz zu erreichen.

Die Implementierung der Regelung für das Labormuster wird mit Hilfe eines Rapid-Control-Prototyping-Systems (MicroAutoBox von dSPACE) bewerkstelligt. Dabei wird der Ansatz einer modellbasierten Regelungsentwicklung auf Grundlage von Matlab™/Simulink™ verfolgt. Nähere Information hierzu sind in /GEIBEL 2007/ gegeben.

4 Testergebnisse des Labormusters

Im Folgenden werden einige Testergebnisse für die Betriebsart der lokalen Spannungsqualitätsverbesserung gegeben. Hierzu wird das Verhalten des multifunktionalen PV-Stromrichters bezüglich Spannungsänderungen und der Reduktion von Oberschwingungsspannungen untersucht.

4.1 Spannungsänderungen

Mit Hilfe des Labormusters und der Möglichkeit des Tests verschiedener Entkopplungsinduktivitäten werden sowohl quasistationäre als auch dynamische Netzspannungsänderungen untersucht. Auf Spannungsänderungen wird, je nach Einbruchtiefe und -dauer entweder durch Einspeisung von zusätzlicher Blindleistung oder durch eine Umschaltung in den USV-Betrieb reagiert.

4.1.1 Quasistationäre Spannungsänderungen

Zur Beurteilung der Auswirkung von quasistationären Spannungsänderungen werden die Effektivwerte der dreiphasigen Netzspannung in den Grenzen der EN 50160 ($230V_{\text{eff}} \pm 10\%$), zwischen $207 V_{\text{eff}}$ und $253 V_{\text{eff}}$, verändert (durchgezogene Linie in Abbildung 8, Leiter L1). Die Messung der dreiphasigen Teilnetzspannungen, d.h. die Spannungen an den geschützten Lasten zeigt, dass diese konstant auf dem vorgegebenen Sollwert von $230 V_{\text{eff}}$ gehalten werden können (gestrichelte Linie in Abbildung 8, Leiter L1).

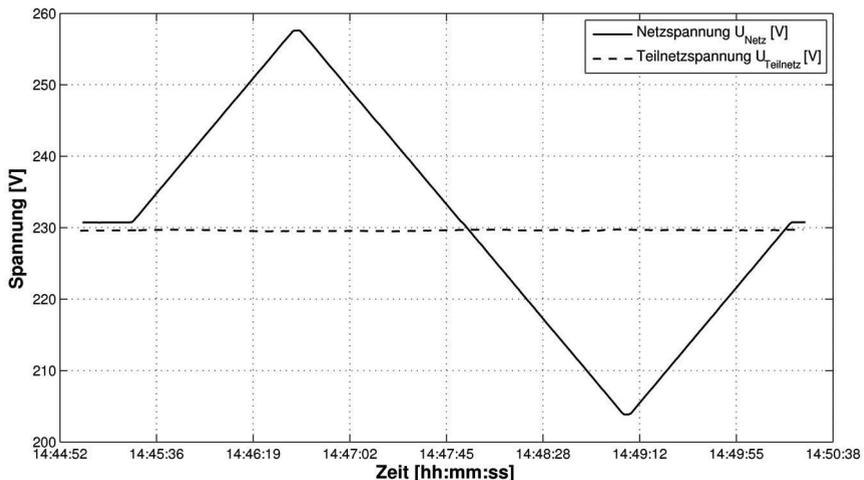


Abbildung 8: Bei Variation der Netzspannung in den Grenzen der EN 50160 ($230V_{\text{eff}} \pm 10\%$), kann die Teilnetzspannung konstant bei $230 V_{\text{eff}}$ gehalten werden. Messwerte für Leiter 1.

Entsprechend dem vorgestellten Prinzip der induktiven Entkopplung hat die Spannungsdifferenz zwischen den Netzspannungen und den Teilnetzspannungen einen Blindleistungsfluss zur Folge. Abbildung 9 zeigt die gemessene dreiphasige Blindleistung des PV-Wechselrichters der sich für verschiedene Größen der Entkopplungsinduktivität (0.6 mH bis 1.8 mH) bei einer Einspeisung von 25 kW Wirkleistung des PV-Stromrichters und einer Teilnetzlast von 50 kW einstellt.

Für kleinere Entkopplungsinduktivitäten ist bei gleichen Netzspannungen eine größere Blindleistung erforderlich, um die Teilnetzspannung auf dem vorgegebenen Sollwert zu halten. Insbesondere für Induktivitäten kleiner 1,2 mH ist eine deutliche Zunahme der erforderlichen Blindleistung zu erkennen.

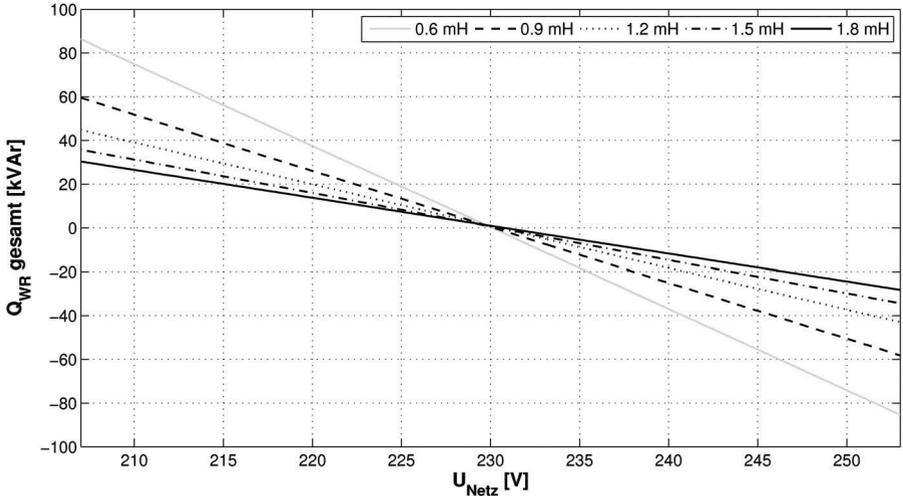


Abbildung 9: Gemessener dreiphasiger Blindleistungsbedarf in Abhängigkeit von der Netzspannung und der Entkopplungsinduktivität. Parameter: 25 kW Wirkleistungseinspeisung durch den PV-Stromrichter, Teilnetzlast von 50 kW. Einspeisung kapazitiver Blindleistung für $Q > 0$.

Entsprechend Gleichung (1) haben neben der Entkopplungsinduktivität auch noch die Parameter der Wirkleistungseinspeisung des PV-Stromrichters und der Scheinleistung der geschützten Lasten einen Einfluss auf die benötigte Blindleistung. In Abbildung 10 ist bei einer konstanten Wirkleistungseinspeisung des PV-Stromrichters von 25 kW und verschiedenen Lastbedingungen der geschützten Lasten sowie einer Entkopplungsinduktivität von 1,2 mH der gemessene Blindleistungsbedarf angegeben. Die Ergebnisse zeigen, dass durch den Austausch von Wirkleistung zwischen Netz und Teilnetz eine Verschiebung der Blindleistungskennlinie erfolgt.

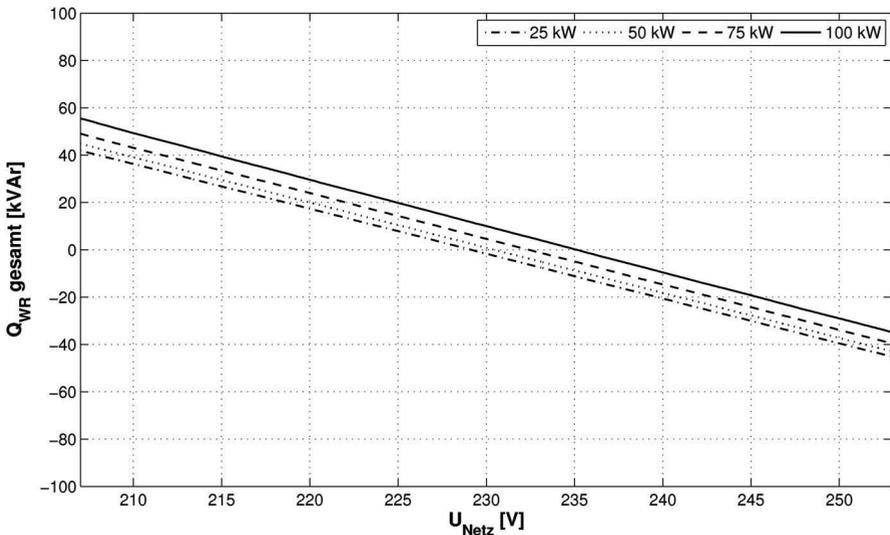


Abbildung 10: Gemessener dreiphasiger Blindleistungsbedarf in Abhängigkeit von der Netzspannung und der Teilnetzlast. Parameter: 25 kW Wirkleistungseinspeisung durch den PV-Stromrichter; Entkopplungsinduktivität von 1,2 mH. Einspeisung kapazitiver Blindleistung für $Q > 0$.

Die Messungen zeigen, dass bei quasistationären Änderungen der Spannungen des Netzes die Teilnetzspannungen für die sensiblen Lasten auf einem vorgegebenen Sollwert konstant gehalten werden können. Dabei sind die Parameter der Teilnetzlast, Wirkleistungseinspeisung des PV-Stromrichters und der Entkopplungsinduktivitäten variiert worden. Bei vergleichbaren Spannungsverhältnissen des Netzes wird der zusätzliche Blindleistungsbedarf wesentlich durch die Größe der Entkopplungsinduktivität beeinflusst. Aufgrund der zusätzlich benötigten Blindleistung wird die maximal mögliche dauerhafte Einspeisung von Wirkleistung des PV-Stromrichters gemindert. Dadurch kann es zu einer Beschränkung der Einspeisung von PV-Leistung kommen. Durch die Auswahl einer möglichst großen Entkopplungsinduktivität kann die Wirkleistungsreduktion klein gehalten werden, jedoch treten dabei auch höhere ohmsche Verluste in der Entkopplungsinduktivität auf. Für die letztendliche Auswahl der Größe für die Entkopplungsinduktivität muss entsprechend den oben aufgeführten Punkten eine optimale Abwägung erfolgen.

4.1.2 Dynamische Spannungsänderungen

Die Auswirkung kurzzeitiger Spannungseinbrüche auf die geschützten Lasten im Teilnetz kann durch die Entkopplungsinduktivität gemindert werden. Bei Spannungseinbrüchen mit geringen Einbruchtiefen, die Restspannung des Netzes liegt über 80%, kann die Regelung durch Einspeisung von zusätzlicher Blindleistung den Einbruch der Spannung im Teilnetz reduzieren. Liegt die Restspannung des Einbruchs unter 80% erfolgt die Umschaltung in den USV-Betrieb.



Für die Betrachtung von Spannungseinbrüchen größer 80% Restspannung werden beispielhaft Netzspannungseinbrüche mit einer Restspannung von 85% der Nennspannung und mit einer Dauer von 70 ms bzw. 100 ms untersucht. Der Zeitpunkt des Spannungseinbruchs wird bei einer Phasenlage von 0° und 90° der Spannung des Leiters 1 der Netzspannung durchgeführt. Es werden ein-, zwei- und dreiphasige Einbrüche betrachtet.

In Abbildung 11 ist der transiente Verlauf der Netzspannung und der Spannung an der geschützten Teilnetzlast des Leiters 1 bei einem dreiphasigen Spannungseinbruch auf 85% der Nennspannung mit einer Dauer von 100 ms dargestellt. Der Einbruch erfolgt bei einer Phasenlage von 90° des Leiters L1. Die Last nimmt 100 kW Wirkleistung auf, der Wechselrichter speist 50 kW ein.

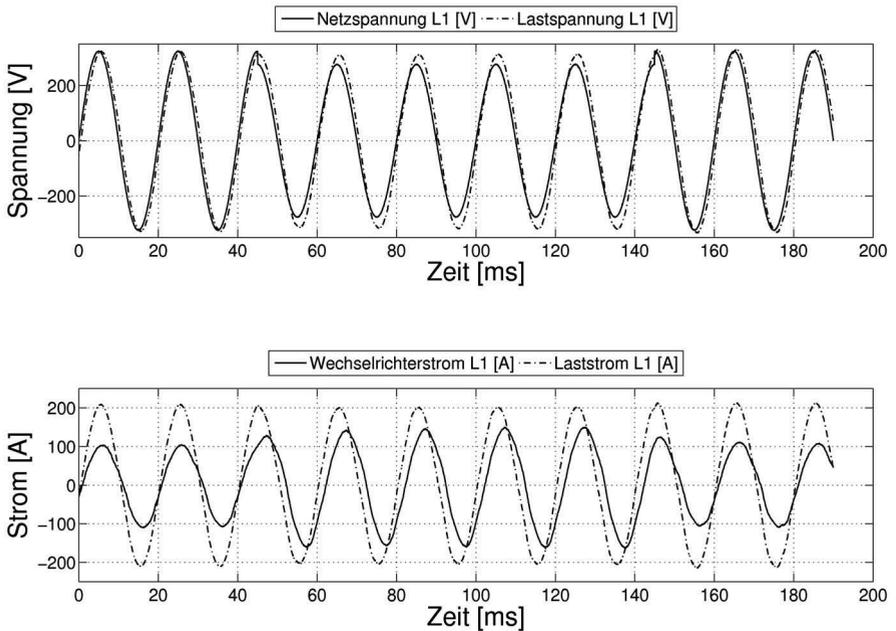


Abbildung 11: Transienter Verlauf der Spannungen und Ströme während eines Netzspannungseinbruchs. Parameter: 85% Restspannung, Dauer des Einbruchs von 100ms, Entkoppelungsinduktivität von 1,8 mH, Wirkleistungseinspeisung des PV-Stromrichters von 50 kW und Teilnetzlast von 100 kW.

Deutlich sichtbar kann die Spannung an der Last nicht auf Nennspannung gehalten werden, allerdings wird der Einbruch im Vergleich zur Einbruchtiefe der Netzspannung stark gemindert. Der Spannungseffektivwert an der Last unterschreitet während dieses Netzeinbruchs (auf 195,5 V_{eff}) nicht den Wert von 220 V_{eff}. Die Regelung versucht im weiteren Verlauf eine Rückführung der Teilnetzspannung auf den vorgegebenen Sollwert durch eine erhöhte Blindleistungseinspeisung, jedoch wird dieser während der Zeitdauer des Einbruchs von 100 ms nicht erreicht. Die Einspeisung des zusätzlichen Blindstroms zum bereits vorhandenen Wirkstrom kann deutlich an der

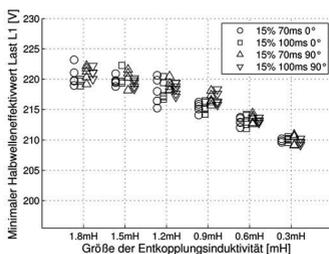


Phasenverschiebung des Wechselrichterstroms im Vergleich zum Laststrom während des Spannungseinbruchs erkannt werden.

Zur genaueren Untersuchung der Auswirkung von Spannungseinbrüchen bei unterschiedlichen Entkopplungsinduktivitäten werden im Folgenden Ergebnisse gezeigt, bei denen der minimale Halbwelleneffektivwert während verschiedener Arten von Spannungseinbrüchen bestimmt wird. Dabei werden außerdem noch verschiedenen Wirkleistungseinspeisungen des Wechselrichters (25 kW, 50 kW und 75 kW) und verschiedene Lastverhältnisse (50 kW und 100 kW) der geschützten Lasten mit einbezogen. Diese sind in den Abbildungen jedoch nicht unterschiedlich gekennzeichnet. Die Abbildungen 12-15 zeigen das Verhalten der jeweils von den Spannungseinbrüchen betroffenen Leiterspannung; Abbildung 12 für einphasige, Abbildung 13 für zweiphasige und Abbildung 14 für dreiphasige Einbrüche.

Den Diagrammen kann entnommen werden, dass bei kleineren Entkopplungsinduktivitäten unabhängig von der Art des Spannungseinbruchs die Restspannung an der geschützten Last sinkt. Es wird ein minimaler Einbruch auf $205 V_{\text{eff}}$ bei einer Entkopplungsinduktivität von $0,3 \text{ mH}$ gemessen. Die Unterschiede der minimalen Halbwelleneffektivwerte zwischen den Induktivitäten mit $1,8 \text{ mH}$, $1,5 \text{ mH}$ und $1,2 \text{ mH}$ sind gering, es können mit diesen Induktivitäten unabhängig von der Art des Spannungseinbruch mindestens $215 V_{\text{eff}}$ Restspannung im Teilnetz erreicht werden.

Soll für die geschützten Teilnetzlasten höchstens eine Spannungsabweichung von $\pm 10\%$ zugelassen werden, so kann dies mit einer Entkopplungsinduktivität von $0,6 \text{ mH}$ für die untersuchten Arten von Spannungseinbrüchen erreicht werden. Für eine abschließende Auswahl der Entkopplungsinduktivität muss noch das Verhalten bei der Umschaltung in den USV-Betrieb berücksichtigt werden. Messungen hierfür werden in Abschnitt 5 gezeigt.



Erklärung der Legende für Abbildung 12-15:

15% 70ms 0° entspricht einem Einbruch der Netzspannung um 15% für 70ms bei 0° Phasenlage des Leiters L1 etc.

Abbildung 12: Minimale gemessene Halbwelleneffektivwerte des Leiters 1 der Teilnetzlast bei einem Spannungseinbruch in Leiter 1 des Netzes auf 85% ($195,5 V_{\text{eff}}$).

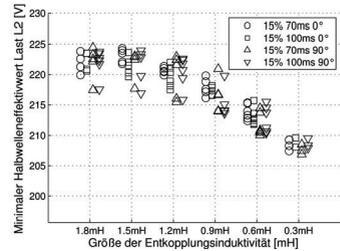
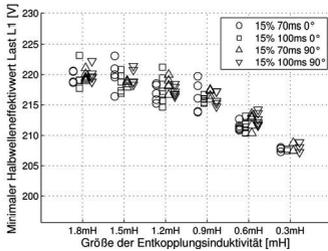


Abbildung 13: Minimale gemessene Halbwelleneffektivwerte der Leiter 1 und 2 der Teilnetzlast bei einem Spannungseinbruch in Leiter 1 und 2 des Netzes auf 85% (195,5 V_{eff}).

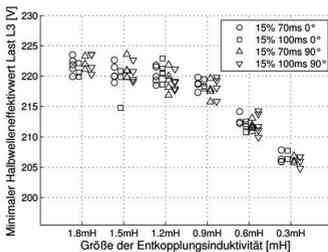
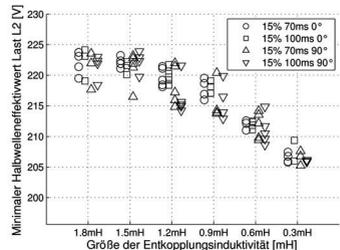
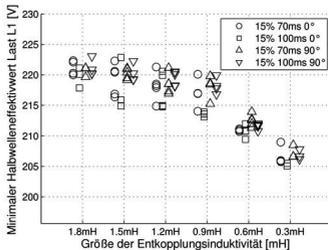


Abbildung 14: Minimale gemessene Halbwelleneffektivwerte der Leiter 1 bis 3 der geschützten Teilnetzlast bei drephasigen Spannungseinbrüchen des Netzes auf 85% (195,5 V_{eff}).

4.2 Reduktion von Oberschwingungen

Durch Netzurückwirkungen von Produktionsanlagen können Industrienetze erhöhte Oberschwingungsspannungspegel enthalten. Dies äußert sich vor allem in Oberschwingungen ungerader Ordnung (3., 5., 7., 11. ...).

Der multifunktionale PV-Stromrichter ist in der Lage eine Spannung mit geringer Oberschwingungsbelastung bereitzustellen. Der Wechselrichter mit den geschützten Lasten ist durch die Induktivität von der mit starken Oberschwingungen belasteten Netzspannung entkoppelt. Dadurch kann der Oberschwingungsspannungspegel an den geschützten Lasten reduziert werden. Abbildung 15 zeigt ausgesuchte Oberschwingungsspannungspegel, bezogen auf die Grundschnit-

gung bei einer ohmschen Last von 100 kW im geschützten Teilnetz, einer Wirkleistungseinspeisung von 50 kW des PV-Stromrichters und bei Verwendung verschiedenen Entkopplungsinduktivitäten. Diese werden mit dem jeweiligen bezogenen Oberschwingungsspannungspegel des Hauptnetzes verglichen. Außerdem ist der aus den aufgelisteten Oberschwingungen berechnete THD-Wert als Vergleichsmöglichkeit angegeben.

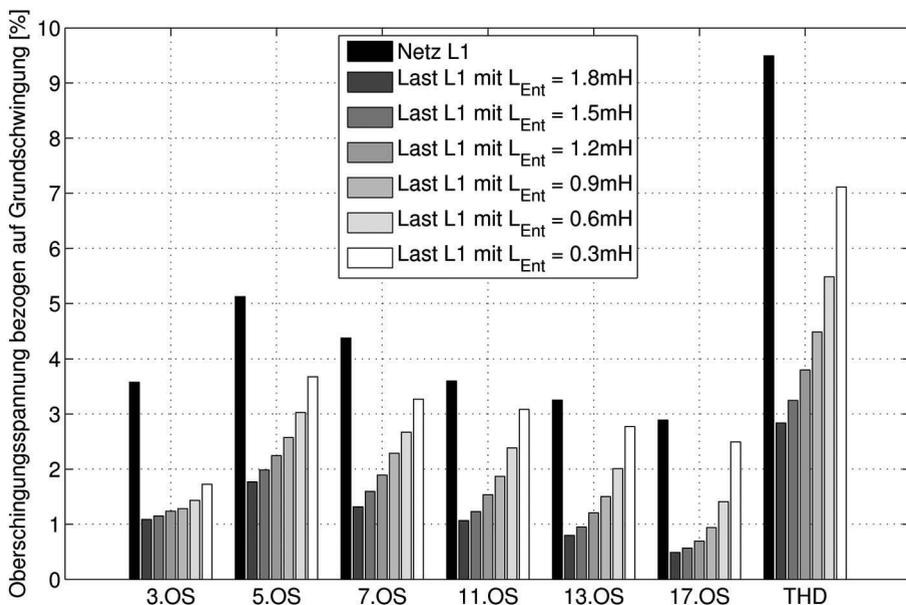


Abbildung 15: Gemessene Oberschwingungsspannungen der 3., 5., 7., 11., 13., 17. Ordnung sowie der berechnete THD-Wert bezogen auf die jeweilige Grundschwingung von Leiter 1 der Teilnetz- und Netzspannung bei verschiedenen Entkopplungsinduktivitäten. Parameter: Teilnetzlast 100 kW, Wirkleistungseinspeisung PV-Stromrichter 50 kW

Durch eine größere Entkopplungsinduktivität wird der Oberschwingungsspannungspegel an der geschützten Teilnetzlast besser reduziert. Die maximale Reduktion wird bei einer Induktivität von 1,8 mH erreicht. Dabei hat die Spannung an der geschützten Last nur noch 30% des Oberschwingungsspannungspegels des Netzes. Mit 0,6 mH kann die Belastung immerhin noch auf 57% reduziert werden, bei 0,3 mH enthält die Lastspannung noch 75% der Oberschwingungsanteile des Netzes. Entsprechend der Norm DIN EN 61000-2-4 ist eine Verbesserung von Klasse 3 (maximaler THD-Wert 10%) auf Klasse 2 (maximaler THD-Wert 8%) hinsichtlich des THD-Wertes möglich.



4.3 Zusammenfassung der Testergebnisse

Die Messergebnisse zeigen, dass durch den multifunktionalen PV-Wechselrichter Spannungsänderungen und Oberschwingungen für geschützte Lasten im Teilnetz ausgeglichen, gemindert oder reduziert werden können. Des Weiteren wird durch den Test der unterschiedlichen Entkopplungsinduktivitäten gezeigt, dass die Größe der Induktivität das Verhalten des multifunktionalen Stromrichters wie folgt beeinflusst:

- Verbesserung der lokalen Spannungsqualität → größere Induktivität
- Verbesserung der Spannungsstützung → größere Induktivität
- Reduktion des Blindleistungsbedarfs aus WR → größere Induktivität
- Reduktion der ohmschen Verluste → kleinere Induktivität
- Reduktion der Blindleistungskompensation am Netzanschlusspunkt → keine Induktivität

Die optimale Auslegung der Induktivität muss deshalb unter Abwägung der angestrebten Ziele erfolgen.

5 Testergebnisse und Testphase des Prototypen

Bei der Entwicklung des MultiPV Prototypen ist besonderes Augenmerk auf das Verhalten bei Netzfehlern, insbesondere klemmennahen Kurzschlüssen gelegt worden. Normalerweise unterliegen in das öffentliche Netz einspeisende Photovoltaikwechselrichter Richtlinien, die das Verhalten bei Netzfehlern vorgeben (z.B. VDE 0126 1-1). Soll der Wechselrichter zusätzlich noch Netzersatzfunktionen übernehmen oder bestenfalls sogar als USV-Anlage agieren, sind die in diesen Richtlinien zu erfüllenden Abschaltzeiten nicht kurz genug, um angeschlossene sensitive Verbraucher vor Ausfällen zu schützen. Weiterhin sollte der Wechselrichter bei Kurzschlüssen oder Spannungseinbrüchen nicht durch zu hohe Strombelastungen abschalten. Nur auf diese Weise kann nach erfolgter Trennung vom öffentlichen Netz der Netzersatzbetrieb aufgenommen werden.

5.1 Verhalten des multifunktionalen PV-Stromrichters bei Netzfehlern

Zu diesem Zweck ist die Hardware mit einer speziellen Schaltung zur Strombegrenzung ausgestattet worden. Diese verhindert auch bei einem sehr niederohmigen Kurzschluss die Störung der Hardware. Zusätzlich wird ein Signal generiert, welches zur schnellen Auslösung der Netztrennung genutzt werden kann.

Abbildung 16 zeigt das Verhalten des Wechselrichters bei einem klemmennahen Kurzschluss im externen Netz ohne Verwendung der Entkopplungsinduktivität. Trotz der geringen Schaltfrequenz von 3 kHz, die einen sehr guten Wirkungsgrad des Gesamtsystems ermöglicht, begrenzt die Schaltung den Strom zuverlässig auf etwa $420 A_{\text{eff}}$. Die Auslösezeit von ca. 17 ms ist auf die Öff-

nungszeit des vorgespannten, mechanischen Leistungsschalter zurückzuführen. Durch den Einsatz von schnelleren Schaltern könnte der Spannungseinbruch an der zu schützenden Last weiter reduziert werden. Leistungselektronische Schalter würden hier einen deutlichen Vorteil bieten, der allerdings teuer mit Einbußen beim Wirkungsgrad im Einspeisebetrieb erkauft werden müsste.

Die zunächst nicht sinusförmige Spannungsform nach der Netztrennung wird durch die Sättigung des Multi-PV Transformators verursacht. Dieser ist einem Sunny Central 100 entliehen und hat für einen Inselnetzwechselrichter in extremen Situationen wie einem Netzkurzschluss keine ausreichende Sättigungsreserve. Dem Sunny Central verhilft er allerdings im Einspeisebetrieb zu einem hervorragenden Spitzenwirkungsgrad von 97,6 %. Eine Anpassung des Transformators an die speziellen Anforderungen für Inselnetze sollte zu einem verbesserten Sättigungsverhalten führen.

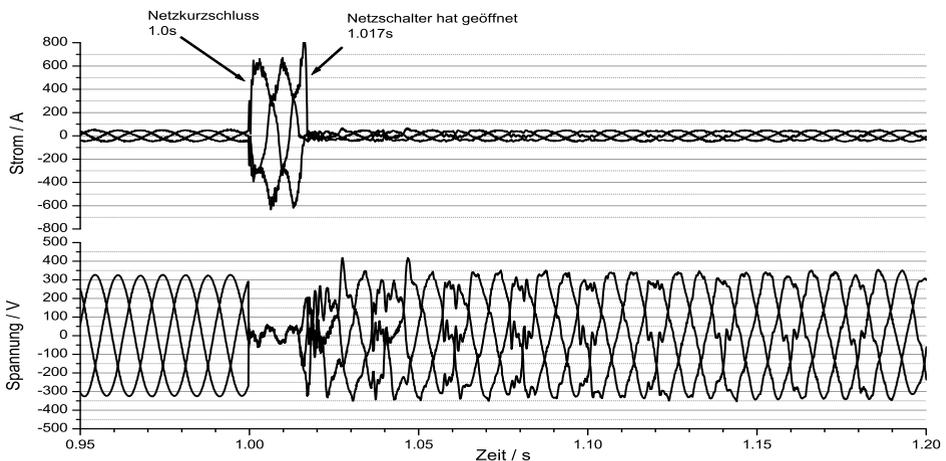


Abbildung 16: Klemmennaher Kurzschluss im externen Netz

5.2 Verhalten des multifunktionalen PV-Stromrichters bei Netzersatzbetrieb

Im Netzersatzbetrieb ist ebenso wie im Netzparallelbetrieb ein robustes Verhalten bei Kurzschlüssen von besonderer Bedeutung. Der Multi-PV Prototyp ist für den Netzersatzbetrieb mit einer Kurzschlussregelung ausgestattet, die den stationären Kurzschlussstrom begrenzt und erst bei einem durch nachgeschaltete Sicherungsorgane nicht löschbaren Kurzschluss mit Fehler abschaltet. Abbildung 17 zeigt einen Kurzschlussversuch, bei dem die Regelung auf folgende Werte eingestellt wurde:

- Transienter Kurzschlussstrom: $400 A_{\text{eff}}$
- Stationärer Kurzschlussstrom: $300 A_{\text{eff}}$
- Kurzschluss wird zum Zeitpunkt 1,0 s geschaltet und nach 1,9 s geklärt.



In den ersten 200 ms ist der Strom durch die Hardware begrenzt. Danach greift die softwaretechnische Begrenzung auf den stationären Kurzschlussstrom ein.

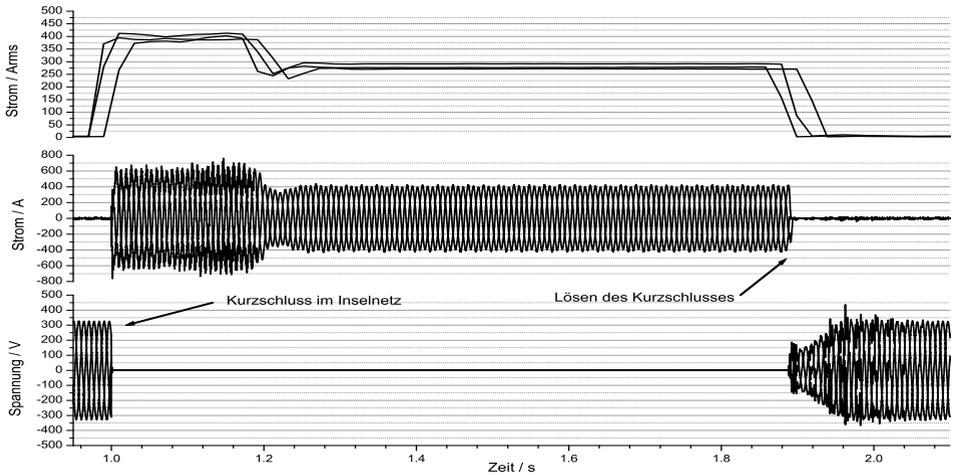


Abbildung 17: Klemmennaher Kurzschluss im Teilnetz bei Netzersatzbetrieb

5.3 Testphase

Im Herbst 2008 wird eine einjährige Testphase im Industrienetz der Firma Hübner gestartet. Auf dem Dach der Industriehalle (siehe Abbildung 18) ist eine 100 kW_p PV-Anlage installiert, deren Ertrag bisher mit einem Sunny Central eingespeist wird. Nach erfolgten Installationsarbeiten zur Integration des multifunktionalen PV-Stromrichter Konzepts in das vorhandene Industrienetz wird der Multi-PV den Einspeisebetrieb übernehmen. Die dabei verwendeten Zusatzfunktionen werden in Tabelle 4 dargestellt.



Abbildung 18: Industriebetrieb zum Test des Multi-PV Prototypen mit einer 100 kW_p-PV-Anlage

Tabelle 4: Vorgesehen Betriebsarten während der einjährigen Testphase

Testphase 1 (mit Entkopplungsinduktivität)	Testphase 2 (ohne Entkopplungsinduktivität)
PV-Einspeisung	PV-Einspeisung
Spitzenlastmanagement	Spitzenlastmanagement
USV-Funktionalität	NEA-Funktionalität
Lokale PQ-Verbesserung	Blindleistungseinspeisung

6 Ausblick

Die bisherigen Testergebnisse zeigen das PV-Stromrichter multifunktional einsetzbar sind. Mit Hilfe eines Labormusters wurde gezeigt, dass insbesondere eine lokale Spannungsqualitätsverbesserung möglich ist. Außerdem wurde die Eigenschaft einer USV-Bereitstellung durch PV-Stromrichter untersucht. Abschließend wurde auf die vorgesehenen Zusatzfunktionen für den Testbetrieb des Projektes Multi-PV eingegangen.

In der geplanten einjährigen Testphase in einem Industrienetz sollen die Laborergebnisse bestätigt, und weitere Erfahrungen aus dem realen Betrieb gesammelt werden. Ein nächster Schritt könnte die Skalierung dieser Zusatzfunktionen auf Stromrichter mit höheren Leistungen sein.



7 Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) für die Förderung des FuE-Verbund-Projekts „Multifunktionale Photovoltaik-Stromrichter - Optimierung von Industrienetzen und öffentlichen Netzen“ (Förderkennzeichen 0329943). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt ausschließlich bei den Autoren.

8 Literatur

- /BRAUN 2007/ M. Braun: „Reactive Power Supplied by PV-Inverters - Cost-Benefit-Analysis“, 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Milano, Italy, 3-7 September 2007
- /BRAUN 2008/ M. Braun, T. Stetz: Multifunctional Photovoltaic Inverters - Economic Potential of Grid-Connected Multifunctional PV-Battery-Systems in Industrial Environments, 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, Spanien, 1.-4. September 2008
- /EPRI/ Electric Power Research Institute: Power Quality Applications Guide for Architects and Engineers
- /GEIBEL 2007/ D. Geibel et al.: Simulation model based control development approach for a multifunctional PV-inverter, 12th European Conference on Power Electronics and Applications, Aalborg, Dänemark, September 2007
- /HECK 2004/ T. Heck: Beschreibung der Elektroenergiequalität an der Schnittstelle zwischen Elektroenergieversorgungsnetz und Elektroenergieabnehmer, Dissertation an der TU Ilmenau, 2004
- /JAHN 2007/ J. Jahn: Energiekonditionierung in Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Integration verteilter Energieerzeuger in schwachen Netzausläufern, Dissertation, Universität Kassel, ISBN 978-3-89958-377-9
- /MULTI-PV/ Multi-PV Konsortium: <http://www.multi-pv.de>
- /NORM1/ Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Deutsche Fassung EN 50160:2007, Beuth Verlag
- /NORM2/ Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 2-2: Umgebungsbedingungen - Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen, EN 61000-2-2:2002



- /NORM3/ Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 2-4: Umgebungsbedingungen - Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen in Industrieanlagen, EN 61000-2-4:2002
- /REEKERS 2006/ J. Reekers et al.: Multifunktionale Photovoltaik-Wechselrichter - Optimierung von Industrienetzen und öffentlichen Netzen, Kasseler Symposium Energieversorgungstechnik 2006, Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V., 2006
- /STETZ 2008/ T. Stetz: Optimiertes Spitzenlastmanagement für multifunktionale Photovoltaik-Wechselrichter, Diplomarbeit durchgeführt am ISET, Hochschule Darmstadt, März 2008



DERlab: European Network of Excellence of DER Laboratories and Pre-Standardisation - Objectives and Activities

Dr. Thomas Degner, Wolfram Heckmann, Philipp Strauss
Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e. V. ;
Jose Emilio Rodriguez, Eduardo Zabala
LABEIN-TECNALIA, Electronics and EMC Area, Energy Unit;
Roland Bründlinger
Oesterreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal Ges.m.b.H. ;
Paolo Mora
CESI RICERCA S.p.A. ;
Jens Merten
CEA-INES RDI;



DERlab c/o ISET e.V.,
Königstor 59, 34119 Kassel (Germany)
Phone: +49 (0) 561 7294-243, Fax: +49 (0) 561 7294-400
E-Mail: info@der-lab.net

1 Introduction

DERlab is the European Network of Excellence (NoE) of independent laboratories working with the integration of distributed energy resources (DER) into electricity grids and the preparation of related standards and test procedures.

The network aims at the creation of a reference-lab in Europe for sustainable integration of DER into power systems. DERlab is supporting the transition towards more decentralised power generation by performing tests, pre-competitive and pre-normative research, as well as training activities.



Figure 1: Laboratories of the DERlab network

As new decentralised energy resources are integrated in the distribution network, it is necessary to use laboratory tests to validate the new concepts for analysis, planning, control and supervision of the electricity supply and distribution in order to take these new components into account in the performance optimisation of the whole system.

DERlab provides critical support to the development of a common European research and development platform related with DER integration into power systems, taking into account the needs and concerns of the European utilities and manufacturers. It also strongly supports the consistent development of DER technologies and contributes to the creation of a European competence through highly skilled human resources working at the leading edge of DER technology.

Expected achievements are:

1. A distributed world-class DER laboratory for Europe: The objective is to develop a pan-European laboratory, which will be recognised as a leading laboratory in the field of Integration of DER.
2. Support for the development of European and international standards: This is achieved by executing exemplary research activities on specific fields and by initiating new research activities, which aim at providing required technical information and input to the standards.
3. Durable networking between European laboratories: DERlab aims at the long-lasting creation of European competence through the establishment of a pan-European expert group in the area of “New DER Technologies and their Integration into the Future Distribution Network” consisting of highly skilled researchers working at the leading edge of DER technology.



1.1 Networking activities

On the national level all DERlab members are establishing and maintaining national networks for an intense information exchange with the national DER-communities and to receive feedback at an early stage. All DERlab members are acting as contact points to coordinate the activities in their European region.

Region	DERlab Contact Point	Region	DERlab Contact Point
 Arsenal Research DI Hubert Fechner, MAS, MSc Business Unit Renewable Energy Technologies Giefinggasse 2, 1210 Vienna, Austria e-mail: hubert.fechner@arsenal.ac.at	 CESI RICERCA S.p.A. Via Rubattino, 54 20134 Milano (Italy) www.cesiricerca.it		
 Technical University of Sofia 8 Kliment Ochridsky St., 1000 Sofia, Bulgaria e-mail: krusteva@tu-sofia.bg	 KEMA P.O. Box 9035 6800 ET, Arnhem, The Netherlands e-mail: peter.vaessen@kema.com		
 Wind Energy Department RISØ National Laboratory Technical University of Denmark P.O. Box 49, DK-4000 Roskilde, Denmark e-mail: vea@risoe.dk	 Technical University of Lodz Institute of Electrical Power Engineering Stefanowskiego 18/22, 90-924 Lodz, Poland e-mail: ielen@p.lodz.pl		
 Laboratoire Systèmes Solaires (L2S) Institut National de l'Énergie Solaire – CEA-INES RDI 50 avenue du lac Léman BP332, 73377 Le Bourget du Lac Cedex, France e-mail: jens.merten@cea.fr	 LABEIN-Tecnalia C/Geldo - Parque Tecnológico de Bizkaia – Edificio 700 48160 Derio, Spain e-mail: ezabala@labein.es		
 ISET e.V.; Div. A Königstor 59, D-34119 Kassel, Germany e-mail: bereich-a@iset.uni-kassel.de	 The University of Manchester PO Box 88 Manchester, M60 1QD, United Kingdom E-mail: n.jenkins@manchester.ac.uk		
 ICCS-NTUA 9 Heroon Polytechniou str. 15773 Zografou, Athens, Greece e-mail: nh@power.ece.ntua.gr			

Figure 2: DERlab contact points

Main activities and results from DERlab are presented in the following sections.

2 Survey of laboratories and test infrastructure

DERlab comprises laboratories with outstanding equipment ranging from high voltage over hybrid systems and mini-grids to component testing and simulation.

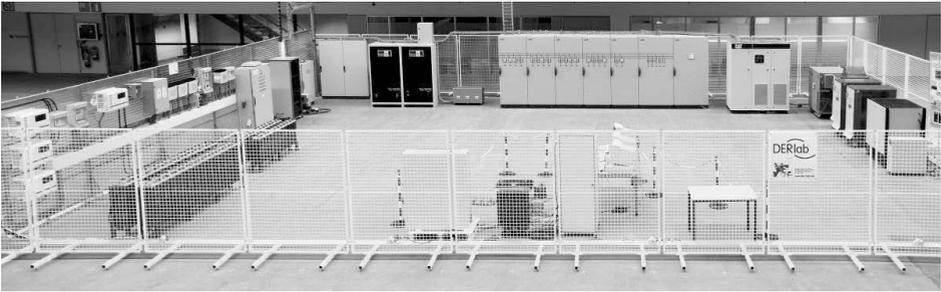


Figure 3: Mini-grid test facility at Labein

To facilitate the common use of the existing infrastructure a data base of the capabilities within DERlab is set up. Some highlights of the laboratory infrastructure existing within DERlab are listed below.

Experimental mini-grids with various DER technologies

- DG test facility up to 350 kW (CESI RICERCA)
- Demotec hybrid and mini-grid system test field, configurations up to 200 kW (ISET)
- Mini-grid test facility with PV, wind and diesel generators (Labein)
- Hybrid system test field (CRES)
- SYSLAB distributed system with generators up to 50 kW (Risoe DTU)
- STORE testing and validation of storage technologies, 70 test channels at controlled temperature, 12V-20A up to 100V-700A (CEA INES)

High power labs

- 1 MVA fully programmable converter to create a custom PQ-grid or load (KEMA)

Grid simulators

- Static: 180 kW, 4 quadrant grid simulator (ISET)
- static: 2 x 62,5 kVA, 3 phase 228/ 132 V with 456/ 264 V power transformer and programmable controller (Labein)
- Digital: real time electrical network (UKDG)

Additional an extensive range of test benches for DER units, e.g. inverters, generators and storages, are at hand.

A survey of European test facilities for DER is provided on the DERlab web site with the objective to support the mutual use of existing infrastructure. Each laboratory is briefly characterised according to accreditation, DG experience, pre-standardisation activities and independency from industry and electricity network operators. Furthermore extensive information is available following a common standard format.



3 Development of Common Test Procedures

The penetration rate of DER units in distribution grids and the rated power of the single units will increase massively in the near future. This will lead to tighter interconnection requirements and to the necessity of independent testing laboratories with harmonised testing procedures on a high quality level to achieve comparability and confidence.

A crucial contribution will be the formulation of common testing procedures. This is however not a straightforward issue since a common view and interpretation is needed on topics as test conditions, measurement and assessment procedures, measurement uncertainty, etc. The DERlab approach to solve these problems is conducting and evaluating inter-comparison (round-robin) tests between the laboratories involved. The availability of appropriate and well-defined testing routines is also a basic prerequisite for the following certification of DER products.

The first step of the inter-comparison tests is focussing on problems related to testing procedures on photovoltaic inverters.

3.1 Test procedures for photovoltaic inverters

PV inverters may work only if connected to a proper grid and there are several issues related to their operation.

Nowadays the following aspects are considered almost negligible:

- Power factor, because it is always very close to 1
- Flicker & disturbances, usually present only when other energy sources are used (e.g. Wind)

Nevertheless other issues are considered as relevant:

- Maximum power, which affects the line voltage and the grid capability; it depends from the number and the specific power of distributed generators. It is also strictly related to the grid configuration.
- Inverter Efficiency
- Harmonics
- Loss of mains protections

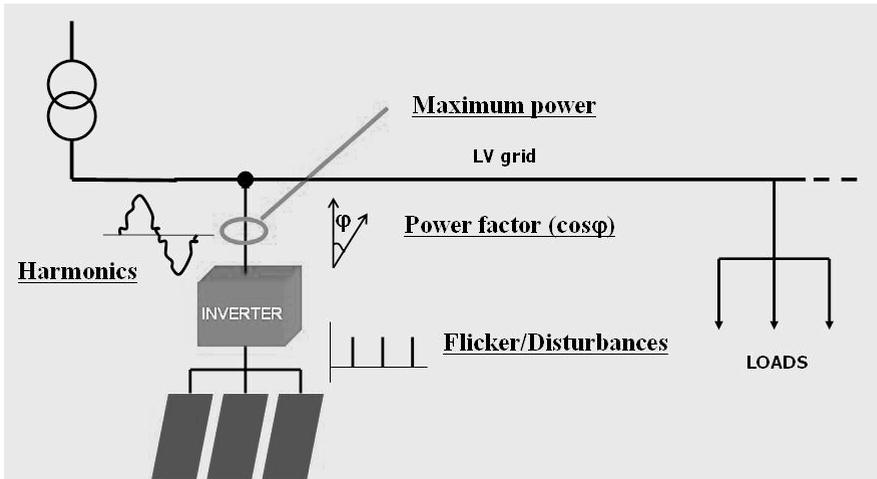


Figure 4: Different impacts on a grid connected PV inverter

For inverter efficiency and harmonics, it is possible to perform the tests in laboratory (using PV panel simulators) and in field (using real PV panels).

A number of difficulties arises measuring inverter efficiency - especially at low power - because:

- The lower the output power is, the higher is the harmonics (THD) content
- Input values are not stable because of the Maximum Power Point Tracker (MPPT) circuit

Regarding the loss of mains protections, islanding may (theoretically) arise when the grid is off or the production equals loads. The inverter output may be tested when a voltage interrupt occurs, but it is also interesting to test the behaviour of the inverter in case of voltage drops.

We decided to focus the testing procedures applied to photovoltaic inverters mainly on aspects related to the interconnection in a distributed generation grid. Therefore the tests are divided in two levels: interconnection issues including harmonic current measurement, DC current injection, input current unbalances, loss of mains protection and component issues including efficiency measurement and MPP accuracy when PV shadowing occurs.

DERlab is on its way doing a 'round robin' inverter test. Two devices will be shipped to the partners. Each of the participants, performing the tests, will

- focus on the problems above mentioned,
- detail his way of testing and
- identify lacking points in the standards.

A detailed description of the tests and standardised templates for the recording of the results are facilitating the comparison. This evaluation will lead to harmonised test procedures and a high quality level in all DERlab laboratories.



Coming tests will deal with communication procedures. First considerations have been made on this topic to identify the main points to be developed:

- The product specific standards, if any, are the basis for the tests.
- Communication conformance tests are based on 61850-10
- System related tests (system integration and commissioning) are project specific and depend on agreement between customer and manufacturer

The objective of both test series, interconnection of PV inverters and communication of DER units, is to identify lacking aspects of standards and test procedures in order to define proposals to standardisation bodies.

4 Pre-standardisation

The difficulties to harmonise the requirements concerning the interconnection and the electromagnetic compatibility (EMC) of DER have been detected as one of the main technical and regulatory barriers for DER integration. Thus the pre-standardisation activities of DERlab are focusing on these issues.

4.1 Interconnection Requirements

The absence of a harmonised interconnection standard has been identified as one of the most severe obstacles towards the wide deployment of DER and as a result to the change towards active electricity networks. Addressing this diversity has been set as one of the most important objectives of the research community.

Thus it is also one of the key objectives of DERlab. As a first step for harmonisation DERlab proposed a structure for a European Standard for interconnection of Distributed Energy Resources (EDIS).

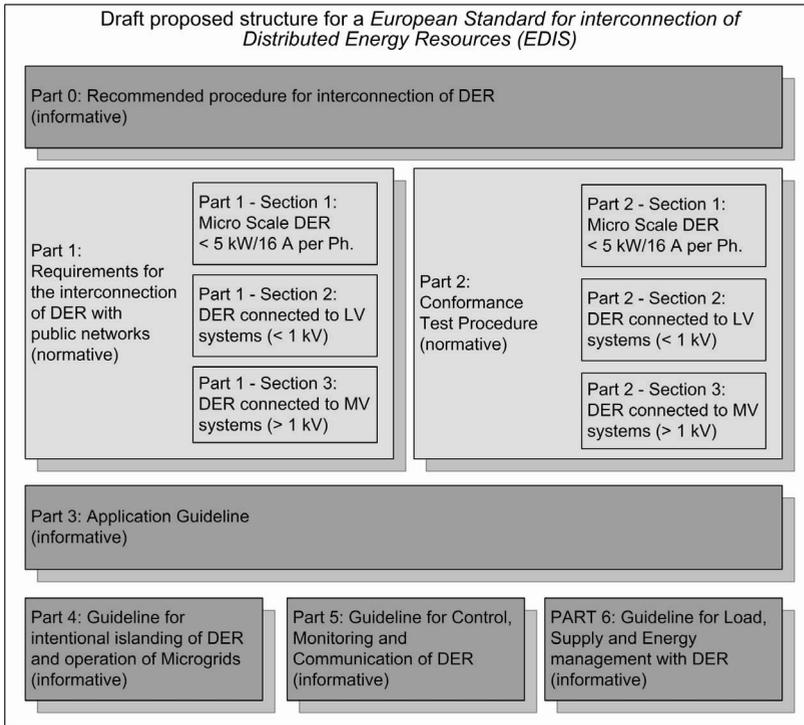


Figure 5: Proposed structure for a European Standard for Interconnection of Distributed Energy Resources

A promising collaboration was defined with the recently created working group (WG 03) of CENELEC/TC8X, dealing with the formulation of the technical specification "Requirements for the connection of generators above 16 A per phase to the LV/ MV distribution system". DERlab contributes to this work actively and is also directly participating in the WG03 team.

4.2 EMC

In addition to conventional electrical technologies (also potentially "noisy"), DER systems contain digital and power electronic modules for energy conditioning and control, which can generate conducted and radiated disturbances into the installation where they are operating, and can be affected by electromagnetic emissions coming from nearby equipment. An increasing degree of interaction and interference can be produced between different DER systems, grid equipment and loads, taking into account that DER systems are installed at or close to the customer premises (in an industrial, commercial or residential environment).

In recent years, a lot of power performance and power quality tests have been performed on DER equipment, but however little EMC testing has been carried out. This is caused by several fac-



tors: proliferation of diverse requirements, lack of harmonised product standards, difficulties for extending the test equipment and methods to MV and HV (for DER at those voltage levels), unawareness of the application of the European EMC Directive to DER by installers and owners, etc.

Trying to improve this situation, DERlab created an internal “Working Group on EMC for DER” to cope with the critical issue of EMC related to DER. Different tasks are still in progress but first results have been collected in a draft Guide Document. Even when there is too much work to do on standardisation, the priority for the working group has been to clarify the application of the EMC Directive to DER equipment. Unlike the EMC Directive, EMC standards are not mandatory but a tool to demonstrate the presumption of compliance with the Directive (the law).

Once the certification procedures according to the Directive have been understood, the DERlab working group is now developing a critical assessment of the EMC requirements and testing methods established by different national and international standards and regulations. Rather than DER product oriented, the analysis is EMC phenomena oriented. The results will be included in the future versions of the Guide Document.

4.3 Communication with standardisation committees

DERlab supported from the beginning the project proposal “Assessment of Electromagnetic Immunity and Emission Requirements for Dispersed Generation in LV Networks” of the International Electrotechnical Commission (IEC). This led to the set-up of the Project Team PT61000-3-15 of IEC/ SC77A (convened by CESI-RICERCA) in September 2006.

DERlab is participating directly in the group with three members, and also actively contributing to this work by sending the results of the DERlab “Working Group on EMC for DER”.

4.4 Implications of the EMC Directive for DER systems

The new EMC Directive (2004/108/EC), like the former version (89/336/EEC), harmonises the protection against electromagnetic disturbances in order to guarantee the free movement of electrical and electronic equipment (DER systems included) in the European Union.

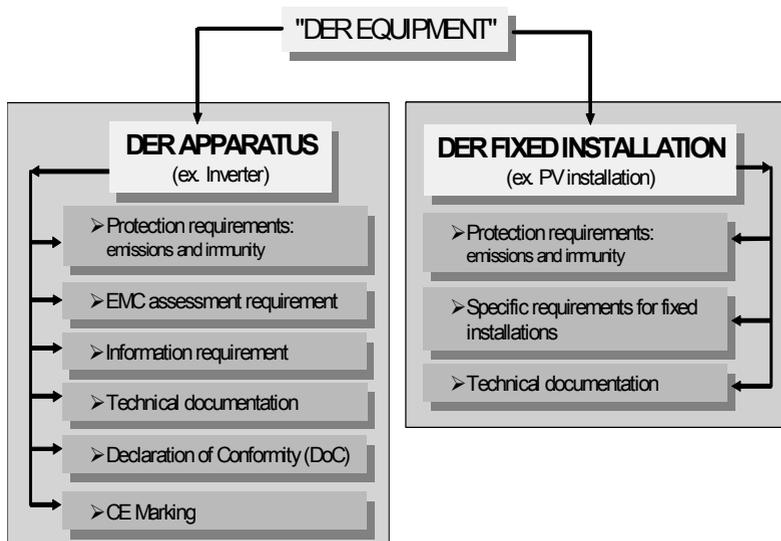


Figure 6: Structure of the DERlab Guide Document

The systems covered by this law are divided into two categories: apparatus and fixed installations. Depending on the situation, DER equipment can be considered as an entire installation (wind turbine, PV installation, etc.) or an individual apparatus (generating unit, inverter, control/protection device, etc.). The DERlab Guide Document explains the different characteristics, requirements and certification procedures applied to both categories according to the EMC Directive.

5 White book on static converters in grids

The European Union set a binding target for 20% of the EU's total energy supply to come from renewables by 2020. The resulting high penetration rate of distributed renewable energy sources, which are typically intermittent, will affect the electricity power system. Grid inverters are the key elements to massively integrate distributed renewable energy sources into the power system.

5.1 Developing a European vision step by step

A series of workshops has been initiated as a result of an international discussion at the DERlab workshop on "DER Laboratories of Excellence, Testing, and Standards" that was held at the "2nd International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources" in Napa, California, Dec. 2006. Aim of the first two DERlab workshops is the elaboration of the European draft for the international white paper on grid inverters. This will then be discussed on international level during the third DERlab workshop.

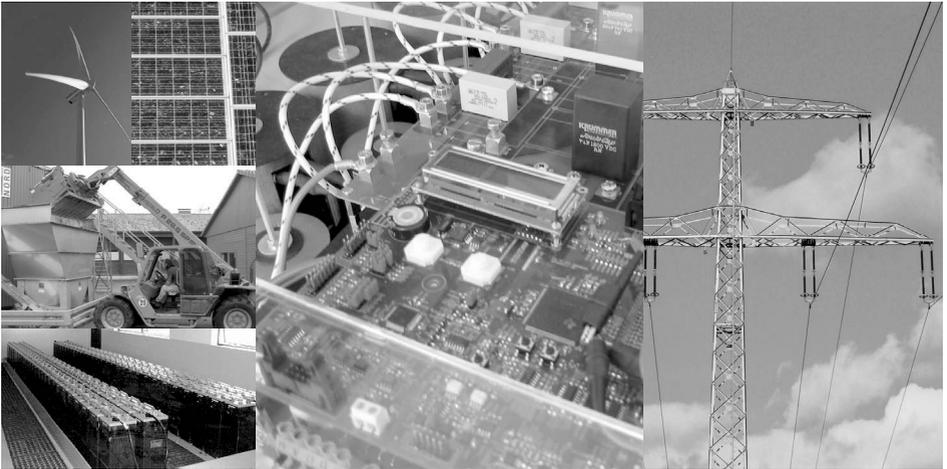


Figure 7: Static converter for grid-connected DER

The 1st "DERlab Workshop on Grid Inverters" took place in Germany, Frankfurt on June 25, 2008 in connection with the CIRED Seminar 2008 on smart grids for distribution. It was the kick-off for writing the "International White Book on the Grid Integration of Static Converters". With more than 50 participants from universities, DER test laboratories, distribution system operators and industry it shows the high relevance of this issue to the scientific community and the industry.

The 2nd "DERlab Workshop on Grid Inverters" is combined with the "13th Kassel Symposium Energy Systems Technology - Power Converters in Grids" and takes place on 17/09/2008. The first draft of the white book will be presented and discussed with the European experts.

The 3rd "DERlab Workshop on Grid Inverters" on 09/12/2008 in France, Nice is combined with the "3rd International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources". The European draft will be discussed on international level on this occasion.

Further DERlab workshops will be held in the coming years. The issues will cover interconnection requirements and testing procedures of DER.

6 Acknowledgement

The authors thank the European Commission for the support of the NoE DERlab (SES6-CT-2005-518299) see also <http://www.der-lab.net>. The authors are solely responsible for the content of this publication, it does not represent the opinion of the European Community and the European Community is not responsible for any use that might be made of data appearing therein.



Flex Power Grid Lab, an Electronic Equipment Test Laboratory for Emerging MV Applications, Including Grid Inverters

Erik C.W. de Jong
Flex Power Grid Lab
Utrechtseweg 310
6812 AR Arnhem, The Netherlands
Phone: (+31) 26 356 2794, Fax: (+31) 26 351 3683
E-Mail: erik.dejong@fpglab.com

Peter T.M. Vaessen
KEMA Nederland B.V.
Utrechtseweg 310, 6812 AR Arnhem, The Netherlands
Phone: (+31) 26 356 3584, Fax: (+31) 26 351 3683
E-Mail: peter.vaessen@kema.com

The success of a sustainable energy supply in a free energy market depends on proper management of the energy flows. For control and management, power electronics are indispensable. The knowledge about electromagnetic power technology and the development of components are about to undergo explosive growth. Due to the emergence of decentralised energy sources and the liberalisation of the energy market, the control and management of electrical flows is gaining in importance. Hierarchically controlled one-way traffic continues to decline in favour of (autonomous) networks supplied by large and small generating stations that provide varying electric currents in all directions within a power grid. The complexity of constantly balancing supply and demand is therefore increasing while the assets are simultaneously being utilised to their limits. Information and communication technology has given power technology a strong impulse. Power electronic technology allows network managers and operators to better guide the energy flow. It therefore also contributes to a more rapid transition to a durable energy supply. For example, the application of power electronics in network-integrated decentralised generators such as micro-CHP, wind turbines and solar cells increases the ability to intervene on an extremely local level in an intelligent manner.

This increased application and penetration of grid connected power electronics also inevitably increases the demand for research, knowledge and testing of the behaviour of the equipment when integrated into the grid.

1 Introduction

In 2005 an independent non-profit organisation - known as the EMVT Laboratory Foundation - was established to realise and manage a new power electronics laboratory for medium voltage (MV) power applications, known as the *Flex Power Grid Lab* (FPGLab). The Foundation is the result of a close public-private partnership between KEMA, the Energy research Centre of the Netherlands (ECN) and the Dutch technical universities of Eindhoven and Delft. This partnership is a spin-off of the successful dutch governmental innovative power electronics research study program -



'innovatieve onderzoeks programma (IOP)'. In this program over 25 students have undertaken doctoral research projects.

The FPGLab is equipped for testing and researching innovative control and (grid connected) power electronics under complex realistic conditions. These realistic conditions are described as *a long lasting programmed "bad grid", or preprogrammable distortion*, (DC upto 75Hz AC) with a power exceeding 1 MVA". This "bad grid" is realised by a four-quadrant (4Q) medium-voltage converter with an adjustable output voltage up to 3.3 kV.

The laboratory serves as a research facility for universities and research institutes and a test and development laboratory for manufacturers and grid operators. A fruitful cooperation between specialists of the partners in the Foundation and Dutch companies resulted in the realisation of the laboratory, which commenced operation in April 2008.

Initially the laboratory will have the status of a development lab that is primarily directed toward R&D. At a later stage, it is to be expected that it will become a commercial laboratory with an emphasis on testing. Eventually, the intention is to grow to become an internationally renowned center of excellence for power electronics.

This paper will describe the background of the laboratory, the terms of reference, the design, facilities and the commissioning of the laboratory in Section 2 and the design philosophy behind the medium-voltage (MV) power converter, its commissioning and validation in Section 3. The focus of Section 3 lies on the sophisticated control algorithms responsible for creating the "bad grid", with special attention towards the possibilities it offers in testing and researching grid connected inverters.

2 The laboratory

2.1 Background

Due to the emergence of decentralised energy sources and the liberalisation of the energy market, the control and management of electrical power flow is gaining importance. Hierarchically controlled one-way traffic continues to decline in favour of (autonomous) networks supplied by large and small generating stations that provide varying electric currents in all directions within a power grid. Power electronics allow network operators to stabilise the grid - using static VAR compensators (SVC) or static compensators (STATCOM) - and better guide the energy flow - using flexible AC transmission systems (FACTS) - it therefore also contributes to a more rapid transition to a durable energy supply and can enhance the control and management of power flows and lead to smarter uses of grids to prevent instability and failure. For example the application of power electronics as static grid inverters in network-integrated decentralised generators such as micro Combined Heat and Power (CHP), wind turbines and photovoltaic (PV) cells.

Moreover, the key issue in Europe at the outset of the 21st century is energy security. Against a background of climate change, a deregulated electricity market and increasingly complex grids,



power electronics will be indispensable in the grid of the future. Manufacturers do, of course, produce power electronics, but grid operators are reluctant to include them in their networks, because they are an unknown quantity when it comes to reliability and safety. Operators simply can't afford to risk introducing a component with inverters which generate harmonics that may cause instability or failure.

There are plenty of laboratories that are able to test low-voltage equipment or components at high power for (milli)seconds, as is illustrated in Figure 1.

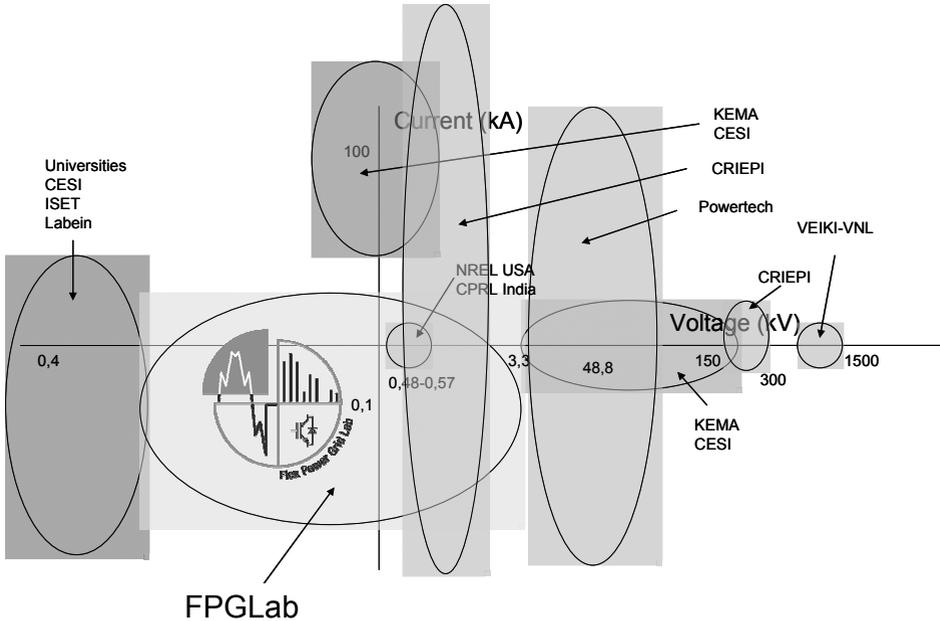


Figure 1: Unique positioning of independent FPGLab

However, the complex and sophisticated FPGLab can test equipment continuously at industrial medium voltages (10 times higher than at other labs), and the converter acts as a giant 1 MVA amplifier with a capacity 10 times that used at the biggest pop concerts and available at other labs.

The lab will be able to test components in the power class upto 1 MVA, a voltage level of 3.3 kV and a bandwidth of 2.4 kHz. The heart of the laboratory is a medium-voltage 4Q power converter. In this laboratory innovative control and power electronics and associated equipment can be subjected to tests under complex realistic conditions, which were not available for MV applications before.



2.2 Terms of Reference

The prevailing international standards (IEEE, IEC, EN) were evaluated to provide for a test facility able to test or verify the behaviour of equipment under worst-case conditions. A comparison was made regarding harmonic content (Figure 2), voltage and frequency variations, phase jumps and voltage dips.

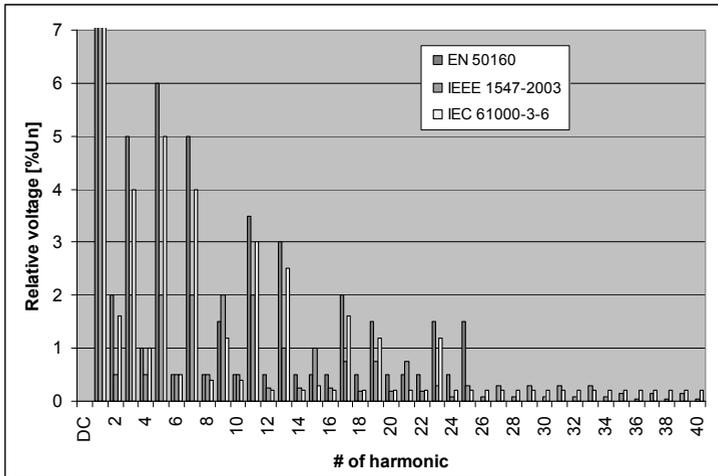


Figure 2: International standard evaluation on power quality: harmonic content

The worst-case conditions form the operating area within which the laboratory can provide its “bad grid” to the equipment under investigation. Furthermore, these conditions define the basic specification for the heart of the laboratory: the 4Q MV power converter (Section 3).

The research will be specifically focused on proofs of concept, proofs of principle, prototypes and new control and regulation algorithms. In addition, new products will be developed and tested with an emphasis on expansion of the applications and complete testing, including related controllers and IT infrastructure. The development of new test procedures, as well as competence development for the management of lab facilities, will have a high priority. The lab will also be particularly well suited to the development of technical expertise based on experience gained from projects that can later be applied to consultancy services. Additionally, the lab will be used to support schooling and training programs. And lastly, the laboratory will also support participation in the development of standards.

2.3 Design and facilities of the laboratory

Around the 4Q MV power converter a test facility has been designed to provide for a wide range of test circuits, which are required for the anticipated testing and research projects, amongst others those of grid inverters. A single-line diagram is shown in Figure 3 and gives an overview of the electrical layout of the facility and its capabilities.

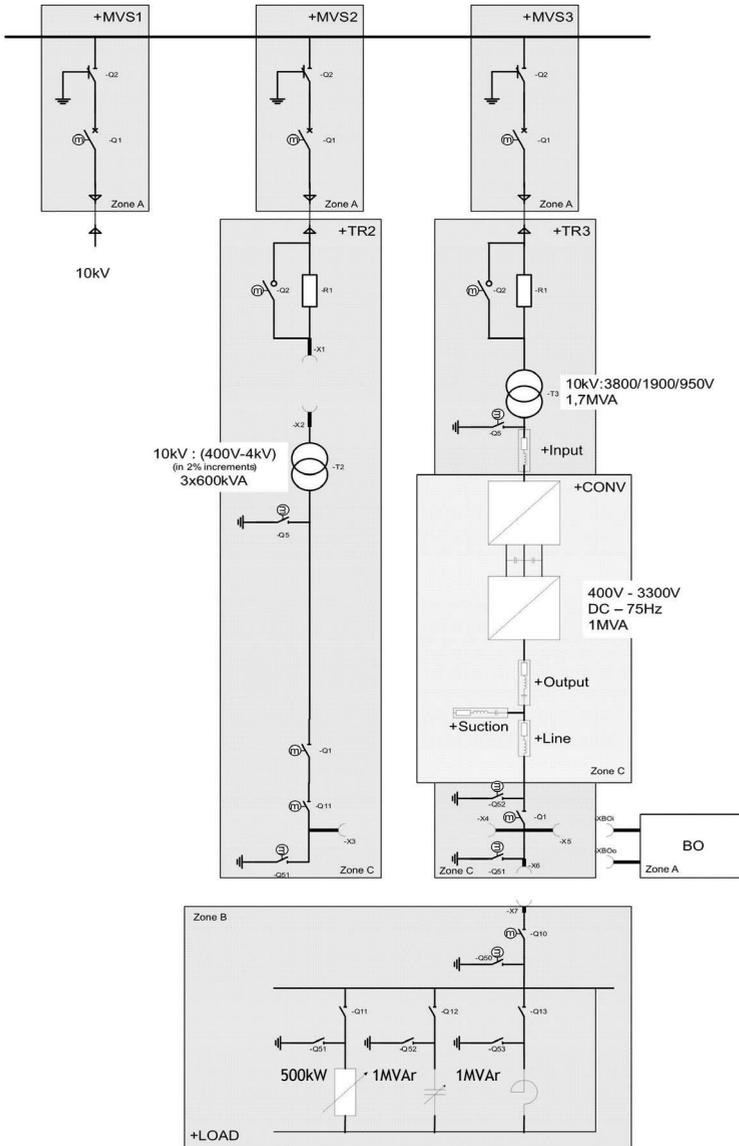


Figure 3: Single-line diagram of laboratory facility

The primary test values and measurements are described here to illustrate the basic functionality of the laboratory, however, the flexible nature of the laboratory allows for specialised test requirements or setups which is not explicitly mentioned here (for more information regarding special tests, please contact one of the authors).



Figure 4: EMC countermeasures in converter enclosure

Providing a “bad grid” with greatly amplified, or exaggerated electrical disturbances occurring on it, from a converter with considerable power adversely affects the electromagnetic environment. By using the existing infrastructure and applying integrated earthing - consisting of metal-clad power converter enclosure and surrounding walls (as can be seen in Figure 4), as well as a soft-iron and copper mesh integrated into the entire laboratory's concrete floor - a test area has been created meeting requirements on safety (anticipated short circuit levels up to 40 kA) and EMC for measuring purposes.

3 The medium-voltage power converter

A unique medium-voltage power converter unlocks the functionality of the laboratory. This section describes the innovation behind the MV power converter itself.

KEMA proposed a solution for realising a 4Q, 3.3 kV, 1MVA converter by combining a commercially available converter drive with a custom design, sophisticated control system. In realising this converter the Foundation was supported by several parties in the Project Group, which scrutinised the design and participated in the extensive commissioning tests.

3.1 Converter philosophy

The unique character of the required specification has brought forward a unique converter philosophy. The chosen converter philosophy combines a commercial, ‘off-the-shelf’, power converter solution, as shown in Figure 5, with altered hardware architecture and the addition of a sophisticated control system, as shown in Figure 6.

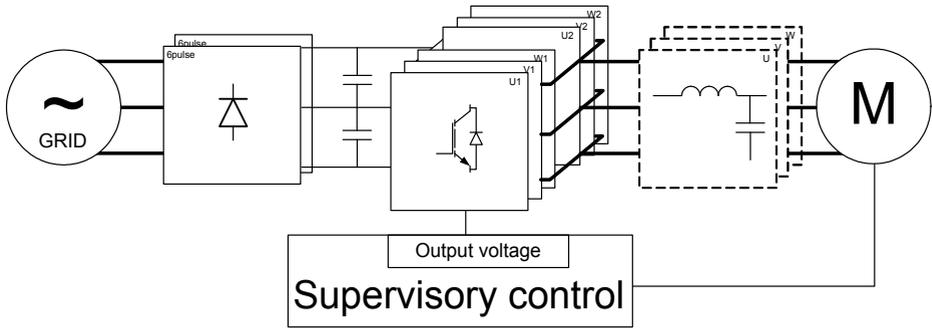


Figure 5: A commercially, 'off-the-shelf', 1Q, 50/60Hz, 4.16kV, 8 MVA power converter

The two parallel output inverters (4MVA each) are reconfigured around the common, three-level dc-link: one as active front end (AFE) responsible for dc-link voltage balancing (in cooperation with an additional phase arm, labelled 'm') and power factor correction on the infeed; the other as output inverter. The supervisory control is modified to include the AFE as well as the option to synchronise an external generating power source - such as diesel generators or grid connected inverters feeding from renewable energy sources - to the output of the inverter.

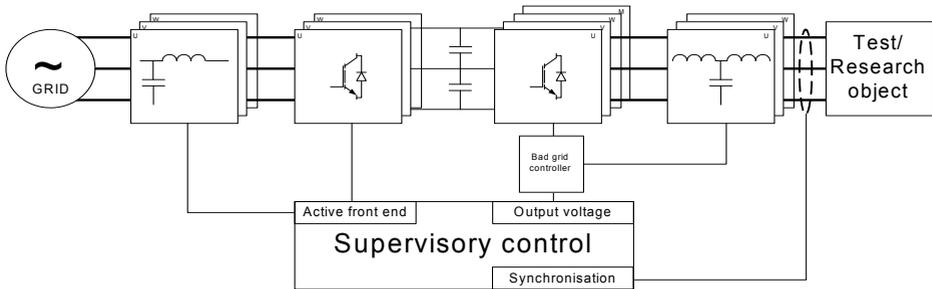


Figure 6: A 4Q, DC-75Hz, 0.4 - 3.3kV, 1 MVA power converter with sophisticated controls

Additional control algorithms establishing the long lasting “bad grid” in a reliable and stable manner supersede the output voltage control.

Customised filters are introduced to remove the switching frequency component from the output voltage frequency spectrum whilst allowing the full spectrum of superimposed harmonic voltages (up to 2.4 kHz) to pass through (shown as 'output filter' in Figure 6), and to subdue the maximum voltage change rate (dU/dt) experienced by the preceding transformer to counteract premature ageing of its isolation (shown as 'input filter' in Figure 6).

A fundamental change can be observed with the substantial increase in the switching frequency of the power semiconductors. The higher switching frequency is required to be able to actively control and superimpose the higher harmonic frequencies onto the output voltage. This has an adverse effect on the thermal management of the off-the-shelf power converter. A power de-



rating (factor 4 applied per inverter set) is therefore enforced (4 MVA unit rated for 1 MVA nominal) to match the installed cooling capacity of the off-the-shelf converter with the increased thermal loading associated with higher switching frequencies. A validation of this particular derating factor, in combination with an investigation in search of the available margin, under extreme and varying operating conditions, determines the safe operating area of the power converter.

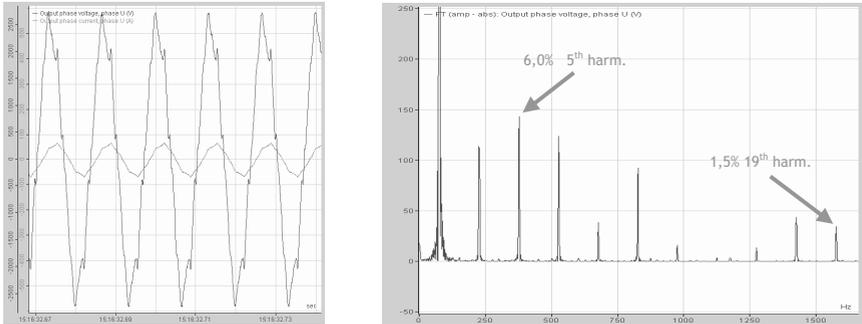


Figure 7: Oscillogram: harmonic voltage frequency spectrum belonging to a RL load (PF=0.7) at 3.3kV, 300kVA (3rd:5.0%; 5th:6.0%; 7th: 5.0%; 9th: 1.5%; 11th:3.5% and 19th:1.5% harmonic of 75 Hz superimposed)

3.2 Creating a long lasting programmed “bad grid”

The added value of the power converter is its ability to create a long-lasting programmed “bad grid”.

The programmed “bad grid” can consist of *stationary voltage phenomena*, such as:

- harmonic voltage distortion, and
- voltage unbalance;

The programmed “bad grid” can also consist of *dynamic voltage phenomena*, such as:

- dynamic system voltage variations,
- rapid voltage changes,
- dynamic power frequency variations,
- balanced and unbalanced voltage dips, and
- short interruptions;

or an arbitrary combination of all of the above.

International standards (IEEE, IEC, EN) on power quality define the extent of the respective phenomena.

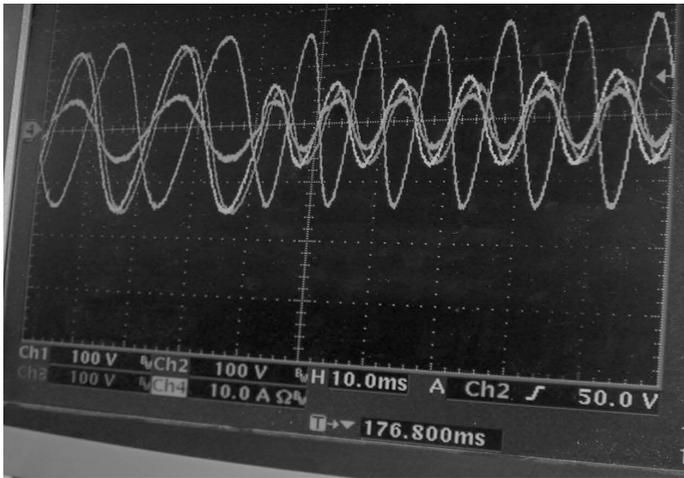


Figure 8: Oscillogram of output voltage during a combined: $\frac{1}{2} \times U_n$ voltage dip, $+30^\circ$ phase jump and 2x frequency variation (RC load with $R = 32 \Omega$, $C = 50 \mu\text{F}$)

Figure 6, shows the additional control algorithms generating and regulating (closed loop control) the various network phenomena ("bad grid"), of which the superimposing of harmonic voltages - up to 2.4kHz power component - proved to be the most challenging. Figure 7 and Figure 8 show oscillograms of an extract of the controlled "bad grid" capabilities.

3.3 Safe operating area investigation

The safe operating area of the developed power converter is, due to its extensive range of functionality, not obvious and certainly not easily determined. The physical limits of the system, under the adapted operating conditions, needs to be modelled to be able to safely conduct prolonged and repeatable experiments in a laboratory environment.

System specific factors that need to be included in the modelling include:

- Higher switching device losses, snubber losses and gate driver circuit losses due to higher power semiconductor switching frequencies;
- An inlet water temperature (raw water circuit) far colder than normal (7°C instead of 20°C);
- Additional forced convection cooling on the respective converter cabinets, operating in unison with the internal water cooling strategy; and
- An implemented de-rating factor in terms of power and thermal management capacity of four (4).



The model used is a tool with which the safe operating area of the converter can be identified under the anticipated extreme operating conditions. The model incorporates the electrical switching device losses as well as the thermal system surrounding the electronics, see Figure 9. In addition, detail switching device loss measurements have been performed to obtain the loss characteristic of the semiconductor device (IGBT) which extends far beyond the data readily available from the manufacturer. This is the key component required to link any electrical loss model to a thermal impedance model of such a system.

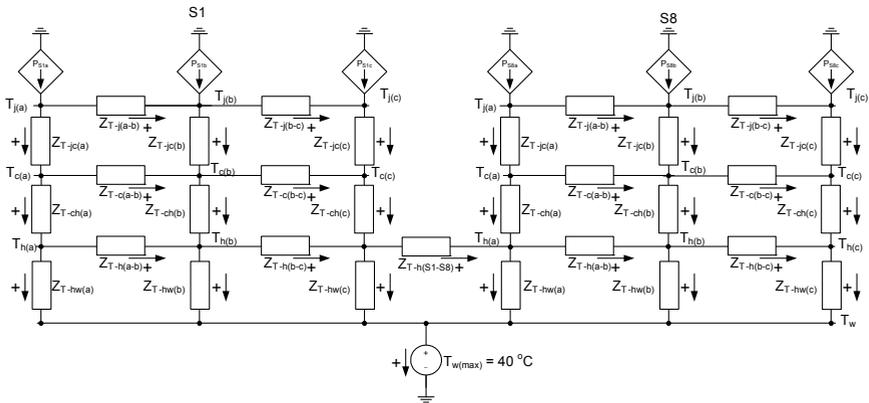


Figure 9: Thermal impedance model for one of the 35 water cooled aluminium cooling bodies carrying the semiconductor switching devices

4 Final remarks

The design and realisation of a unique MV converter for a power electronics laboratory has provided many interesting challenges, many of which have been solved by innovative designs and practical solutions. The paper highlights the technological advancement achieved, in hardware and control software. It invites the reader to explore the possibilities this new facility offers as regards to aspects that include, but are not limited to, furthering the advancement of grid connected converters and the applicable standards that govern them today.

Finally, as part of the transition to smart, intelligent grids, smart power electronic components can sense the voltage in the grid and make automatic adjustments as needed. However, if two such components are located close to each other, unstable oscillations may develop and eventually shut down the grid. The new lab will be able to simulate such a situation and allow researchers to find ways to keep the power flowing. This capability will be essential for investigating and testing the distributed systems of the future. A sustainable grid in 2050 will need to be clean, affordable, practical, energy efficient and secure. The Flex Power Grid Lab opens up a transition path towards such a sustainable system in which grid operators can ensure that the lights will continue to shine bright well into the future.



5 Literature

- /EN50160/ EN50160:1999 E, "Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems", November 1999.
- /IEEE1547/ IEEE1547, "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", 28 July 2003
- /IEC61000/ IEC61000-3-6:1996 10, "Electromagnetic compatibility (EMC) -Part 3: Limits -Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems -Basic EMC publication", 1996



Performance und Sicherheit Netzgekoppelter Stromrichter - Internationale Praxis und Erfahrungen beim Test

Roland Bründlinger, Christoph Mayr
arsenal research
Giefinggasse 2, A-1120 Wien
Tel.: +43 50550 6351, Fax: +43 50550 6390
E-Mail: roland.bruendlinger@arsenal.ac.at

1 Einführung

In dezentralen Erzeugungsanlagen, die auf Basis von Gleichstromquellen oder drehzahlvariablen rotierenden Generatoren arbeiten, stellen Wechselrichter die Verbindung zwischen der primären Stromquelle, z.B. PV-Generator oder Brennstoffzelle einerseits und dem öffentlichen Stromversorgungsnetz oder auch einem autonomen Inselnetz andererseits dar. Als zentrale Systemkomponente haben Eigenschaften und Verhalten der Wechselrichter einen entscheidenden Einfluss auf die Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems.

Als zentrale Faktoren sind dabei Performance, Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromrichter wie auch des gesamten Systems sowohl für Anlagenbetreiber wie auch für die Betreiber der Stromnetze von zentraler Bedeutung. Für wirtschaftlichen Anlagenbetrieb und zur Sicherstellung Kapitalrendite für den Investor spielt der Faktor Performance und Zuverlässigkeit eine entscheidende Rolle. Eine unabhängige Validierung dieser Produkteigenschaften bietet dabei sowohl für Hersteller wie auch für Kunden die Sicherheit, dass die Geräte beim Einsatz im Feld die in den Datenblättern angegebenen Eigenschaften erfüllen.

Mit der stetig wachsenden Leistung und Dichte dezentraler, Stromrichterbasierter Erzeugung in den Verteilnetzen - insbesondere Photovoltaik (PV) Anlagen - kommt darüber hinaus auch den Fragestellungen rund um den Netzanschluss dieser Anlagen zentrale Bedeutung zu. Speziell von Seiten der Netzbetreiber steht dabei insbesondere das Thema Versorgungsqualität und -sicherheit im Mittelpunkt des Interesses,.

Während für Netzbetreiber dabei vor allem die Auswirkungen der Anlagen auf die Netze von besonderem Interesse sind - und dementsprechend auch intensiv untersucht wurden - ist für Betreiber von Anlagen auch der Einfluss der Netzqualität auf die Performance von Bedeutung: So können hohe Energieerträge und Wirtschaftlichkeit, nur durch zuverlässigen Betrieb ihrer Anlagen erreicht werden können. Häufig auftretende, störende Fehlabschaltungen von Anlagen sind auch oft der Grund für Beschwerden. Dementsprechend sehen sich jedoch auch die Verantwortlichen auf Seiten der Netzbetreiber und Hersteller mit einer wachsenden Zahl von Anfragen konfrontiert, die Probleme bei der Zuverlässigkeit und Sicherheit im Betrieb der Anlage betreffen.

Unter dem Blickwinkel der Versorgungssicherheit in zukünftigen Stromversorgungsszenarien mit einer weit höheren Dichte an dezentraler Erzeugung als derzeit kommt diesem Thema noch



wesentlich breitere, weit über reine Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen hinausgehende Bedeutung zu.

Dieser Beitrag fasst die umfangreichen Erfahrungen zusammen, die im Rahmen von Geräteprüfungen, langjährigen Messungen für Hersteller sowie internationalen Forschungsprojekten gemacht wurden.

2 Test- und Prüfinfrastruktur für Wechselrichter

2.1 Entwicklung und Zielsetzungen

Bereits Ende der 1990er Jahre wurde bei arsenal research basierend auf den im Rahmen des Nationalen Photovoltaik Breitentests gewonnenen Erfahrungen damit begonnen, eine spezielle Prüfumgebung für PV Wechselrichter zu entwickeln. Entscheidender Faktor dabei war, dass zu dieser Zeit meist der Wechselrichter für Anlagenausfälle und die damit verbundenen, reduzierten Erträge verantwortlich war.

Primäres Ziel war zunächst, neue Testeinrichtungen, Anforderungen und Lösungen zu entwickeln, und durch unabhängige Prüfung und Forschung eine höhere Zuverlässigkeit der Geräte zu erreichen. Damit sollte durch entwicklungsunterstützende Dienstleistungen den Herstellern die Möglichkeit gegeben werden, ihre Produkte zu analysieren, Schwachstellen aufzudecken und zu verbessern.

Um dem enormen Marktwachstum der Photovoltaik Rechnung zu tragen, erfolgte in den letzten Jahren ein vollständiger Neuaufbau der Laboreinrichtungen. Der Schwerpunkt lag dabei neben einer leistungsmäßigen Erweiterung vor allem in der Verbesserung der Präzision, der Anpassung an neue Prüfvorschriften und nicht zuletzt in der vollständigen Automatisierung des Prüfstands. Damit wird es ermöglicht, auch sehr komplexe und zeitlich umfangreiche Messungen in einem für den Kunden vertretbaren Kostenrahmen durchzuführen.

2.2 Konzept des arsenal research PV Stromrichterlabors

Das Grundkonzept des Labors basiert darauf, die reale Betriebsumgebung eines Wechselrichters soweit möglich im Labor nachzubilden, wobei das Ziel stets war, möglichst flexibel alle Betriebsbedingungen, die in der Praxis auftreten können, auch labortechnisch reproduzieren zu können.

Entsprechend der Funktion des Wechselrichters als Schnittstelle zwischen der primären Stromerzeugung und dem Netz setzt sich die Testumgebung (siehe Abbildung 1) aus zwei zentralen Einheiten zusammen, der Netzsimulation sowie der PV-Generatorsimulation. Für den Test von bidirektionalen Stromrichtern für Hybridsysteme steht darüber hinaus noch eine Batteriebank bzw. ein Batteriesimulator zur Verfügung.

Zusätzlich zu den zentralen Simulationseinheiten ermöglichen speziell entwickelte Mess- und Prüfeinrichtungen die effiziente und flexible Durchführung standardisierter Prüfungen, entsprechend der in den verschiedenen Normen festgelegten Anforderungen.

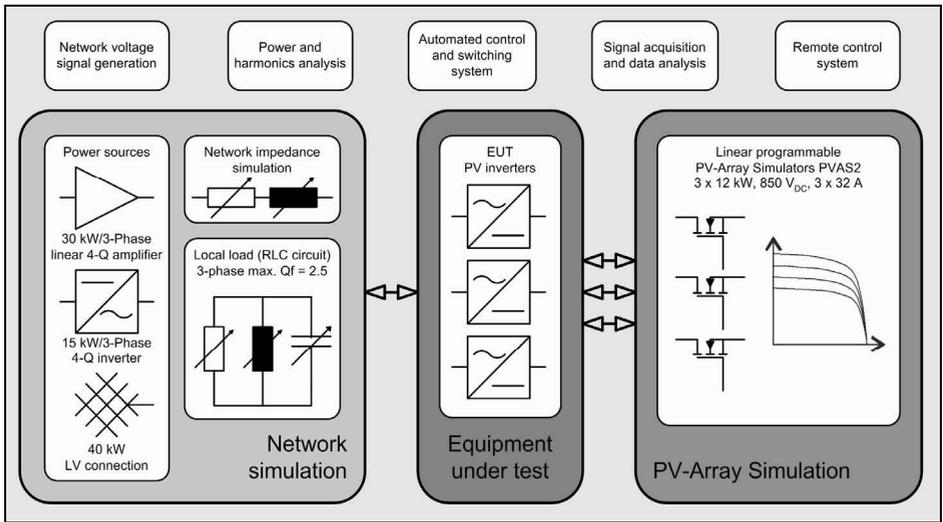


Abbildung 1: Übersicht über das arsenal research PV Stromrichterlabor

2.2.1 Netzsimulation

Konkret steht zur Simulation unterschiedlicher Netzsituationen eine 3-Phasige Wechselspannungsquelle hoher Bandbreite, bestehend aus einem linearen 4 Quadrantenverstärkersystem der Fa. Spitzenberger+Spies mit einer Dauerleistung von 30 kVA zur Verfügung. Damit können äußerst flexibel Spannungs- und Frequenzvariationen sowie unterschiedlichste Arten von Netzstörungen generiert und das Verhalten des Prüfobjekts analysiert werden.

Zur Nachbildung unterschiedlicher Netzimpedanzen sowie zur Prüfung der in den Wechselrichtern integrierten Schutzfunktionen, insbesondere der Inselerkennung, ergänzt eine RLC Schwingkreistesteinrichtung das Netzsimulationssystem.

2.2.2 Photovoltaik-Generatorsimulation

Als zweites zentrales Element der Prüfumgebung ermöglicht der PV Generatorsimulator eine präzise Nachbildung beliebiger PV Modulfelder. Das eingesetzte System PVAS2 ist dabei eine Eigenentwicklung von arsenal research, die basierend auf den langjährigen Erfahrungen bei der Prüfung und Forschung an PV Wechselrichtern realisiert wurde.

Der PVAS2 Simulator setzt sich intern aus einem linearen Leistungsverstärker, der entsprechend der nachzubildenden Strom/Spannungskennlinie des PV Generators angesteuert wird. Die gesamte Einheit wird von einem PC aus gesteuert und ermöglicht die flexible Echtzeitsimulation praktisch beliebiger Kennlinien. Diese Kennlinien können während des Betriebes stufenlos variiert werden. Zur präzisen Bestimmung der Anpassung des Wechselrichterarbeitspunkts an den PV

Generator beinhaltet der PVAS2 ein Mess- und Datenerfassungssystem, das die automatisierte Messung und Aufzeichnung aller relevanten Parameter ermöglicht.

Aufgrund des linearen Aufbaus (Abbildung 2) mit äußerst geringen parasitären Kapazitäten gegenüber Erde beeinflusst das System nur minimal die EMV des Stromrichters und erlaubt auch, Geräte mit ungünstigen Störeeigenschaften zu vermessen.

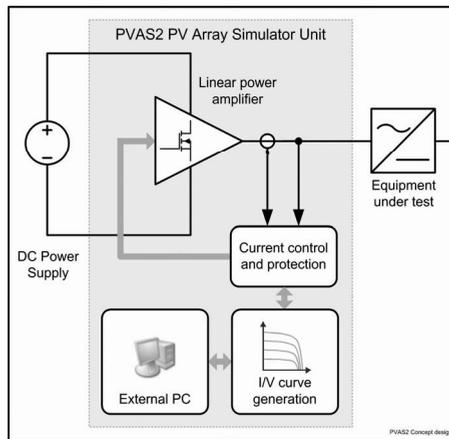


Abbildung 2: Konzept des PVAS2 PV Generatorsimulators

Für Messungen an Wechselrichtern mit mehreren unabhängigen Stringeingängen stehen insgesamt 3 PVAS2 Simulatoren zur Verfügung, die sowohl unabhängig voneinander wie auch parallel betrieben werden können. Insgesamt steht von Seiten der PV Simulation eine Leistung von 32 kW bei maximalen DC Spannungen von 850 V zur Verfügung.

2.2.3 Mess- und Zusatzeinrichtungen

Zusätzlich zu den Nachbildungen für Netz bzw. PV Generatoren umfasst das Wechselrichterlabor noch umfangreiche Leistungsmesstechnik sowie Klimazellen, die Messungen bei unterschiedlichen Temperatur/Feuchtebedingungen ermöglichen. Damit können alle wichtigen Prüfvorschriften nationaler und internationaler Standards abgedeckt werden.



3 Performance und Sicherheit als zentrale Forschungs- und Prüfschwerpunkte

Wie bereits erwähnt bilden Performance, Zuverlässigkeit und Sicherheit zentrale Faktoren für die Bewertung der Produkte. Auf dieser Zielsetzung aufbauend, liegen die Schwerpunkte beim Test wie auch in der Forschung in diesen Bereichen.

Die Thematik Performance umfasst dabei im Wesentlichen die Bestimmung der Kenngrößen Umwandlungswirkungsgrad DC/AC sowie der für PV Wechselrichter spezifischen Größe MPP Tracking Anpassung. Im Rahmen der Messungen werden diese Parameter bestimmt und die Abhängigkeit der Performancekenngrößen von den elektrischen sowie klimatischen Betriebsbedingungen bestimmt.

Neben der klassischen Messung der Performanceparameter bildet die Analyse des Geräteverhaltens bei nicht idealen Netzbedingungen, insbesondere während Netzstörungen einen weiteren Schwerpunkt. Das Ziel dabei ist, für die Geräte eine optimale Immunität gegenüber Netzstörungen zu erreichen und damit unnötige Fehlabschaltungen auf ein Minimum zu reduzieren. All dies muss natürlich stets unter Einhaltung der jeweiligen nationalen Netzanschlussrichtlinien erfolgen.

In den folgenden Abschnitten werden die erwähnten Aspekte näher beleuchtet und Erfahrungen, die im Rahmen von Forschungs- und Messprojekten gemacht wurden, zusammengefasst.

3.1 Umwandlungswirkungsgrad als zentrale Performancekenngröße für Netzgekoppelte PV Wechselrichter

In Bezug auf die Performance stellt der Umwandlungswirkungsgrad zweifelsohne das wichtigste Kriterium für die Entscheidung des Kunden für ein bestimmtes Produkt dar. Im Betrieb hängt der Umwandlungswirkungsgrad von einer Reihe von Faktoren ab. Bei PV Wechselrichtern sind diese neben der Eingangsleistung vor allem die Eingangsspannung. Darüber hinaus beeinflussen aber auch Betriebstemperatur und die Höhe der Netzspannung den Umwandlungswirkungsgrad.

Trotz dieser Erkenntnis erfolgt der Vergleich zwischen den Geräten oftmals nur unter Zuhilfenahme des bekannten „Europäischen Wirkungsgrads“, η_{EU} , der die Spannungsabhängigkeit nicht berücksichtigt /BLETTERIE 2008/. Auch finden sich immer noch Produktdatenblätter, in denen nur unzureichende Angaben über die Abhängigkeit des Umwandlungswirkungsgrads zu finden sind. Im Sinne eines optimalen Marketing geben einzelne Hersteller auch oft, die maximalen Wirkungsgrade bei unrealistischen Betriebsbedingungen an. Eine für den Kunden sinnvolle Angabe ist insbesondere auch unter dem Gesichtspunkt von Bedeutung, dass z.B. bei Photovoltaikanlagen der Stromrichter nur ca. 10% der Systemkosten repräsentiert, jedoch der Wirkungsgrad des Geräts zu 100% den Energieertrag des Systems beeinflusst. Somit kann vereinfacht gesehen ein Stromrichter mit einem 1% höheren Wirkungsgrad 10% teurer sein, bei gleichen Stromerzeugungskosten /BAUMG 2007/.



Trotz dieses wesentlichen Zusammenhangs zwischen Wirkungsgrad und Preis ist es für den Anwender immer noch schwierig, Produkte direkt miteinander zu vergleichen. Auch zeigte sich bei einer Reihe von Messungen, dass die reale Performance in einigen Fällen erheblich unter den Datenblattangaben lagen, was in Folge unmittelbar zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit des gesamten Systems führt /PHOTON 2008/.

Bei PV Anlagen ist dabei insbesondere die spannungsmäßige Anpassung des PV Generators an den Wechselrichter von Bedeutung. Wie erwähnt variiert der Umwandlungswirkungsgrad in Abhängigkeit von der Eingangsspannung, weshalb für die optimale Anpassung eine genaue Kenntnis dieser Charakteristik erforderlich ist /HÄBERLIN 2005/.

Abbildung 3 zeigt eine exemplarische Gegenüberstellung typischer, gemessener Wirkungsgradverteilungen für unterschiedliche Wechselrichtertopologien in Form von Höhenliniendiagrammen. Dabei wird der Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Parameter DC Leistung und DC Spannung durch die Höhenlinien repräsentiert. Zusätzlich zeigt das Diagramm oberhalb direkt die Spannungsabhängigkeit für eine mittlere Leistung sowie das Diagramm rechts die Leistungsabhängigkeit bei einer bestimmten Spannung.

- Abbildung 3a zeigt die Verteilung für eine typische einstufige trafolose WR Topologie. Das Wirkungsgradmaximum liegt dabei bei der minimalen Eingangsspannung, bei höheren Spannungen fällt der Wirkungsgrad signifikant ab.
- Abbildung 3b zeigt einen typischen zweistufigen Wechselrichter mit integriertem Hochsetzsteller. Die Zwischenkreisspannung bei diesem Gerät beträgt ca. 640 V. Die Verluste im Hochsetzstellers sind dabei umgekehrt proportional zur Spannungsdifferenz zwischen Eingang und Zwischenkreis. Übersteigt die Eingangsspannung die Zwischenkreisspannung, so wird der Hochsetzsteller deaktiviert, was sich in einem signifikanten Anstieg des Wirkungsgrads zeigt.
- Abbildung 3c zeigt einen Wechselrichter mit mehrstufiger Trafotopologie, der durch eine interne spannungsabhängige Umschaltung des Transformators eine relativ ausgeglichene Wirkungsgradverteilung aufweist.

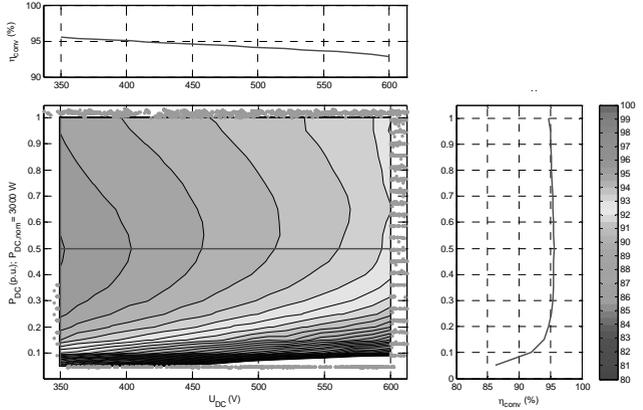
Diese Diagramme ermöglichen eine sehr anschauliche Visualisierung der grundlegenden Charakteristika und stellen damit für den Anwender ein optimales Hilfsmittel zur Beurteilung des Wechselrichters dar.

Die Unterschiede zwischen den Geräten zeigen deutlich die Relevanz und Notwendigkeit standardisierter Datenblattangaben sowie adäquater Messverfahren für die Bestimmung der angegebenen Größen. Nur damit ist es für den Planer und Anwender möglich, Ertrag und Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu optimieren.



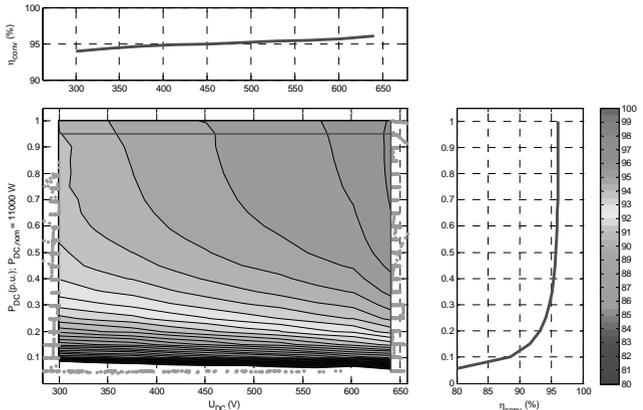
a)

Typ. einstufiger WR
ohne Hochsetzsteller
 η_{conv_max} @ $U_{DC,min}$



b)

Typ. WR mit Hochsetzsteller und Halbbrücke -
hohe Zwischenkreis-
spannung
 η_{conv_max} @ $U_{DC,max}$



c)

WR mit interner Span-
nungsumschaltung.
Komplexe
 η_{conv_max} Verteilung

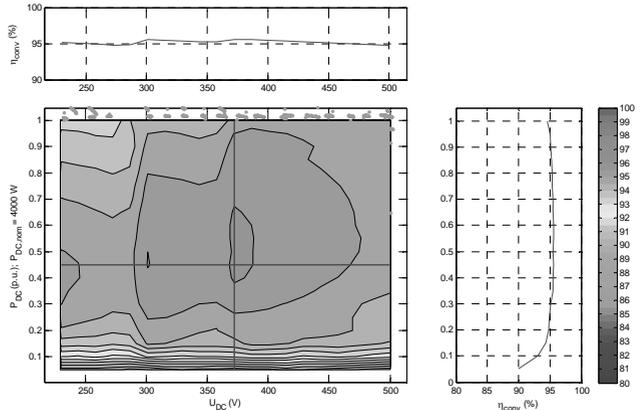


Abbildung 3: Vergleich der Wirkungsgradcharakteristika verschiedener WR Topologien



3.2 Maximum Power Point Tracking

Neben dem Umwandlungswirkungsgrad wird von den Herstellern in zunehmenden Maße auch die Leistungsfähigkeit des Maximum Power Point - Trackings (MPPT) als marketingrelevante Kenngröße in den Datenblättern der PV-Wechselrichter angegeben (/BRÜND 2008/). Im Gegensatz zum Umwandlungswirkungsgrad sind hier die Spezifikationen jedoch mangels standardisierter Vorgaben nur schwer vergleichbar und bieten daher für den Anwender keine Hilfe bei der Auswahl eines Produkts.

Bei der Angabe von konkreten Werten, wie z.B. „MPP Wirkungsgrad“ wäre für den Planer hier entscheidend, dass vom Hersteller nicht nur eine werbe-wirksame Zahl, sondern tatsächlich eine für den praktischen Betrieb relevante Kenngröße angegeben wird. Diese sollte für den praktischen Anlagenbetrieb und damit für den Energieertrag aussagekräftig sein und sollte neben der jahreszeitlichen Verteilung der Einstrahlung insbesondere auch die dynamischen Variationen mit einschließen, da sich nur in dieser Weise die energetische Qualität des MPP Trackings richtig bewerten lässt (/BRÜND 2005/, /BLETTERIE 2006/).

Im Folgenden werden auf Basis der während langjähriger Tests gewonnenen Erfahrungen exemplarisch MPP Tracking Eigenschaften und Probleme von PV Wechselrichtern aufgezeigt.

3.2.1 Stationäre MPP Tracking Eigenschaften von PV-Wechselrichtern

Trotz der Tatsache, dass unter stationären Bedingungen (keine Änderung der Einstrahlung sowie der Temperatur) die meisten vermessenen Geräte einen Anpassungsgrad im Bereich von 99,5% bis 100% erreichen, zeigen die im Rahmen der Messungen gemachten Erfahrungen, dass es immer noch einzelne Schwachstellen in Bezug auf das MPP Tracking bei den Geräten gibt.

So zeigt beispielsweise Abbildung 4 deutliche Schwächen des MPP-Trackings bei geringen Leistungen. Während bei Leistungen größer 30% der Nennleistung das Tracking optimal arbeitet, treten darunter Instabilitäten und offensichtliche Ungenauigkeiten auf, die in Folge zu einer ungünstigen Anpassung führen.

Meist ist dies nicht auf das MPP-Tracking Verfahren selbst, sondern auf mangelnde Präzision der Messkette zurückzuführen, die sich natürlich bei geringen Leistungen stärker bemerkbar macht.

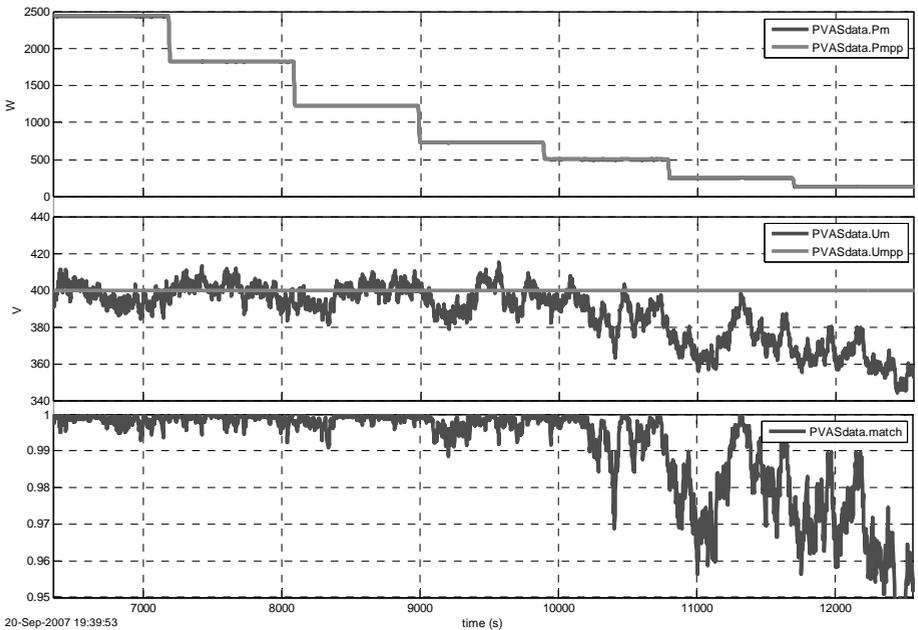


Abbildung 4: MPPT Verhalten bei stationären Betriebsbedingungen für unterschiedliche Leistungen im Bereich von 5% bis 100% der Nennleistung. Diagramm oben: MPP und tatsächliche Leistung; Mitte: MPP und vom WR eingestellte Spannung; Unten: MPPT Anpassungsgrad. Oberhalb von 30% der Nennleistung optimales MPPT (Anpassungsgrad > 99%), unterhalb von 30% Probleme und instabiles MPPT (Anpassungsgrad ca. 95% - 98%).

Bei Wechselrichtern, die mehrere unabhängige Stringeingänge besitzen, die in unterschiedlichen Konfigurationen betrieben werden können ist es auch wichtig, den Einfluss der Stringkonfiguration (z.B. unabhängig/parallel) auf die MPPT Performance zu untersuchen.

Erfahrungsgemäß zeigt sich in vielen Fällen ein unterschiedliches Verhalten, das in Folge zu messbaren Unterschieden in Bezug auf den MPPT Anpassungsgrad führt. So veranschaulicht Abbildung 5 deutlich, dass bei einem unabhängigen Betrieb der Stringeingänge zwar ein optimales MPPT Verhalten beobachtet wurde, bei paralleler Konfiguration jedoch deutliche Schwächen auftraten. Die resultierende Minderung des MPPT Anpassungsgrads betrug in diesem Fall im Mittel ca. 0,5%, und zeigte damit für Hersteller ein erhebliches Optimierungspotential auf.

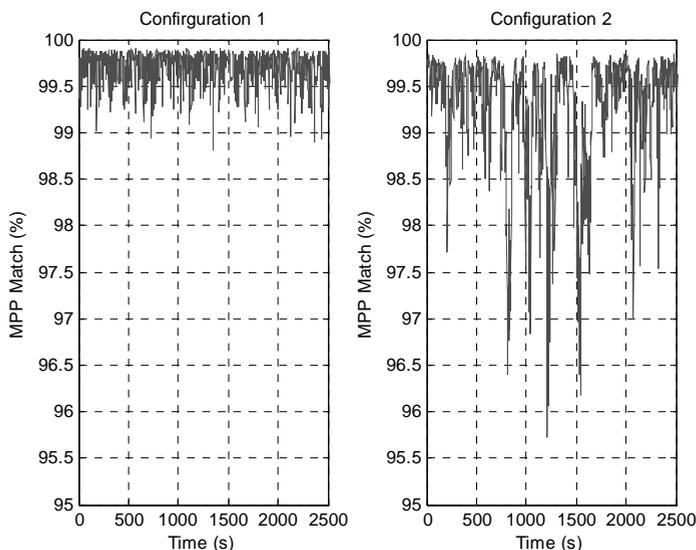


Abbildung 5: Gegenüberstellung der MPPT Anpassung (MPP Match) bei unterschiedlichen PV Stringkonfigurationen. Links: Beide Strings unabhängig; Rechts: Beide Strings parallel.

3.2.2 MPPT bei dynamisch veränderlichen Bedingungen

Wie bereits erwähnt, gibt es trotz optimaler Performance unter stationären Bedingungen bei einigen Geräten deutliche Probleme in Bezug auf ihr Verhalten bei dynamisch veränderlichen Einstrahlungsbedingungen /BRÜND 2008/.

Im Rahmen einer Vielzahl von Messungen zeigte sich dabei, dass die Verhaltensweise zwar von Gerät zu Gerät unterschiedlich war, es jedoch typische Probleme gab, die vielen MPP-Trackern gemeinsam waren und nicht nur bei einer einzelnen Messung auftraten. Zu diesen typischen Eigenschaften zählen unter anderem:

- „Weglaufeffekte“:
Verursacht durch eine Fehlinterpretation der aus der Einstrahlungsänderung resultierenden Leistungsänderung führt dieser Effekt dazu, dass sich der MPP Tracker dabei schrittweise von der MPP Spannung entfernt (Abbildung 7).
- *Probleme bei raschen Abfolgen dynamischer Änderungen der Einstrahlung:*
Rasche Abfolgen von Einstrahlungsvariationen (Abbildung 7) können dazu führen, dass der MPPT sich im Laufe der Zeit sukzessive vom MPP entfernt. Dies kann an Tagen mit häufigen Einstrahlungsschwankungen zu einer ungünstigen MPPT Anpassung führen.

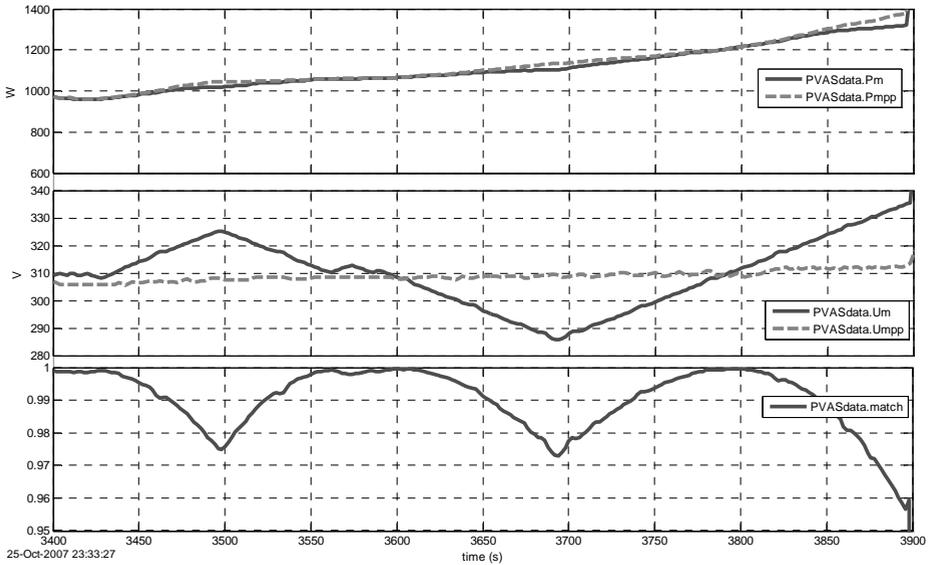


Abbildung 6: „Weglauffeffekt“ bei langsamem Anstieg der PV Leistung. Diagramm oben: MPP/gemessene Leistung; Mitte: MPP/gemessene Spannung; Unten: MPPT Anpassung.

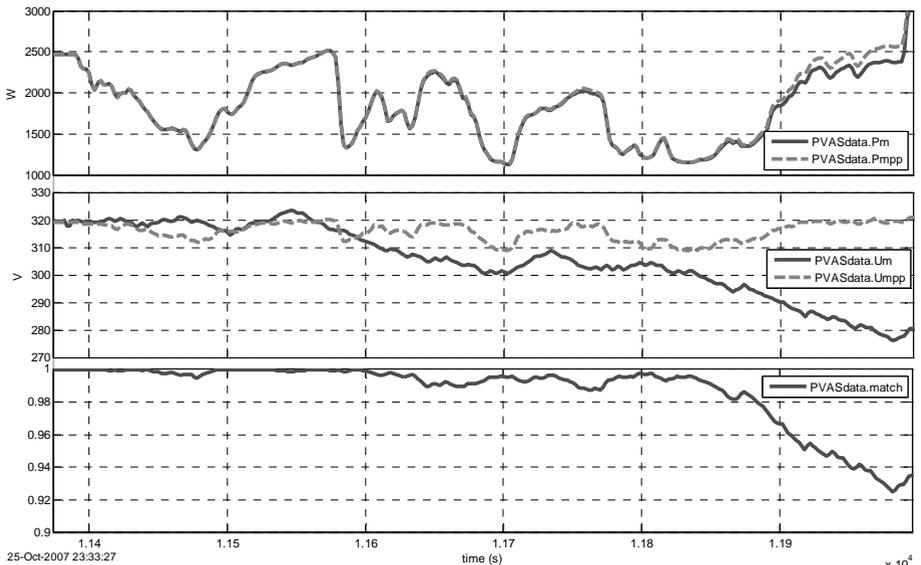


Abbildung 7: MPP Tracking Probleme bei raschen Abfolgen dynamischer Änderungen. Oben: MPP/gemessene Leistung; Mitte: MPP/gemessene Spannung; Unten: MPPT Anpassung.



Aus diesem Blickwinkel sind die Datenblattangaben der Hersteller zum MPPT für den Konsumenten unzureichend, um die Produkte vergleichen zu können. Anwender und Planer sollten daher heute die von den Herstellern gemachten Angaben kritisch beurteilen und hinterfragen, welche Bedeutung die angegebenen Werte für den realen Anlagenbetrieb haben.

3.3 Sicherheit und Netzinteraktion

Neben den Wirkungsgradkenngrößen spielen für einen zuverlässigen und wirtschaftlichen Betrieb der Stromrichter auch Sicherheit und die Interaktion mit dem Stromnetz eine entscheidende Rolle.

Während für Netzbetreiber derzeit vor allem die von den Stromrichtern ausgehende Beeinflussung des Netzes von Interesse ist, ist für Betreiber der Einfluss der Netzqualität auf den zuverlässigen Betrieb der Anlage von Bedeutung.

Zukünftig werden dezentrale Stromrichter auch eine Reihe von Zusatzfunktionen übernehmen, die über die reine Einspeisung von Wirkleistung weit hinausgehen. Aktive Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung sowie die multifunktionale Nutzung von PV Wechselrichtern als aktive Filter stellen nur einige Möglichkeiten dar, die mittels moderner Leistungselektronik realisiert werden können. Mit dem Übergang von einer rein passiven hin zu einer aktiven Rolle von Stromrichtern in den Versorgungsnetzen werden Faktoren wie Zuverlässigkeit und Sicherheit in Zukunft eine weitergehende Dimension bekommen.

Im Folgenden werden exemplarisch die Erfahrungen zusammengefasst, die im Rahmen der Laboruntersuchungen der Empfindlichkeit moderner Wechselrichter gegenüber typischen transienten und stationären Netzstörungen gemacht wurden.

3.3.1 Verhalten von PV Wechselrichtern bei Spannungseinbrüchen im Netz

Spannungseinbrüche zählen zu den häufigsten Störungen, die im realen Stromnetz auftreten. Dem entsprechend war die Zielsetzung der Untersuchungen, eine möglichst umfassende und vergleichbare Charakterisierung der Testobjekte zu erzielen.

Anhand so genannter Spannungstoleranzkurven (Abbildung 8) die den Grenzbereich zwischen Einbrüchen, bei denen es zu keiner Abschaltung kam und Einbrüchen, die eine Fehlfunktion - meist eine Trennung vom Netz - zur Folge hatten beschreiben, lässt sich anschaulich das Verhalten der getesteten Geräte vergleichen.

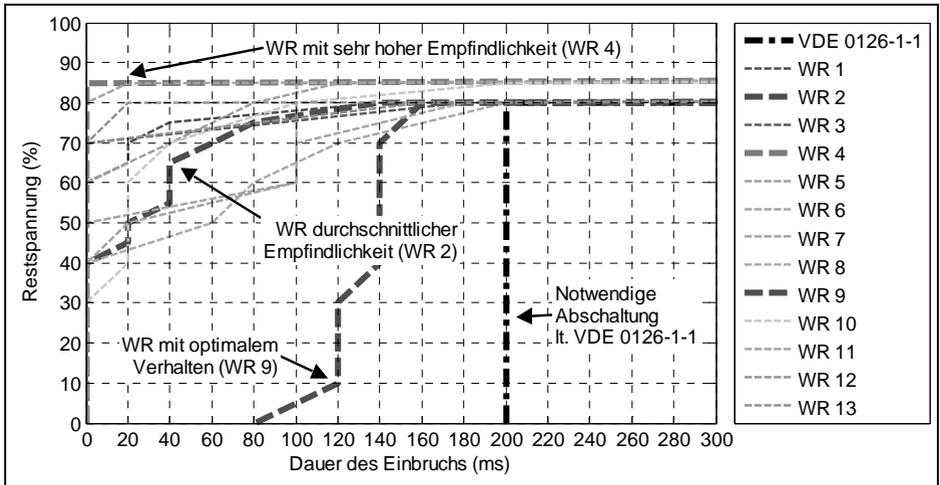


Abbildung 8: Gemessene Spannungstoleranzkurven von 13 PV Wechselrichtern

Abbildung 8 zeigt deutlich, dass der Großteil der Geräte eine außerordentlich große Empfindlichkeit gegenüber Spannungseinbrüchen aufwies. Bei einigen Geräten (WR mit sehr hoher Empfindlichkeit) führte bereits jeder Einbruch tiefer als 80% (Restspannung) zur Trennung, unabhängig von dessen Dauer. Nur ein Wechselrichter (WR 9) konnte auch Einbrüche auf weniger als 10% bis zu einer Dauer von mehr als 100 ms durchfahren.

Die Hauptursache für das beobachtete Verhalten war dabei meist die zu hohe Empfindlichkeit der Unterspannungsüberwachung. In Einzelfällen traten auch erhebliche Überströme auf, die bei einem Gerät sogar zu einem Defekt führten.

3.3.2 Verhalten bei überlagerten sinusförmigen Störspannungen

Neben kurzzeitigen Spannungseinbrüchen spielen auch länger andauernde Störungen in Form von der Netzspannung überlagerter Störspannungen, verursacht durch Verbraucheranlagen oder Signalübertragung mittels Rundsteuerung eine Rolle. Zur Ermittlung des Verhaltens der Wechselrichter unter diesen Bedingungen wurde ein Messverfahren in Anlehnung an die EN 61000-4-13 angewendet, wobei als Prüfpegel die so genannte Meisterkurve zur Anwendung kam. Ähnlich wie bei den Tests mit Spannungseinbrüchen wiesen die Geräte auch hier große Unterschiede auf: Von den 12 vermessenen Geräten passierte nur ein einziger Wechselrichter den Test ohne Fehlfunktion. Bei allen anderen kam es zu häufigen Fehlabschaltungen, vorwiegend verursacht durch falsche Messung der Netzfrequenz bzw. der Netzimpedanz (siehe Tabelle 1).

**Tabelle 1: Ursache des Fehlverhaltens für Abschaltungen aufgrund Störspannungen im Netz**

Ermittelte Ursache des Fehlverhaltens	Anzahl der betroffenen Wechselrichter
Nicht weiter bestimmbare Probleme der Netzüberwachung	3
Fehlerhafte Messung der Netzfrequenz	3
Fehlerhafte Messung der Netzimpedanz	4
Probleme bei der Stromregelung, Überströme AC-seitig	3
Interne Fehler der Netzüberwachung	1

Generell zeigten die getesteten Geräte bis auf wenige Ausnahmen eine außerordentlich hohe Empfindlichkeit gegenüber den untersuchten Netzstörungen. Dies äußerte sich vor allem durch häufige Abschaltungen auch bereits bei kurzzeitigen, geringen Einbrüchen der Spannung oder überlagerten Störspannungen. Darüber hinaus traten bei einzelnen Wechselrichtern auch Probleme mit der Stromregelung, hohe Überströme, sowie störende Resonanzeffekte auf.

Als Ursache für das beobachtete Verhalten wurde auch hier in den meisten Fällen die Netz-schnittstelle, im Speziellen Spannungs- und Frequenzüberwachung sowie die Impedanzmessung identifiziert.

Einzelne Wechselrichter, bei denen es zu keiner negativen Beeinträchtigung des Betriebs kam, zeigen deutlich, dass es ohne nennenswerten Zusatzaufwand oder Kosten möglich ist, eine hohe Immunität der Geräte gegenüber Netzstörungen zu realisieren.

4 Zusammenfassung

Die Performance, Zuverlässigkeit und Sicherheit der eingesetzten Stromrichter zählen zu den entscheidenden Faktoren für den sicheren und wirtschaftlichen Betrieb von Erzeugungsanlagen und sind somit für Hersteller, Anlagenbetreiber sowie auch für die Betreiber der Stromnetze gleichermaßen von Bedeutung.

Um diese Eigenschaften zu gewährleisten, ist neben dem adäquaten Design der Geräte auch eine unabhängige Validierung auf Basis entsprechender, auf den Anwendungsbereich zugeschnittener Prüfvorschriften wichtig.

Die auf Basis langjähriger Messerfahrung entwickelte Prüfinfrastruktur des arsenal research Wechselrichterlabors bietet umfassende Möglichkeiten, effizient und flexibel alle wichtigen Performanceparameter für Stromrichter, insbesondere für PV Anlagen zu vermessen und dementsprechend die Produkte zu optimieren. Damit wird WR Entwicklern und Herstellern die Möglichkeit gegeben, bereits in einem frühen Entwicklungsstadium die Leistungsfähigkeit ihrer Produkte unter realistischen Bedingungen zu analysieren.



Derzeit sind die Datenblattangaben der Hersteller insbesondere in Hinblick auf Performancerelevante Angaben für den Anwender meist unzureichend, um die Produkte vergleichen zu können. Anwender und Planer sollten daher heute die von den Herstellern gemachten Angaben kritisch beurteilen und hinterfragen, welche Bedeutung die angegebenen Werte real haben. Um zukünftig eine transparente Situation zu schaffen, werden derzeit bereits erste Standards geschaffen, mit dem Ziel, die von den Herstellern gemachten Datenblattangaben zu vereinheitlichen und die verwendeten Begriffe klar zu definieren /DKE 2008/. Dazu ist es aber auch erforderlich, entsprechende Messverfahren zu standardisieren, die vergleichbare und praxismgerechte Resultate liefern.

Neben den reinen Performancebetrachtungen sind Netzinteraktion und Sicherheit von Netzgekoppelten Stromrichtern jene Faktoren, die insbesondere vor dem Hintergrund einer stetig wachsenden dezentralen Einspeisung aus Stromrichtern und der zukünftig geforderten aktiven Rolle der Stromrichter im Netz enorm an Relevanz gewinnt.

Die Untersuchungen an derzeit auf dem Markt verfügbaren Wechselrichtern zeigten jedoch auch klar, dass es signifikante Defizite betreffend des Geräteverhaltens bei Netzstörungen gibt. Dies ist jedoch nicht allein auf unzureichendes Gerätedesign zurückzuführen; vielmehr ist das weitgehende Fehlen von adäquaten Normen, insbesondere Mindestanforderungen an die Immunität der Netzschnittstelle, die Ursache für ein fehlendes Bewusstsein in Bezug auf diese Problematik.

Die moderne Leistungselektronik würde umfassende Möglichkeiten bieten, mit Hilfe von Stromrichtern weit mehr als nur reine Wirkleistung in das Stromnetz einzuspeisen. Begriffe wie Ride-Through-Capability, aktive Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung sowie die multifunktionale Nutzung von PV Wechselrichtern als aktive Filter bezeichnen nur einige der Zusatzfunktionen, die Wechselrichter als zentrale Schnittstelle zwischen Energiequelle und den Stromversorgungsnetzen in Zukunft übernehmen werden.

Eine tiefgehende Prüfung und Validierung der entsprechenden Geräteeigenschaften wird dabei von zentraler Wichtigkeit sein und wird, wie beispielsweise im aktuellen Entwurf der BDEW Richtlinie /BDEW 2008/ für den Netzanschluss an die Mittelspannung, auch bereits so gefordert.



5 Literatur

- /BLETTERIE 2008/ B. Bletterie, R. Bründlinger, H. Häberlin, F. Baumgartner, H. Schmidt, G. Klein, M. Alonso Abella: Redefinition of the European efficiency - finding the compromise between simplicity and accuracy, 23. EUPVSEC, Valencia, 2008
- /BAUMG 2007/ F. P. Baumgartner, H. Schmidt, B. Burger, R. Bründlinger, H. Häberlin, M. Zehner: Status and Relevance of the DC Voltage Dependency of the Inverter Efficiency, 22. EUPVSEC, Milano, 2007
- /PHOTON 2008/ H. Neuenstein, Marktübersicht Solarwechselrichter, Photon Magazin, Ausgabe März 2008
- /HÄBERLIN 2005/ H. Häberlin: Optimum DC Operating Voltage for Grid-Connected PV-Plants. 20th EU PV Conf., Barcelona, Spain, June 2005
- /BRÜND 2005/ R. Bründlinger „A new method for the assessment of the dynamic MPP tracking performance based on compressed high-resolution irradiation patterns.“ 20. EUPVSEC, Barcelona, 2005.
- /BLETTERIE 2006/ B. Bletterie, R. Bründlinger, S. Spielauer, Quantifying Dynamic MPPT Performance under realistic Conditions: First Test Results - The Way forward, 21. EUPVSEC, Dresden, 2006.
- /BRÜND 2008/ R. Bründlinger, G. Bettenwort, B. Bletterie, J. Laschinski: 99,9% MPP-Tracking Performance - nur die „halbe Wahrheit“?, Symposium Photovoltaische Sonnenenergie, Bad Staffelstein, 2008
- /BRÜND 2006/ R. Bründlinger, B. Bletterie, C. Mayr: Verhalten von PV-Wechselrichtern bei Netzstörungen - Testergebnisse aktueller Geräte & Empfehlungen für zukünftige Standards, Symposium Photovoltaische Sonnenenergie, Bad Staffelstein, 2006
- /DKE 2008/ DKE AK373: Norm-Entwurf, Datenblatt und Typschildangaben von Photovoltaik-Wechselrichtern, 2008
- /BDEW 2008/ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Entwurf April 2008



Ergebnisse aus dem Projekt OPTINOS - Defizite und Unsicherheiten bei Prüfprozeduren von Photovoltaik-Wechselrichtern

Dr. Christian Bendel, Peter Funtan, Thomas Glotzbach, Jörg Kirchhof, Gerald Klein
Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V.
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: +49 (0) 561 7294-254, Fax: +49 (0) 561 7294-200
E-Mail: jkirchhof@iset.uni-kassel.de

1 Einleitung

Zur Sicherstellung der Qualität von PV-Anlagen müssen alle Einzelkomponenten gleichen anspruchsvollen Qualitätskriterien genügen. Vom Systemgedanken versteht man unter Einzelkomponenten PV-Module (in Reihen- und Parallelschaltung), PV-Anschlussleitungen inkl. der dazu notwendigen Steckverbinder, Stringsammelboxen inkl. DC-Abschalteneinrichtungen und Überspannungsschutzeinrichtungen, PV-Stromrichter, Überwachungseinrichtungen (Monitoringsysteme mit Bestrahlungsstärkesensoren) sowie die bekannten Netzanschlusskabel inkl. der fachspezifischen Überspannungsschutzeinrichtungen.

Im vorliegenden Fall werden nur PV-Stromrichter betrachtet, für deren Qualitäts- und Funktionsprüfung verschiedene Prüfprozeduren angewendet werden müssen. Diese sind zwar teilweise in Normen definiert, jedoch gibt es bei der Anwendung zum Teil große Unsicherheiten, da die photovoltaik-spezifischen Eigenschaften in einigen Normen bisher nur ungenügend berücksichtigt wurden. Häufig können deshalb Resultate, die auf normbasierten Prüfungen beruhen, nicht miteinander verglichen werden. Andererseits sind viele Aspekte aus den Bereichen der Personen- und Anlagensicherheit sowie der technischen Funktion und Zuverlässigkeit normativ nicht geregelt!

Das Ziel des Projektes OPTINOS besteht darin, in umfassender Form, durch Präzisierung und Verbesserung von technischen, organisatorischen und normativen Bewertungen, Vorschriften, Richtlinien und Normen, die bestehenden Defizite aufzuzeigen und zu beseitigen. Damit unterstützt das Projekt die Forderungen der Industrie, einheitliche Prüfprozeduren für PV-Stromrichter zu schaffen. Die dafür durchzuführenden Arbeiten erfolgen in Abstimmung mit den zuständigen Gremien der DKE.

2 Defizite der Normung

Die neue Fachgrundnorm für Elektromagnetische Störaussendungen im Haushaltsbereich, DIN EN 61000-6-3:2007 ist nur noch bedingt für trafolose Stromrichter anwendbar, da die speziellen Eigenschaften von traflosen Stromrichtern bei der Normung nicht berücksichtigt wurden /KIRCHHOF 2007/. Andererseits gibt es bei den AC-seitigen Störaussendungs-Grenzwerten für PV-Stromrichter bisher eine Grenzwertlücke, in der die Stromrichter in der Realität Störungen emittieren, diese jedoch nicht bewertet werden können, weil keine EMV-Anforderungen zu erfüllen



sind. Beide Themen sind aktuelle Problemstellungen und bedürfen einer dringenden Bearbeitung und Entscheidung.

Bei der Wirkungsgradmessung von PV-Stromrichtern fehlen bisher die Anforderungen an den Photovoltaik-Simulator. Zusätzlich zum statischen PV-Stromrichter-Wirkungsgrad werden zurzeit verschiedene Prüfverfahren zur Ermittlung des dynamischen Verhaltens von PV-Stromrichtern bei veränderlicher Einstrahlung untersucht. Die Spannweite reicht dabei von Verfahren zur Ermittlung der Sprungantwort des PV-Stromrichters /HÄBERLIN 2006/ bis zu Verfahren, die einen typischen Bestrahlungs-Tagesgang auf den Stromrichter einwirken lassen /HALTER 2004/. Im Forschungsprojekt OPTINOS untersucht das ISET mit neuen Hardware-Simulatoren die Prüfverfahren bezüglich ihrer Anwendbarkeit. Ergänzend hierzu erfolgt die Untersuchung realer Bestrahlungsstärkedaten auf den im Jahresdurchschnitt zu erwartenden dynamischen Anteil, um Aussagen über die Relevanz von dynamischen Stromrichter-Prüfungen zu treffen.

Im Gegensatz zum Solarmodul (DIN EN 50380 Datenblatt- und Typenschildangaben von Photovoltaik-Modulen) sind die Typschild- und Datenblattangaben für PV-Stromrichter noch nicht normativ geregelt. Hier bedarf es einer grundsätzlichen Regelung, um z.B. die Durchführung von Messprozeduren und Dimensionierungsanforderungen erfüllen zu können. Beispielhaft sei der Begriff der Nennleistung genannt. Im Forschungsprojekt SIDENA /BENDEL 2005/ haben Untersuchungen ergeben, dass die Mehrzahl der Stromrichter bei höheren Umgebungstemperaturen mit einer zum Teil enormen Leistungsreduzierung reagieren. Die Definition der Nennleistung erfordert jedoch, dass die abgegebene Leistung dauerhaft erbracht werden muss, unabhängig von den vorherrschenden Umgebungsbedingungen. Die inhaltliche Unterscheidung von Begriffen wie „MPP-Bereich“ und „Eingangsspannungsbereich“ führt derzeit zu widersprüchlichen oder gar falschen Angaben bei marktgängigen Produkten. Auch diese im Projekt OPTINOS durchzuführenden Arbeiten werden in Abstimmung mit den Industriepartnern in die Normungsarbeit einfließen.

2.1 DC-seitige EMV-Störaussendung

Für Photovoltaik-Stromrichter existiert bisher keine Produktnorm zur elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV). Die stattdessen anwendbare aktuelle Ausgabe der Störaussendungsfachgrundnorm für den Haushalt (DIN EN 61000-6-3:2007) weist gegenüber der früheren Ausgabe Änderungen in den Messverfahren auf, die diese Norm nur noch bedingt anwendbar für PV-Stromrichter machen. Gemäß dieser Norm sind strenggenommen nur noch dann DC-seitige EMV-Untersuchungen erforderlich, wenn das Gerät über eine mehr als 30 m lange „Batterieleitung“ oder über „einen Anschluss an ein Gleichspannungs-Versorgungsnetz“ verfügt. Der photovoltaische Solargenerator kann keiner dieser beiden Kategorien zugeordnet werden.

Untersuchungen des ISET im europäischen Projekt ESDEPS /DEGNER 2002/ (<http://www.iset.uni-kassel/esdeps>) haben gezeigt, dass ein photovoltaischer Solargenerator bereits ab 150 kHz als Sendeantenne für die vom Stromrichter stammenden leitungsgebundenen Störungen wirken kann. DC-seitige Entstörmaßnahmen und EMV-Messungen am Stromrichter sind daher unverzichtbar. Anderenfalls würde es zu feldgebunden abgestrahlten Störungen im Umkreis der an den Strom-



richter angeschlossenen PV-Anlage kommen. In diesem Fall müsste unter Umständen die Anlage sogar stillgelegt werden, wenn die Störungen nicht auf andere Weise beseitigt werden können.

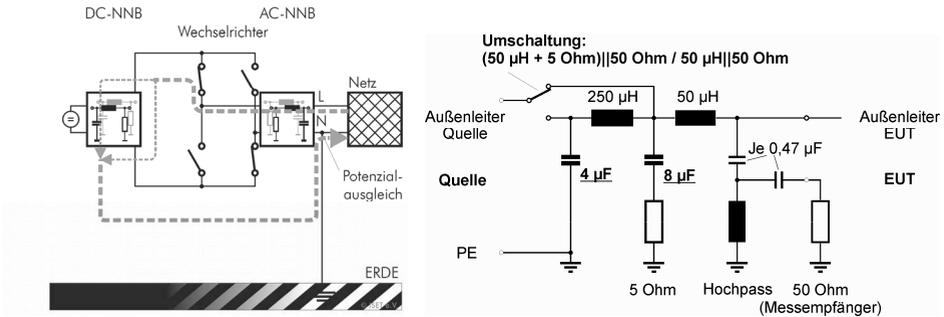
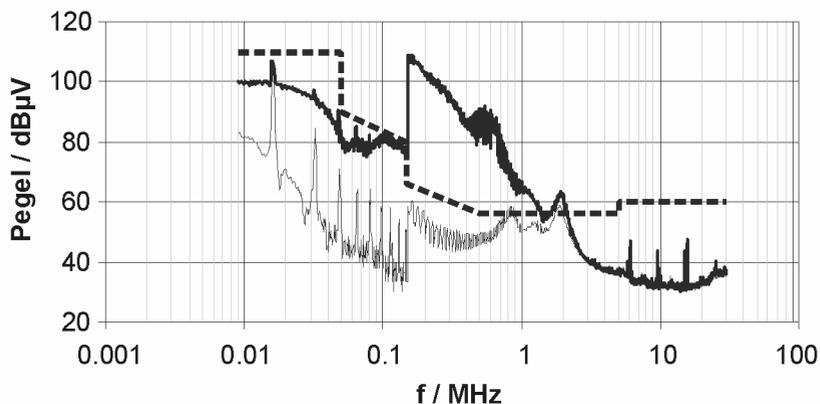


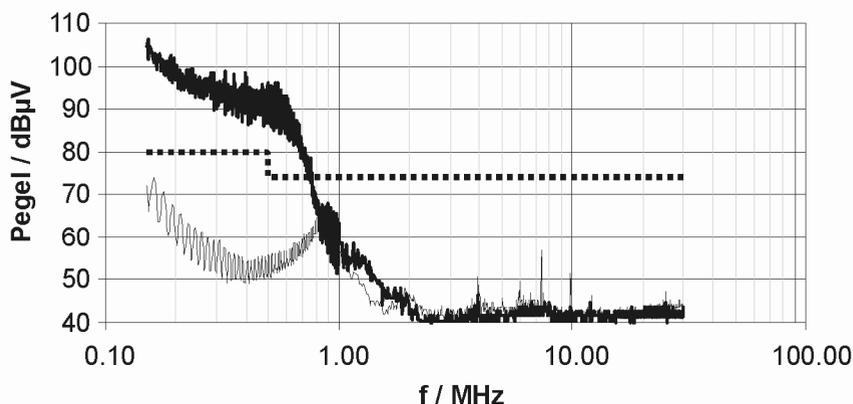
Abb. 1: Kapazitive Ableitströme bei der DC-Netznachbildung (links). Aufbau einer 50-Ohm-Netznachbildung mit Erd-Kapazitäten (unterstrichen), die als DC-Netznachbildung verwendet werden muss (rechts), © ISET

Ein weiteres Defizit der DIN EN 61000-6-3:2007 besteht darin, dass der für DC-seitige EMV-Messungen vorgeschriebene Messaufbau, insbesondere die aktuell normativ vorgeschriebene 50 Ohm || 50 µH Netznachbildung, für trafolose Stromrichter nicht geeignet ist, da sie große Erdkapazitäten an den Prüflingsanschlüssen aufweist. Untersuchungen am ISET innerhalb des Forschungsprojekts SIDENA haben gezeigt, dass z.B. die Erdkapazität der PV-Ersatzspannungsquelle bzw. der DC-seitigen Netznachbildung das EMV-Verhalten eines Stromrichters sehr stark beeinflusst / KIRCHHOF 2006/.



— Kleine Erdkapazität — Große Erdkapazität - - - EN 55011 QP dBµV

Abb. 2: AC-seitige Störspannung bei Verwendung einer DC-Netznachbildung mit großer- und kleiner Erdkapazität, © ISET



— Kleine Erdkapazität — Große Erdkapazität ···· EN 55014 Aux QP dBµV

Abb. 3: DC-seitige Störspannung bei Verwendung einer DC-Netznachbildung mit großer- und kleiner Erdkapazität, © ISET

Je nach verwendetem Konstanter oder DC-Netznachbildung können bei sonst gleichen Messbedingungen die Grenzwerte eingehalten werden, oder es treten extreme Grenzwertüberschreitungen um bis zu 45 dB bei der leitungsgebundenen Störemissionsmessung auf (siehe Abb. 2, Abb. 3), obwohl die Messung streng nach Norm durchgeführt wurde und durch den Konstanter keine zusätzlichen Störungen in den Messaufbau eingekoppelt wurden. Wird die Erdkapazität des Netzteils verringert, bzw. eine DC-Netznachbildung mit kleiner Erdkapazität verwendet, erfüllt der



gleiche Stromrichter die Grenzwerte. Um dieses Defizit zu klären, wurde im DKE der Ad hoc Arbeitskreis „Grid Connected Power Conditioner - GCPC“ innerhalb des UK767.11 gegründet. Ziel ist die normative Festlegung von Prüfbedingungen und -grenzwerten für netzgekoppelte PV-Stromrichter, insbesondere auf der Gleichspannungsseite von PV-Stromrichtern.

2.2 AC-Grenzwertlücke

Auf der AC-Seite von PV-Stromrichtern können normative leitungsgebundene Störmessungen einerseits im Frequenzbereich von 0 kHz bis 2 kHz (Flicker, Stromoberschwingungen) und andererseits zwischen 150 kHz und 30 MHz (Störspannung) stattfinden. Das untersuchte Spektrum enthält eine Lücke im Bereich zwischen 9 kHz und 150 kHz, bei der weder Störaussendung noch Störfestigkeit der untersuchten Geräte garantiert werden kann, obwohl Stromrichter in diesem Frequenzbereich Störungen aussenden können. Enthält dagegen der Stromrichter z.B. Komponenten für Powerline Kommunikation (PLC), so sind die für PLC-Geräte geltenden Grenzwerte (DIN EN 50065) anzuwenden, die auch in dem Frequenzbereich 3 kHz bzw. 9 kHz bis 150 kHz definiert sind.

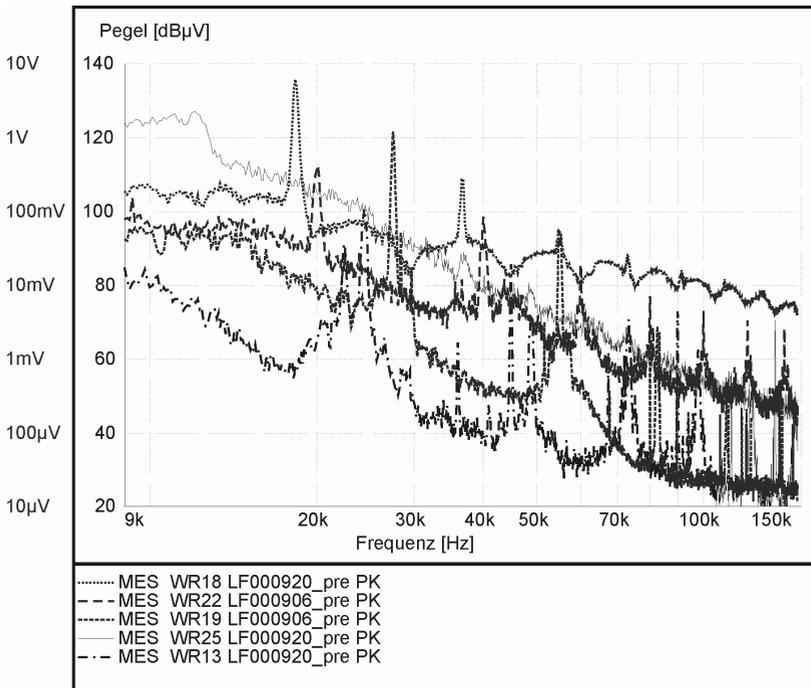


Abb. 4: Störaussendung von Wechselrichtern im Frequenzbereich von 9 kHz bis 150 kHz
© ISET



In diesem nicht regulierten Frequenzbereich zwischen 3 kHz und 150 kHz liegen oft insbesondere die vom Wechselrichter-Leistungsteil verwendeten Taktfrequenzen und deren Oberschwingungen. Bei einem niederohmigen oder kapazitiven Anschlusspunkt kann der Wechselrichter einen beträchtlichen Ripplestrom ins Netz einspeisen. Andererseits kann an einem hochohmigen Netzanschlusspunkt eine hohe Ripplespannung durch den Stromrichter hervorgerufen werden /BENDEL 2001/ (siehe Abb. 4). Dies kann Wechselwirkungen mit anderen Geräten verursachen, die ebenfalls an diesem Netzpunkt angeschlossen sind. Es existieren zwar Störgrenzwerte für Induktionskochfelder, die ebenfalls mit getakteter Leistungselektronik arbeiten, jedoch besteht für PV-Stromrichter keine Anforderung. Auch bezüglich der Störfestigkeit gibt es keine Prüfnormen, welche das zulässige Störsignal von netzgekoppelten Stromrichtern ausreichend nachbilden. Die möglichen Störungen können z.B. auch Einspeisezähler beeinflussen, da der Einspeisezähler in unmittelbarer Nähe des Stromrichters unter ungünstigen Umständen direkt vom hochfrequenten Ripplestrom durchflossen wird. Das ISET führt derzeit Untersuchungen zu dieser Problematik an betroffenen Geräten durch.

2.3 Wirkungsgradmessung

Einen weiteren Untersuchungsschwerpunkt des Projekts OPTINOS stellen die Verfahren zur Wirkungsgradmessung dar. Hierbei bildet sowohl die realistische elektronische Nachbildung des photovoltaischen Generators, als auch die Untersuchung des Wirkungsgrades bei dynamischer Einstrahlung am Simulator und am realen Generator eine besondere Rolle. Beispielsweise existieren zur Ermittlung des dynamischen Anpassungswirkungsgrades von PV-Stromrichtern seitens verschiedener Institutionen und Firmen Vorschläge für anzuwendende Messverfahren, die untersucht und beurteilt werden müssen. Es besteht das Ziel, nach Möglichkeit zu einem einheitlichen Prüfverfahren zu gelangen.

3 Einfluss der Wetterdynamik auf das MPP-Tracking

Im Rahmen dieser Untersuchungen wird der Einfluss der Wetterdynamik auf das MPP-Tracking (MPPT) und die damit evtl. entstehenden Verluste durch eine Fehlanpassung des MPP-Trackers eines Stromrichters beschrieben. Es soll festgestellt und entschieden werden, ob es bei der Bestimmung des Wirkungsgrades eines Stromrichters nötig ist, diese Verluste durch das MPPT bei dynamischem Wetter bei der Prüfung mit einzubeziehen.

Wie die Verluste ausfallen, hängt in erster Linie vom Stromrichter bzw. dessen MPP-Tracker ab. Es gibt Stromrichter, die bei dynamischem Wetter den Bestrahlungsstärkeänderungen ausreichend schnell folgen, jedoch bei langsamen kleinen Übergängen Regelungsprobleme haben. Bei anderen Stromrichtern verhält es sich umgekehrt.

Es stellen sich nun die Fragen, wie oft und mit welcher Bestrahlungsstärkeänderung treten solche Wetterereignisse auf, und haben diese durch das MPPT einen wesentlichen Einfluss auf die Energieausbeute einer PV-Anlage?



Um die Wetterdynamik zu untersuchen, sind Bestrahlungsstärkedatensätze mit einer hohen zeitlichen Auflösung nötig. Hierzu wurden Messdaten mit einer zeitlichen Auflösung von einer Sekunde aus den Jahren 1994, 1995 und 2008 am Standort ISET Kassel ermittelt und ausgewertet. Diese Datensätze wurden hinsichtlich der Anzahl von bestimmten Bestrahlungsstärkesprüngen untersucht, wie Bild 5 zeigt.

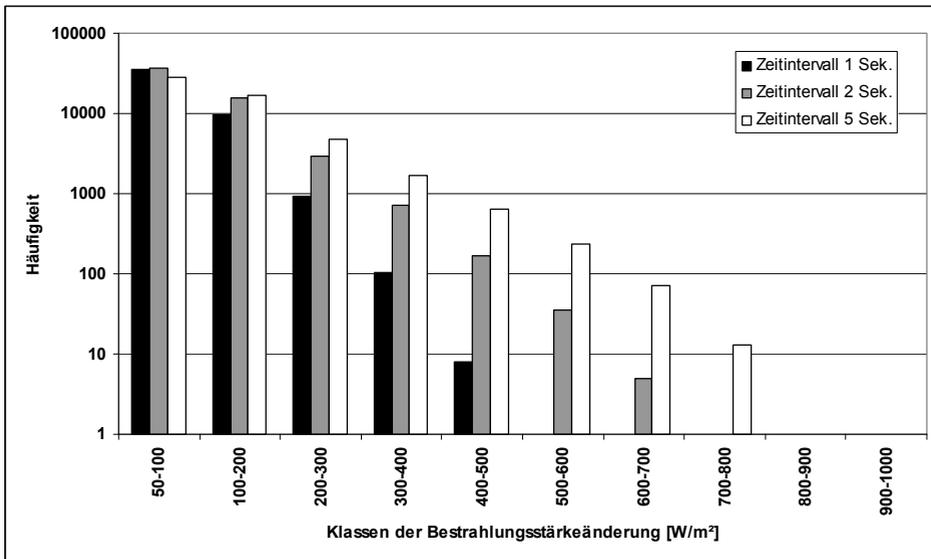


Bild 5: Häufigkeit der Bestrahlungsstärkeänderungen eingeteilt in Klassen, © ISET

Hierzu wurde die insgesamt auftretende Sprunghäufigkeit eines Jahres als Funktion der Klasse der Bestrahlungsstärkeänderung mit drei verschiedenen Zeitintervallen als Parameter dargestellt (1 sek., 2 sek. und 5 sek.). Eine Klasse beinhaltet Bestrahlungsstärkesprünge mit festgelegten Sprunghöhen (z.B. 300 bis 400 W/m²), unabhängig vom Absolutwert der betroffenen Bestrahlungsstärke.

Mit zunehmender Sprunghöhe nimmt die Häufigkeit sehr stark ab. Deutlich erkennbar ist, dass große Sprünge mit einer Anstiegs- bzw. Abfallzeit von einer Sekunde nur sehr selten bzw. ab der Klasse 500-600 W/m² gar nicht mehr auftreten.

Der Einfluss der Wetterdynamik auf den Energieverlust wird zur Zeit in einer Simulation und nachfolgend an einem PV-Simulator verifiziert. Damit können einerseits die Energieanteile bewertet und die Verluste abgeschätzt werden, um andererseits geeignete Prüfprozeduren für PV-Stromrichter entwickeln bzw. definieren zu können.

Der Fehlertrag über ein ganzes Jahr bewegt sich nach ersten Simulationen zwischen 0,01% und im schlechtesten Fall 0,6%, wobei im schlechtesten Fall ein MPP-Tracker mit einem sehr schlechten

Anpassungsgrad gewählt wurde. In der Realität sollte sich der Fehlertrag deutlich unter 0,6% bewegen.

4 Neue Prüfeinrichtungen

Die Aufgabeninhalte des Projekts OPTINOS haben eine Erweiterung der ISET Mess-Infrastruktur erforderlich gemacht. Insbesondere die reproduzierbare und rückführbare Messung von Netzzrückwirkungen für größere Leistungen, sowie die Ermittlung von statischen und dynamischen Stromrichter-Wirkungsgraden erforderten netzseitig einen dreiphasigen Netz-Simulator mit Rückspeisefähigkeit. Für die Gleichspannungsseite war ein elektronischer PV-Kennlinien-Simulator notwendig, der aufgrund seiner hohen Dynamik auch gemessene Bestrahlungsverläufe simulativ nachvollziehen kann. Die Programmierbarkeit des Simulators gestattet es, beliebige PV-Kennlinien, fließende Übergänge zwischen mehreren Kennlinien, teilabgeschattete Generator-kennlinien und beliebig programmierbare Bestrahlungsstärkeverläufe zu simulieren.



Abb. 5: Prüfeinrichtung für Netzzrückwirkungen bis 90 kVA sowie zur Simulation des PV-Generators bis 30 kW, © ISET

Die in Abb. 5 dargestellte Prüfeinrichtung besteht aus einem dreiphasigen linearen Leistungsverstärker mit einer Ausgangsleistung von 90 kVA (max. 110 kVA), einer Rückspeiseeinheit gleicher Leistung, einer Netzzinnenwiderstandsnachbildung und einem Photovoltaik Simulator mit einer Leistung von 30 kW (max. 50 kW). Der PV-Simulator ermöglicht die DSP-(Digitaler Signalprozessor)-gestützte Simulation von PV-Kennlinien bzw. -Generatoren mit einer Ausgangsleistung von 30 kW und einer maximalen Ausgangsspannung von 950 V. PV Simulator und Netzsimulationseinrichtung können auch unabhängig voneinander betrieben werden.



4.1 PV-Simulator

Der PV-Kennlinien-Simulator kann durch die Variation der U-I-Kennlinien das Verhalten eines Photovoltaik Generators simulieren (siehe Abb. 6). Die zur Prüfung eines Gerätes notwendigen Betriebspunkte lassen sich somit unabhängig von der aktuellen Wettersituation exakt und reproduzierbar vorgeben. Dies ist für normgerechte Prüfungen oder entwicklungsbegleitende Untersuchungen bzw. Tests eine unabdingbare Voraussetzung. Über eine spezielle Software lassen sich die unterschiedlichsten Bestrahlungssituationen simulieren, der zeitliche Ablauf ist dabei frei vorgebar.

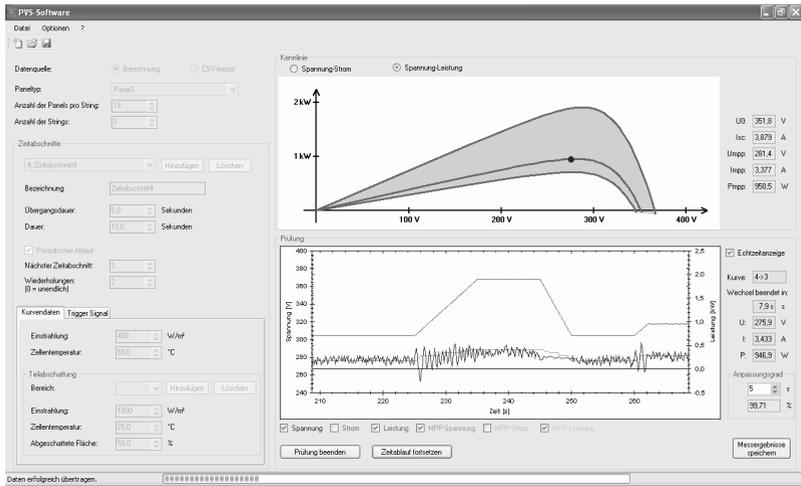


Abb. 6: Simulation von Bestrahlungsstärkeschwankungen sowie Messung des DC-seitig angeschlossenen Stromrichters in Echtzeit, © ISET

Auch Situationen, in denen der Solargenerator ganz oder teilweise abgeschattet ist, können berücksichtigt werden (Abb. 7). Zur Zeit werden im Rahmen des Forschungsprojektes OPTINOS mit Hilfe des PV- Simulators Untersuchungen zum statischen und dynamischen Verhalten von PV-Stromrichtern auf der DC-Seite durchgeführt, die nach Validierung auch in die entsprechende Normungsaktivitäten des ISET bei der DKE auf diesem Gebiet einfließen sollen.

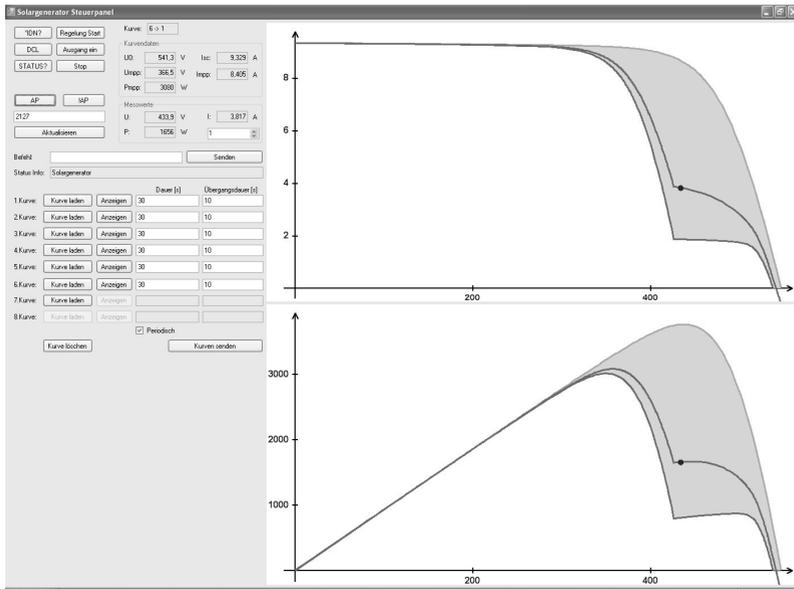


Abb. 7: Simulation eines teilabgeschatteten Solargenerators. Der Punkt auf der Kennlinie stellt den aktuellen Arbeitspunkt des angeschlossenen Stromrichters dar, © ISET

4.2 AC-Netzsimulator mit Rückspeiseeinrichtung und Impedanznetzwerk

Der Leistungsverstärker dient zur Bereitstellung eines definierten Netzes. Er enthält einen digitalen Arbitär-Funktionsgenerator um neben den üblichen Sinus-Kurvenformen auch transiente Ereignisse, sowie verzerrte Netzkurven und variable Frequenzen generieren zu können. Der sehr geringe Innenwiderstand sorgt für eine sehr hohe Spannungsstabilität bei Belastung. Spannung und Frequenz können mit einer Auflösung von 100 mV und 100 mHz über ihre gesamten Bereiche eingestellt werden. Damit Bezug und Einspeisung von 90 kVA an der Anlage möglich werden, steht eine Rückspeise-Einheit zur Verfügung, die speziell für diesen Prüfaufbau entwickelt wurde. Damit wird die Energiebilanz der Anlage wesentlich verbessert, da die extern (über PV-Generator / -Simulator oder Labornetzgeräte) zugeführte Energie nicht an externen Lastwiderständen in Wärmeenergie umgewandelt werden muss. Sie wird mit einem Wirkungsgrad von etwa 75 % in das Versorgungsnetz zurückspeist. Die Einrichtung verfügt über eine Netzzinnenwiderstandsnachbildung, die eine stufenweise Einstellung des Netzzinnenwiderstandes ermöglicht. Ein integriertes Messsystem (Analytator Referenz System - ARS) ermöglicht die normgerechte Messung der niederfrequenten Netzzurückwirkungen (Stromüberschwingungen, Spannungsschwankungen und Flicker), sowie Störfestigkeitsmessungen gegen Spannungseinbrüche, Kurzzeitunterbrechungen, Oberschwingungen und Zwischenharmonische (Abb. 8).

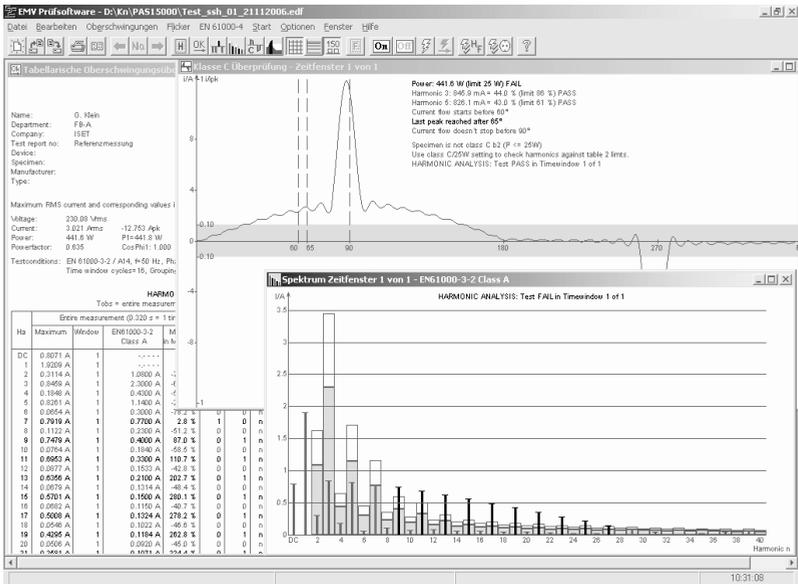


Abb. 8: Messung von Netzurückwirkungen, © ISET

5 Resümee und Perspektiven

Im Forschungsprojekt OPTINOS werden der aktuelle Normungsstand und die ermittelten Defizite aufbereitet, sowie auch neue Normvorschläge erarbeitet. Die Ergebnisse der Normenharmonisierung bzw. Neuerstellung, sowie die Prüfergebnisse fließen in die aktuelle Normung der DKE bzw. die CENELEC ein, um für das Produkt „PV-Stromrichter“ eine europaweit harmonisierte Produkt- bzw. Produktfamilienorm vorzubereiten.

Die Test- und Prüfmöglichkeiten des ISET wurden für diese neue Aufgabe im Forschungsprojekt OPTINOS erweitert. Eine Akkreditierung der neuen Testinfrastruktur als Prüflabor wird angestrebt.

Damit ist nunmehr erstmals möglich, das qualitative und quantitative Verhalten der PV-Stromrichter unter reproduzierbaren Prüfbedingungen (Prüfprozedur, Prüfgrenzwerte und Prüf-equipment) zu untersuchen und die Anwendbarkeit von bestehenden, modifizierten und neuen Normen bzw. Normentwürfen zu überprüfen. Insbesondere die Harmonisierung unterschiedlicher fachlicher Ansichten, Messmethoden und wissenschaftlicher Thesen ist fachlicher Schwerpunkt des Projektes OPTINOS, wobei die involvierten Industriepartner eine wichtige Entscheidungsrolle wahrnehmen sollen.

Unterstützt werden die Projektaktivitäten durch Fördermittel des BMU (FKZ 0327576) und durch eine Eigenbeteiligung der Industriepartner.



6 Literatur

- /KIRCHHOF 2007/ Kirchhof: „EMV-Grenzwerte, -Messverfahren und -Messergebnisse für PV“, EMV- Blitz- und Brandschutz für Solaranlagen, Fachseminar Technologiekolleg OTTI, 2007
- /HÄBERLIN 2006/ Häberlin: „Messung des dynamischen Maximum-Power-Point-Trackings bei Netzverbund-Stromrichtern“, 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2006
- /HALTER 2004/ Halter: „Dynamische Simulation von PV-Generatoren mittels Solargeneratorsimulator mit dynamischem Kennlinienspeicher, 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2004
- /BENDEL 2005/ Bendel, C. et. al.: „Sicherheitsaspekte bei dezentralen netzgekoppelten Energieerzeugungsanlagen - SIDENA“, Abschlussbericht, ISET, 2005
- /DEGNER 2002/ Degner, T. et. al.: „EMC and Safety Design for Photovoltaic Systems“, Final Publishable Report, ISET, 2002
- /KIRCHHOF 2006/ Kirchhof, J. et. al.: „Sicherheitsaspekte bei Einsatz und Prüfung von transformatorlosen Stromrichtern - Ergebnisse aus dem Projekt SIDENA“, 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2006
- /BENDEL 2001/ Bendel et. al.: „Entwicklung von photovoltaischen Kompaktgeräten und Kleinsystemen“, Abschlussbericht, ISET, 2001



Schutztechnik in DER Netzen

System Protection in Networks with DER

Prof. Dr. Johann Jäger, Timo Keil
Universität Erlangen-Nürnberg
Cauerstrasse 4, Haus 1, 91058 Erlangen
Tel.: +49 9131 85295 -13, Fax: 49 9131 85295-41
E-Mail: jaeger@eev.eei.uni-erlangen.de

Dr. Thomas Degner, Nils Schäfer
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: +49 (0) 561 7294-243, Fax: (0561) 7294-400
E-Mail: bereich-a@iset.uni-kassel.de
www.iset.uni-kassel.de

1 Zusammenfassung

Schutztechnik ist aufgrund ihrer sicherheitstechnischen Relevanz ein unverzichtbarer Bestandteil elektrischer Energieversorgungsanlagen jeglicher Art und wird zukünftig auch in enger Koordination mit der Leittechnik eingesetzt. Die strukturellen Netzveränderungen durch Einspeisungen von Dezentralen Energieanlagen und Speichern (DER) stellen die Schutz- und Leittechnik vor neue Herausforderungen. Diese werden derzeit nur unzureichend beherrscht. Eine Häufung von Netzausfällen in den letzten Jahren ist unter anderem ein Indiz dafür.

Das Ziel der hier vorgestellten Arbeiten besteht in der systematischen und ganzheitlichen Erarbeitung neuer Methoden und Konzepte der Schutz- und Leittechnik, die auf die veränderten Randbedingungen in Verteilnetzen abgestimmt ist. Im Beitrag wird eine umfassende Ist-Analyse der Schwachstellen herkömmlicher Schutz- und Leittechnik vorgestellt. Anschliessend werden ausgewählte Lösungsansätze vorgestellt. Diese bestehen sowohl in spezifische Lösungen mit operativem Charakter, die auch auf existierende Anlagen anwendbar sind, als auch in neuen holistischen schutz- und leittechnische Konzepten.

Die Langfassung des Beitrags ist im Internet verfügbar (www.iset.uni-kassel.de).

Sympathetic Interactions when Energizing Transformers for Wind-farms: Non Linear Phenomena Involved and Determination of the Stresses During their Energization

Michel Rioual, Mahamane Sow
EDF R&D

Avenue du Général de Gaulle, n°1, 92141, Clamart, France

Phone: (33.1.47653376)

E-Mail: michel.rioual@edf.fr

1 Introduction

The power quality is a major issue for wind-farms; after the commissioning, the no-load energization of step-up transformers of wind-farms, may lead to high overvoltages and high inrush currents, already observed in EHV networks [1], as harmonic phenomena may occur leading in some cases to ferroresonance conditions [2]. A methodology is described, with a detailed modeling of the elements of the network, having a strong impact on the resonance frequency of the network, and then applied in the case of the energization of one or several step-up transformers.

2 Description of the methodology

In the case of the energization of a step-up transformer for wind-farm, the network includes the Distribution HV/MV substation or more directly the short-circuit power in that substation at the MV side, the underground cable located between this substation and the step-up transformer (see figure 1 below), and the target transformers, which are in that case the step-up transformers TP_i ($i=1,5$) energized simultaneously or in during a very short period of time.

In that case, which is a site including five machines having a nominal power of 2 MW, and located in the North part of France, the step-up transformers have a rated power of 2.3 MVA, and the cable is 26.4 km long.

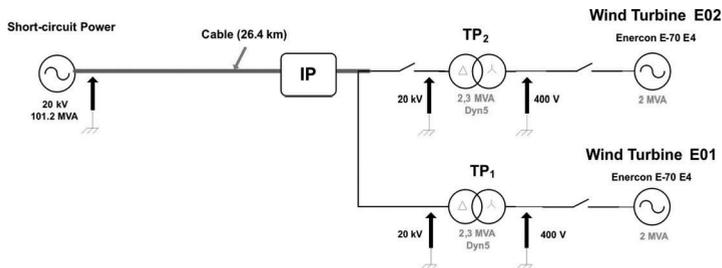


Figure 1: Description of the network including two step-up transformers in cascade

The circuit-breaker from which the transformer is energized is located in the substation, at the Interconnection Point, named IP on figure 1.



2.1 Description of the modeling of the network

The network equipments have been represented under the phenomena being involved, as follows:

- The short circuit power, represented by a sinusoidal 20 kV voltage source behind its short-circuit reactance X_{cc} , and the damping derived from the time constant which characterizes the time for the steady-state short-circuit to occur,
- The cable represented by a pi circuit. The number of PI cells has been chosen to two in order to represent correctly its exact impedance under the fifth harmonic which is the resonance frequency of this network,
- The 2,3 MVA step-up transformer, modeled by a three single-phase transformers where the leakage reactances, the copper and core losses and the saturation are taken into account. The $Y_{n}d_{11}$, coupling is represented, directly grounded to the earth at the low voltage side:

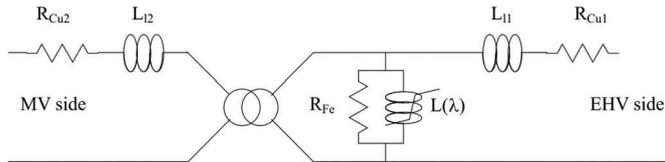


Figure 2: Description of the transformer diagram (one phase)

This target 2.3 MVA transformer has a wye connection at the primary side, and its hysteretic curve is completely represented.

The saturation is built from the voltage-current curve [3] given by the manufacturer. The parameter L_{sat} , given by the manufacturer and describing the slope of this curve under extreme saturated conditions. is fixed at 0.37 p.u. (0.205 H) in order to be conservative. The L_{sat} in H is derived from the one in p.u. by the following expression:

$$L_{sat} (H) = L_{sat} (pu) \frac{U_N^2}{S_N \omega}$$

been performed on the entire network, as shown below, figure 2 describing the direct impedance, a three-phase current source replacing the saturation part of the target transformer in order to get the equivalent impedance of the network:

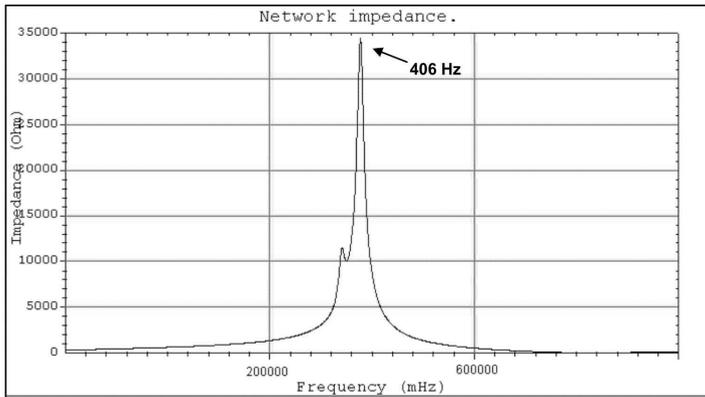


Figure 3: Direct impedance versus frequency of the 20 kV network

It shows a resonance close to the eight harmonic and equal to 406 Hz, with a quality factor Q equal to 49.

Initial conditions, which may have a strong impact on the amplitude of the overvoltages, have also been assessed as follows.

2.2 Energization of one step-up transformer TP_1 .

Initial conditions involved when energizing this target transformer are :

- The closing instants of the circuit breaker poles,
- The residual fluxes values circulating in the core of the target transformer before its energization.

In that case, an harmonic injection is performed through the up-stream network and generated by the transformer, which may generate voltage-dips at the IP point and also overvoltages at the entrance of the transformer.

2.3 Energization of a second step-up transformer TP_2

2.3.1 Description of the phenomena involved; evolution of the fluxes

An EMTP study has been performed, which shows that the following events may occur:

- a) Saturation of the step-up transformer TP_2 , involving a raise of its flux ϕ_2 , and the development of a high inrush current.
- b) Induction of a voltage drop at the entrance of the step-up transformers given by: $e = -d\phi/dt$



- c) Variation of the flux ϕ_1 in the limbs of the step-up transformer TP_1 , equal to the integral of the voltage e (mean point between both transformers TP_1 and TP_2), which generates the development of an important inrush current i_1 leading to the saturation of TP_1 .

The saturation of TP_2 induces the saturation of TP_1 , but with an opposite polarity, which may induce its saturation another time in a few seconds (see figure 4 below):

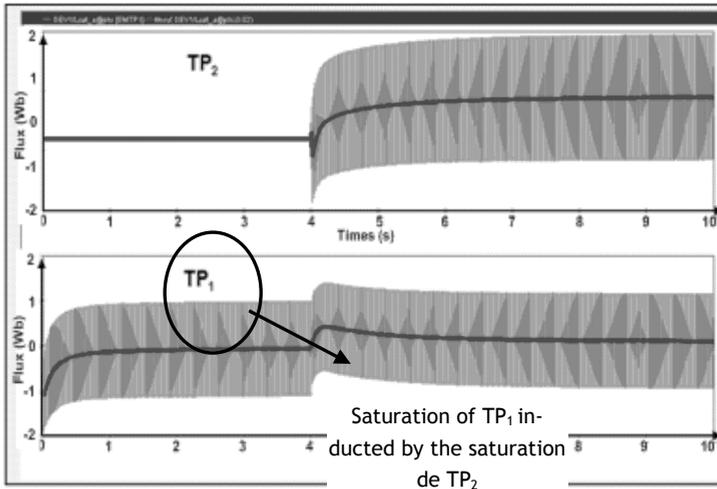


Figure 4: Fluxes in the limbs of TP_1 and TP_2 from the LV side, for phase 1

2.3.2 Determination of the offset value for the flux

The transmission of the saturation from TP_2 to TP_1 may be quantified with the calculation of the flux offset value generated in TP_1 .

As TP_1 and TP_2 are connected in parallel, we may derive the following equation:

$$\dot{\varphi}_1 = \dot{\varphi}_2 = \frac{\Delta \varphi_1}{\Delta t_1}$$

The flux in the iron core of TP_1 raises for a duration Δt_1 , before reaching its maximal value. There is a delay corresponding to that time Δt_1 between the maximum offset flux value in TP_1 and the one in TP_2 , as shown in figure 5 below:

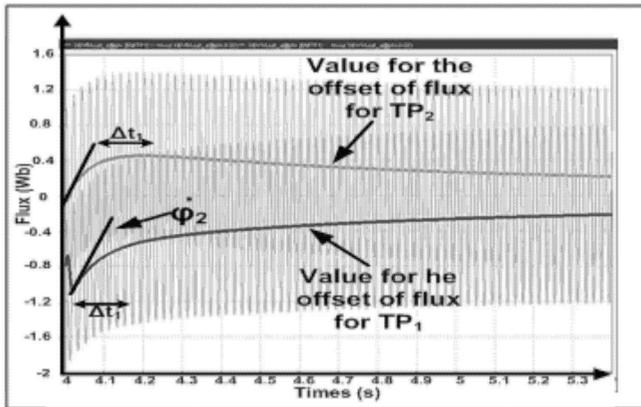


Figure 5: Analytical calculation of the offset $\Delta\phi_1$ in TP_{1s}

Numerical Application 1 : $\Delta\phi_1 = 0.41 \text{ Wb}$

2.3.3 Inrush currents and their evolution with the time

In the limbs of TP_1 , the continuous part of the flux generates high inrush currents, called “sympathetic interaction current”; the amplitude of the inrush currents in TP_1 and TP_2 decrease along the time, and lead to the de-saturation of TP_1 and TP_2 , as shown in figure 6 below:

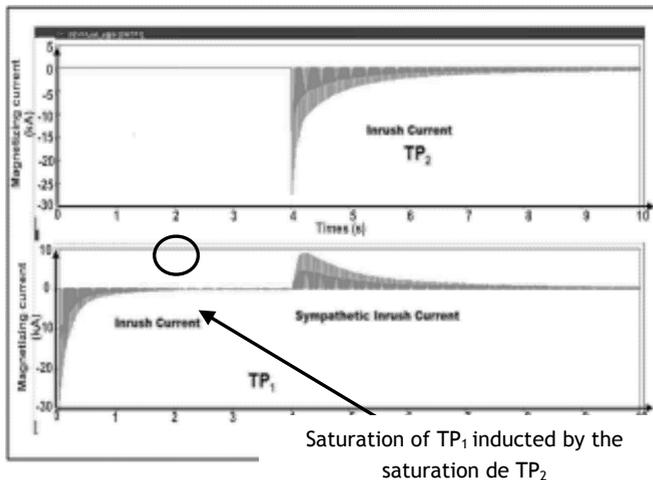


Figure 6: Magnetizing currents for TP_1 and TP_2 at the low voltage side



The amplitude of the inrush currents (in I_n) and also the damping of those currents (in % of the maximal inrush current) are given in Table 1 below,:

	Energization of one transformer TP1	Energization of two transformers TP1 and TP2
Amplitude of the inrush current	3.4 I_n	3.4 I_n
Amplitude of the current of sympathetic interaction		1.2 I_n
Damping of inrush currents after 1s	98.2%	39.6%
Damping of the current of the sympathetic interaction after 1s		83.20%

Table 1: Inrush currents in TP₁ and TP₂

2.3.4 Determination of the time constants

A simplified single-phase description of the network is given by the figure 7 below:

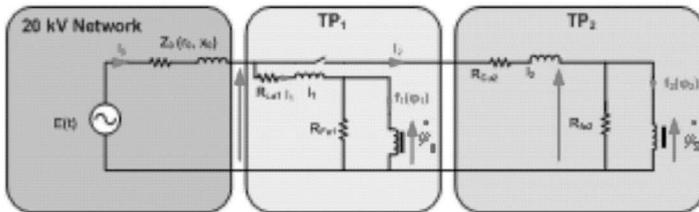


Figure 7: Simplified single-phase description of the network, with the step-up transformers TP1 and TP2

When the case where TP₂ is energized, the time constant τ is given by the L/R , where L is the inductance of the transformer in the saturated region and R characterizes the damping of the current in the up-stream circuit. It is given by: $R = 1/G$, where G is the conductance of the circuit given by:

$$G = \frac{1}{Z_0} + \frac{1}{Z_1(t)} + \frac{1}{Z_2(t)}$$

When TP₁ does not saturate, its magnetizing current is very low, implying a high impedance, and consequently having a minor influence on the damping. After a linearization around this operating point, the conductance is given by:

$$G = \frac{1}{Z_0} + \frac{1}{Z_2}$$

with a time constant given by the following formula:



$$\tau = \frac{L_1(\lambda)}{r_0 + r_1}$$

Numerical Application 2: $\tau = 0.144 \text{ s}$

On the contrary, when TP₂ and TP₁ saturate, this impedance is low, and the time constant given by:

$$\tau = \frac{L_1(\lambda) // L_2(\lambda)}{r_0 // r_1 // r_2}$$

Numerical Application 3: $\tau = 1,18 \text{ s}$

It must be noted that, in case 2, the time constant is much higher, leading to a very low damping of the stresses, which may be stressful to the equipment.

2.4 Calculation of the overvoltages

When the second transformer TP₂ is energized, the maximum overvoltages, when sweeping a large range of initial conditions (residual fluxes, closing times of the circuit-breaker poles), with the EMTP-RV transient program; reach a value of 1.12 p.u.* , given by the figure 8 below:

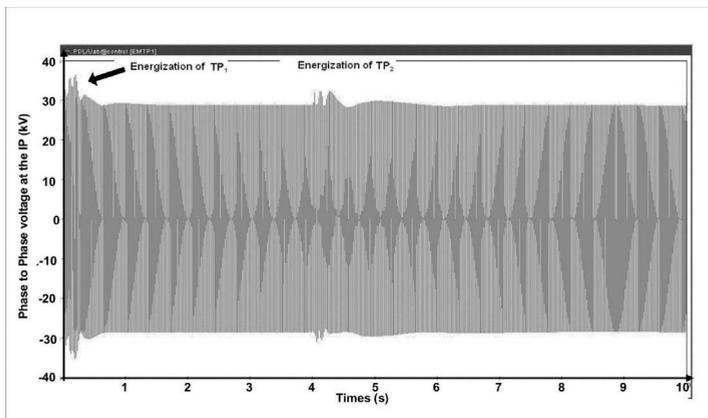


Figure 8: Overvoltages versus time, when a second transformer TP₂ is energized

$$\text{NB}^*: 1 \text{ p.u.} = 20 \cdot \sqrt{2} \text{ kV}_{\text{crete}} = 28.3 \text{ kV}$$

Those overvoltages are far below the withstand voltage level for the equipment, which is 2.5 p.u. (phase-to-phase) for those transformers.



2.5 Determination of the voltage dips

Voltage dips may reach values relatively high, and a maximal value of 6,8 % (phase-to-phase) at the Grid Interconnection Point (named IP), as a consequence of an important harmonic content for the current and consequently for the voltage at this point, as shown in figure 9 below:

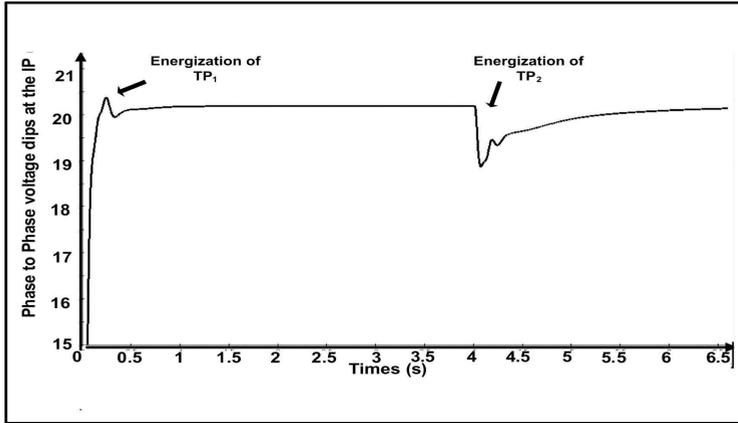


Figure 9: Voltage dip ϕ/ϕ at the entrance of TP₁ and TP₂

3 Description of the non linear behavior of the circuit

The behavior of this circuit is highly non linear, because of the non linearity of the transformer. It can be shown, by increasing artificially the amplitude of the source, which shows that the non linear network may also generate pseudo-non linear phenomena as described in figure 10 below:

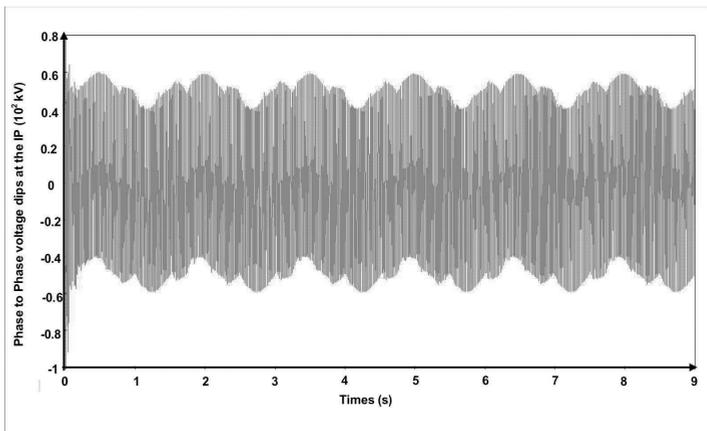


Figure 10: Overvoltages ϕ/ϕ at the IP point

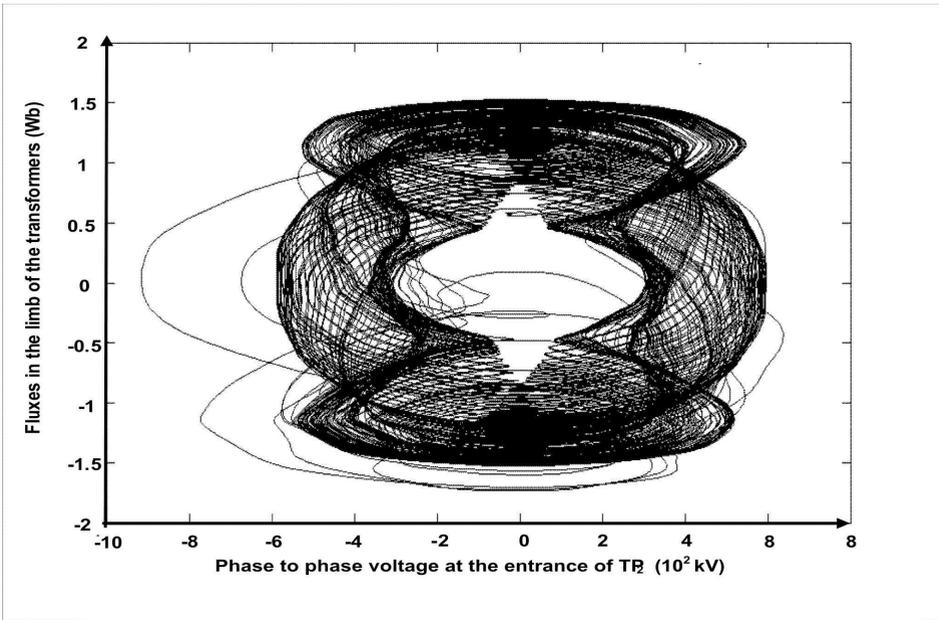


Figure 11 : Voltage ϕ/ϕ at the entrance of the transformer TP₂ versus the flux circulating in the core (State variable approach)

In that case, the phenomena is developing around a torus, which characterizes a circuit described by the Duffing equation and also seen in EHV networks [7].



4 Energization of five step-up transformers

In the case of this wind-farm, five step-up transformers may be energized sequentially, with a time delay of 4 seconds between each energization.

The flux in the iron core of the transformer TP₁ and the inrush currents (phase A), are given below in figures 12 and 13 respectively, showing that, due to sympathetic interactions, TP₁ is stressed five times during the total energizing procedure. Secondly the offset of flux is seen four times by TP₁, which leads to high inrush currents of sympathetic interaction because of the increase of those fluxes.

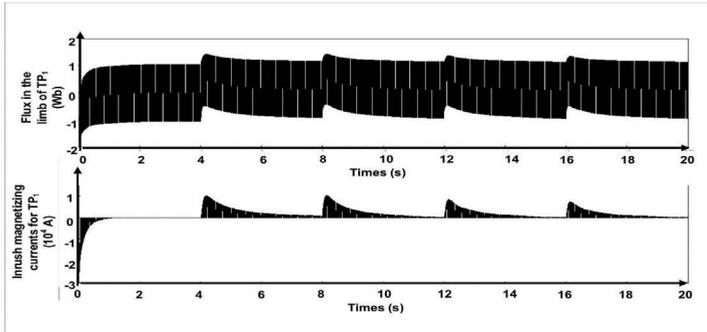


Figure 12: Evolution of the magnetic flux in the iron core of TP₁ and the inrush currents at the entrance (phase A)

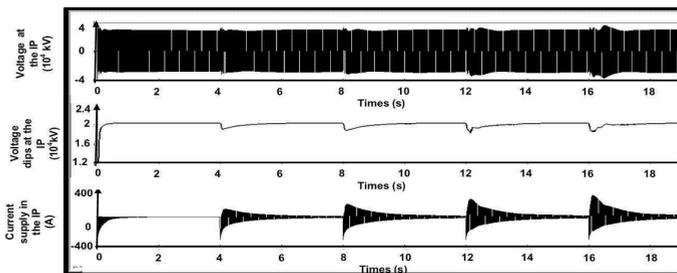


Figure 13: Overvoltages ϕ/ϕ , voltage dips and inrush currents at the IP point

The simulations show that the voltage dips may reach a higher value, as the sequential energization progresses, with 3,4 % at the transformer TP₁, and 8,9% at the transformer TP₅, the last one to be energized.

5 Non linear phenomena involved; discussion

The step-up transformers of wind-farms have a rather high non linear characteristics; in fact, the parameter L_{sat} , which is the value of the air-core reactance deduced from the leakage inductance, may have a very low value; in certain cases, a value of 0.10 p.u. may be reached, as those transformers are rather small; in comparizon, the L_{sat} value of 400 kV auto-transformers may reach a value of 0.8 p.u. , which is much higher, leading to less non linear characteristics.

As low losses may be specified for the laminations, this may reenforce that aspect too. On the other side, the withstand level (in p.u.) of those transformers may be higher, from an insulation coordination point of view, compared to the ones specified on EHV networks.

Sympathetic interactions have also already been encountered in EHV network, as shown in figures 14 and 15 below, in the case of the energization of a 1000 MVA step-up transformer, for particular network configurations:

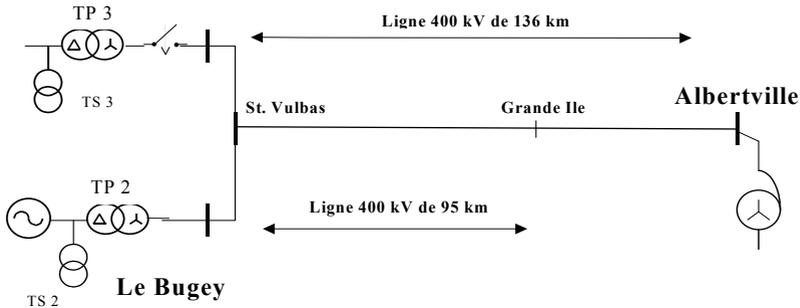


Figure 14: Energization of a step-up transformer in an EHV Network

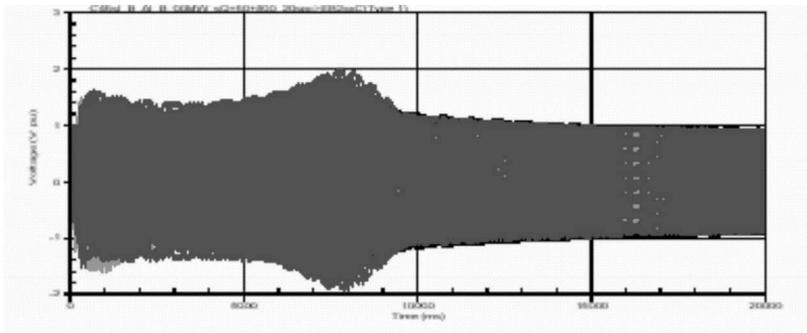


Figure 15: Overvoltages at TP3, a 400 kV autotransformer previously energized at the Albertville substation; Sympathetic phenomena involved



TP3 and TP2 are 400 kV/24 kV step-up transformers of thermal power plants. In that case, high overvoltages may be obtained, showing also a very slow decay of the overvoltages after 10 seconds, and consequently the impact of the transformer previously energized.

Sympathetic interaction phenomena, which may be more easily measured on MV networks, from a practical point of view, may also help the understanding of those phenomena in EHV network, which involve at present a more complex network.

6 Conclusion

The no-load energization of step-up transformers of wind-farms from the Distribution network may lead to high inrush currents which affect this power quality and, in certain cases may lead to high overvoltages and voltage dips.

Those phenomena have been described in the case of a 2 MVA 20 kV/400 V transformer, with a detailed description of the modeling of the network, implying phenomena of sympathetic interactions between transformers, with the determination of the offset fluxes and also the damping of the phenomena.

It has been shown, that in the case of energization of five transformers, the first transformer being energized undergo five times offset fluxes, which generate five times inrush currents, which may weaken the insulation.

The non linear behavior of such networks is also addressed.

References

- [1] A. Narang, R.H. Brierley, "Topology based magnetic model for steady-state and transient studies for three-phase core type transformer", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, August 1994.
- [2] G. Sybille, M.M. Gavrilovic, J. Bélanger, "Transformer saturation effects on EHV system overvoltages", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 3, March 1985.
- [3] W.L.A. Neves, H.W. Dommel, "Saturation curves of delta-connected transformers from measurements", *IEEE*, No. 94 SM 459-8 PWRD, July 1994.
- [4] J.H.B. Deane, "Modeling the dynamics of the nonlinear inductor circuits", *IEEE Transactions on Magnetics*, Vol. 30, No. 5, September 1994.
- [5] C. Kieny, K. Ben Driss, B. Lorcet, "Application of a disturbance method to the continuation of sub-harmonic and harmonic regimes in parallel ferroresonant circuits", *Collection de notes internes de la Direction des Etudes et Recherches (in English)*, No. 94NR00033, 1994.



- [6] N. Nenemenlis, M. Ené, J. Bélanger, G. Sybille, L. Snider, "Stresses in metal-oxide surge-arresters due to temporary harmonic overvoltages", *Electra*, No. 130.
- [7] C. Kieny, Application of the bifurcation theory in studying and understanding the global behavior of a ferroresonant electric power circuit. *IEEE*, No. 90 SM 265-9 PWRD, July 1990.

7 Biography:

M. Rioual was born in Toulon (France) on May 25 th, 1959. He received the Engineering Diploma of the "Ecole Supérieure d'Electricité" (Gif sur Yvette; France) in 1983. He joined the EDF company (R&D Division) in 1984, working on Electromagnetic transients in networks until 1991. In 1992, he joined the Wound Equipment Group, working on rotating Machines and Transformers, as Project Manager for the improvement of the thermal monitoring of large Turbo-generators, and also on Transformers energization after a black-out. Since 1995, he is a Senior of IEEE, Member of CIGRE, and belongs to the Society of Electrical and Electronics Engineers in France.

M. Sow was born in Paris (France) on November 16 th, 1984. He received the Engineering Diploma of the "ESME Sudria" (Ivry sur Seine; France) in 2007. With the aim of satisfying his degree's requirements, he accomplished a 6 months internship within the EDF company (R&D Division) in 2007, working on the modeling of wind farms on the french Distribution Network, and especially on sympathetic interaction phenomena between transformers. Once graduated, he joined the EDF Energies Nouvelles subsidiary, working as a wind farms supervisor.



Aktive Netzstützung durch PV-Anlagen am Mittelspannungsnetz

PV Systems Supporting Stability in Medium Voltage Power Grids

Volker Wachenfeld
SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1, 34266 Niestetal
Tel.: +49 (0) 561 9522-3322, Fax: +49 (0) 561 9522-4896
E-Mail: Volker.Wachenfeld@SMA.de

Abstract

Das EEG und ähnlich erfolgreiche Regelungen in anderen Staaten wie beispielsweise Spanien haben in den vergangenen Jahren einen massiven Anstieg des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, insbesondere auch aus Photovoltaik, vorangetrieben. Der weitestgehend unbegrenzte Zugang zum jeweiligen Verbundnetz war und ist zwingende Voraussetzung für das Ziel einer Stromversorgung mit einem möglichst hohen regenerativen Anteil. Damit die Netzstabilität unter diesen Umständen gewährleistet bleibt, müssen auch die in Deutschland als „EEG-Einspeiser“ bezeichneten Anlagen Aufgaben zur Sicherstellung der Netzstabilität übernehmen.

Die Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ des Bundesverbandes Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) kann sich in diesem Zusammenhang zu einem wichtigen Instrument entwickeln. Im Zusammenspiel mit der im Angesicht der inzwischen verabschiedeten EEG-Novelle zwingend erforderlichen Kostenreduktion stellt sie für das laufende Jahr die Herausforderung an die Hersteller von PV-Systemtechnik dar. Auch wenn SMA dabei auf eine über 25-jährige Erfahrung in der Entwicklung von Systemtechnik sowohl für den Netzparallel- als auch für den Inselnetzbetrieb zurückgreifen kann, wird die Umsetzung in erste Seriengeräte noch ca. ein Jahr in Anspruch nehmen.

1 Einleitung: Entwicklungstrends auf dem globalen PV-Markt

Strom aus Solarenergie wird langfristig einen wesentlichen Beitrag zur weltweiten Energieversorgung liefern. Gemäß einer Studie des Wissenschaftlichen Beirats Globale Umweltveränderungen (WBGU) der Bundesregierung könnte der Solarstrom bereits 2050 mit ca. 24 % zur weltweiten Energieversorgung beitragen. [2], [5]

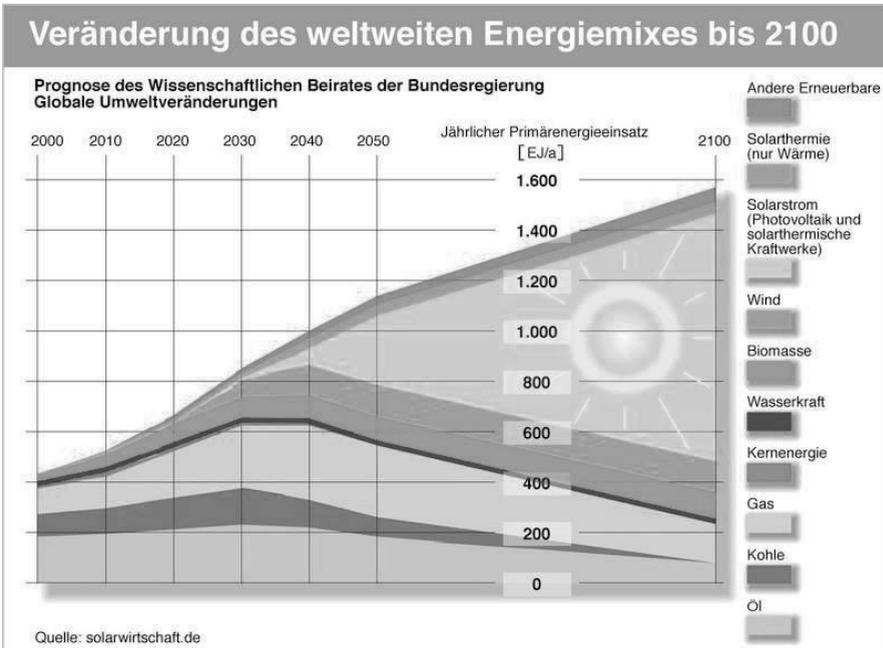


Abbildung 1: Veränderung des weltweiten Energiemixes bis 2100 [2]

Zum Erreichen dieser Ziele muss das Preisniveau für Solarstrom in den kommenden Jahren kontinuierlich sinken: kontinuierliche Verbesserungen von Produkten ebenso wie von Herstellungsprozessen sind genauso erforderlich wie eine deutliche Optimierung der Systemtechnik. Denn die einfache Nutzung von Skalierungseffekten durch immer größere Anlagenleistungen erzielen bei PV-Anlagen nicht annähernd den gleichen Effekt wie in der Windbranche, wo beispielsweise größere Turmhöhen auch andere Anströmverhältnisse und damit bessere Erträge gewährleisten.

2 Netzintegration von großen PV-Anlagen

Das deutsche Verbundnetz stellt seinen angeschlossenen Verbrauchern je nach Auslastung zwischen ca. 45 und 85 GW zur Verfügung. Die installierte Erzeugerleistung aus erneuerbaren Energieträgern - derzeit noch durch die Windenergie dominiert - erreicht heute schon über 30 GW und soll den Prognosen zufolge bis 2015 auf ca. 47 GW ansteigen - der Zeitpunkt, zu dem erstmalig die gesamte benötigte Leistung aus regenerativen Einspeisern den Momentanverbrauch abdecken kann, liegt also in nicht allzu ferner Zukunft [6]. Aufgrund der hohen Zubauraten in den vergangenen 2 Jahren hat die Photovoltaik aber längst einen spürbaren Anteil an der installierten Erzeugerleistung erreicht.

Verglichen mit anderen regenerativen Energieträgern kommt der Photovoltaik jedoch eine besondere Rolle zu. Der größte Teil der aus Photovoltaik bereit gestellten Energie wird dezentral,



das heißt verbrauchsnahe in das Niederspannungsnetz eingespeist. Eine Belastung der Übertragungsnetze findet praktisch nicht statt. Darüber hinaus kann der überwiegende Teil des PV-Stromes aufgrund der nahezu perfekten Korrelation zwischen Erzeugung und Verbrauch als dringend benötigter Spitzenstrom unmittelbar abgenommen werden. Abbildung 2 zeigt eine im Rahmen einer Studie der EPIA erarbeitete Simulation des Einflusses von bis zu 30 GW PV-Leistung in einer durchschnittlichen Woche im Sommer.

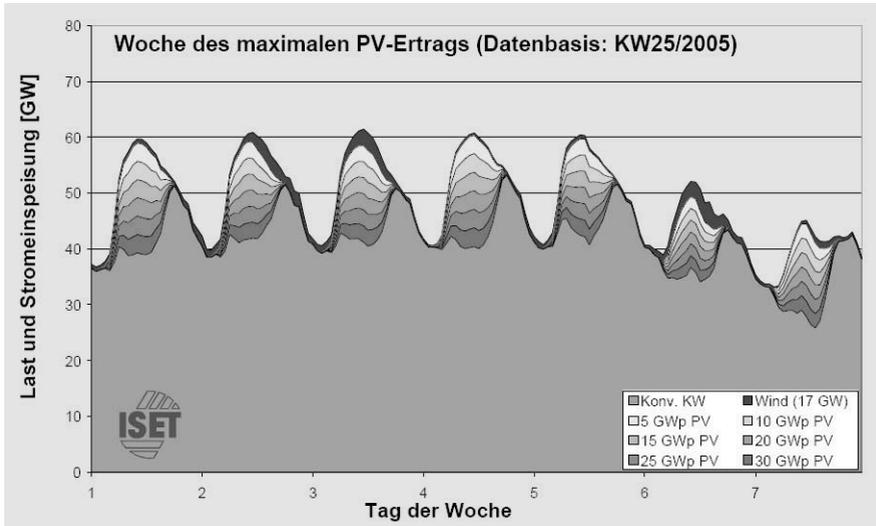


Abbildung 2: Einfluss von PV-Stromeinspeisung bis zu 30 GWp [8]

Die vorstehende Abbildung zeigt, dass selbst bei einem Anstieg der installierten PV-Leistung auf 30 GWp der ideale Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch gewahrt bleibt. Der PV-Strom dringt zu keinem Zeitpunkt relevant in den Grundlastbereich ein, sondern bleibt stets wertvoller Spitzenstrom.

Mit zunehmender Anlagengröße, meist schon ab einer Anschlussleistung in der Größenordnung von einigen 100 kW, ist die Einspeisung in das Niederspannungsnetz allerdings nicht mehr möglich und die Anlagen werden typischerweise an das Mittel- oder sogar an das Hochspannungs-Verteilnetz angebunden.

Die Anlagen am Nieder- und Mittelspannungsnetz tragen jedoch derzeit noch nicht zur Netzstabilisierung bei. Sie stellen weder notwendige Blindleistung für die Spannungsregelung zur Verfügung, noch leisten sie einen Beitrag zur Netzstabilität im Störfall - gültige Normen und Richtlinien haben das bisher noch nicht zugelassen. Mit der Einführung der neuen Mittelspannungsrichtlinie des BDEW [1] ist ein wesentlicher Schritt getan, um einer von Experten bereits vorhergesehenen Gefährdung der Netzstabilität bei einem weiteren Ausbau regenerativer Energien in Deutschland entgegen zu wirken [7].



Die Hersteller von Wechselrichtern werden Ihren Beitrag zur Umsetzung der Richtlinie leisten. Dazu müssen nun sowohl funktionale wie auch wirtschaftliche Konzepte umgesetzt werden, die die Bereitstellung der geforderten Systemdienstleistungen zur Stützung des Netzes erlauben, ohne die Systemkosten in die Höhe zu treiben. Hierunter fallen in erster Linie:

- Statische Netzstützung zur Spannungshaltung bei langsamen Vorgängen (Stichwort: Blindleistungsregelung)
- Dynamische Netzstützung bei Spannungseinbrüchen auf der Hoch- und Höchstspannungsebene. Das beinhaltet vorrangig das Verbleiben der Anlage am Netz bei Fehlern im Netz (Stichwort: Fault Ride Through)
- Reduzierung der Momentanleistung als Engpassmanagement zur Vermeidung von Überlastungen im Übertragungsnetz (Stichwort: Wirkleistungsregelung)
- Dynamische Begrenzung der Wirkleistungsabgabe bei Leistungsüberangebot

Die inzwischen ebenfalls in Entwurfsform vorliegende neue Richtlinie für das Niederspannungsnetz setzt diesen Weg zwar grundsätzlich bezüglich der statischen Eigenschaften konsequent fort [9]. Allerdings verzichtet dieser erste Entwurf noch weitestgehend darauf, den Besonderheiten im Niederspannungsnetz beispielsweise durch eine differenzierte Betrachtung verschiedener Anlagengrößen Rechnung zu tragen und schießt damit deutlich über das angestrebte Ziel hinaus.

3 Netzstützung durch aktive Wirk- und Blindleistungsregelung

Die Bereitstellung der im vorhergehenden Abschnitt aufgeführten Systemdienstleistungen durch Photovoltaik-Anlagen ist vorrangig die Aufgabe des Wechselrichters. Dabei haben einige der Anforderungen (Wirkleistungsbegrenzung, Verhalten im Fehlerfall) in erster Linie Auswirkungen auf die Regelung und Betriebsführung des Wechselrichters, sind also primär bezüglich des Entwicklungsaufwandes zu berücksichtigen. Die Richtlinie tritt - abgesehen von den dynamischen Anforderungen - gemeinsam mit dem novellierten EEG bereits am 1. Januar 2009 in Kraft. Das ist ein ausgesprochen ambitioniertes Ziel. Da auch das vom BDEW erwartete umfangreiche Zertifizierungsverfahren derzeit noch nicht umfassend beschrieben ist, ist davon auszugehen, dass erst einige wenige Typen von Wechselrichtern zum Stichtag für die neuen Anforderungen qualifiziert sein werden.

Über den hohen Entwicklungsbedarf hinaus haben die Vorgaben zur Blindleistungsregelung allerdings durchaus Auswirkungen auf die Auslegung der Stromrichter. Die Lieferung von Blindleistung zusätzlich zur eingespeisten Wirkleistung verlangt eine großzügigere Dimensionierung aller stromführenden Komponenten und führt damit unweigerlich zu höheren Systemkosten.

Die Ausführungen in diesem Abschnitt konzentrieren sich auf die bereits zu Beginn des kommenden Jahres gültigen Anforderungen der Mittelspannungsrichtlinie bezüglich der Wirk- und Blind-



leistungsregelung. Das Verhalten des Systems im Falle eines Einbruchs der Netzspannung (FRT) wird erst für Anlagen gefordert, deren Antragstellung nach dem 1. Januar 2010 erfolgen wird.

4 Begrenzung der Wirkleistungsabgabe

Eine Einbeziehung der Photovoltaik in die Wirkleistungs-Frequenzregelung des Netzes ist aus verschiedenen Gründen problematisch. Eine Teilnahme an der Primärregelung wäre zwar durch einen gedrosselten Betrieb der Anlagen grundsätzlich möglich. Jedoch kann aufgrund des Vergütungsmodells aus dem EEG und der reduzierten Einspeisevergütung bei Drosselung der Anlagen eine solche Anforderung für den Betreiber wirtschaftlich nicht sinnvoll sein. Das gleiche Argument gilt grundsätzlich auch für die Teilnahme an der positiven Sekundärregelung. Auch für die Bereitstellung von Minutenreserve wäre eine Drosselung notwendig. Die Bereitstellung negativer Minutenreserve innerhalb der Sekundärregelung, also die gezielte, kurzfristige Reduktion der Einspeiseleistung, ist allerdings ohne nennenswerte Ertragseinbußen möglich, da keine dauerhafte Drosselung der Anlagen notwendig ist [8].

In diesem Sinne verlangt die Mittelspannungsrichtlinie auch nur eine vorübergehende Begrenzung der Einspeisung, um etwa Engpässe bzw. die Gefahr von Überlastungen im Netz des Netzbetreibers zu vermeiden, aber auch um eine Gefährdung der dynamischen Netzstabilität auszuschließen. Die Netzbetreiber sprechen in diesem Zusammenhang von einer „potenziellen Gefahr für den sicheren Systembetrieb“ [1].

Diese statische Begrenzung der Wirkleistungsabgabe soll in Reaktion auf eine Sollwertvorgabe des Netzbetreibers erfolgen. Der Sollwert wird in Stufen vorgegeben. Bezugsgröße ist immer die Anschlussleistung der Anlage und nicht die momentan verfügbare Leistung. Wird die Wirkleistungsabgabe beispielsweise auf 60 % der Anlagenleistung begrenzt, die aktuelle Einstrahlungssituation erlaubt aber ohnehin nur die Einspeisung von ca. 50 % der Nennleistung, bleibt die Begrenzung ohne echte Auswirkung auf den Betrieb.

Dieses Verfahren ist in der bereits gültigen Richtlinie für die Hoch- und Höchstspannungsnetze bereits enthalten und wird dort auch typischerweise eingefordert. So muss auch die derzeit größte Solaranlage der Welt, der Solarpark im sächsischen Waldpolenz bei Leipzig, die Leistung auf Anforderung des Versorgungsnetzbetreibers reduzieren können.



Abbildung 3: Solarpark Waldpolenz [2]

Der Solarpark wird im Endausbau mit 35 Stationen vom Typ Sunny Central 1000 MV von SMA ausgerüstet. Jede Station besteht aus zwei 500 kW Wechselrichtern mit einem gemeinsamen Mittelspannungstransformator und ist für ein Solarfeld von mehr als 1 MWp ausgelegt.

In dieser Anlage ist eine statische Begrenzung der Wirkleistungsabgabe bereits umgesetzt. Das Leistungsangebot kann in Stufen auf 100 %, 60 %, 30 % bis auf 0 % begrenzt werden. Die Funktionalität wird über Rundsteuersignale realisiert, die der Netzbetreiber der Leitstelle des Solarparks zur Verfügung stellt. Grundsätzlich könnte die Anforderung auch durch Abschaltung einzelner Wechselrichtergruppen erfüllt werden. Bei Begrenzung auf 60 % dürften dann nur 21 der insgesamt 35 Wechselrichter am Netz bleiben.

Die bessere Lösung hinsichtlich des Teillastverhaltens besteht jedoch in der Begrenzung der Einspeiseleistung aller Wechselrichter. Die Anforderungen an die Reaktionszeit liegen im Minutenbereich, so dass die Solarpark-Leitstelle den Sollwert über eine Kommunikationsverbindung an jeden einzelnen Wechselrichter überträgt. Ein solches Verfahren kann bereits heute - unter Einbeziehung einer zugeschnittenen Datentechnik-Schnittstelle - mit den meisten Wechselrichtern von SMA realisiert werden.

Über diese statische Begrenzung hinaus fordert die neue Mittelspannungsrichtlinie auch eine dynamische Reduzierung der Wirkleistungsabgabe, beispielsweise bei einem Leistungsüberangebot in einem Netzbereich, um Instabilitäten zu vermeiden.



Eine dynamische Begrenzung der Wirkleistungsabgabe, die sowohl in der gültigen Richtlinie für Hoch- und Höchstspannungsnetze als auch in der neuen Mittelspannungsrichtlinie gefordert wird, sorgt nun dafür, dass im Störfall bei einem Überangebot an Leistung die Erzeuger ihre Einspeisung in Abhängigkeit von der Frequenz reduzieren. Abbildung 4 zeigt die Vorgabe der Mittelspannungsrichtlinie.

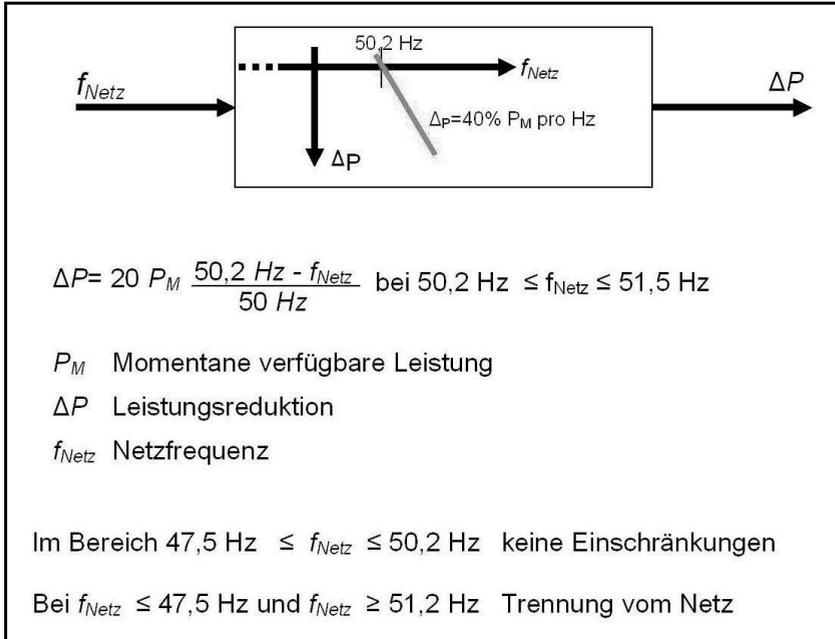


Abbildung 4: Wirkleistungsbegrenzung als Funktion der Frequenz [1]

Eine solche Funktionalität kann - auch bei größeren, verteilten Anlagen - nur in den Wechselrichtern selbst realisiert werden. Die Verzögerungszeiten einer vorstehend beschriebenen kommunikationsbasierten Lösung über einen Leitstand lassen eine rechtzeitige Reaktion auf Störungen im Netz voraussichtlich nicht zu.



5 Blindleistungsregelung

Die Blindleistung ist im Netz die relevante Größe für die Spannungshaltung. Die von den Verbrauchern aufgenommene Blindleistung wird durch regelbare Kraftwerke zur Verfügung gestellt. PV-Anlagen liefern bis heute typischerweise ausschließlich Wirkleistung. Blindleistung wird im Hinblick auf unnötige Verluste in Stromrichtern, Leitungen und Transformatoren bewusst vermieden - wo das nicht möglich ist, muss sie sogar teuer bezahlt werden.

Die neue Mittelspannungsrichtlinie folgt auch hier der gültigen Richtlinie für Hoch- und Höchstspannungsnetze und fordert bei Bedarf die Lieferung von Blindleistung in einem durch den Netzbetreiber vorgegebenden Rahmen. Analog zur vorstehend beschriebenen Wirkleistungsbegrenzung werden die Anforderungen im statischen Betrieb und für dynamische Vorgänge getrennt behandelt.

Im statischen Betrieb muss die Erzeugungsanlage über eine Einstellmöglichkeit für die Blindleistung verfügen. Die Vorgabe kann in Form einer in der Anlagensteuerung hinterlegten Kennlinie $Q(U)$ oder $\cos\varphi(P)$ sowie als vorgegebener Sollwert (fest eingestellt oder als vereinbarter „Fahrplan“) erfolgen. Abbildung 5 zeigt als Beispiel für eine Kennlinienvorgabe den Verschiebungsfaktor als Funktion der eingespeisten Wirkleistung.

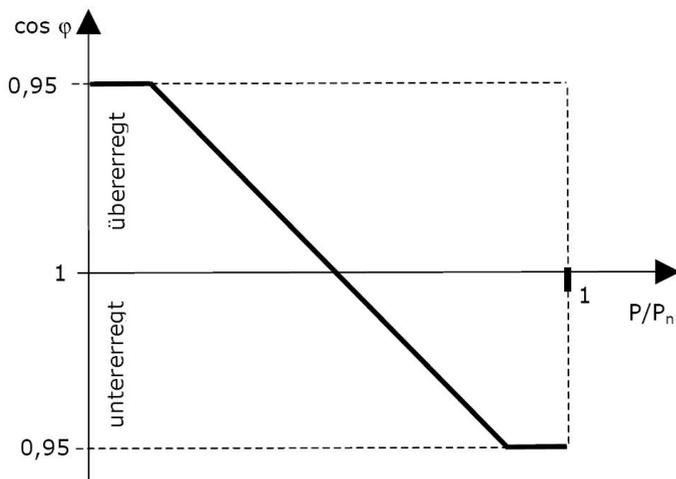


Abbildung 5: $\cos\varphi(P)$ -Kennlinie [1, jedoch Entwurf April 2008]

Am Netzanschlusspunkt wird ein Verschiebungsfaktor im Bereich

$$\cos\varphi = 0,95_{\text{untererregt}} \text{ bis } 0,95_{\text{übererregt}}$$

gefordert. Diese Grenzen muss die Anlage in jedem Betriebspunkt, also auch bei Nennleistung, erreichen können. Im Gegensatz zu den Anforderungen an die Wirkleistungsbegrenzung hat dieser Bereich spürbare Auswirkungen auf die Anlagenauslegung. Ein Leistungsfaktor von 0,95 verlangt zusätzlich zum Nennwirkstrom einen Blindanteil von 32 % des Nennstromes. Der für die



Auslegung von Stromrichter, Leitungsnetz und Transformatoren relevante Scheinstrom liegt also um ca. 5 % höher als der Wert bei reiner Wirkleistungslieferung. Das klingt nicht dramatisch, bedeutet aber, dass beispielsweise ein 500 kVA-Stromrichter nur noch für eine Nennwirkleistungsabgabe von 475 kW ausgelegt werden darf. Dadurch, dass alle stromführenden Komponenten im System, also auch die Transformatoren, für die zusätzliche Blindleistung ausgelegt werden müssen, ist zunächst mit einem Anstieg der Systemkosten zu rechnen.

Diese Forderung wird explizit nur bei Wirkleistungsabgabe erhoben. Eine Lieferung von Blindleistung während der Nachtstunden, in denen die PV-Anlagen nicht in Betrieb sind, wird durch den BDEW nicht gefordert!

Eine Umsetzung von Teilen dieser Anforderungen - allerdings in unterschiedlichsten Ausprägungen - wird inzwischen bereits vereinzelt durch den Versorgungsnetzbetreiber gefordert. Die Vorgabe eines konstanten Leistungsfaktor lässt sich konzeptionell auch mit den meisten auf dem Markt verfügbaren Wechselrichtern bereits realisieren. So ist beispielsweise im Solarpark Waldpolenz derzeit ein fester Leistungsfaktor durch den Netzbetreiber vorgegeben. Da sich dieser Wert aber auf den Netzanschlusspunkt bezieht, werden dort Wirk- und Blindleistung gemessen und an die Leitstelle des Solarparks übertragen. Diese ermittelt daraus einen Sollwert für die Wechselrichter und überträgt ihn analog zur Wirkleistungsbegrenzung über Kommunikation an die einzelnen Wechselrichter. Eine vollständige Umsetzung der Anforderungen der Mittelspannungsrichtlinie wird jedoch noch einige Zeit in Anspruch nehmen.



Abbildung 6: Wechselrichterstation SC 1000 MV mit DC-Hauptverteilern [2]



Zusätzlich zu den statischen Anforderungen können alle Anlagen am Mittelspannungsnetz in die dynamische Netzstützung mit einbezogen werden. Hierunter ist die Spannungshaltung bei Spannungseinbrüchen im Hoch- und Höchstspannungsnetz, aber auch im benachbarten Mittelspannungsnetzbereich, zu verstehen. Damit soll die gleichzeitige Abschaltung großer regenerativer Einspeiseleistungen und damit gegebenenfalls sogar ein Netzzusammenbruch verhindert werden. Die Erzeugungsanlagen müssen technisch dazu in der Lage sein, sich bei Fehlern prinzipiell nicht unmittelbar vom Netz zu trennen.

Diese Forderungen beinhalten neben dem bereits erwähnten Fault Ride Through (FRT) auch einen Beitrag zur Fehlerklärung sowie zur dynamischen Spannungsstützung durch die Lieferung von Blindstrom. Diese Anforderung unterscheidet sich maßgeblich von den aktuell gültigen Vorgaben an EEG-Einspeiser, die eine unmittelbare Trennung vom Netz bei Verletzung der zulässigen Netzparameter fordern.

Abbildung 7 zeigt das Prinzip der Spannungsstützung durch Blindstrom einspeisung, wie im Transmission Code 2007, dem wichtigsten Regelwerk für den Betrieb von Übertragungsnetzen, gefordert wird [10]. Für die Umsetzung solcher Funktionalitäten, die gemäß Mittelspannungsrichtlinie ab Januar 2010 darzustellen sind, existieren derzeit erste Konzepte. Die Implementierung dieser Anforderungen in Seriengeräten wird jedoch noch einige Zeit in Anspruch nehmen.

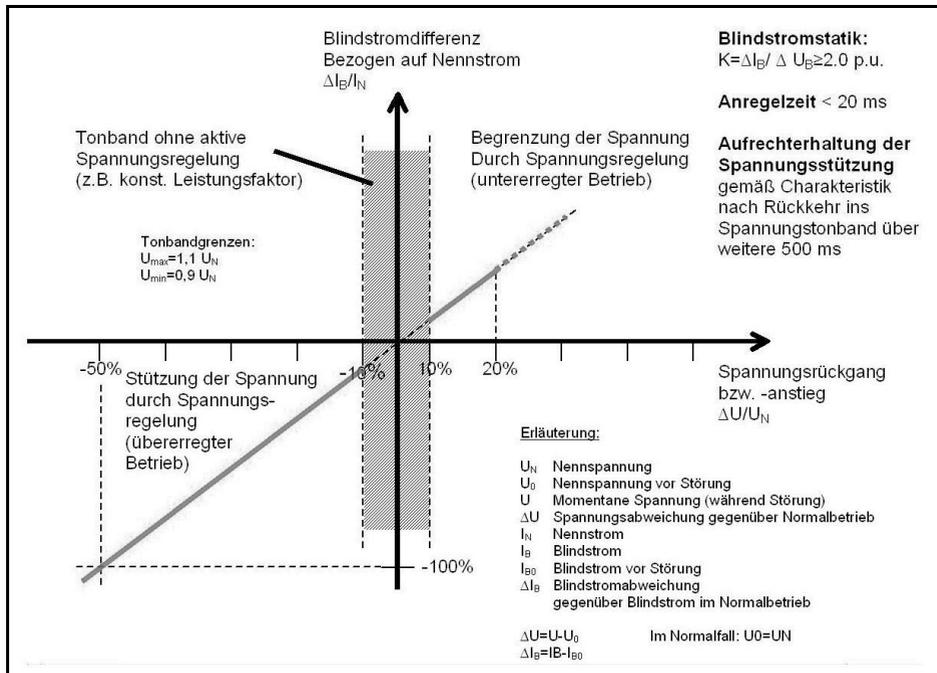


Abbildung 7: Prinzip der Spannungsstützung [10]



6 Ausblick

Die neue Mittelspannungsrichtlinie des BDEW ist nicht das erste Regelwerk in Europa, das Vorgaben für die Beteiligung von Erzeugungsanlagen an der Netzregelung macht. Die EDF hat ebenfalls Richtlinien für Frankreich sowie die französischen Überseegebiete erlassen, die ganz ähnliche Forderungen enthalten und auch in Spanien und Griechenland, wo PV-Großanlagen den Markt dominieren, ist mit vergleichbaren Richtlinien zu rechnen.

Die Photovoltaik in Deutschland ist derzeit immer noch zum größten Teil geprägt durch Dachanlagen, die ins Niederspannungsnetz einspeisen. Dementsprechend war abzusehen, dass ein großer Teil der Forderungen aus dem Hoch- und Mittelspannungsbereich in die durch den FNN inzwischen als Entwurf herausgegebene, ebenfalls grundlegend überarbeitete Richtlinie für das Niederspannungsnetz aufgenommen wurden. Auch dieser Anteil hat angesichts der aktuellen Zubauraten in der Größenordnung von 1 GW am Niederspannungsnetz spürbaren Einfluss auf den Betrieb der Netze. Eine statische Wirkleistungsbegrenzung zur Vermeidung von Engpässen im Übertragungsnetz ist ab einer gewissen Anlagengröße, beispielsweise analog zur Nachrüstungsvorgabe im novellierten EEG etwa ab 100 kW, durchaus sinnvoll. Eine Kosten-Nutzen-Analyse führt allerdings die Ausweitung auf kleine und kleinste Anlagen im Einfamilienhausbereich schnell ad absurdum. Und insbesondere gilt es zu bedenken, dass der erzeugte Strom in einem Netzabschnitt in den meisten Fällen auch dort verbraucht werden dürfte.

Noch kritischer ist die Forderung nach Blindleistungslieferung zu sehen. Auch hier wird die sicher in einigen Fällen nachweisbare Notwendigkeit für größere Anlagen - bezüglich der Konsequenzen sicher unzureichend reflektiert - auf Kleinanlagen übertragen. Die Auswirkungen auf die Systemkosten und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen bei stark zurückgehender Einspeisevergütung sollten sorgfältig abgewogen werden.

Die dynamischen Anforderungen wie Wirkleistungsbegrenzung in Abhängigkeit von der Frequenz sowie Spannungstützung im Fehlerfall hingegen sind aus Gesichtspunkten der Netzstabilität im Niederspannungsnetz grundsätzlich ebenfalls wünschenswert - wenn auch in vereinfachter Form (beispielsweise als kurzzeitige Trennung ohne Einspeisung von Blindstrom. Dabei gilt es dann allerdings, den Widerspruch zwischen der Forderung eines vereinfachten Fault Ride Through zu den Netzüberwachungsanforderungen der DIN VDE 0126-1-1 aufzulösen.



7 Literatur

- [1] Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. BDEW, Ausgabe Juni 2008
- [2] Reekers, Jürgen; Schappert, Bernd: Netzintegration von Photovoltaik Anlagen im 40 Megawatt-Bereich - Der Energiepark Waldpolenz bei Leipzig, das größte PV-Kraftwerk der Welt. Tagungsband zum zwölften Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik 2007
- [3] www.unendlich-viel-energie.de
- [4] Photon 10/2007
- [5] www.solarwirtschaft.de
- [6] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Endbericht zur Studie im Auftrag der Deutschen Netz-Agentur. Köln 2005
- [7] Schmiege, Martin: Intelligente Lösungen für die Netzintegration von Erneuerbaren Energien. Tagungsband Symposium „Stromversorgung im Wandel“. Berlin 2007
- [8] Braun, Martin: Wirtschaftliche Potenziale der Bereitstellung von Netzdienstleistungen. Vortrag zur VWEW-Fachkonferenz Erneuerbare Energien und Netzintegration. Erfurt 2008
- [9] Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. FNN, Entwurf 30.06.2008
- [10] TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1, August 2007



Windintegration in Verteilnetze

Dr. Jörg Jahn, Dr. Wolfram Krause
EWE Aktiengesellschaft
Abteilung Forschung und Entwicklung
Tirpitzstraße 39, 26122 Oldenburg
Tel.: +49 (0) 4488 5220-140, Fax: +49 (0) 4488 5220-109
E-Mail: joerg.jahn@ewe.de

1 Einleitung

Die Nutzung der Windenergie schreitet in Deutschland stetig voran. Während die ersten Windenergieanlagen (WEA) sowohl zahlen- als auch leistungsmäßig keinen nennenswerten Anteil an der Stromproduktion hatten, sind in einigen Teilen Deutschlands mittlerweile große Leistungen installiert. Mit weiter steigendem Dezentralisierungsgrad steigen ebenfalls die Herausforderungen, diese Strommengen sinnvoll, also mit der größtmöglichen Effizienz, in das Versorgungssystem zu integrieren.

Während die ersten Windenergieanlagen (WEA) nach dem dänischen Konzept gestaltet waren, sind moderne WEA mit drehzahlvariablen Rotoren in der Lage, Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus müssen Wege gefunden werden, wie die Windenergie auch in den Stromhandel einbezogen werden kann. Es gilt also nicht nur eine technische Integration zu vollziehen, sondern auch eine systemtechnische.

Stellvertretend für die Windenergie stellt der folgende Beitrag Ansätze vor, die den systemtechnischen Integrationsprozess für dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) verfolgen.

2 Entwicklung der Windenergie im Netz der EWE Netz GmbH

Das Netzgebiet der EWE Netz GmbH befindet sich im nordwestlichen Teil Deutschlands zwischen der Grenze zu den Niederlanden und Hamburg und beinhaltet damit den gesamten nordfriesischen Küstenteil (siehe Abbildung 1). Durch die Küstennähe finden sich entsprechend viele attraktive Windstandorte im Netzgebiet, was sich in entsprechenden Zahlen von installierten Windkraftanlagen widerspiegelt.

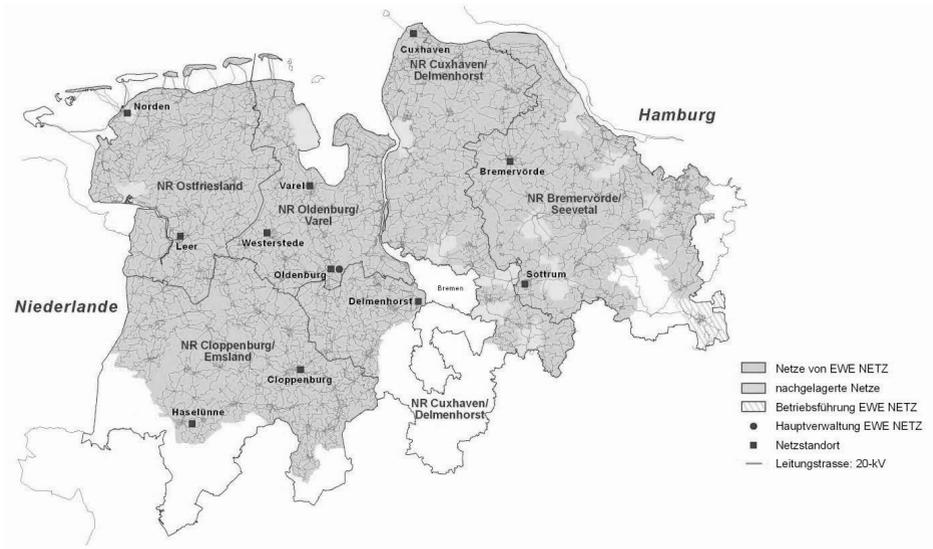


Abbildung 1: Übersicht über das Netzgebiet (Strom) der EWE Netz GmbH, Quelle: EWE

Der Bestand an Windkraftanlagen wächst stetig weiter, obwohl sich der Zuwachs sowohl in der Anzahl der installierten Anlagen, als auch der installierten Leistung in den letzten Jahren verlangsamt hat (vgl. Abbildung 2). Dies ist darauf zurückzuführen, dass die attraktivsten Standorte bereits besetzt sind und erst im Zuge von Repowering-Maßnahmen durch Anlagen mit höherer Leistung und höherem Ertrag ersetzt werden.

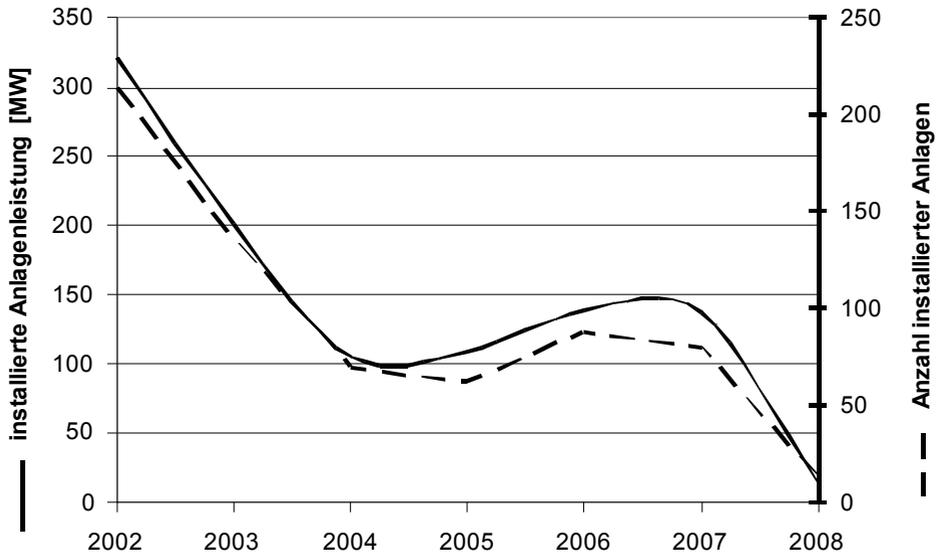


Abbildung 2: Verlauf der installierten Windleistung und der Anzahl installierter Windkraftanlagen im Netzgebiet der EWE Netz GmbH. Quelle: EWE Netz GmbH

Die Werte für 2008 in den Abbildungen 2, 3 und 4 beruhen auf vorläufigen Zahlen und weisen deswegen starke Abweichungen auf.

Betrachtet man den Verlauf der durchschnittlichen installierten Leistung je Anlage, wie in Abbildung 3 dargestellt, so ist ersichtlich, dass in den letzten Jahren vorwiegend Anlagen zwischen 1 MW und 2 MW installiert wurden. Der drastische Anstieg zwischen den Jahren 2001 und 2002 ist auf den Beginn der detaillierten Datenaufzeichnung zurückzuführen. Der Wert für 2001 enthält demnach den Durchschnittswert aller bis 2001 installierten Windkraftanlagen.

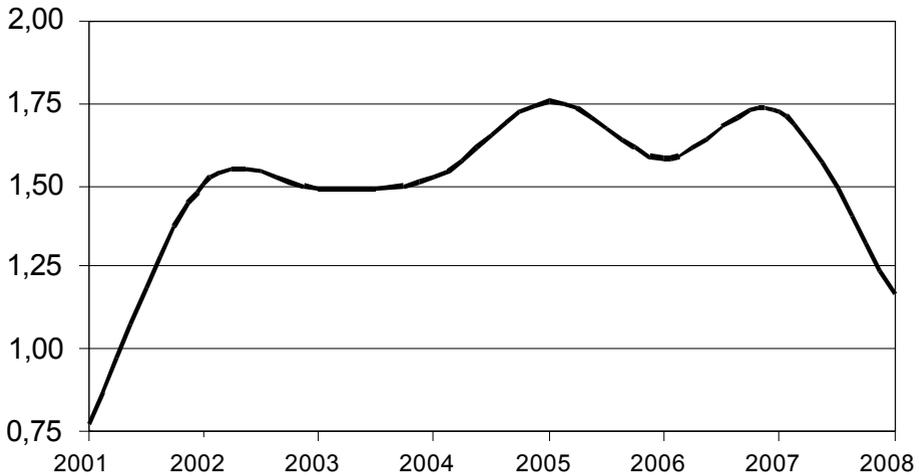


Abbildung 3: Verlauf der durchschnittlichen installierten Anlagenleistung. Quelle: EWE Netz GmbH

Den Verlauf der kumulierten installierten Leistung ist in Abbildung 4 zu sehen. Aufgrund des Verlaufes ist damit zu rechnen, dass im Laufe des Jahres 2008 die Grenze von 2,5 GW installierter Leistung durchbrochen wird.

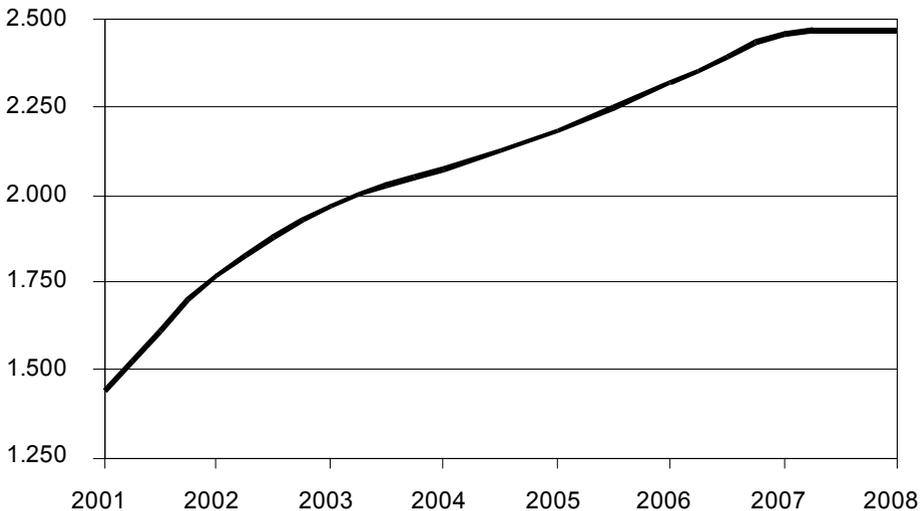


Abbildung 4: Verlauf der installierten Windleistung im Gebiet der EWE Netz GmbH. Quelle: EWE Netz GmbH



Die installierte Windleistung übersteigt mittlerweile die minimale Netzlast, sodass sich in entsprechenden Situationen der Lastfluss umkehrt und nicht unwesentliche Leistungen in das Übertragungsnetz eingespeist werden.

3 Integration der Windenergieanlagen

Die Integration von Windenergieanlagen muss auf der einen Seite netztechnisch geschehen, damit die Anlage physikalisch an das Netz angebunden werden kann. Mit steigender Anzahl und nennenswertem Anteil (oder gar bei Überschreitung) an der Netzlast, wird es zunehmend wichtiger, dass die eingespeiste Windleistung auch möglichst effektiv in das Gesamtenergiesystem übernommen wird. Diese beiden Integrationsmöglichkeiten werden in den nächsten Abschnitten genauer erläutert.

3.1 Netztechnische Integration

Im Versorgungsgebiet von EWE werden, bzw. wurden, Windkraftanlagen auf drei verschiedene Weisen netztechnisch angebunden (vgl. Abbildung 5):

1. Anlagen mit sehr kleiner Leistung werden auf der Niederspannungsebene angeschlossen. Da die Anlagenleistung stark gestiegen ist, kommt diese Anschlussart nicht mehr zum Tragen.
2. Integration auf einer Leitung des Mittelspannungsnetzes. Die Anlagen werden an das 20 kV-Netz angeschlossen und gemeinsam mit den dort ebenfalls angeschlossenen Lasten und anderen Generatoren betrieben.
3. Anschluss auf einer 20 kV-Sammelschiene im Umspannwerk. Windparks größerer Leistung werden über eine eigene Leitung angeschlossen, die auf einer Sammelschiene in einem Umspannwerk endet.

Darüber hinaus werden große Windparks auch mit eigenen Umspannwerken direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen. Diese Anschlussart soll aber nicht weiter betrachtet werden.

Momentan wird der produzierte Strom mit Vorrang eingespeist und nach EEG vergütet. Über ein Erzeugungsmanagement können Leistungsbegrenzungen vorgegeben werden, damit Wartungsarbeiten an den Netzbetriebsmitteln vorgenommen werden können oder falls der Betreiber des vorgelagerten Netzes eine Leistungsbegrenzung vorgibt.

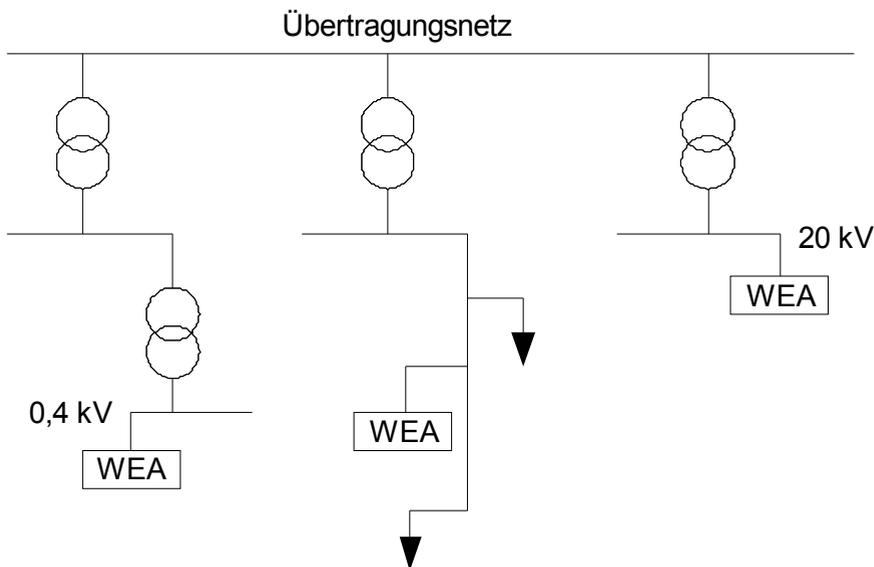


Abbildung 5: Anschluss der Windenergieanlagen auf der Niederspannungsseite (links), an gemeinsame 20 kV-Leitung (Mitte) und direkt an Sammelschiene im Umspannwerk (rechts)

3.2 Systemtechnische Integration

Moderne Windenergieanlagen können drehzahlvariabel betrieben werden und beinhalten einen Wechselrichter zumindest für einen Teil der Anlagenleistung. Damit sind sie in der Lage, Blindleistung als eine Systemdienstleistung zur Verfügung zu stellen. Die Anschlussart entscheidet dabei darüber, wofür diese Blindleistung verwendet werden kann.

Die Integration auf Niederspannungsseite (Abbildung 5, links) verändert das Spannungsprofil auf der Niederspannungsleitung nicht. Nach der Transformation auf die Mittelspannungsebene kann die Blindleistung jedoch benutzt werden, um das Spannungsprofil auf der entsprechenden Leitung zu beeinflussen. Da die meisten WEA mit einem Niederspannungsanschluss älteren Baudatums sind und somit keine Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen können, betrifft diese Anschlussart zukünftig vorwiegend andere, wechselrichtergekoppelte Einspeiser wie BHKW, PV-Anlagen oder Brennstoffzellen.

Beim Anschluss an eine gemeinsam benutzte Mittelspannungsleitung kann Blindleistung gezielt dazu benutzt werden, um das Spannungsprofil auf dieser Leitung zu beeinflussen. Bei dieser und der zuvor genannten Anschlussart kann ein dezentrales Blindleistungsmanagement genutzt werden.

Sind die Windenergieanlagen über eine eigene Leitung direkt mit der Sammelschiene eines Umspannwerkes verbunden, kann die Blindleistung nur von einer Stelle in benachbarte Leitungen



eingespeist werden. Netztechnisch stellt dies keinen Unterschied zu Blindleistung dar, die mit dem Vorlieferanten ausgetauscht wird. Sie kann aber benutzt werden, um genau diesen Austausch gegebenenfalls zu optimieren.

Grundlage für die Nutzung von dezentral zur Verfügung gestellter Blindleistung ist die kommunikationstechnische Anbindung der teilnehmenden Anlagen, damit die Systemdienstleistungen gezielt eingebracht werden können.

4 Aktuelle Ansätze bei EWE zur systemtechnischen Integration

Dargebotsabhängige Einspeiser können ihren maximalen Ertrag nur bringen, wenn sie jederzeit die gesamte verfügbare Leistung einspeisen können. Aus historischen Gründen wird die Erzeugung stets an die als unveränderbare Größe betrachtete nachgefragte Leistung angepasst. Einzige Ausnahme sind Starklastverträge, die eine Lastreduzierung auf festgelegte Werte im Anforderungsfall vorsehen. Für zukünftige Szenarien, in denen dargebotsabhängige Einspeiser eine größere Rolle spielen werden, müssen neue Wege gefunden werden, wie auch Anpassungen auf der Lastseite vorzunehmen sind, damit das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch und somit die Systemstabilität weiterhin gegeben ist.

Einige Integrationsansätze für die systemtechnische Integration sollen im Folgenden vorgestellt werden.

4.1 Windstromdirektvermarktung WE² (in Zusammenarbeit mit der wpd GmbH)

Der Strompreis an der EEX-Strombörse liegt zeitweise über der Vergütung, die der Windkraft nach EEG zusteht. Auf Basis von Prognosen für die Börsenpreise und die Windleistung, lassen sich Zeiträume ermitteln, in denen Windstrommengen gewinnbringend angeboten werden können.

Weitere Informationen: <http://www.we-quadrat.de>

4.2 Forschungsverbund zur Entwicklung eines dezentralen Energiemanagement-Systems

Seit 2004 betreibt EWE einen eigenen Forschungsverbund, der sich mit der Entwicklung eines dezentralen Energiemanagement-Systems beschäftigt. Die momentanen Arbeiten konzentrieren sich auf die folgenden Bereiche:

- IT und Normierung: Informationssysteme sollen so angelegt werden, bzw. vorhandene genutzt werden, dass sich zusätzliche Anwendungsmöglichkeiten ergeben. Die Kopplung dieser Informationssysteme soll über normierte Kommunikationswege und Datenmodelle vollzogen werden, damit ein Zusammenspiel mit möglichst vielen Anwendungen erreicht werden kann. Dies betrifft auch die Integration der dezentralen Anlagen.
- Virtuelles Kraftwerk: Mit dem Schwerpunkt der Kraft-Wärme-Kopplung sollen Strategien entwickelt werden, wie normalerweise wärmegeführte Anlagen auch stromgeführt eingesetzt werden können, ohne dass die Anforderungen an den Wärmebedarf verletzt werden. Die Erstellung von individuellen Fahrplänen, die von den teilnehmenden Anlagen ge-



leistet werden können sowie der Ausgleich von kurzfristigen Fahrplanänderungen stehen hier im Vordergrund.

- Aktives, intelligentes Verteilnetz: Auf die Netzbetriebsführung kommen durch sich stark und schnell verändernde Lastflüsse große Herausforderungen zu. Einerseits muss die Spannungshaltung gewährleistet bleiben, damit die Qualitätsanforderungen erfüllt werden, andererseits müssen durch Schaltmaßnahmen die entsprechenden Leistungen bei minimierten Verlusten übertragen werden können.

4.3 E-Energy-Projekt eTelligence

Das Projekt eTelligence gehört zu den Gewinnern des E-Energy-Förderwettbewerbs. In einem Konsortium unter der Führung von EWE wird innerhalb der nächsten vier Jahre in Cuxhaven ein Marktplatz für Strom und Stromdienstleistungen aufgebaut, an dem alle Akteure des Energieversorgungssystems teilnehmen.

Basis dieses Demonstrationsprojektes ist die standardisierte Kommunikation, damit Integrations- und Transaktionskosten gesenkt werden und somit auch Teilnehmer mit kleinen Leistungen (sowohl Erzeuger als auch Verbraucher) am Marktplatzzeschehen teilnehmen können.

Neben den Erzeugern und Verbrauchern wird auch der Netzbetreiber in das Marktplatzzeschehen einbezogen werden. Damit kann auch der Handel von Systemdienstleistungen wie Blindleistung oder Regelenergie über diese Plattform abgewickelt werden, der bislang getrennt und mit hohen Präqualifikationshürden durchgeführt wurde. Damit steht die Entwicklung von innovativen Produkten, die auf dem Marktplatz gehandelt werden können, im Zentrum dieses Projektes.

Weitere Informationen: <http://www.etelligence.de>

5 Zusammenfassung

Auf dem Weg zu einem zunehmend dezentralisierten Energieversorgungssystem sind von allen Beteiligten weitere Anstrengungen erforderlich.

Die Anlagenhersteller müssen für die systemtechnische Integration Schnittstellen zur Verfügung stellen, damit die notwendigen Daten weiter verarbeitet werden können. Die Energieversorgungsunternehmen müssen Produkte gestalten, die die Besonderheiten der dezentralen Erzeugungsanlagen berücksichtigen und diese Produkte in den Stromhandel integrieren. Die Netzbetreiber müssen Verfahren entwickeln, wie dezentrale Anlagen gezielt dazu benutzt werden können, die Netzbetriebsführung aktiv zu unterstützen. Der Gesetzgeber wiederum muss die Umsetzung neuer Methoden durch eine zügige und flexible Anpassung des rechtlichen Rahmens unterstützen.

In vielen Bereichen wurden bereits Lösungen erarbeitet, die in den kommenden Jahren zu einem Gesamtsystem zusammengefügt werden müssen, damit die weitere Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen geschehen kann.



Funktionale Sicherheit von Stromrichtern in Netzen

Dr. Norbert Blacha
AEG Power Supply Systems GmbH
Emil-Siepmann-Straße 32, 59581 Warstein
Tel.: +49 (0) 2902 763-324, Fax: +49 (0) 2902 763-324
E-Mail: norbert.blacha@powersupplysystems.com

1 Einleitung

Der Beitrag geht auf einige Gesichtspunkte funktionaler Sicherheit, Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit von USV-Anlagen ein, um die Herausforderung der Schaffung multifunktionaler PV-Anlagen, die einerseits PV-Energie in das Netz einspeisen aber auch andererseits Inselnetze bilden können, aus der Sicht eines USV-Herstellers darzustellen. Dabei werden die wichtigsten Systemeigenschaften, wie sie in der USV - Norm IEC 62040 angegeben sind, erläutert und bewertet. Ferner werden branchenübliche Anlagenarchitekturen zum Erreichen unterschiedlich hoher Versorgungssicherheit näher betrachtet und die Bedeutung von Betriebsbewährung im Zusammenhang mit sicheren Stromversorgungen aufgezeigt.

2 PV-Anlagen versus USV-Anlagen

PV-Wechselrichter und USV-Anlagen basieren auf modernen leistungselektronischen Komponenten und haben dadurch viele Gemeinsamkeiten. So steht der IGBT-Wechselrichter für eine quasi gemeinsame Plattform. Beide Zweige befassen sich mit der Bereitstellung von elektrischem Strom in Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen. Bei genauer Betrachtung gibt es aber gravierende Unterschiede zwischen beiden Zweigen, die sich nicht nur in der Kosten - und Preisstruktur der Produkte unterscheiden, sondern auch über weite Strecken durch ein eigenes Know-How, technische Erfahrungen, Traditionen und Marktmechanismen. Auch werden die technischen Prioritäten unterschiedlich gesetzt. Während es bei einer PV-Anlage gegenwärtig auf besonders hohe Wirkungsgrade ankommt, steht bei einer USV-Anlage die Versorgungssicherheit und die Spannungsqualität im Vordergrund. Ein hoher Wirkungsgrad ist aber auch bei USV-Anlagen ein klarer Vorteil, nur ordnet er sich in der Rangstufe der Versorgungssicherheit unter.

In letzter Zeit wird in der PV-Branche verstärkt über Inselnetze und USV-Funktionalität in PV-Anlagen gesprochen, zumal wenn Energiespeicher mit ins Spiel kommen (multifunktionaler PV-Wechselrichter). Dabei hat man die Integration der Funktionalität von PV-Anlagen und die Funktionalität von USV-Anlagen im Blick und möchte dies wahlweise, je nach Bedarf und Situation oder auch zeitgleich, nutzen. Dies stellt zweifellos eine Herausforderung dar, die aber gemeistert werden kann, wenn beispielsweise beide Branchen diese Herausforderung gemeinsam angehen. Im folgenden Abschnitt soll deshalb aufgezeigt werden, mit welchen Anforderungen Ausfallsicherheit in Inselnetzen verbunden ist bzw. welche unterschiedlichen Anforderungen an die Versorgungssicherheit und die Versorgungsqualität besonders in Niederspannungsnetzen bestehen und wie diese Anforderungen entsprechend dem Stand der Technik erfüllt werden.



3 Anforderungen an die Spannungsqualität

Ziel der EVUs und Netzbetreiber ist es, den Verbrauchern eine hohe Netzspannungsqualität zur Verfügung zu stellen, um einerseits einen ungestörten Betrieb der angeschlossenen Verbraucher zu sichern und andererseits die Verbraucher, einschließlich der Verteilungsanlagen vor Schäden zu schützen. An Netzknoten, wo die herkömmliche Netzspannungsqualität, wie sie in der DIN EN 50160 definiert ist, nicht eingehalten wird oder auch diese noch nicht ausreicht, müssen zusätzliche Mittel wie Kompensationseinrichtungen, Filteranlagen, Lineconditioner oder USVs installiert werden. Im nächsten Unterabschnitt sind die Phänomene, die die Netzspannungsqualität beeinträchtigen, in einer Tabelle zusammengefasst. Gleichzeitig sind die zur Beseitigung erforderlichen Lösungen und dafür benötigten USV-Klassen, wie sie vom ZVEI im UPS-Guide angegeben sind, aufgeführt.

3.1 Netzstörungen

Phänomene		Zeit	z. B.	IEC 62040-3	USV-Lösung	Ableiterlösung
1.	Netzausfälle	> 10 ms		VFD Voltage + Frequency Dependent	Klassifizierung 3 Offline	—
2.	Spgs.einbrüche	< 16 ms				—
3.	Spannungsspitzen	< 16 ms				—
4.	Unterspannungen	kontinuierlich		VI Voltage Independent	Klassifizierung 2 LineInteractive	—
5.	Überspannungen	kontinuierlich				—
6.	Blitzeinwirkungen	sporadisch		VFI Voltage + Frequency Independent	Klassifizierung 1 (true) Online real Double-Conversion	Blitz- und Überspannungs-schutz (IEC 60364-5-534)
7.	Spannungsschöße (Surge)	< 4 ms				—
8.	Frequenzschwankungen	sporadisch				—
9.	Spgs.verzerrung (Burst)	periodisch				siehe 6 und 7
10.	Spgs.überschwingungen	kontinuierlich			—	

Abb.1: Tabelle der Netzstörungsphänomäne und USV-Lösungen

Wie aus der Tabelle leicht zu entnehmen ist, haben wir es nicht nur mit den allgemein bekannten Netzausfällen zu tun, sondern zusätzlich mit einer Vielzahl weiterer Störphänomene, die die Netzspannungsqualität empfindlich beeinträchtigen können. Gleichzeitig ist auch ablesbar, dass nicht allen Störphänomenen mit allen USV-Techniken beizukommen ist. Nur mit einer reinen Online (double conversion) USV sind alle 10 Störphänomene beherrschbar. Das ist Konsens in der



USV-Branche und spiegelt sich deshalb auch international in der USV-Produktnorm IEC 62040-3, „...performance and test requirements...“, wieder. Siehe nächsten Unterabschnitt.

Klassifikation von USV-Eigenschaften

Die Last bestimmt die Anforderungen an die Netzspannungsqualität und somit auch die Anforderungen an eine eventuell erforderliche USV oder auch andere Betriebsmittel zur Einhaltung der nötigen Spannungsqualität. Deshalb ist es durchaus sinnvoll nicht in jedem Fall die maximale Spannungsqualität zu fordern und zu sichern, sondern selektiv die optimalen Betriebsmittel zu installieren. Dabei soll die Klassifizierung, wie sie in der Produktnorm IEC 62040-3 vorgenommen wurde, dem Anwender helfen, die geeignete USV-Technologie auszuwählen.

Eine Aufgabe der USV-Produktnorm IEC 62040-3 ist es deshalb, eindeutige Informationen über das Betriebsverhalten von USVs zu geben - unabhängig von missverständlichen Namen oder Begriffen. Diese Aufgabe wird gelöst durch einen **dreistufigen USV Klassifikations-Code** bezüglich des Betriebsverhaltens der **USV Ausgangsspannung** !

Stufe 1: Abhängigkeit des Ausgangs vom Netz

Code

VFI: „USV-Ausgang ist unabhängig vom Netz“

(Where the UPS output is Independent of mains Voltage and Frequency variations)

VI: „USV-Ausgangsfrequenz ist abhängig von der Netzfrequenz“

(Where the UPS output is Dependent on mains frequency variations, but supply Voltage variations are conditioned (Independent) ...)

VFD: „USV-Ausgang ist abhängig von Änderungen der Netzspannung und der Netzfrequenz“

(Where the UPS output is Dependent on mains Voltage and Frequency variations)

Stufe 2: Ausgangs-Kurvenform

Code

S S sinusförmig: Verzerrungsfaktor $D < 0,08$ (IEC 61000-2-2)
bei allen linearen und nicht-linearen Referenzlasten
oder

x x nicht-sinusförmig: $D > 0,08$ bei nichtlinearer Referenzlast
oder

y y nicht-sinusförmig: überschreitet auch die Grenzwerte von IEC 61000-2-2



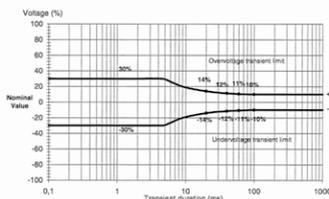
erste Ziffer: bei Normalbetrieb

zweite Ziffer: bei Batteriebetrieb

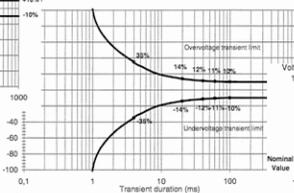
Dynamisches Spannungsverhalten des USV-Ausgangs

Stufe 3: Toleranzkurven geben Grenzwerte vor

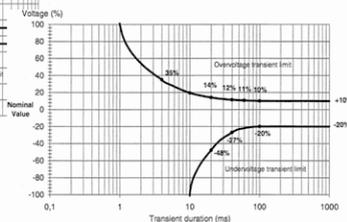
Klassifikation 1



Klassifikation 2



Klassifikation 3



„ ... unter folgenden Bedingungen: ...

Abb. 2: Toleranzkurven nach IEC 62040-3

1 2 3 Erst-, zweit- oder drittklassig ?

Code der Ausgangs-Toleranzkurven unter folgenden Bedingungen:

Erste Ziffer: bei Änderung der Betriebsart

Zweite Ziffer: Lastsprünge mit linearer Last
im Normalbetrieb & Batteriebetrieb

Dritte Ziffer: Lastsprünge mit nicht-linearer Last
im Normalbetrieb & Batteriebetrieb



Der komplette Code:

Ausgangs-Abhängigkeit	Ausgangs-Kurvenform	Ausgangs-Dynamik
vom Netz	Verzerrung	Toleranzen
VFI	SS	111
VI	SX	122
VFD	SY	333

Das ist sehr detailliert, aber komplex. Übersichtlich wird es, da die erreichbare Klasse 1 / 2 / 3 der Ausgangstoleranzkurven und die Abhängigkeit des Ausganges vom Netz VFI; VI; VFD von der jeweiligen USV-Topologie abhängen, wie Abb 3 zeigt .

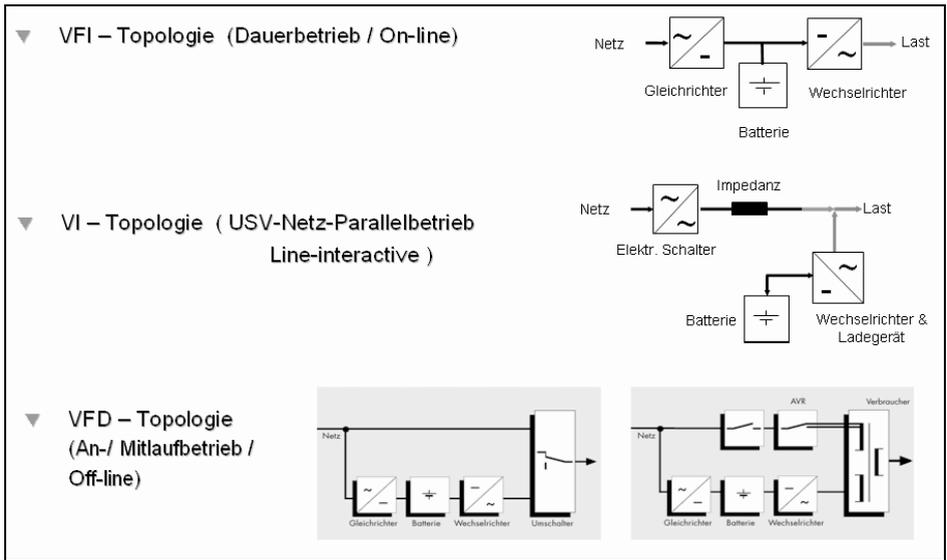


Abb. 3: Die drei typischen USV-Topologien

4 Sichere Architekturen für Niederspannungsversorgungen

4.1 Primitive USV-Struktur

In Abb. 4 ist ein Vorläufer heutiger USVs gezeigt. Ein Wechselrichter versorgt die Last. Der Wechselrichter wird wiederum über einen DC-Zwischenkreis von einem Gleichrichter aus dem öffentlichen Netz versorgt. Im Falle eines Ausfalls dieses Netzes wird der Wechselrichter aus der Batterie, die parallel zum DC-Kreis geschaltet ist, versorgt. Diese Anordnung toleriert keinen Fehler in der „USV“. Der Ausfall des Wechselrichters oder des Gleichrichters bedeutet unweigerlich den Verlust der Versorgung. Die MTBF dieses Systems ist gering.

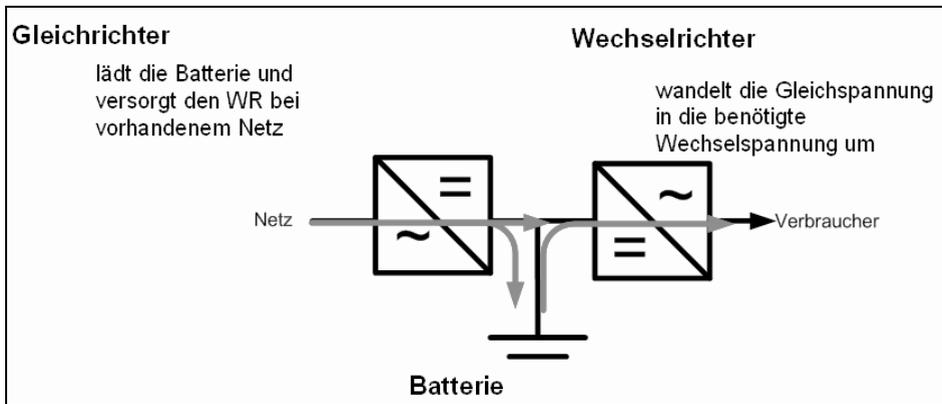


Abb. 4: Primitive Online USV

4.2 Übliche redundante USV-Struktur

In Abb.5 ist eine weitverbreitete übliche redundante USV mit statischem Bypass, Handumgehung und zwei separaten Netzeinspeisungen gezeigt. Diese USV hat bereits eine große MTBF und dementsprechende hohe Verfügbarkeit, da das System redundant ausgelegt ist und die Chance zur Reparatur, ohne Verlust der Versorgung besteht. Es wird hierbei ausgenutzt, dass das Netz immerhin mit einer MTBF von 300 h vorhanden ist. Es ist aber darauf zu achten, dass jedes Subsystem (Gleichrichter, Wechselrichter, statischer Bypass) eine eigene unabhängige Steuerung und Sensorik, einschließlich eigener unabhängiger und redundant ausgeführter Hilfsstromversorgungen besitzt. Eine klassische Methode, die Verfügbarkeit über Redundanzhöhung weiter zu steigern, ist die Parallelschaltung von USVs.

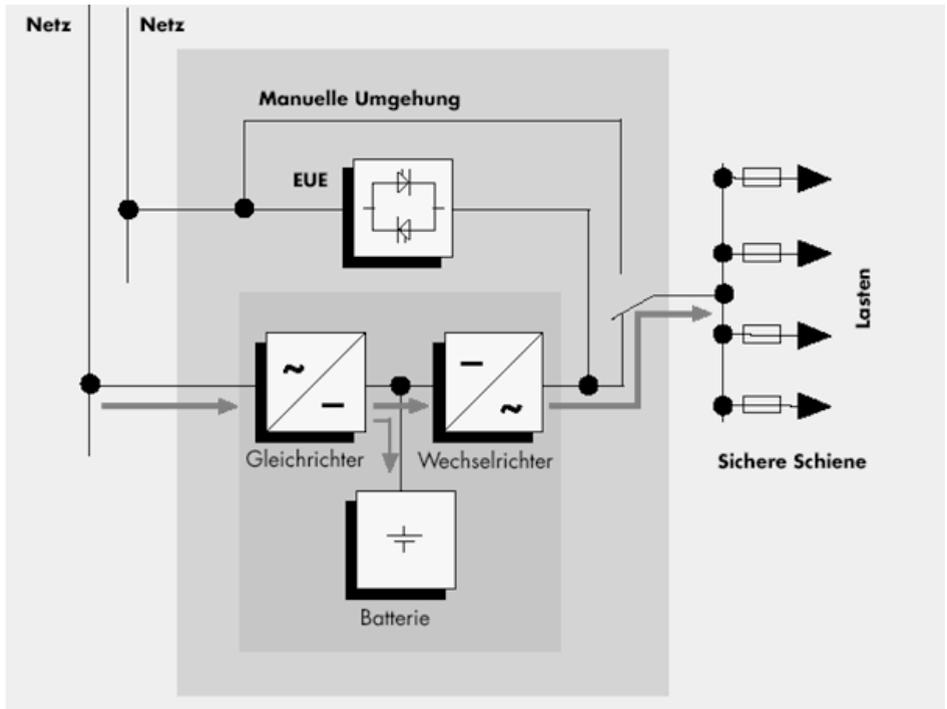


Abb. 5: Typische Online USV

4.3 Realisierung einer sehr hohen Versorgungssicherheit

Abb. 6 zeigt eine Lösung für besonders hohe Ansprüche bezüglich der Verfügbarkeit, wie sie zum Beispiel für große und besonders wichtige Rechenzentren auf der Basis von A/B - Schienensystemen mit zusätzlichen statischen Transferschaltern (STS) und Verbrauchern mit Doppelnetzspeisung praktisch realisiert werden.

5 Betriebsbewährung

Ein weiterer Aspekt einer hohen Versorgungssicherheit ist die Betriebsbewährung. In kritischen Anwendungen muss der Nachweis einer entsprechenden Betriebsbewährung in weniger kritischen Anwendungen von z.B. 3 Jahren mit einer entsprechenden Anzahl von Anlagen geführt werden. Dies steht im Widerspruch zu einer hohen Innovationsrate, wie sie gegenwärtig und auf absehbare Zeit für PV-Wechselrichter typisch ist.

Komplexes A/B-System

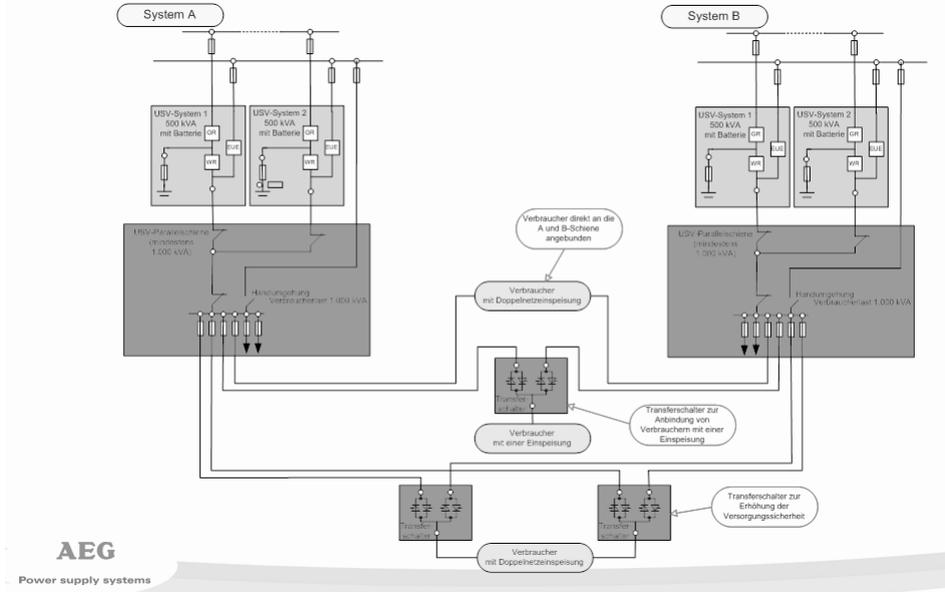


Abb. 6: Komplexes A/B-System

6 Zusammenfassung

In USV-Anlagen hat die funktionale Sicherheit einen sehr hohen Stellenwert, wobei das oberste Ziel, die Sicherung einer hohen Spannungsqualität höchste Priorität hat, unabhängig vom zur Verfügung stehenden Netz und den dynamischen und statischen Eigenschaften der Verbraucher. Teilweise aufwendige und komplexe Strukturen bzw. Technologien sowie aufwendige Zulassungs-prozeduren sichern hohe und höchste Verfügbarkeitswerte.

7 Literatur

- /BLACHA 2008/ Blacha, N.: USV-in sicherheitsrelevanter Systemarchitektur, Belecker Fachtage, 2008
- /IEC 62040 / IEC-Norm 62040-3: Method of specifying the performance and test requirements, Genf, 1999
- /DIN EN 50160/ Final Draft prEN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks, Brussels, 2006



Modulintegrierte Photovoltaik-Wechselrichter

Dr. Norbert Henze, Benjamin Sahan, Jie Liu
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.
Königstor 59, D-34119 Kassel
Tel: +49 (0) 561 7294-219, Fax: +49 (0) 561 7294-400
E-Mail: nhenze@iset.uni-kassel.de

1 Einleitung

Eine PV-Anlage erreicht den höchsten Ertrag, wenn jedes PV-Modul kontinuierlich im Arbeitspunkt maximaler Leistung (Maximum Power Point, MPP) betrieben wird. Diese Ertragsmaximierung kann durch die Verwendung von modulintegrierten Wechselrichtern erreicht werden, wobei jedem PV-Modul somit ein eigener MPP Regler zugeordnet ist. Insbesondere bei teilverschatteten PV-Anlagen oder Modulen mit unterschiedlichen Ausrichtungen führen modulintegrierte Wechselrichter zu höheren Erträgen. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Gestaltung des PV-Systems mehr Freiheiten bietet, der Planungsaufwand verringert wird und die Anlage einfach erweitert werden kann. Anstelle der aufwändigen gleichstromseitigen Verkabelung wird eine standardisierte AC-Installationstechnik verwendet.

Durch die Verwendung von Hochvolt-Solarmodulen lassen sich aufgrund der hohen Modulspannung einstufige, transformatorlose Modulwechselrichter realisieren, wodurch sowohl Kosten als auch Verluste gesenkt werden.

Im Rahmen des europäischen Projekts **PV-MIPS** (Photovoltaic Module with Integrated Power Conversion and Interconnection System) werden Wechselrichter für die Integration in PV-Module unterschiedlicher Technologie entwickelt. Diese Kombination aus PV-Modul und Wechselrichter bildet ein AC-Modul. Es kann als geschlossenes System aufgefasst werden, das im Wesentlichen ein Solarmodul sowie einen Wechselrichter enthält. Bei einer Mindest-Solarstrahlung und bestehender Netzkopplung wird ein Wechselstrom in das öffentliche Stromversorgungsnetz eingespeist. Das Wechselstrommodul weist keine Gleichstromverkabelung auf. Die AC-Leistung beträgt maximal 300 W. Gegenwärtig ist ein AC-Modul in diesem Sinne nicht auf dem europäischen Markt verfügbar, so dass kleine und modulare PV-Systeme nach dem Stand der Technik mit modulorientierten Wechselrichtern aufgebaut werden. Um die bisherigen Nachteile (z.B. niedriger Wirkungsgrad, hohe Kosten, aufwändige Installation und zum Teil hohe Ausfallraten) von PV-Systemen mit modulorientierten Wechselrichtern zu überwinden, wird in PV-MIPS ein integrierter Ansatz bei der Entwicklung der neuen AC-Module verfolgt. Alle Systembestandteile (PV-Modul, Wechselrichter, elektrische Verbindungen, Montage) werden im Hinblick auf hohe technische und wirtschaftliche Effizienz optimiert, um die inhärenten Systemvorteile von AC-Modulen (z.B. modulbasiertes MPP-Tracking) ausnutzen zu können.



2 PV-Systemtopologie mit AC-Modulen

Mittels AC-Modulen wird ein modulares Systemdesign möglich. Mit dieser Topologie sind PV Systeme beliebig skalierbar. Jedes Photovoltaik-Modul besitzt seinen eigenen Wechselrichter. Der Leistungsbereich dieser AC-Module reicht bis ca. 300 W_p. Beim AC Modul werden PV-Modul und Wechselrichter zu einem Gerät verbunden. Alternativ kann der Wechselrichter auch abgesetzt vom Modul installiert werden, so dass er mit diesem über kurze Gleichstromleitungen verbunden ist. In diesem Fall spricht man von einer Systemtopologie mit modulnahen Wechselrichtern, die ähnliche Eigenschaften besitzt.

Aufgrund der hohen Modularität von PV Systemen mit AC-Modulen ergeben sich folgende Vorteile

- Jedes Modul kann im Arbeitspunkt maximaler Leistung (MPP) betrieben werden. Dieser Aspekt ist besonders vorteilhaft bei gebäudeintegrierten PV Systemen, bei denen eine auf alle Module gleichmäßige Sonneneinstrahlung nicht gewährleistet ist.
- Die Systemgestaltung wird einfach und flexibel. Die Planungskosten sind gering, da die Auslegung der gleichstromseitigen Generatorverkabelung entfällt.
- Erweiterungen des Systems können einfach umgesetzt werden.
- AC Module ermöglichen einen Einstieg in die PV Technologie mit geringen anfänglichen Investitionskosten.
- Bei Teilausfällen ergeben sich nur geringe Energieverluste.
- Es ist keine Gleichstromverkabelung notwendig. Die Wechselstrom-Installationstechnik ist dagegen bekannt und standardisiert.

Bisherige Nachteile dieser Systemtopologie sind der geringere Wirkungsgrad des Wechselrichters sowie die höheren spezifischen Kosten pro W_p gegenüber String- oder Zentralwechselrichtern. Aufgrund der unmittelbaren Nähe zum PV-Modul ist die Elektronik des Wechselrichters einer höheren Temperaturbelastung ausgesetzt, wodurch die Lebensdauer des Geräts beeinflusst wird. Davon sind im Wesentlichen Elektrolytkondensatoren betroffen /MEINHARDT 1999/, /OBERMAIER 2004/, sofern sie im Gerätekonzept Verwendung finden. Um die genannten Nachteile zu minimieren und damit AC Module für viele Anwendungen konkurrenzfähig zu Stringwechselrichtern zu machen, werden im Projekt PV-MIPS verschiedene Wechselrichter für AC-Module entwickelt und erprobt.

3 Stand der Technik

Literatur- und Marktstudien haben gezeigt, dass derzeit ein wachsendes Interesse an Modulwechselrichtern sowie AC-Modulen besteht. Einerseits sind vermehrte Forschungstätigkeiten auf diesem Gebiet zu verzeichnen /RODRIGUEZ 2008/, /RODRIGUEZ 2005/, /FERNÁNDEZ 2006/, /ALONSO 2006/, /SHIMIZU 2006/. Andererseits versuchen sich in letzter Zeit mehrere Hersteller mit neuen Produkten am Markt zu platzieren /ENPHASEENERGY 2008/, /EXELTECH 2008/. Dennoch ist der Marktanteil von AC-Modulen und Kleinwechselrichtern äußerst gering.



Tabelle 1: Verfügbare Kleinwechselrichter. Quelle: Photon 2006

Small power inverters, P _{nominal} < 400W					
Manufacturer	AC-module inverter	Nom. AC power (W)	Max. efficiency (%)	Concept	Consumer price (€/W)
Dorfmüller	DMI 150/35	110	89,00	LF, GC, FET	2,54
Dorfmüller	DMI 200	180	91,00	LF, GC, FET	1,8
Dorfmüller	DMI 250/22	180	92,50	LF, GC, FET	2,22
Dorfmüller	DMI 250/35	230	92,20	LF, GC, FET	1,68
Dorfmüller	DMI 350/22	270	91,60	LF, GC, FET	1,86
Dorfmüller	DMI 350/60-D	315	92,40	LF, GC, FET	1,43
Dorfmüller	DMI 250/50	315	92,80	LF, GC, FET	1,38
Exendis	Gridfit 250 MV	200	92,00	HF, FET	1,75
Exendis	Gridfit 250 HV	200	92,00	HF, FET	1,75
Exendis	Gridfit 250 LV	200	92,40	HF, FET	1,75
Mastervolt	Soladin 120	90	93,00	HF, GC, FET	1,65 ¹
Pairan	Pesos PVI 250T	230	91,00	HF, SC, FET, IGBT	n/a
Steca	StecaGrid 300	300	93,80	TL, SC, FET, IGBT	1,02
Enphase Energy	M175-24-240	175	0,95	--	0,73 ²
Exeltech	PV-AC	160	91,00	--	0,96 ³
HF = high frequency transformer, TL = transformerless GC = grid controlled, SC = self controlled, FET = field effect transistor, IGBT = insulated					
¹ www.dbcom.nl					
² www.aesolar.com					
³ nooutage.com					
No responsibility is taken for the correctness of this information.					

Bisher gab es lediglich in Europa eine nennenswerte Auswahl an Kleinwechselrichtern. Neuerdings wird jedoch auch in den U.S. diese Technologie aufgegriffen. Es muss jedoch betont werden, dass ein AC-Modul im eigentlichen Sinn, also ohne jegliche DC-Verkabelung, derzeit nicht auf dem europäischen Markt verfügbar ist. Der oben erwähnte Wechselrichter von Exeltech bildet hier eine Ausnahme: er bildet zusammen mit einem PV-Modul eine Einheit ohne zugängliche Gleichstromleitungen. Die verfügbaren Kleinwechselrichter für modulatorientierten Einsatz sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Die folgenden Faktoren haben eine weite Verbreitung von AC-Modulen bislang verhindert:

- erhöhte Anforderungen an die Zuverlässigkeit
- hohe spezifische Kosten gegenüber Systemtopologien mit String- oder Zentralwechselrichtern
- aufwändige Installation
- geringer Wirkungsgrad
- Erfordernis einer ENS

Die gegenwärtig verfügbaren Modulwechselrichter sind für den Betrieb an gewöhnlichen Photovoltaikmodulen vorgesehen. PV-Module und Wechselrichter werden unabhängig voneinander optimiert. Im Projekt PV-MIPS werden Modul- und Wechselrichterentwicklungen aufeinander abgestimmt. Im Wechselrichter selbst kommen speziell optimierte Halbleitermodule zum Einsatz. Eine Gegenüberstellung der PV-MIPS Wechselrichterentwicklung am ISET mit dem Stand der Technik ist Tabelle 2 zu entnehmen.

Tabelle 2: Gegenüberstellung des PV-MIPS Konzepts mit dem Stand der Technik

	Stand der Technik	PV-MIPS
DC Eingangsspannung	< 100 (V_{MPP})	380 (V_{MPP})
Nennleistung	< 300 (W)	240 (W)
Max. Wirkungsgrad	< 93 %	> 96%
Netzanschluss	Einphasig	Dreiphasig
Schaltungstopologie	Spannungswischenkreis Mehrstufig Transformator	Stromwischenkreis Einstufig Transformatorlos
Lebensdauer	Nicht spezifiziert Zum Teil hohe Ausfallrate	> 20 Jahre
Eigenschaften	<ul style="list-style-type: none"> Keine Gleichstromverkabelung Benutzerfreundliche Installation Beste Effizienz bei Teilverschattungen Beliebige Systemgröße 	

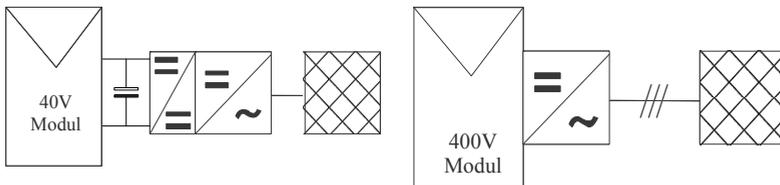


Abbildung 1
 a) Einphasig, Standard Niedrigvolt-Modul, großer Eingangskondensator
 b) Dreiphasig, Hochvolt-Modul

Abbildung 1 zeigt die Gegenüberstellung eines typischen „State-of-the-art“ Konzeptes (a) mit 1-phasiger Netzanbindung und niedriger Eingangsspannung mit dem am ISET entwickelten Konzept mit Hochvolt-Modul und dreiphasigem Wechselrichter (b).



4 Anforderungen an Modulwechselrichter

4.1 Kostenziele

PV-Systeme mit AC-Modulen bzw. Modulwechselrichtern werden sich nur dann am Markt durchsetzen können, wenn sie eine wirtschaftliche Alternative zu String- oder Zentralwechselrichtersystemen bilden. Schlussendlich kommt es darauf an, dass eine PV-Anlage mit AC Modulen für den Betreiber während der Nutzungsdauer eine mit herkömmlichen Systemen vergleichbare Rendite erwirtschaftet. Bezogen auf den Modulwechselrichter bedeutet dies, dass er bei gleich guter Performance einen ähnlichen spezifischen Preis wie ein Stringwechselrichter haben muss. Höhere Preise können zum Teil durch kostenrelevante Systemvorteile wie geringer Planungsaufwand, Vermeidung von Mismatch und MPPT Verlusten und einfachere Installation gerechtfertigt werden. In Abbildung 2 sind die Preise von Wechselrichtern in unterschiedlichen Leistungsklassen sowie die Kostenziele für Modulwechselrichter dargestellt.

Bezogen auf die gesamten Herstellungskosten der PV-Anlage ist ferner zu beachten, dass der Anteil des Wechselrichters mit durchschnittlich 8% relativ gering ist (/PHOTON 2007/, bei Si-basierten Modulen). Aus diesem Grunde ist ein hoher Euro-Wirkungsgrad von großer Wichtigkeit um aus den verbleibenden 92% (Module, BOS Komponenten) einen möglichst hohen Ertrag zu erwirtschaften. Allerdings müssen hier die Kosten für einen hohen Wirkungsgrad des Wechselrichters gegen die gesamten Anlagenkosten abgewogen werden. Rechnet man eine Steigerung von 1% Euro-Wirkungsgrad auf die zusätzliche Modulfläche um, die notwendig wäre, um den gleichen Ertrag bei einem geringeren Wirkungsgrad zu erzielen, dürfte der Wechselrichter maximal 12,5% teurer produziert werden, um die gleichen spez. Gesamtkosten zu erzielen (siehe Abbildung 3). Die Abbildung zeigt auch, dass der „Wert“ des Wechselrichterwirkungsgrades steigt, je geringer dessen Anteil an den Gesamtkosten ist. Man erkennt deutlich, dass man sich bei der Entwicklung von modulintegrierten Wechselrichtern sehr stark in dem Spannungsfeld zwischen hohem Wirkungsgrad, geringen Kosten und hoher Zuverlässigkeit bewegt, Aspekte die sich z.T. sehr stark gegenseitig beeinflussen.

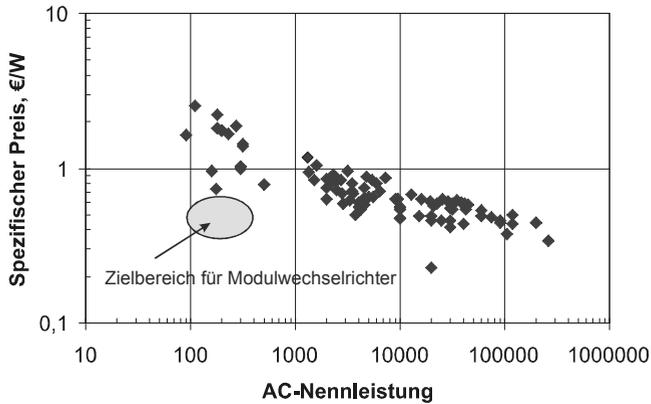


Abbildung 2: Endkundenpreise von netzgekoppelten PV-Wechselrichtern.

Quelle: PHOTON 2008.

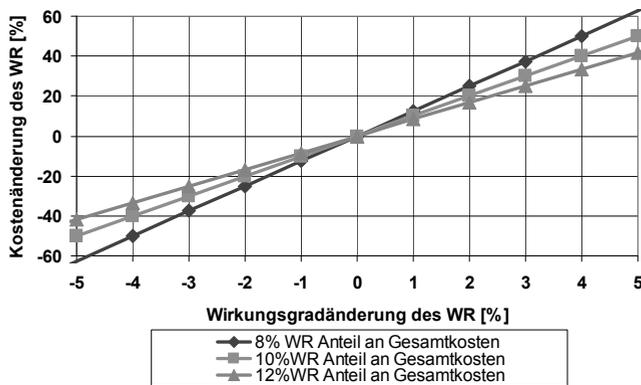


Abbildung 3: Zusammenhang zwischen Wirkungsgrad und Kosten des Modulwechselrichters

4.2 Anforderungen an die Zuverlässigkeit

Photovoltaik-Module werden heute mit einer Leistungsgarantie von mitunter über 20 Jahren verkauft und haben in Alterungstests sehr niedrige Ausfallraten demonstriert. In verschiedenen Untersuchungen wurden MTBF-Werte (Mean Time Between Failure) von 500 bis 6000 Jahren ermittelt /RISTOW 2008/. Bei den Wechselrichtern (WR) sind hingegen Herstellergarantien von nur 5-10 Jahren üblich, eine Garantieverlängerung gibt es nur gegen Aufpreis, der jedoch in die Kostenkalkulation eingeschlossen werden muß.



Die Anforderungen an die Zuverlässigkeit von modulintegrierten Wechselrichters (M-WR) sind besonders kritisch, da eine Wartung oder ein Austausch der Geräte nicht rentabel wäre. Darüber hinaus ist die Elektronik eines M-WR besonders hohem Umgebungsstress ausgesetzt, wie hoher Spitzentemperatur und erhöhten Temperaturzyklen, was eine Alterung beschleunigt. Hierfür ist das sog. „Mission Profile“ der Temperatur genau zu analysieren /SAHAN_2 2008/. Es ist zu bedenken, dass die Lebensdauer mit steigender Temperatur überproportional sinkt, die maximale Temperatur (z.B. 70 °C) jedoch nur relativ selten im Lebenszyklus des WR auftritt. Ein hoher Wirkungsgrad begünstigt die Lebensdauer, da die lokale Temperaturerhöhung wesentlich niedriger ist.

Die „Zuverlässigkeit“ $R(t)$ ist definiert als die statistische Wahrscheinlichkeit, dass ein Produkt während seiner sog. „Lebensdauer“ oder Brauchbarkeitsdauer T_B unter den spezifizierten Umgebungsbedingungen ohne Ausfall bleibt. Für die verwendeten Bauteile kann eine statistische Ausfallrate λ , die üblicherweise in der Einheit „FIT“ (Anzahl der Fehler in 10^9 Stunden) angegeben wird, den Datenblättern oder Standards (z.B. MIL-HDBK-217F) entnommen werden. Summiert man die Ausfallraten zusammen, erhält man die gesamte MTBF des Geräts.

$$R(t) = e^{-\frac{T_B}{MTBF}} = e^{-T_B \lambda}$$

Der Zusammenhang zwischen der Zuverlässigkeit und MTBF wird in Abbildung 4 gezeigt. Möchte man eine Zuverlässigkeit von 95% über eine Brauchbarkeitsdauer von 20 Jahren erreichen, ist eine MTBF von 400 Jahren erforderlich! Oder anders ausgedrückt, während der Laufzeit der Anlage von 20 Jahren, müssen nur 5% der Geräte ersetzt werden. Da die Kosten des WRs nur einen geringen Teil der Gesamtkosten ausmachen, ist es leicht ersichtlich, dass die Zuverlässigkeit sehr hoch sein muss, da die Kosten für das Ersetzen des gesamten Moduls zu hoch wären.

Dass eine MTBF von 400 Jahren eine besondere Herausforderung ist, zeigt Tabelle 3, in der einige typische Bauteile und ihre Ausfallraten dargestellt sind. Aus dieser Aufstellung zeigt sich, dass beispielsweise Elektrolytkondensatoren die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems stark vermindern. Um die Zuverlässigkeit von AC-Modulen zu erhöhen, sollten daher Folienkondensatoren verwendet werden.

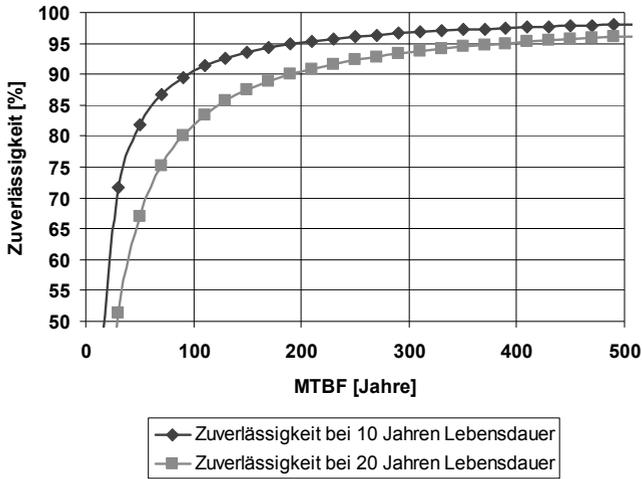


Abbildung 4: Zuverlässigkeit in Prozent während einer Brauchbarkeitsdauer von 10 bzw. 20 Jahren.

Tabelle 3: Typische Ausfallraten (FIT) einiger Bauelemente nach MIL-HDBK-217F (40 °C, 50% Spannungsbelastung, Quality Factor $\pi_Q=10$, Environmental Factor $\pi_E=1$)

Beschreibung	Typ	FIT in 10^9 Stunden	MTBF in Jahren
Widerstand	Kohle	10	11415
	Draht	25	4566
	Dünnschicht	50	2283
Kondensator	Elektrolyt	1500	76
	Tantal	1000	114
	Papier	500	228
	Keramik	60	1900
	Folie	20	5707
Diode	Silizium	50	2283
Transistor	Silizium, diskret	80	1426
Drossel	Kupferwicklung	50	2283
Transformator	Kupferwicklung	200	570
Verbindung	gelötet	10	11415
Stecker	Pro Pin	50	2283



4.3 Anforderungen bezüglich Netzkopplung

In den meisten europäischen Ländern gibt es keine speziellen Vorschriften und Regelungen für den Anschluss von AC-Modulen an das Niederspannungsnetz. Das bedeutet dass für Modulwechselrichter und AC-Module die gleichen Anforderungen hinsichtlich Spannungsqualität und Sicherheit gelten wie für konventionelle netzgekoppelte Wechselrichter. Insbesondere die Umsetzung der Sicherheits- und Schutzeinrichtungen in jedem Kleinstwechselrichter nach VDE 0126-1-1 bedeutet einen erhöhten technischen und finanziellen Aufwand. Aus diesem Grund erscheint es angebracht, die erforderlichen Sicherheitsfunktionalitäten zum Teil dezentral zu realisieren. Das bedeutet beispielsweise, dass in jedem Wechselrichter eine Spannungs- und Frequenzüberwachung sowie eine Überprüfung des Isolationswiderstandes vorhanden sind, während das geforderte Schaltorgan zentral für mehrere Wechselrichter realisiert wird.

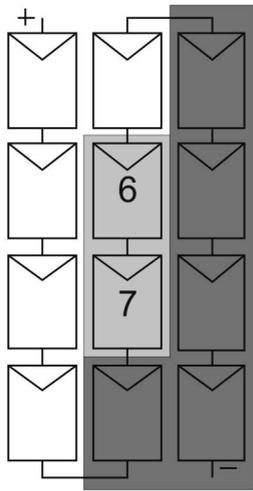
5 Mehrertrag durch AC-Module

Ein wichtiges Kriterium für den Einsatz von AC-Modulen ist der potentielle Mehrertrag gegenüber PV-Anlagen mit String- und Zentralwechselrichtern. Da konventionelle PV-Systeme aus einer Reihenschaltung von Modulen in Strings bestehen, können folgende Fehlanpassungen auftreten:

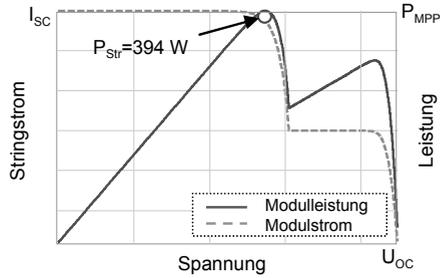
- (Teil-) Verschattung und/oder inhomogene Bestrahlung der Module bei Ausrichtung in unterschiedlichen Winkeln.
- Fertigungsbedingte Fehlanpassung durch Herstellertoleranz (3-10%). Laut /HERRMANN 2007/ jedoch unter 1% Anpassungsverluste bei Si-basierten Modulen. Bei Dünnschichtmodulen wäre dieses Potenzial noch zu untersuchen, da Fertigungstoleranz i. A. höher und oft keine Bypass-Dioden vorgesehen sind.
- Unterschiedliche starke Alterung der Module.
- Nur identische Module in der Anlage einsetzbar.

Mindererträge durch Verschattung oder unterschiedlich stark bestrahlte Module können je nach Standort beträchtlich sein. Dies zeigt auch eine Studie in /KEMA 2005/, dort wurden 119 Standorte in den USA untersucht. Etwa 50% dieser Standorte hatten Ertragseinbußen durch Verschattung von 1-5%. Neun Standorte hatten sogar mehr als 20% Ertragseinbußen aufgrund von Verschattung. Die Untersuchung in /OLDENKAMP 2004/ kommt zu ähnlichen Ergebnissen. Dort wurde der Einfluss unterschiedlicher Verschattungssituationen auf den Ertrag von PV-Modulen in String- und Parallelverschaltung untersucht. Ein Mehrertrag ist insbesondere dann zu erwarten, wenn die Anlage unter nicht optimalen Bedingungen betrieben wird, etwa in der Gebäudefassade. Hier kann es besonders häufig zu (Teil-) Verschattungen oder inhomogener Bestrahlung kommen.

Eine teilverschattete Solarzelle verhält sich etwa ähnlich zu einem Knick im Gartenschlauch; sie blockiert den Stromfluss der ganzen Zellreihe und führt zu teilweise drastischen Einbußen beim Stromertrag. In den Si-basierten Modulen befinden sich Bypassdioden, üblicherweise 2-4, die diesen Effekt vermeiden helfen und die Zellen vor Überhitzung schützen (Hot Spots).

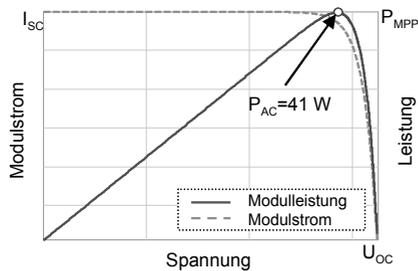


a) Modell



b) Strom und Spannung der Stringverschaltung aus

a).



c) Kennlinie eines einzelnen AC-Moduls bei homogener Verschattung (50%)

Abbildung 5: Szenarien zur Verdeutlichung der Abschattungsverluste.

In zwei einfachen simulierten Szenarien soll verdeutlicht werden, wie sich im Falle einer Verschattung Module in Strings bzw. AC-Module verhalten. Die Module bestehen beispielhaft aus 36 Zellen mit zwei Bypassdioden über je 18 Zellen. Im Szenario A (siehe Abbildung 5) werden 5 Module komplett verschattet, 5 Module mit voller Leistung bestrahlt und zwei Module teilverschattet. Je nach Verschattung innerhalb des Moduls, kann es zu Teilverschattungen einzelner Zellen kommen. Der Einfachheit halber sei hier jedoch angenommen, dass die Module 6 und 7 jeweils homogen zu 50% verschattet sind. Die Bypassdioden haben eine Durchlassspannung von $V_F=0,7V$.

Wie man sieht beträgt die MPP-Leistung des verschatteten Strings 394 W, was genau dem fünffachen der MPP-Leistung des Einzelmoduls entspricht minus der Verlustleistung in den 14 Bypass-Dioden. Dünnschichtmodule, die oft ohne Bypass-Dioden ausgestattet sind, würden in der Stringverschaltung gar keinen Ertrag liefern.

Im Szenario B sei für diesen Fall angenommen, dass die Module je zur Hälfte unterschiedlich ausgerichtet sind und zu einem bestimmten Zeitpunkt die eine Hälfte mit 100% bestrahlt wird und die andere Hälfte mit 75%.



Tabelle 4: Gegenüberstellung der String- und AC-Modul-Technologie bei unterschiedlichen Verschattungsfällen.

$P_{MPP, max}$ =84,5x12=1014 W	MPP-Leistung des Strings (auf $P_{MPP, max}$ normierte Leistung)	MPP-Leistung der AC-Module (auf $P_{MPP, max}$ normierte Leistung)	Mehrertrag ca.
Szenario A	394W (0.38)	504,5W (0.5)	28%
Szenario B	790W (0.78)	888,5W (0.88)	12,5%

Der Mehrertrag von AC-Modulen kann also unter nichtidealen Bedingungen signifikant sein. Es ist zu jedoch bedenken, dass AC-Module keinesfalls Abschattungsprobleme komplett vermeiden, dies wäre nur möglich, wenn jede Zelle eine Bypassdiode hätte. Da sich die Bedingungen mit dem Tages- und Jahresverlauf ändern und sehr stark standort-spezifisch sind, ist die genaue Qualifizierung des Mehrertrags sehr schwierig. Wären modulintegrierte Wechselrichter vom Wirkungsgrad und Kosten her in etwa konkurrenzfähig zu String-Wechselrichtern, dann könnte die Wahl des Installateurs, auch aufgrund des potenziellen Mehrertrags, hin zu AC-Modulen getroffen werden.

6 PV-MIPS Modulwechselrichter

Am Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) wird ein Wechselrichter zur Integration in ein CIS Hochvoltmodul entwickelt. Die Produktion des Wechselrichters erfolgt in Zusammenarbeit mit Steca GmbH. Das CIS Hochvoltmodul wird von ZSW und Würth Solar entwickelt, produziert und qualifiziert (siehe Abbildung 6). Der Wechselrichter selbst basiert auf einer Topologie mit Stromzwischenkreis (Current Source Inverter, CSI), der hier erstmals für Anwendungen im kleinen Leistungsbereich (240 W AC-Modul) eingesetzt wird /SAHAN 2008/.

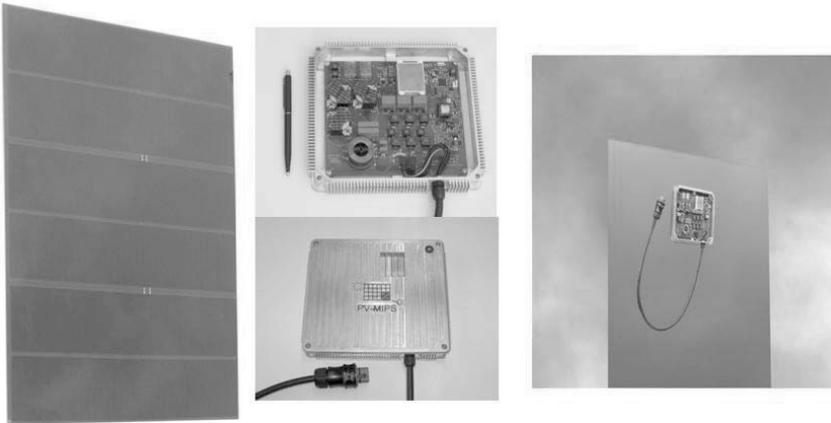


Abbildung 6: Vom Wechselrichter zum AC-Module. Für die Durchführung von Feldtests im Projekt PV-MIPS wird der Wechselrichter in ein Aluminiumgehäuse auf der Modulrückseite integriert.

Die Eingangsspannung des Modulwechselrichters wurde im Hinblick auf einen hohen Wirkungsgrad ausgelegt. Sie beträgt $380V_{MPP}$ und wird von einem speziell entwickelten Dünnschichtmodul in CIS Technologie (Copper Indium Diselenide) zur Verfügung gestellt. Der maximale Wirkungsgrad beträgt mehr als 97% bei einer Bestückung mit MOSFETs und SiC Dioden in der Wechselrichterbrücke. Er liegt damit deutlich über den Wirkungsgraden von derzeit verfügbaren Geräten in ähnlicher Leistungsklasse. Die Verwendung von Hochvolt-Dünnschichtmodulen ist gegenüber dem Stand der Technik eine weitere technische Innovation. In der Vergangenheit basierten Wechselstrommodule meist auf vorhandenen, marktgängigen PV-Modulen, auf deren Rückseite ein einphasiger Wechselrichter für kleine Leistungsbereiche angebracht war. Unter diesen Randbedingungen ist die Entwicklung effizienter modulintegrierter Wechselrichter sehr schwierig. Jedoch ergeben sich nun durch die dreiphasige Netzkopplung, den einstufigen Wechselrichter sowie die Verwendung von angepassten Hochvolt-Modulen deutlich bessere Voraussetzungen für die Entwicklung eines kostengünstigen, effizienten und zuverlässigen Wechselrichters, der zur Integration in das PV-Modul geeignet ist. In Abbildung 8 ist die Elektronik des Wechselrichters dargestellt, der in ein Aluminiumgehäuse integriert wird. Die Topologie zeigt Abbildung 7.

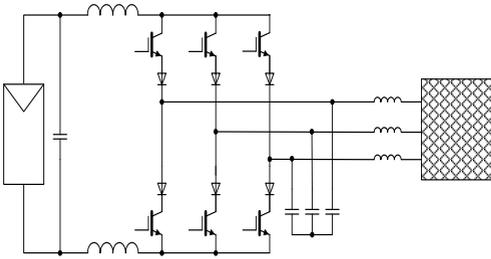


Abbildung 7: Prinzipielle Topologie des Current Source Inverters (CSI).

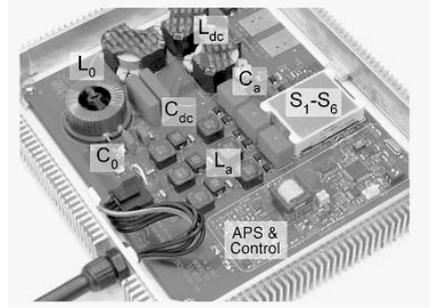


Abbildung 8: Laborprototyp eines Modulwechselrichters in CSI Topologie.

Eine Gegenüberstellung der wesentlichen Vor- und Nachteile des neuen Hochvolt-Konzepts mit dem Stand der Technik ist in Tabelle 5 aufgeführt.

	Stand der Technik	Hochvolt-Konzept
Vorteile	Einfache Topologie	Hohe Eingangsspannung, dadurch geringer Strom
	Einfache Regelung	Hoher Wirkungsgrad
	Gut verfügbare Bauelemente, keine Hochvolt-Komponenten	Robust gegen Unsymmetrie in der Schaltermodulation, dadurch geringer Gleichstrom-Offset im eingespeisten Strom
		Durch Regelung auf DC-Seite keine AC-Stromsensoren
		Kleiner Folienkondensator am DC Eingang
Nachteile	Großer Eingangskondensator erforderlich, dadurch Lebensdauerbegrenzung	Einstufige Topologie
	Geringerer Wirkungsgrad	Halbleiterschalter für hohe Spannungen (1200V Bauteile)
		Aufwändige interne Stromversorgung
		Abhängigkeit von Hochvolt PV-Modulen
		Komplexe Regelung

Tabelle 5: Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile des PV-MIPS Hochvolt-Konzepts mit dem Stand der Technik.

Der Wirkungsgrad des Wechselrichters wurde mit unterschiedlichen Halbleiter-Bestückungen getestet, wobei neben 1200 V IGBTs aufgrund der maximal auftretenden Sperrspannung von 600 V auch 900 V MOSFETs (COOLMOS) zum Einsatz kamen. Der europäische Wirkungsgrad wurde aus den interpolierten Messwerten für eine DC-Nennleistung von 250 W ermittelt. In den Messungen ist die Leistungsaufnahme der internen Stromversorgung enthalten, die u.a. den Mikrocontroller und die Treiberschaltungen versorgt. Die interne Stromversorgung hat eine Leistungsaufnahme von 0,9 - 1,1 W. Bei konstanten stand-by Verlusten von 1 W wird bei einer zugrunde liegenden Nennleistung von 250 W der europäische Wirkungsgrad bereits um 1,34% reduziert. Die Messungen zeigen, dass die Verwendung von SiC Dioden den Wirkungsgrad aufgrund der vermie-



denen Reverse-Recovery Verluste gegenüber Si Dioden um 0,5% anheben. Die Konfiguration mit MOSFET und SiC Dioden zeigt einen maximalen Wirkungsgrad von über 97 %, wobei der europäische Wirkungsgrad knapp 96 % beträgt.

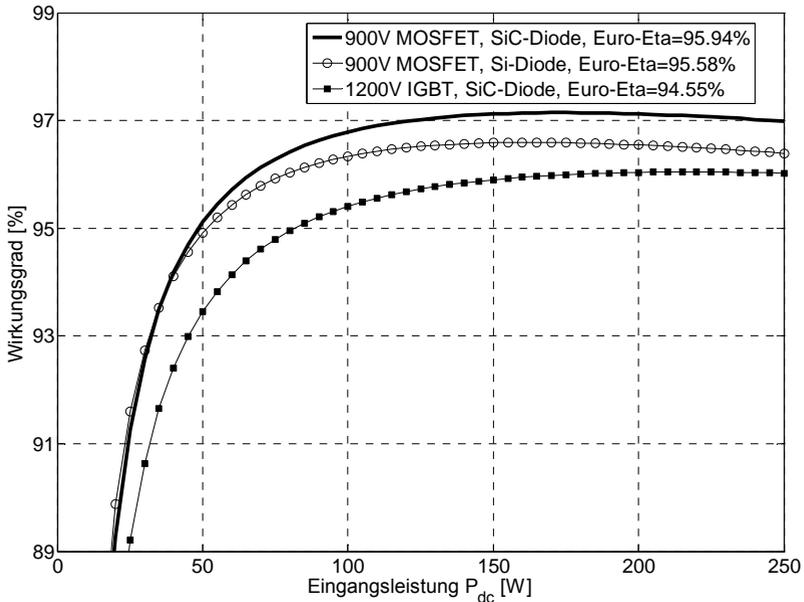


Abbildung 9: Gemessener Wechselrichter-Wirkungsgrad mit unterschiedlichen Halbleitern. $V_{dc} = 380$ V, $f_s = 25$ kHz, mit interner Stromversorgung.

Eine weitere wichtige Größe zur Beurteilung der Wechselrichter-Performance ist die Genauigkeit des MPP-Trackings. Für einen maximalen Ertrag muss sowohl die statische als auch die dynamische Tracking-Genauigkeit sehr genau sein. Erste Ergebnisse des dynamischen MPP-Trackings an einer ansteigenden und abfallenden Leistungsrampe liefern einen Wert der Genauigkeit von durchschnittlich 99,3 %. Dabei wurde die Temperaturabhängigkeit der MPP Spannung des CIS Dünnschichtmoduls berücksichtigt (Abbildung 10).

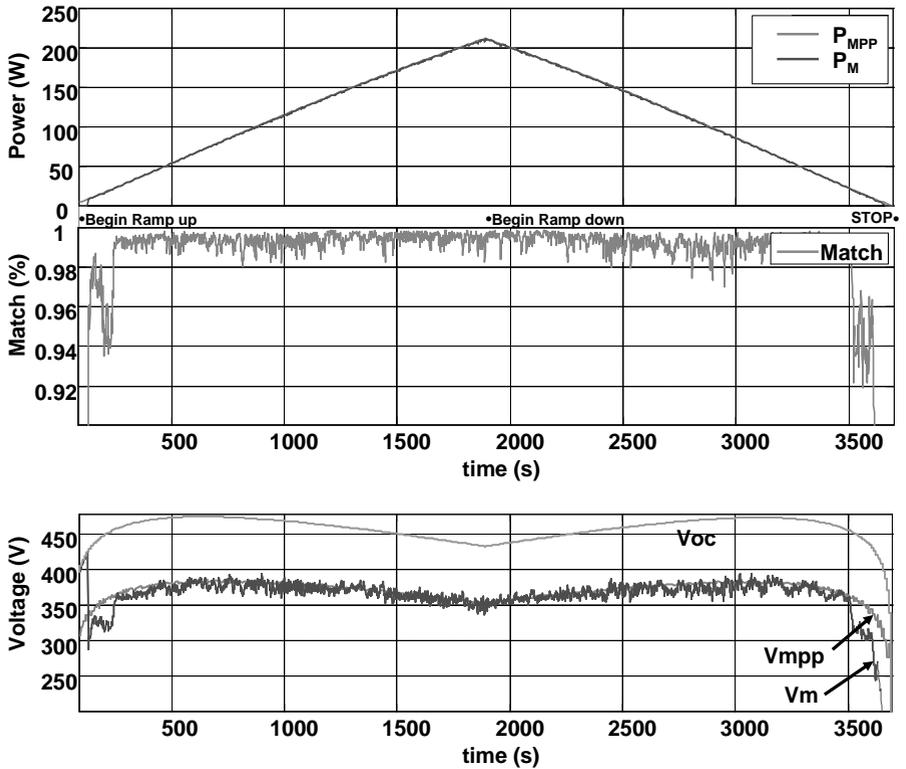


Abbildung 10: Messung des MPP-Trackings bei einer ansteigenden und abfallenden Leistungsrampe am Eingang des Wechselrichters.

Danksagung

Das integrierte Projekt PV-MIPS (TREN/04/FP6EN/S07.34959/503123) wird durch das 6. Rahmenprogramm der EU im Forschungsschwerpunkt „Nachhaltige Energiesysteme“ unterstützt. Diese Veröffentlichung spiegelt nur die Meinung der Autoren wider. Die Europäische Kommission ist nicht verantwortlich für die Richtigkeit dieser Angaben.



7 Literatur

- /ALONSO 2006/ R. Alonso, E. Román, S. Elorduizapatarietxe, P. Ibáñez, S. Apiñaniz, "Experimental Results of Intel-ligent PV Module for Grid-Connected PV Systems", 21st European Photovoltaic Solar Energy Confer-ence, 4-8 September 2006, Dresden, Germany.
- /ENPHASEENERGY 2008/. www.enphaseenergy.com. Datasheet Enphase Micro-Inverter M 175-24-208-S.
- /EXELTECH 2008/ www.exeltech.com. Datasheet Exeltech PV-AC Modudule.
- /FERNÁNDEZ 2006/ A. Fernández, J. Sebastián, M.M. Hernando, M. Arias, G. Pérez, "Singe stage inverter for a direct ac connection of a photovoltaic cell module", Power electronic specialists conference PESC 2006, 18-22 June 2006, Jeju island, Korea.
- /HERMANN 2007/ W. Herrmann: Mismatchverluste bei Verschaltung von Solarmodulen - Ertragsgewinn durch Vorsortierung. 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, 09.-11. März 2007.
- /KEMA 2005/ Emerging Renewables Program Systems Verification Report 2004-2005. Kema , Inc. CEC-300-2005-019, Dezember 2005.
- /MEINHARD 1999/ M. Meinhardt, H. Schneider, J. Flannery, C. Mathoena, P. Zacharias, T. Krieger: Miniaturised "Low Profile" Module Integrated Converter for Photovoltaic Applications with Integrated Magnetic Components, Proc. 14th Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Ex-position, vol. 1, pp. 305 - 311, 1999.
- /OBERMAIER 2004/ W. Obermaier: Ausfallrate und Lebensdauer - Zwei die zusammenge-hören!, Elektronik Vol. 14, 2004, pp. 70-72.
- /OLDENKAMP 2004/ H. Oldenkamp, et al.: PV-Wirefree versus Conventional PV systems: Detailed Analysis of Difference in Energy Yield between Series and Parallel Connected PV Modules, 19th European Photovoltaic Solar E-nergy Conference and Exhibition, Paris, June 2004.
- /PHOTON 2007/ Photon - Das Solarstrommagazin. April 2007.
- /RISTOW 2008/ A. Ristow, M. Begovi´c, A. Pregelj, A. Rohatgi: Development of a Methodology for Improving Photovoltaic Inverter Reliability. IEEE Transactions On Industrial Electronisc, Vol. 55, No. 7, July 2008.
- /RODRIGUEZ 2005/ C. Rodriguez, G.A.J. Amaratunga, "Current-controlled power con-verter for AC photovoltaic modules", 20th European Photovoltaic So-lar Energy Conference, 6-10 June 2005, Barcelona, Spain.



- /RODRIGUEZ 2008/ C. Rodriguez, G. A. J. Amaratunga: Long-Lifetime Power Inverter for Photovoltaic AC Modules, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 55, No. 7, July 2008.
- /SAHAN 2008/ B. Sahan, A. Notholt Vergara, N. Henze, A. Engler, P. Zacharias: A Single-Stage PV Module Integrated Converter Based on a Low-Power Current-Source Inverter. IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 55, No. 7, July 2008.
- /SAHAN_2 2008/ B. Sahan, N. Henze, A. Engler, P. Zacharias, Th. Licht
"System Design of Compact Low-Power Inverters for the Application in Photovoltaic AC-Modules", 5th International Conference on Integration of Power Electronics, CIPS 2008/VDE, Nuernberg/Germany
- /SHIMIZU 2006/ T. Shimizu, K. Wada, N. Nakamura, "Flyback-Type Single-Phase Utility Interactive Inverter with Power Pulsation Decoupling on the DC Input for an AC Photovoltaic Module System", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 21, No. 5 September 2006.



Backup-Systeme - Solarstrom auch bei Netzausfall

Martin Rothert, Volker Wachenfeld
SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1, 34266 Niestetal
Tel.: +49 (0) 561 9522-3322, Fax: +49 (0) 561 9522-4896
E-Mail: Martin.Rothert@SMA.de

1 Einleitung

Zurzeit gibt es weltweit in ca. 40 Ländern /REN2005/ Einspeisevergütungen für regenerative Energien. Insbesondere in Deutschland, Spanien, Korea, Frankreich, Italien, Griechenland und Luxemburg herrschen hervorragende finanzielle und politische Rahmenbedingungen, die vor allem im Bereich netzgekoppelter PV-Anlagen für ein starkes Wachstum sorgen.

Darüber hinaus kommt es in Europa vermehrt zu Netzausfällen, so dass der Bedarf an Netzersatz oder sogar unterbrechungsfreien Stromversorgungen stetig zunimmt. So hat sich z. B. in Deutschland die durchschnittliche Ausfallzeit des Stromnetzes zwischen 2003 und 2005¹ von 15 auf 30 Minuten verdoppelt /VDN2006/. Besorgniserregend ist aber nicht nur die zeitliche Dimension, sondern auch die zunehmende Ausdehnung in der Fläche: Am 28. September 2003 war ganz Italien für bis zu einem Tag ohne Strom. Im September 2004 fiel rund um Trier für fast 540.000 Menschen der Strom für einige Stunden aus. Im Dezember 2005 traf es viele 100.000 Menschen im Münsterland, die bis zu 4 Tage ohne Strom auskommen mussten. Am 4. November 2006 waren sogar mehr als 10 Millionen Menschen für 30 bis 60 Minuten in Deutschland, Belgien, Frankreich, Österreich, Spanien, Portugal und Italien ohne elektrische Energie.

Bislang bieten die klassischen netzgekoppelten PV-Anlagen beim Netzausfall keinen Kundennutzen, da sie sich aus Sicherheitsgründen selbständig und schnell vom Netz trennen müssen. Eine weitere Versorgung von Verbrauchern auch im Falle eines Netzfehlers ist deshalb mit einer reinen netzgekoppelten PV-Anlage nicht möglich.

Dem gegenüber steht ein häufig nachgefragter Anwenderwunsch, die PV-Anlage auch bei einem Netzausfall für eine weitere Versorgung nutzen zu können. Hierfür ist eine Ergänzung der netzgekoppelten PV-Anlage mit einem sogenannten Backup-System notwendig. SMA ist der erste Hersteller, der diese Systeme als zertifizierte Serienprodukte anbietet.

¹ incl. Stromausfall im Münsterland.



2 Anforderungen an PV-Backup-Systeme

2.1 Anforderungen vom Kunden

Damit ein PV-Backup-System für den Betreiber einer geplanten oder bereits in Betrieb befindlichen PV-Anlage interessant ist, darf der Ertrag der eigentlichen PV-Anlage sich nicht verringern und die Zusatzkosten für das Backup-System nicht zu hoch sein. In Ländern oder Netzgebieten, in denen mehrmals in der Woche der Strom ausfällt, sollte zudem die Umschaltzeit auf das Backup-System möglichst kurz sein, damit empfindliche Verbraucher (PCs, Telefonanlagen, Fernsehen, Video usw.) nicht abschalten und anschließend neu konfiguriert werden müssen. Eine einfache Integration in die vorhandene Hausinstallation sowie einer bereits vorhandenen PV-Anlage ist wichtig, um die Systemkosten niedrig zu halten und Backup-Systeme auch später nachrüsten zu können. Noch größer wird der mögliche Kundenkreis, wenn das Backup-System nicht nur für PV-Anlagen geeignet ist, sondern sich auch mit netzparallelen Blockheizkraftwerken (BHKW) kombinieren lässt.

2.2 Normative Anforderungen

Das PV-Backup-System muss die unterschiedlichen Netzanschlussbedingungen und Normen für PV-Anlagen und BHKWs berücksichtigen. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die wichtigsten weltweiten Normen zum Anschluss einer PV-Anlage ans öffentliche Niederspannungsnetz.

**Tabelle 1: Übersicht über die Normen in den unterschiedlichen Ländern**

Land	Normbezeichnung	Titel
Australien	AS 4777.3-2005	Grid connection of energy systems via inverters
Deutschland	DIN VDE0126-1-1	Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz
Österreich	ÖVE/ÖNORM E 2750	Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen
Großbritannien	G83	Recommendations for the connection of small-scale embedded generators (up to 16 A per phase) in parallel with the public low-voltage distribution networks
Spanien	Real Decreto 1663/2000	La conexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión
Italien	DK 5940	Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di ENEL distribuzione
USA	UL 1741	Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distribution Energy Resources
Japan		Test Procedure for Gridconnected Protective Equipment, etc. for Photovoltaic Power Generation systems

Entsprechend den allgemein gültigen Netzanschlussbedingungen muss ein Solarwechselrichter die Spannung und die Frequenz des Netzes überwachen und bei Über- oder Unterschreiten festgelegter Grenzen sicher und innerhalb einer vorgegebenen Zeit abschalten. Außerdem wird in Deutschland, England, Österreich sowie den USA, Australien und Südkorea ein so genanntes aktives „Anti-Islanding-Verfahren“ gefordert, welches in der Lage ist, bei einem Netzausfall eine ungewollte Inselnetzbildung zu verhindern.

Die Normen für die Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis 1000 V sind vollständig einzuhalten. Dies sind z. B. die IEC 60364-4-41 (Schutz gegen elektrischen Schlag), IEC 60364-5-53 (Schalten und Trennen) und die IEC 364-5-551 (Niederspannungs-Stromerzeugungsanlagen). Spezielle Netzanschlussbedingungen für Backup-Systeme gibt es bislang noch nicht.

Wenn im Backup-System eine Batterie als elektrischer Energiespeicher verwendet wird, sind auch die gängigen Normen für Batterieanlagen zu berücksichtigen (DIN EN 50272-2: Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen - Teil 2: Stationäre Batterien).



2.3 Technische Anforderungen

Alle Anforderungen aus den Netzanschlussbedingungen müssen für Backup-Systeme mit getrennten Einspeise- und Verbrauchszählern technisch umgesetzt werden. Hierfür ist eine aktive Umschaltung der netzgekoppelten PV-Anlage auf eine Inselnetzanlage, die hinter dem Verbrauchszähler installiert ist, notwendig (Abbildung 1), notwendig.

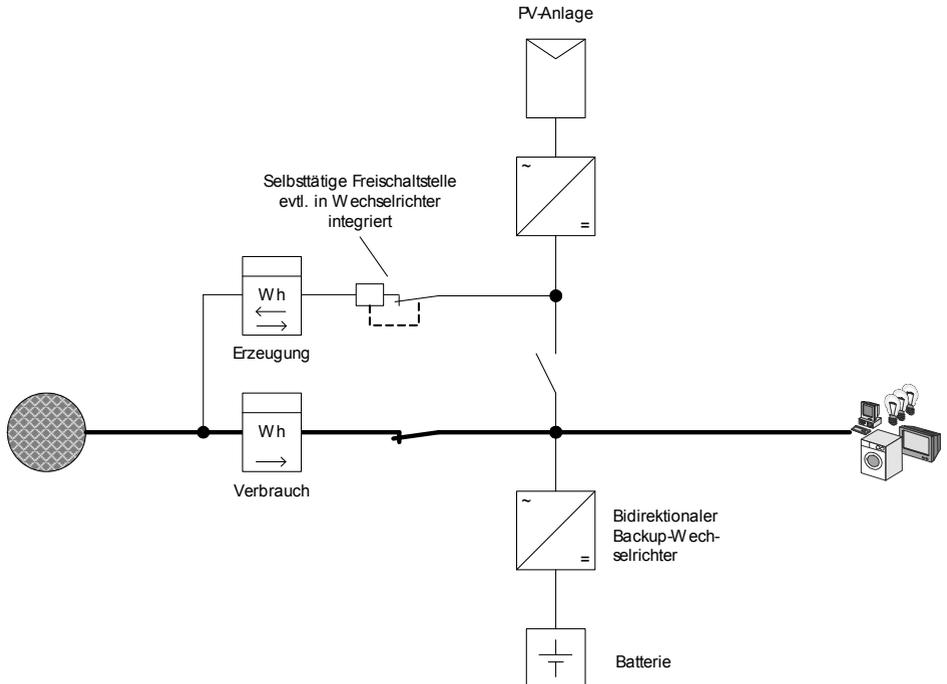


Abb. 1: Prinzipieller Aufbau eines PV-Backup-Systems für getrennten Erzeugungs- und Verbrauchszähler

Der PV-Wechselrichter muss sich bei einem Netzausfall sicher vom öffentlichen Netz trennen, soll aber auch zuverlässig am lokalen Inselnetz laufen. Aktive Anti-Islanding-Verfahren können aber im Inselnetzbetrieb häufige Abschaltungen des PV-Wechselrichters verursachen. Da es im Inselnetzbetrieb nicht benötigt wird, ist es zweckmäßig, dieses Verfahren zu deaktivieren.

Die Netzanschlussbedingungen sind in der Regel für ein starres Netz ausgelegt. In einem Inselnetz, welches nach einem Netzfehler aufgebaut wird, gelten aber deutlich andere Randbedingungen: die Netzimpedanz ist geringer, sowohl die Spannung als auch Frequenz können bei Lastwechseln weiter vom Nennwert abweichen. Die Anforderungen an die Frequenz- und Spannungsüberwachung sind somit beim Betrieb im Inselnetz andere als während der aktiven Netzkopplung.

Während des Inselnetzbetriebs muss die Sicherheit auf der Verbraucherseite auch im Fehlerfall vollständig gewährleistet sein. Insbesondere die Bedingungen für die Schutzmaßnahme „automatische Abschaltung der Quelle im Fehlerfall“ müssen eingehalten werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Wechselrichter nur eine geringere Kurzschlussleistung aufbringen kann als das öffentliche Netz. Abhängig von lokalen Gegebenheiten kann die Einhaltung der Anforderungen durch den Wechselrichter selbst, sorgfältig dimensionierte und auf das Kurzschlussverhalten des Wechselrichters abgestimmte Leitungsschutzschalter oder durch zusätzliche Fehlerstrom-Schutzschalter (RCD) erreicht werden.

3 Unterschiedliche Systemkonstellationen von Backup-Systemen

Es gibt verschiedene technische Möglichkeiten, Backup-Systeme aufzubauen. Prinzipiell kann man zwischen AC- und DC-gekoppelten Systemen unterscheiden (Abb. 2). Die technischen und normativen Anforderungen sowie die Umschalteinrichtung sind für beide Kopplungsarten in Backup-Systemen mit getrennten Erzeugungs- und Verbrauchszählern prinzipiell gleich. Unterschiede ergeben sich aber in folgenden Punkten:

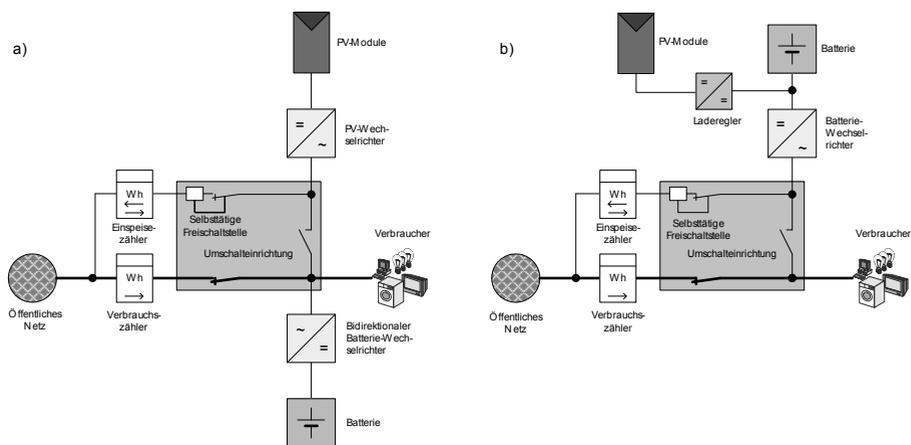


Abb. 2: Verschiedene Systemkonstellationen für PV-Backup-Systeme

a) Kopplung der PV und der Batterie auf der Netzseite (AC)

b) Kopplung der PV und der Batterie auf der Batterieseite (DC)



1. Energetische Betrachtung

AC-gekoppelte Systeme zeigen für die typische Backup-Applikation energetisch das deutlich bessere Verhalten. In den relevanten Phasen der Netzeinspeisung begrenzt nur eine Wandlungsstufe DC zu AC den optimalen Wirkungsgrad. Und während DC-Laderegler bisher nur in Ausnahmefällen über ein integriertes MPP-Trackingverfahren verfügen, ist diese Funktion bei PV-Wechselrichtern heute längst Standard.

2. Auslegung der PV-Anlage

Im AC-gekoppelten System ist die Auslegung der PV-Anlage durch die Vielfalt der auf dem Markt verfügbaren Wechselrichter mit unterschiedlichsten Eingangsspannungsbereichen unabhängig vom verfügbaren Modultyp sehr einfach. Ein DC-gekoppeltes System ist hinsichtlich der PV-Spannung eng an die Batteriespannung gebunden, die im Regelfall (12 - 48 V) deutlich niedriger liegt.

3. Nachrüstung von existierenden PV-Anlagen

AC-gekoppelte Backup-Systeme können in allen netzgekoppelten PV-Anlagen in Ländern mit attraktiver Einspeisevergütung ohne größere Modifikationen ergänzt werden, wohingegen der Einsatz eines DC-gekoppelten Systems eine aufwändige Umkonfiguration, in der Regel aber vor allem den Austausch des Wechselrichters erfordert.

4. Wirtschaftliche Betrachtung

AC-gekoppelte Backup-Systeme erlauben einen spürbar größeren Energieertrag über die volle Betriebszeit der PV-Anlage. Zu den in der energetischen Betrachtung aufgeführten Vorteilen hinsichtlich Wirkungsgrad und Anlagenertrag kommt noch hinzu, dass die Batterie nach einem Netzausfall aus kostengünstigerem Bezugsstrom nachgeladen wird. Diese Vorteile können einen Investitionskostennachteil bei kleineren Neuanlagen leicht aufwiegen, während AC-gekoppelte Systeme in der Nachrüstung ohnehin die günstigere Variante darstellen.

4 Die Sunny Backup-Systeme von SMA

Die von SMA entwickelten AC-gekoppelten Sunny Backup-Systeme (Variante a in Abb. 2) basiert technologisch auf den Wechselrichtern der Produktreihe Sunny Island in Kombination mit einer eigens für diese Anwendung zugeschnittenen Umschalteinrichtung. Dabei wird das Konzept der AC-Kopplung konsequent umgesetzt, um das Zusammenspiel mit den PV-Wechselrichtern der Produktlinien Sunny Boy und Sunny Mini Central von SMA zu ermöglichen. Eine nachträgliche Erweiterung einer bestehenden PV-Anlage ist somit problemlos möglich.

Abbildung 3 zeigt das Blockschaltbild der Sunny Backup Sets M und S mit SMA-Komponenten. Die Umschalteinrichtung verfügt als zentrales Schalt- und Verteilersystem über die notwendige Anschluss technik für die Leitungen vom Bezugszähler, dem PV-Einspeisezähler, dem PV-Wechselrichter, dem Sunny Backup und dem Hausnetz. Außerdem sind für die Steuerung der Umschalteinrichtung und die Übertragung aller zur Überwachung der relevanten Netzparameter erforderlichen Messwerte zwei Leitungsverbindungen zwischen der Umschalteinrichtung und dem Sunny Backup erforderlich.

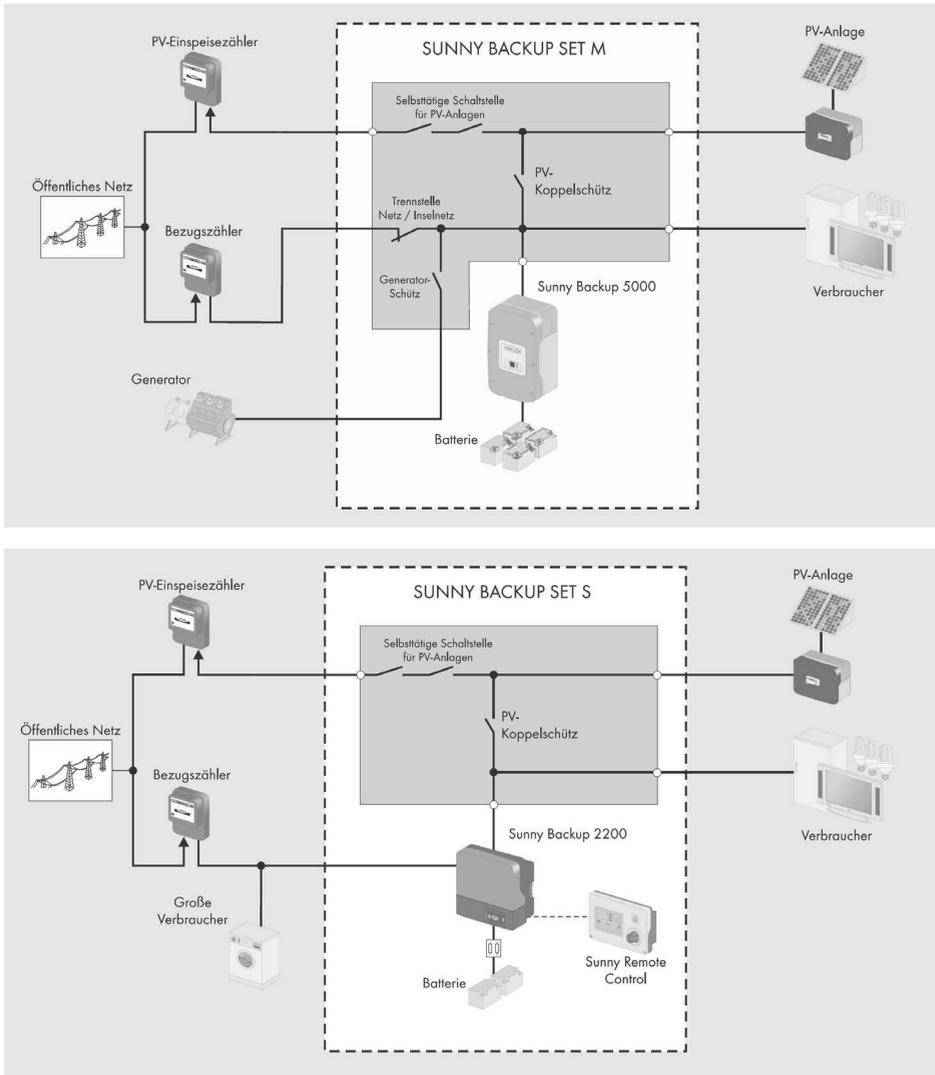


Abb. 3: Aufbau der Sunny Backup-Systeme S und M

Die Umschalteneinrichtung enthält alle notwendigen Schaltglieder, um die PV-Anlage bei einem Netzausfall normkonform (DIN VDE0126-1-1: „Selbsttätige Freischaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz“) vom öffentlichen Netz zu trennen und mittels eines Koppelschützes auf das Hausnetz umzuschalten. Auch die Verbraucher und der Sunny Backup werden durch ein schnelles Netztrennschütz vom öffentlichen Netz getrennt, bereits nach spätestens 20 ms (bzw. 50 ms beim Set S) nach einer Netzstörung



(z. B. Kurzschluss) oder einem Netzausfall werden die Verbraucher vom Sunny Backup wieder phasenrichtig versorgt (Inselnetzbetrieb).

Die separate Freischaltstelle für die PV-Anlage ist erforderlich, weil die PV-Anlage nach Trennung vom öffentlichen Netz am Inselnetz weiterbetrieben werden soll und daher eine Abschaltung des PV-Wechselrichters über dessen interne Freischaltstelle nicht praktikabel ist.

Alle Schalthandlungen werden vom Sunny Backup koordiniert, einschließlich der Netzüberwachung und der „Anti-Islanding Detection“, also der Netzausfallerkennung. Der PV-Wechselrichter hingegen läuft ohne aktives Anti-Islanding-Verfahren, um auch im Inselnetzbetrieb, in dem gegenüber dem Netzbetrieb naturgemäß größere Spannungs- und Frequenzschwankungen auftreten, maximale Verfügbarkeit zu gewährleisten.

Mit diesem System lassen sich 1-phasige und 3-phasige Backup-Systeme von ca. 1 kW bis ca. 100 kW aufbauen. Hierfür sind verschiedene Baugrößen der Umschalteneinrichtung und zwei unterschiedliche Sunny Backup Wechselrichter erhältlich. Der Sunny Backup 5000 ermöglicht auch den Anschluss mehrerer paralleler Wechselrichter, womit bis zu 60 kW Dauernennleistung bei einem Stromausfall für die Versorgung der Verbraucher zur Verfügung stehen - zusätzlich zu dem gerade erzeugten PV-Strom. Für sehr unzuverlässige Netze mit häufigen und lang anhaltenden Netzausfällen kann ein Dieselgenerator in die Systeme M, L und XL eingebunden werden.

5 Ausblick

Backup-Systeme können, dezentral in Kombination mit PV-Anlagen eingesetzt, prinzipiell weit mehr als wichtige Verbraucher bei Netzausfall sicher weiter zu versorgen. So sind Sunny Backup-Systeme schon jetzt in der Lage, die Bezugsleistung aus dem Netz zu begrenzen (Peak Shaving), wenn es aus wirtschaftlichen Gründen oder zur Entlastung der Netze sinnvoll ist. Der aktuelle Sunny Backup 5000 ist darüber hinaus bereits heute in der Lage, auf einen externen Befehl aktiv Wirkleistung ins Netz einzuspeisen, um z. B. die Spannung in den Niederspannungsnetzen zu stützen. Diese wertvolle Funktion zur Stützung schwacher Netze ist beispielsweise im Dialog mit australischen Energieversorgern integriert worden und wird dort erstmalig in der Praxis erprobt.

Auch weitere Funktionen wie aktive Filterung von Oberwellen, Beteiligung an der Primär- und Sekundärregelung im Netz, Spannungsstützung und Blindleistungskompensation wären als Zusatznutzen für den Netzbetreiber durchaus interessant. In Sunny Backup-Systeme sind diese Zusatzfunktionen mittels Softwareupdate prinzipiell einfach integrierbar. Einzig an geeigneten Vergütungsmodellen für diese Netzdienstleistungen auf der Niederspannungsseite mangelt es noch.

Die Sunny Backup-Systeme M, L und XL sind seit ca. 1 Jahr am Markt verfügbar, zunächst mit Zulassungen für Deutschland und Österreich, nun auch für Griechenland und Australien. Seit Januar 2008 ist auch das kleinere 2 kW Backup Set S als Serienprodukt erhältlich. An Lösungen und Zertifizierungen für weitere Länder wird gearbeitet.



6 Zusammenfassung

Die Häufigkeit von Stromausfällen in Europa hat in den letzten Jahren signifikant zugenommen. Netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen bieten bislang bei Netzausfällen keinen Nutzen, da sie sich aufgrund der Normen und Richtlinien selbsttätig vom Netz trennen müssen. Ein System, welches den Weiterbetrieb der PV-Anlage bei Netzausfall und die Versorgung wichtiger Verbraucher ermöglicht, ist mit dem Sunny Backup-System erstmals verfügbar. Dies erlaubt die sichere und normkonforme Trennung der PV-Anlage und des Hausnetzes bei einem Netzausfall und gewährleistet spätestens nach 20 bis 50 ms eine stabile Versorgung der Lasten aus einer Batterie. Hierfür wird die vorhandene PV-Anlage mit einem Sunny Backup, einer Batterie und einer zugeschnittenen Umschalteneinrichtung erweitert. Dieses System lässt sich einfach in ein vorhandenes Hausnetz integrieren. Die Einbindung der PV-Anlage ermöglicht die Auslegung mit einer kleinen und kostengünstigen Batterie. Durch die Möglichkeit, mehrere Sunny Backup parallel und/oder 3-phasig zu verschalten, lassen sich Systeme von 1 kW bis ca. 100 kW aufbauen und später modular erweitern. Sinnvolle Einsatzbereiche sind: Einfamilienhäuser, landwirtschaftliche Betriebe, aber auch Hotels oder Altenheime können während eines Netzausfalls sicher, zuverlässig und quasi unterbrechungsfrei mit elektrischer Energie weiterversorgt werden. Durch den Einsatz einer Speicherbatterie gekoppelt mit einem bidirektionalen 4 Quadranten-Umrichter sind PV-Backup-Systeme in der Lage, heute und vor allem in Zukunft weit mehr zu leisten als nur die Absicherung der eigenen Stromversorgung.

7 Literatur

- /REN2005/ Erneuerbare Energien, Globaler Statusbericht 2005, www.Ren21.net
/VDN2006/ http://www.vdn-berlin.de/akt_zuverlaessig_2006_12_15.asp



Systemdienstleistungen von Windenergieanlagen mit Stromrichtertechnik im Mittelspannungsnetz

Matthias Bartsch, Dr. Frank Fischer, Dr. Klaus Pötter
Conergy Wind GmbH / PowerWind
Anckelmannsplatz 1, 20537 Hamburg
Tel.: +49 (0) 40 237102-2872, Fax: +49 (0) 40 237102-1999
E-Mail: m.bartsch@powerwind-energy.com

1 Einleitung

Bis Ende der 90er Jahre wurde die Einspeisung von Windstrom oftmals als zusätzliche Option gesehen, die keinen wesentlichen Beitrag zur elektrischen Energieversorgung leistet. Windenergieanlagen hatten bis zu diesem Zeitpunkt nur lokalen Einfluss auf das Netz (z.B. Spannungshaltung) und waren praktisch irrelevant für Themen wie die Systemstabilität des Verbundnetzes oder die Bereitstellung von Regelreserveleistung.

Aufgrund des starken Anstieges der installierten Windleistung in den Folgejahren musste dann jedoch innerhalb von kurzer Zeit der Wandel in der Betrachtungsweise weg vom negativen Verbraucher hin zum Energieerzeuger mit Kraftwerkseigenschaften erfolgen. Dies betraf zunächst die Windenergieanlagen, die direkt an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen waren. Viele Hersteller erarbeiteten entsprechende technische Lösungen /ETG2005/.

Dieser Wandel in der Betrachtungsweise setzt sich nun mit den erhöhten Anforderungen an alle Erzeugungsanlagen, welche zukünftig an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden, fort und wird somit implizit ergänzt durch den Aspekt des „verteilten Kraftwerks“. Der weitere Zubau regenerativer Erzeugungsleistung im Mittelspannungsnetz wird ermöglicht. Windenergieanlagen mit Stromrichtertechnik verfügen über die notwendigen Voraussetzungen, um die Systemintegration zu ermöglichen.

2 Vom negativen Verbraucher zum Kraftwerk

Die Anforderung, ein punktuell ähnliches Systemverhalten wie dasjenige eines konventionellen Kraftwerkes mit Synchrongenerator zu erbringen, wurde zunächst von den ergänzenden Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz der E.ON Netz GmbH (ENE) /ENE1/ formuliert. ENE sah sich als Übertragungsnetzbetreiber mit der Gefahr konfrontiert, dass im ungünstigsten Falle bei einem Kurzschluss im norddeutschen Hochspannungsnetz die Systemstabilität durch einen großflächigen Ausfall von Windleistung gefährdet wäre. In Folge des weiteren Zubaus von Windenergieanlagen, die einen Spannungseinbruch nicht durchfahren können, hätte die bei einem Kurzschluss ausfallende Wirkleistung die vorgehaltene Reserveleistung des europäischen Verbundnetzes (3.000 MW) überschreiten können.

Eine weitere Konkretisierung und Verschärfung der technischen Anforderungen erfolgte in den nächsten beiden Versionen der Netzanschlussregeln der ENE, die in den wesentlichen Punkten in

den Transmission Code 2007 /TC2007/ einfließen. Der Transmission Code gilt für alle Erzeugungsanlagen am deutschen Hoch- und Höchstspannungsnetz. Eine Vereinheitlichung mit den derzeit parallel gültigen Netzanschlussregeln von ENE und Vattenfall Europe Transmission /VET/ ist aus Herstellersicht überfällig.

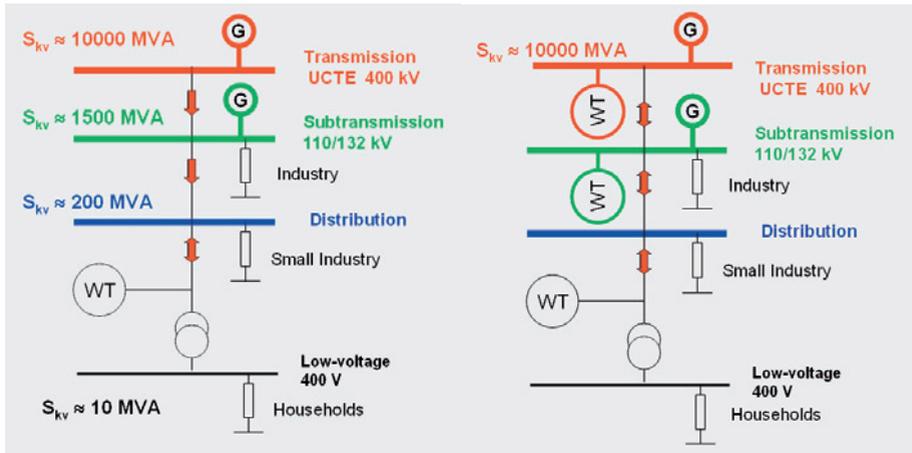


Abbildung 1: Veränderung der Energieflussrichtung im deutschen Versorgungsnetz durch den Anschluss großer Windleistung auf der Hochspannungsebene /Weck1/

Um den weiteren Zubau von Windenergieanlagen zu ermöglichen, ohne die Systemstabilität im Verbundnetz zu gefährden, müssen ab dem 01.01.2009 im Mittelspannungsnetz angeschlossene Windenergieanlagen auch einen Beitrag zur Netzstützung leisten. Die neue technische Richtlinie für den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz /BDEW1/ gilt für alle Erzeugungsanlagen. Es ist gleich, ob es sich um ein Blockheizkraftwerk, eine Photovoltaikanlage oder eine Windenergieanlage handelt. Somit müssen neben den Erzeugungsanlagen großer Leistung, welche ins Hoch- und Höchstspannungsnetz einspeisen, auch alle Erzeugungsanlagen mittlerer Leistung Systemdienstleistungen erbringen. Diese werden nun im Einzelnen näher erläutert. Es werden die Möglichkeiten von Windenergieanlagen mit Stromrichtertechnik wie zum Beispiel der Power Wind 56 (900 kW) aufgezeigt.

3 Wirkleistungsabgabe

Gemäß der neuen Richtlinie müssen alle Erzeugungseinheiten im Falle der Systemgefährdung, z.B. bei potenziellen Netzengpässen, ihre Wirkleistung auf einen Steuerbefehl hin drosseln oder eine Abschaltung vornehmen. Das sogenannte Erzeugungsmangement wird seit Jahren für neu angeschlossene Windenergieanlagen in Norddeutschland gefordert und abgerufen.

Die Leistungsbegrenzung soll „bei jedem Betriebszustand und aus jedem Betriebspunkt“ (BDEW1) mit einer maximalen Stufenhöhe von 10% der vereinbarten Anschlussleistung möglich sein. Windenergieanlagen mit Pitchregelung und Vollumrichterkonzept können auf Grund ihrer sehr guten



Regeleigenschaften auch unter diesen Umständen im optimalen Arbeitspunkt betrieben werden, um unnötige Leistungseinbußen wie z.B. bei Windenergieanlagen mit Stallregelung zu vermeiden.

Auch im Falle des Wiederanlaufens nach einem Einzelanlagen- oder Windparkstopp sind diese WEA in der Lage, den eingespeisten Strom kontrolliert zu steigern, um einen Sanftanlauf mit einem vorgegebenen maximalen Wirkleistungsgradienten (z.B. 10% der Anlagenanschlussleistung pro Minute gemäß BDEW-Richtlinie) zu ermöglichen.

4 Blindleistungsbereitstellung

Während die bisherige Mittelspannungsrichtlinie den festen Verschiebungsfaktor 1 (Blindleistungsneutralität) am Netzanschlusspunkt vorschrieb, wurden mit der neuen Revision die Vorgaben auf einen Bereich von $0,95_{\text{untererregt}}$ bis $0,95_{\text{übererregt}}$ ausgeweitet. In vielen Fällen wird jedoch auch zukünftig nur ein fester Verschiebungsfaktor notwendig sein.

Prinzipiell muss aber auch ein über eine Fernwirkanlage einstellbarer Sollwert am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage (z.B. Windpark oder einzelne Windenergieanlage) umgesetzt werden können. Dabei kann es sich um einen wirkleistungsunabhängigen Verschiebungsfaktor, eine Verschiebungsfaktor/Leistungskennlinie, eine wirkleistungsunabhängige Blindleistung oder eine Blindleistungs/Spannungskennlinie handeln. Letztere ist derzeit in Deutschland (im Gegensatz z.B. zu Großbritannien oder Irland) noch nicht verbreitet und wird sicherlich in den nächsten Jahren eine eher untergeordnete Rolle spielen.

Windenergieanlagen mit einer vollständigen Wandlung der Leistung über Stromrichter sind in der Lage, einen zum Wirkstrom additiven Blindstrom einzuspeisen. Dieser kann durch Phasenwinkelsollwertvorgabe im Verhältnis zum Wirkstrom ausgebracht werden, so dass dies einem festen Verschiebungsfaktor entspricht. Im Falle einer Vorgabe einer von der Wirkleistung unabhängigen Blindleistung muss als Vorgabewert ein Blindleistungssollwert gewählt werden. Die Fähigkeit, zwischen verschiedenen Vorgabewerten umzuschalten, bringen moderne Stromrichter mit. Windenergieanlagen mit Stromrichtertechnik verfügen also über sehr gute Voraussetzungen, die entsprechenden Forderungen der neuen Mittelspannungsrichtlinie zu erfüllen.

Dennoch stellt sich hier die Frage der Verhältnismäßigkeit (und auch die der Wirtschaftlichkeit), wenn auch bei sehr kleiner Wirkleistungseinspeisung eine große Blindleistung abgefordert wird.

5 Durchfahren von Netzfehlern

Wie bereits in Kapitel 2 erwähnt, sind zukünftig alle Erzeugungsanlagen mit Anschluss am Mittelspannungsnetz verpflichtet, bei Spannungseinbrüchen im vorgelagerten Netz keine Trennung vorzunehmen, sondern am Netz zu verbleiben.

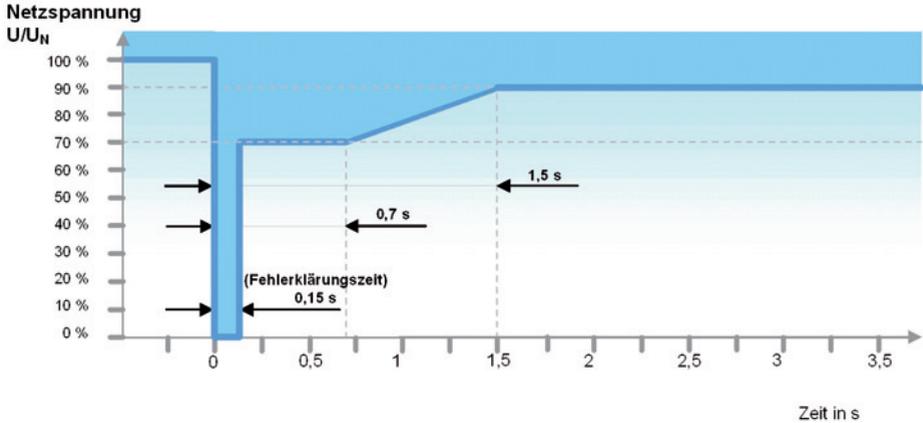


Abbildung 2: Grenzcurve der Netzspannung am Netzanschlusspunkt gemäß /VET/

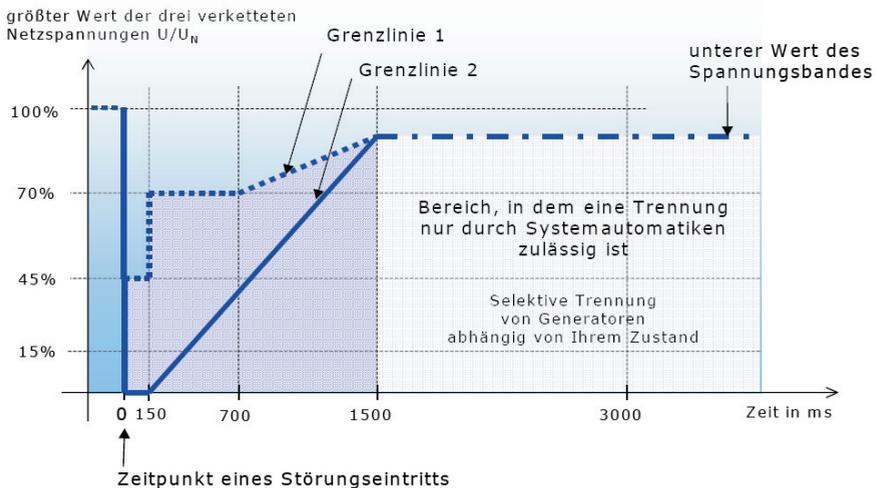


Abbildung 3: Grenzcurve des Spannungsverlaufes gemäß /TC2007/



Die Anforderungen der neuen Mittelspannungsrichtlinie wurden weitestgehend aus dem TC 2007 übernommen, jedoch etwas prägnanter formuliert. Die BDEW-Richtlinie verfolgt dabei die Zielsetzung, dass die am Mittelspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen nicht die Fehler im Mittel- oder Niederspannungsnetz durchfahren sollen, sondern nur die auf der Hoch- oder Höchstspannungsseite auftretenden Fehler. Eine dynamische Netzstützung der Erzeugungsanlagen bei Fehlern im Hoch- oder Höchstspannungsnetz vermindert die Gefahr der Systeminstabilität und fördert somit auch den weiteren Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen in Deutschland.

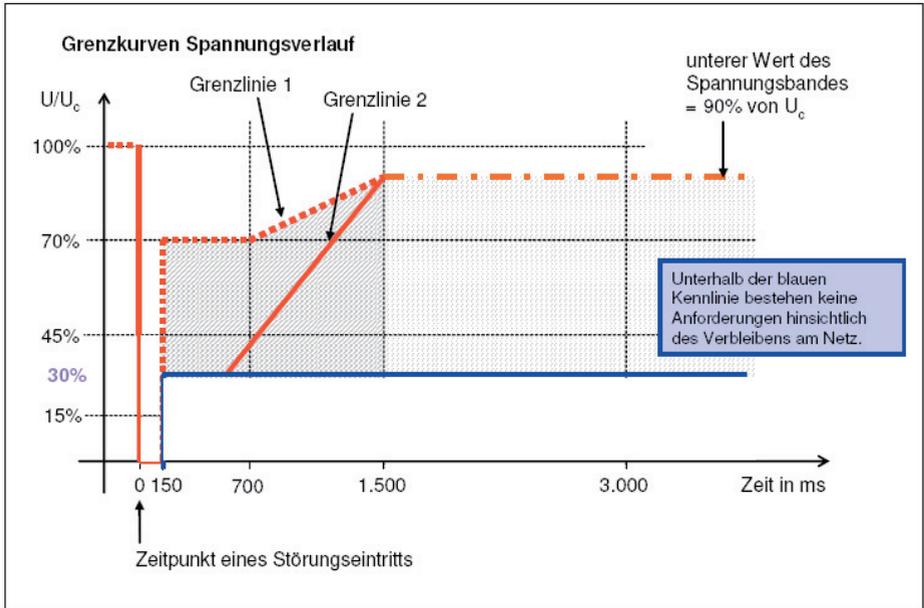


Abbildung 4: Grenzkurve des Spannungsverlaufes gemäß /BDEW1/

Eine Abgrenzung dieser Fehler ist jedoch lediglich über die Fehlerklärungszeit möglich. Tiefe Spannungseinbrüche, welche im Hoch- oder Höchstspannungsnetz schnell detektiert und geklärt werden können (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3) sowie Spannungseinbrüche mit einer Restspannung größer als $30\% U_c$ (aus der großen Impedanz des Umspanntransformators zwischen Fehlerort und Einspeisung resultierend) sollen von den Erzeugungsanlagen durchfahren werden. Bei längeren Fehlerklärungszeiten hingegen ist abzuschalten. In diesem Fall wird angenommen, dass es sich um einen Fehler im Mittelspannungsnetz handelt, der später gelöscht wird. Eine Abschaltung der Erzeugungsanlagen ist notwendig, um die Fehlerklärung im Mittelspannungsnetz nicht zu erschweren und die Gefahr der Inselnetzbildung zu vermeiden.

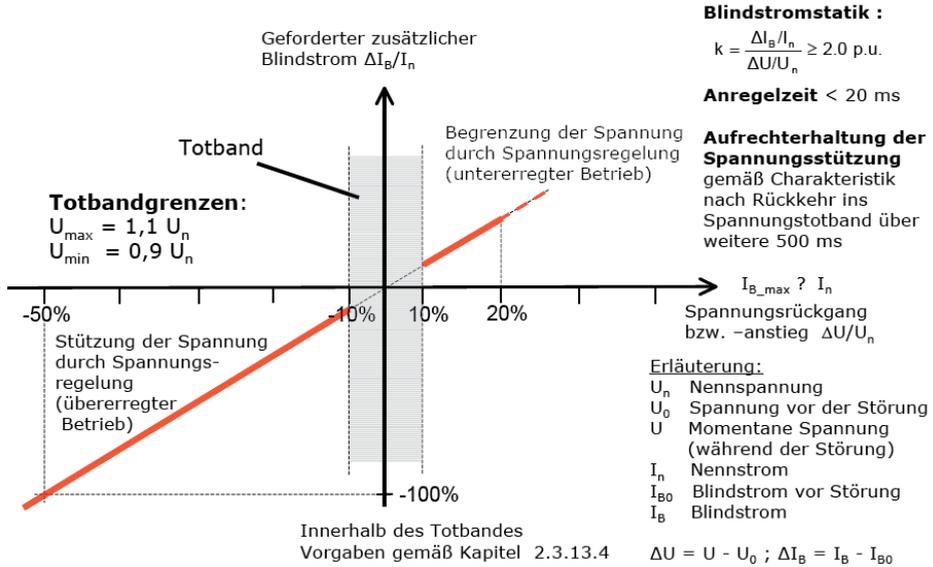


Abbildung 5: Dynamische Netzstützung durch Blindstromeinspeisung im Fehlerfall /TC2007/

Neben dem Verbleib der Erzeugungsanlagen am Netz im Fehlerfall müssen sich diese auch an der Spannungsstützung durch Einspeisung von Blindstrom beteiligen. Grundsätzlich gilt die aus dem TC 2007 übernommene Anforderung für jede Erzeugungsanlage. Die Spannungsstützung aus der Mittelspannungsebene ist zwar grundsätzlich sinnvoll für die Systemstabilität, birgt jedoch auch Risiken.

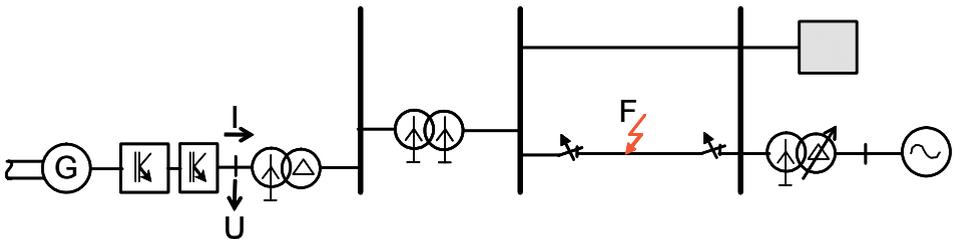


Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung eines Fehlers (Fehlerstelle F) auf einer Hochspannungsleitung bei gleichzeitiger Einspeisung einer Windenergieanlage auf den Fehler

In Abbildung 6 ist eine beispielhafte Darstellung eines Netzes mit Einspeisung einer Windenergieanlage zu sehen. Die Windenergieanlage speist vor dem Auftreten des Netzfehlers auf der Niederspannungsseite des Maschinentransformators einen Strom mit einem Phasenwinkel zur Spannung von beispielsweise 0° ein (Abbildung 7).

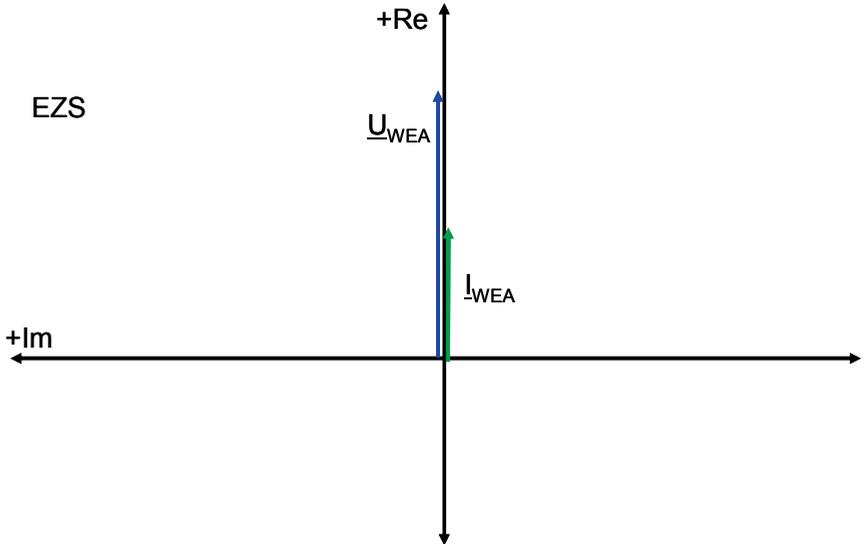


Abbildung 7: Spannung und Strom auf der NS-Seite des Maschinentransformators vor Eintritt des Fehlers

Mit dem Auftreten des Fehlers an der Fehlerstelle F springt der Phasenwinkel der Spannung aufgrund der erzwungenen Impedanzänderung im Netz (Abbildung 8).

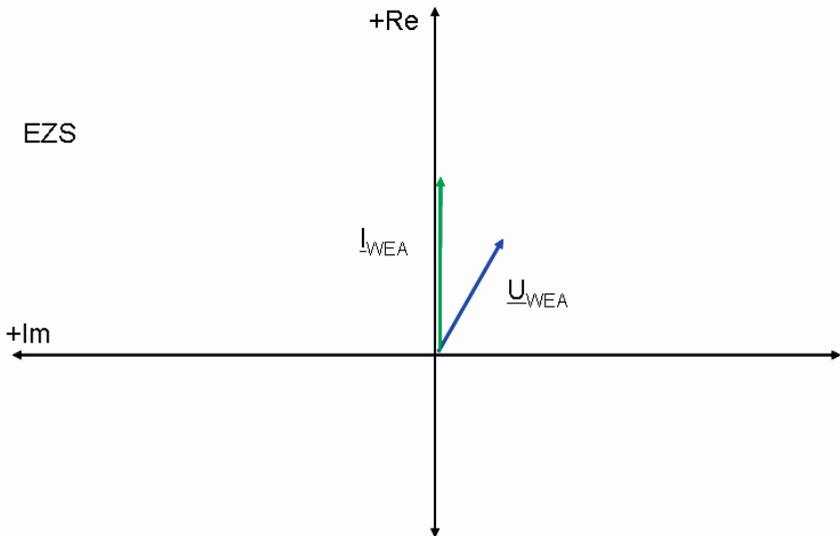


Abbildung 8: Vektorsprung der Spannung bei Auftreten des Fehlers

Als Reaktion gemäß der Anforderung aus den Richtlinien TC2007 und BDEW muss nun von der Windenergieanlage ein Blindstrom zur Spannungsstützung gemäß Abbildung 5 eingespeist werden, der gemäß Kennlinie wenigstens 2% des Nennstromes pro Prozent Spannungseinbruch betragen soll.

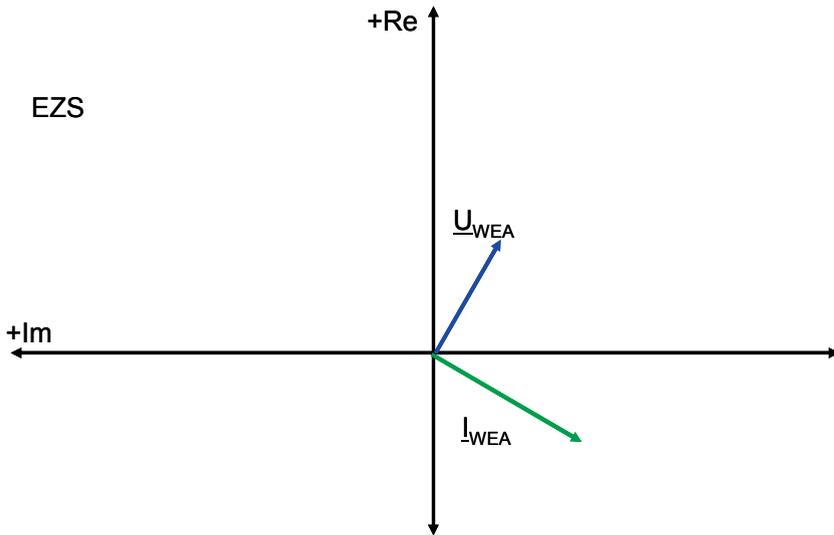


Abbildung 9: Umschalten des Stromes auf Spannungsstützung (gegenüber der Spannung 90° voreilend)

Hohe Phasenwinkel des Stromes sind notwendig, weil Windenergieanlagen mit Vollumrichtern im Maximalstrom normalerweise auf das 1,1 bis 1,5-fache ihres Nennstromes begrenzt sind. Somit muss der zur Verfügung stehende Strom vornehmlich als Blindstrom eingespeist werden.

Wird der Fehler auf der Hochspannungsseite beidseitig durch den Schutz erkannt und mit den beidseitigen Schutzelementen gelöscht, kehrt die Spannung ins normale Spannungsband zurück, jedoch stellen sich höhere Impedanzen ein. Dies bewirkt einen Vektorsprung der Spannung, durch den der Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung nun größer als 90° ist. Es kommt zu einem großen Bezug von Wirkleistung durch die Erzeugungsanlage, wenn der Strom mit dem vorherigen Phasenwinkel weitergeführt wird bzw. nur langsam auf die neue Netzsituation reagiert (Abbildung 10).

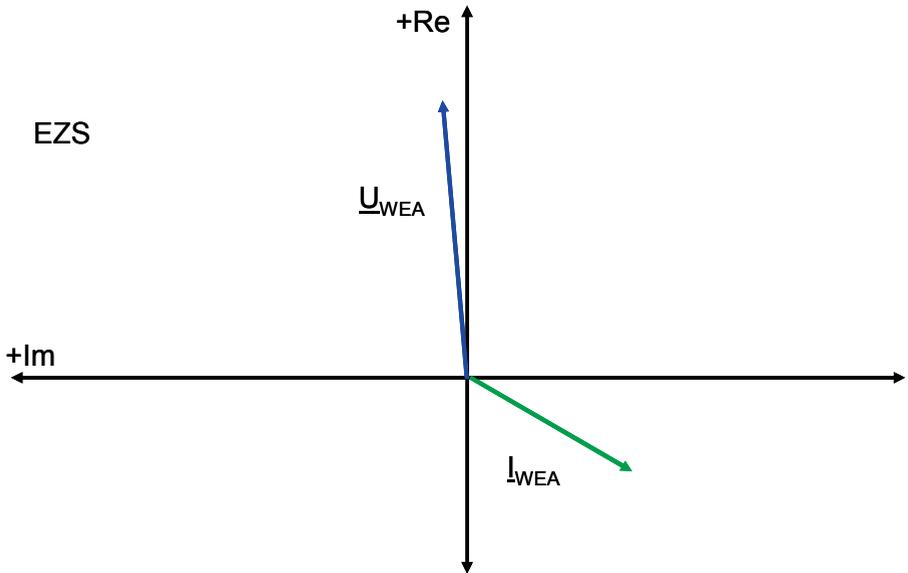


Abbildung 10: Vektorsprung der Spannung nach Fehleraufhebung, Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung größer als 90° (Wirkleistungsbezug)

Ein schnelles, kurzzeitiges Stoppen der Stromeinspeisung ohne galvanische Trennung im Falle der Spannungsrückkehr in den Normalbereich verhindert einen Bezug großer Wirkleistung. Moderne Windenergieanlagen mit Stromrichtertechnik sind in der Lage, Änderungen der Spannungshöhe und Phasenlage innerhalb einer Periode zu erkennen und die Stromeinspeisung sofort zu stoppen. Die WEA bleibt dabei weiterhin in Betrieb und mit dem Netz galvanisch verbunden. Die vom Generator erzeugte Leistung kann in dieser kurzen Zeitspanne mittels Heizwiderständen in Wärme umgewandelt werden. Während der Nichteinspeisung kann der Phasenwinkel des Stromes neu an den Phasenwinkel der Spannung angepasst werden. Sodann wird der Strom mit einer Rampenfunktion wieder auf den Wirkstromsollwert gemäß der Leistungskennlinie bzw. des Windangebotes angepasst und ins Netz abgegeben. Eine Einspeisung von Blindstrom kann zusätzlich gemäß Sollwertvorgabe erfolgen.

Des Weiteren ist die Gefahr von Überspannungen in der Klärungszeit des Fehlers gegeben. Besonders in Mittelspannungsnetzen mit langen Netzausläufern und somit großen Impedanzen kann eine über die Fehlerzeit andauernde hohe Blindstromeinspeisung der Erzeugungsanlagen sich als Gefahr für die Netzsicherheit herausstellen. Eine kurzzeitige Nichteinspeisung des Stromes in der Fehlerklärungszeit verhindert Spannungsüberhöhungen. Die nachfolgende langsame Steigerung des Stromes führt zu einer gemäßigten Änderung der Verhältnisse im Mittelspannungsnetz.



6 Nachweisführung und Systemdienstleistungs-Bonus

Parallel zur Veröffentlichung der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie wurde auch das Erneuerbare Energien Gesetz / EEG/ überarbeitet, welches ebenfalls ab dem 01.01.2009 in Kraft tritt. Dieses sieht gemäß § 29 einen Systemdienstleistungs-Bonus von 0,5 Cent pro eingespeiste Kilowattstunde für Windenergieanlagen vor, welche gemäß § 64 Abs. 1 Satz 1 Nr.1 die Anforderungen nachweislich erfüllen.

Die Zusatzvergütung ist an ein Nachweisverfahren geknüpft, welches in einer Ausführungsverordnung beschrieben werden soll. Die Ausführungsverordnung soll das Verhalten der Anlagen im Fehlerfall, die Spannungshaltung und die Blindleistungsbereitstellung, die Frequenzhaltung, den Versorgungswiederaufbau und die Erweiterung bestehender Windparks beschreiben. Zum Zeitpunkt der Einreichung dieser Veröffentlichung lag diese noch nicht vor.

Das Nachweisverfahren wird ebenfalls in der Mittelspannungsrichtlinie als Voraussetzung für den Anschluss an das öffentliche Energieversorgungsnetz gefordert. Obwohl ein Nachweisverfahren derzeit noch nicht existiert, wurde bereits in der Mittelspannungsrichtlinie eine Nachweisführung anhand einer Zertifizierung der Einzelanlage (Einheiten-Zertifikat) als auch für den Gesamtwindpark (Anlagen-Zertifikat) formuliert.

Mit den Zertifikaten wird die Konformität von Erzeugungseinheiten und -anlagen hinsichtlich der zuvor genannten Netzanschlussrichtlinien belegt. Dafür werden die folgenden Anforderungen zugrunde gelegt:

- nach Gesetzen: z.B. in Deutschland EEG
- nach Normen: z.B. IEC 61400-21 für WEA
- nach Richtlinien: Nationale Anschlussrichtlinien der Netzbetreiber

Die Vorgaben an die entsprechenden Nachweise in Form von Prüfungen (Messungen und Simulationen) werden in einem Zertifizierungsverfahren formuliert.

Die Umsetzung der Prüfungen wird hingegen in den Prüfvorschriften wie z.B. der TR3 der FGW oder der IEC 61400 beschrieben. Auf Grundlage der genannten Regelwerke werden ebenfalls durch das Zertifizierungsverfahren die nachzuweisenden Charakteristika einschließlich ihrer Toleranzgrenzen definiert, um entsprechende Modellbildungen und Prüfvorschriften abzuleiten. Prüfungstechnische Einwände sowie Restriktionen mit Blick auf die Modellbildung können damit in den weiteren Verlauf der Festlegungen zur Zertifizierung einfließen.

Das Zertifizierungsverfahren wird derzeit im Rahmen der FGW entwickelt und soll als einheitlicher Vorschlag für die zukünftige Vorgabe (ggf. in Gesetzesform) durch eine neutrale und zentrale Stelle dienen.



7 Zusammenfassung und Ausblick

Die neue BDEW-Mittelspannungsrichtlinie schreibt ab dem 01.01.2009 für alle neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen verbindliche Regeln vor. Neben der Notwendigkeit der Wirk- und Blindleistungsverstellung bestehen wie auch im Hoch- und Höchstspannungsnetz Anforderungen an die dynamische Netzstützung. Spezifisch für das Mittelspannungsnetz ist die Gefahr der Inselnetzbildung. Es gibt zudem Risiken bei der Spannungswiederkehr, wenn die Anlagen ihre Stromspeisung unvermindert fortsetzen und sich nicht schnell an die neuen Netzgegebenheiten anpassen können.

Moderne Windenergieanlagen mit Pitchregelung und Vollumrichterkonzept bringen optimale Voraussetzungen mit, um die Anforderungen der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie zu erfüllen und somit einen weiteren dezentralen Ausbau der Windenergie zu ermöglichen.

8 Zitierte Quellen

/ETG2005/ Fischer, F.; Hartge, S. und Bartsch, M.: ENERCON Transmission Windenergieanlagen - Technische Lösungen zur Erfüllung aktueller Netzanschlussregeln, Internationaler ETG Kongress 2005, 14.-16.9.2005, Dresden

/ENE1/ Ergänzende Netzanschlussregeln für Windenergieanlagen. Zusätzliche technische und organisatorische Regeln für den Netzanschluss von Windenergieanlagen innerhalb der Regelzone der E.ON Netz GmbH, Stand: 01.12.2001

/TC2007/ VDN: Transmission Code 2007

/VET/ NETZANSCHLUSS- UND NETZZUGANGSREGELN DER VATTENFALL EUROPE TRANSMISSION GMBH, Technisch-organisatorische Mindestanforderungen, Stand Mai 2008

/Weck1/ Weck, Karl, Heinz: Certification of the Power Generation Characteristics of Wind Energy Converters, European Wind Energy Conference 2004

/BDEW1/ Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, BDEW Juni 2008

/EEG/ Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare Energien, EEG 2009) vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit : <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40508/>



Schutztechnik in DER Netzen

System Protection in Networks with DER

Johann Jäger, Timo Keil
Universität Erlangen-Nürnberg
Cauerstrasse 4 Haus 1, 91058 Erlangen, Germany
Tel.: +49 (0)9131 85295-13, Fax: +49 (0)9131 85295-41
E-mail: jaeger@eev.eei.uni-erlangen.de
www.eev.eei.uni-erlangen.de

Thomas Degner, Nils Schäfer
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.
Königstor 59, 34119 Kassel, Germany
Tel.: +49 (0)561 7294-243, Fax: +49 (0)561 7294-400
E-mail: bereich-a@iset.uni-kassel.de
www.iset.uni-kassel.de

1 Zusammenfassung

Schutztechnik ist aufgrund ihrer sicherheitstechnischen Relevanz ein unverzichtbarer Bestandteil elektrischer Energieversorgungsnetze und wird zukünftig auch in enger Abstimmung mit der Leittechnik eingesetzt. Die strukturellen Netzveränderungen durch Einspeisungen von Dezentralen Stromerzeugungsanlagen und Speichern (engl.: DER Distributed Energy Resources, in Grafiken auch: DEA) stellen die Schutz- und Leittechnik vor neue Herausforderungen. Die progressive Etablierung dezentraler Energieversorgungsstrukturen berücksichtigend, werden diese Herausforderungen derzeit nur unzureichend beherrscht.

Das Ziel der hier vorgestellten Arbeiten besteht in der systematischen und ganzheitlichen Erarbeitung neuer Methoden und Konzepte der Schutz- und Leittechnik, die auf die veränderten Randbedingungen in Verteilnetzen abgestimmt sind. Im Beitrag wird eine umfassende Ist-Analyse der Schwachstellen herkömmlicher Schutz- und Leittechnik vorgestellt. Anschließend werden ausgewählte Lösungsansätze vorgestellt. Diese bestehen sowohl in spezifischen Lösungen mit operativem Charakter, die auch auf existierende Anlagen anwendbar sind, als auch in neuen holistischen schutz- und leittechnischen Konzepten.

2 Abstract

Due to its strong relevance concerning system safety, system protection is an essential component in every electrical power supply system. In the future system protection will also be applied in adjustment with the control and communication system. Changed network structures given by the infeed of distributed energy resources (DER) lead to new challenges for system protection and control. Considering the progressive penetration of distribution systems with DER, these challenges are presently only coped with to an insufficient extent.

This research work is aimed at a systematic and holistic development of new methods and concepts for system protection and control, which are adjusted to the changed boundary conditions



in distribution networks. A broad as-is analysis of the weak points in common system protection and control is described in this paper. Furthermore selected problem-solving approaches are presented. These approaches comprise specific solutions with an operational character which can also be used for existing systems, as well as new holistic concepts for system protection and control.

3 Einleitung und Systematisierung des untersuchten Problemfeldes

Die Auswirkungen von DER Einspeisungen auf den Betrieb des Verteilnetzes sind von großer Vielfalt. Deshalb wird das Problemfeld „DER und Schutz“ zur genauen Analyse der stationären und transienten Einflüsse zunächst systematisiert. Wie in Abb. 1 verdeutlicht ist, kann das Problemfeld horizontal in drei sich sukzessiv beeinflussende Bereiche aufgeteilt werden. Ausgehend von den strukturellen Veränderungen im Verteilnetz als Folge der dezentralen Energieversorgung folgen Konsequenzen für den Verteilnetzbetrieb und daraus Herausforderungen an die Schutz- und Leittechnik. In vertikaler Richtung treten die einzelnen Teilaspekte auf, die durch eine umfassende Reflektion der aktuellen Forschung identifiziert wurden. Hierüber wurde auf der CIRED-Konferenz 2007 in Wien berichtet /Keil 2007/. Eine aktuelle Umfrage bei britischen Energieversorgungsunternehmen zu derselben Thematik: „UK distribution system protection issues“ /Dysko 2007/ bestätigt die vorgenommene Zusammenstellung.

Der so gewonnene Überblick ermöglicht eine umfassende Analyse der einzelnen Teilaspekte und deren gegenseitigen Abhängigkeiten. Beispielsweise müssen Zwischeneinspeisungen zum einen unter Beachtung der Spannungshaltung betrachtet werden (A1.2 Zwischeneinspeisungen mit über-/untererregten Leistungsfaktoren). Folglich werden netzseitige Wechselrichter interessant (B1.1 als Spannungsquellen oder Stromquellen). Zum anderen ergibt sich bei gewollten Inselnetzbetrieb (A6.2) eine völlig neue Situation der Gewichtung der Zwischeneinspeisung. Im Gegenzug ist dann die nicht selektive Auslösung mitgehender Schutzrelais (A3.1) als Gegenpart zur Zwischeneinspeisung näher zu betrachten.

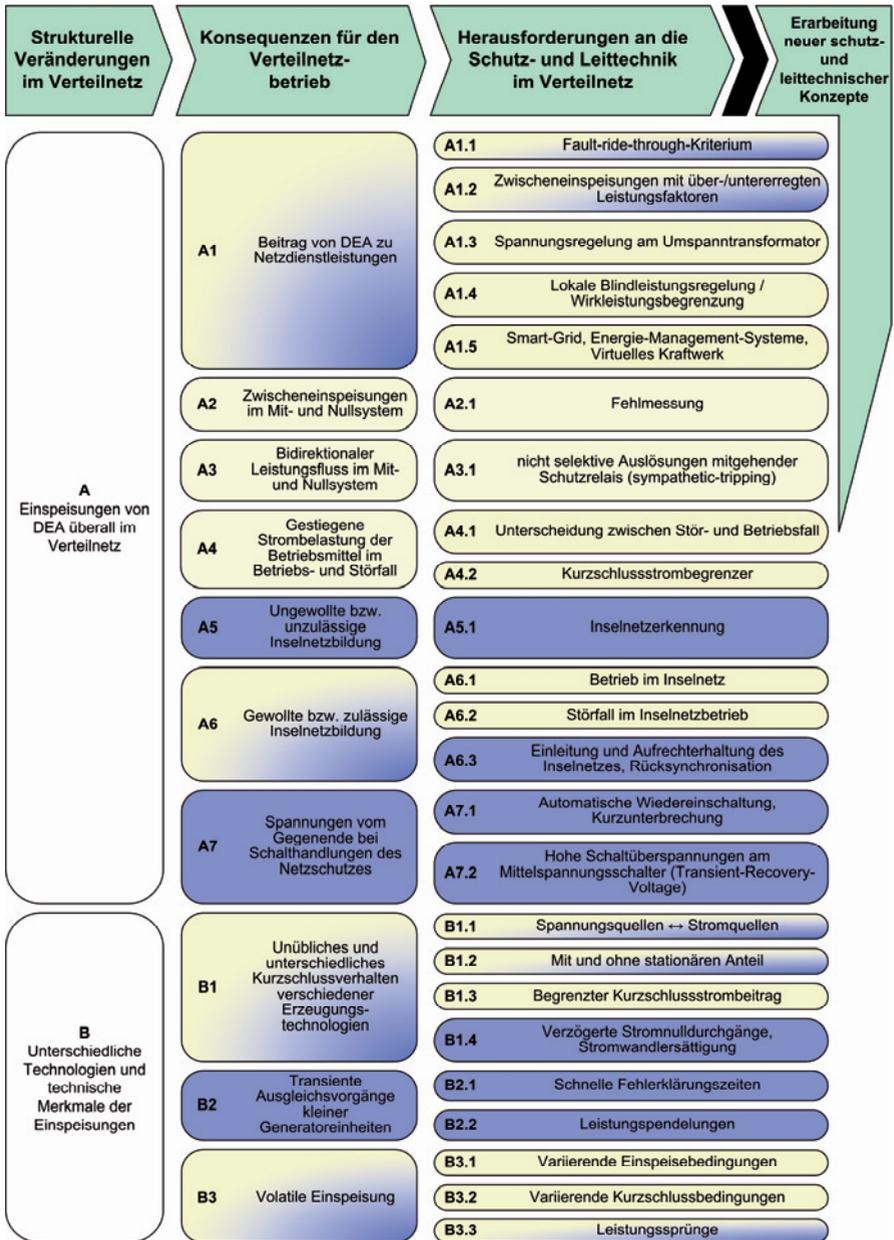


Abb. 1: Systematisiertes Problemfeld: transiente (blau/dunkel) und stationäre (gelb/hell) Teilaspekte



Zur weiteren Systematisierung wird das System Schutz- und Leittechnik in die Funktionsblöcke Messung, Verarbeitung, Anregung, Auslösung und Koordination sowie Leittechnik und Kommunikation aufgeteilt (siehe Abb. 2). Dies ermöglicht eine bessere Strukturierung der Ergebnisse und eine bessere Überschaubarkeit der Problematik insgesamt.

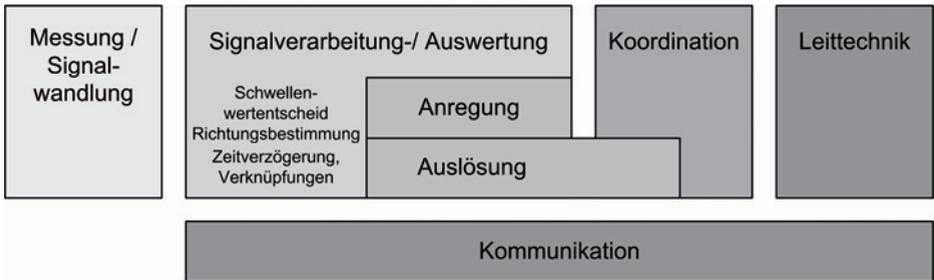


Abb. 2: Funktionsblöcke Schutz- und Leitsystem

4 Ist-Analyse der Schwachstellen herkömmlicher Schutz- und Leittechnik

Die Ist-Analyse zu stationären und transienten Einflüssen von DER auf die Verteilnetze wird anhand von Fallstudien vorgenommen. Im Folgenden wird auf die Festlegung der Fallstudien eingegangen, bevor anschließend die Untersuchung der stationären und transienten Einflüsse näher beschrieben wird.

4.1 Festlegung der Fallstudien

Um die Ist-Analyse in einem realistischen Kontext zu halten, sind zunächst geeignete Fallstudien festzulegen. Dies umfasst auch die Auswahl typischer Versorgungsnetze. Netz- und Schutzdaten der folgenden, real existierenden Netze werden verwendet:

- Netz 1: Isoliert und teilweise strombegrenzt Kabelnetz (20kV), Ringe mit offenen Trennstellen, Stadtnetz mit Einbindung ländlich geprägter Umgebung (Netzausschnitt siehe Abb. 3)
- Netz 2: Ländliches, starr geerdetes Mittelspannungsnetz (20 kV) mit hohem Freileitungsanteil, Kleinstadt mit zwei großen, geschlossen gefahrenen Ringen, DER-Einspeisungen
- Netz 3: Vermaschtes Niederspannungsnetz eines vorwiegend mit Mehrfamilienhäusern besiedelten Stadtgebiets mit Schul- und Gewerbeeinheiten.

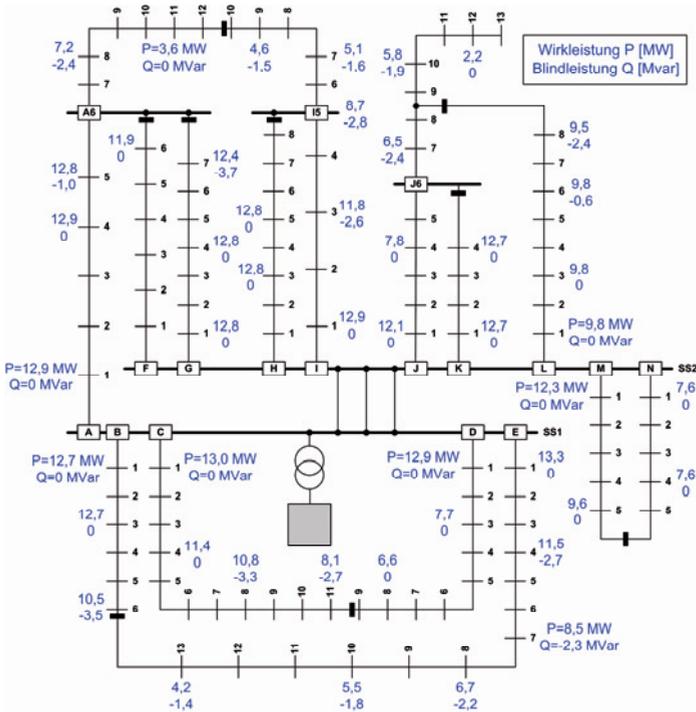


Abb. 3: Westnetz von Netz 1

Zur Analyse von Lastflusssituationen werden in PSSTMSincal mit Hilfe des Tools „Lastprofilberechnung“ Berechnungen vorgenommen. Zur Festlegung der Einspeisesituationen werden für die Ortsnetzstationen Mischprofile hinterlegt, die auf den VDEW-Standardlastprofilen (Haushalt H0, Gewerbe G0-G6, Landwirtschaft L0-L2) beruhen. Als DER-Einspeiseprofile werden für BHKW und Kleinwasserkraft konstante Profile und für Windkonverter Profile mit starken Leistungsschwankungen (temporär bis zu 1,3-fache Nennleistung nach /IEC 61400-12/) angesetzt. Über eine Simulation entlang der Zeitachse können somit wechselnde Lastflüsse ermittelt werden.

4.2 Analyse stationärer Einflüsse

Generell kann die angewandte Methodik in eine stationäre und transiente Analyse der im Problemfeld (Abb. 1) aufgestellten Teilaspekte unterschieden werden. Für die stationäre Analyse werden Simulationen in PSSTMSincal sowie analytische Berechnungen durchgeführt.

Mit PSSTMSincal wird das selektive Verhalten bzw. die Koordination einzelner Schutzfunktionen im nachgebildeten Netz untersucht. Einzelne Schutzfunktionen, wie Überstromschutz und Distanzschutz, sowie Generatortypen sind vordefiniert. Diese Funktionalität steht jedoch nur für Kurzschlussimulationen zur Verfügung. Bei Lastflusssimulationen wird das Schutzkriterium ex-



tern aus Knotenspannungen und Leiterströmen errechnet und ausgewertet. Dazu ist ein umfangreicher Export von Ergebnisdaten notwendig.

Analytische Betrachtungen, die speziell die Auswirkungen von DER auf die Funktionsblöcke Verarbeitung und Anregung aufzeigen, werden zudem an einer einfachen Netzstruktur durchgeführt (siehe Abb. 4).

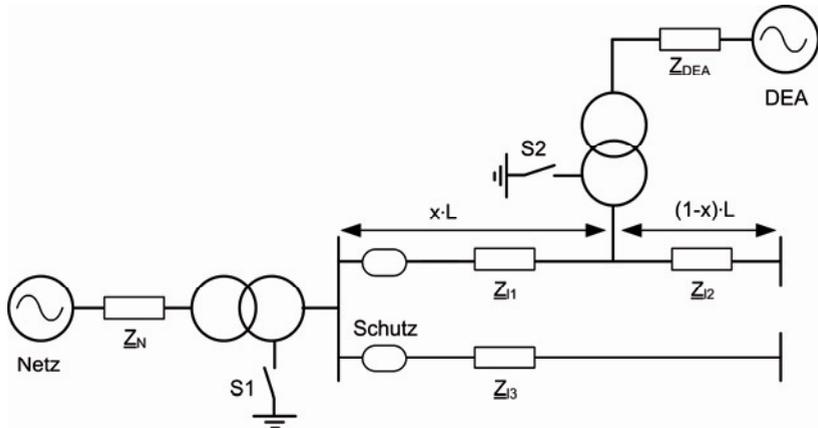


Abb. 4: Einfache Netzstruktur

Zur einheitlichen analytischen Untersuchung verschiedener Anregearten werden ihre Anregeberiche in die R/X-Ebene transformiert. Gleichungen 1 bis 4 skizzieren kurz die Transformation der Überstromanregung in die R/X-Ebene für dreipolige Kurzschlüsse.

$$\left| \underline{I}_{ph} \right| > I_{an} \Leftrightarrow \frac{U_N}{I_{an}} > \left| \frac{\underline{U}_N}{\underline{I}_{ph}} \right| \quad (1)$$

$$\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{ph} = \underline{I}_{ph-ph} \quad (2)$$

$$\underline{U}_N = \underline{U}_{ph-ph} + \underline{Z}_v \cdot \underline{I}_{ph-ph} \quad (3)$$

Überstromanregung (Gl. 2 u. 3 in Gl. 1)

$$\left| \frac{\underline{U}_{ph-ph}}{\underline{I}_{ph-ph}} + \underline{Z}_v \right| < \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot I_{an}} \quad (4)$$

Für weitere Anregearten lassen sich folgende Gleichungen formulieren:



$$\text{Unterspannungsanregung} \quad \left| \frac{U_{ph-ph}}{I_{ph-ph}} \right| < \frac{U_{an}}{U_N} \cdot \left| \frac{U_{ph-ph}}{I_{ph-ph}} + Z_v \right| \quad (5)$$

$$\text{Unterimpedanzanregung} \quad \left| \frac{U_{ph-ph}}{I_{ph-ph}} \right| - \frac{(1-y) \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot (x-1) \cdot I_{an}} < \frac{xy-1}{(x-1)} \left| \frac{U_{ph-ph}}{I_{ph-ph}} + Z_v \right| \quad (6)$$

$$\text{Impedanz-, Zonenanregung} \quad \frac{U_{ph-ph}}{I_{ph-ph}} < \text{Einstellwerte} \quad (7)$$

Diese einheitliche Betrachtungsebene hat den Vorteil, Untersuchungen nur bezüglich der Auswertung der Schleifenimpedanz als Anrege- und Auslösekriterium durchführen zu müssen. Zudem zeigt die Transformation klar die Unterschiede zwischen den einzelnen Anregearten auf. Wie in Abb. 5 zu sehen ist, zeichnet die Überstromanregung einen Kreis in der R/X-Ebene, um die Vorimpedanz Z_v verschoben. Die Unterspannungsanregung zeichnet den von der Vorimpedanz abhängigen Kreis des Apollonius. Die Unterimpedanzanregung bildet eine Kardioide in Abhängigkeit der Vorimpedanz und die Impedanzanregung ist hier ein von Z_v unabhängiger (hier polygonaler) Anregebereich. Die transformierten Anregekriterien zu drei- und zweipoligen Kurzschlüssen sowie zu einpoligen Erd(kurz)schlüssen wurden mit PSSTMSincal verifiziert.

Durch die analytische Betrachtung können auch Aussagen zur Koordination gemacht werden, wenn man die Auslösezeiten durch Isochrome in der R/X-Ebene darstellt. Die Isochromen zu Auslösezeiten von Überstromzeitschutzrelais sind konzentrische Kreise zum Anregekreis. Die Auslösezeiten werden in Richtung Mittelpunkt kürzer (siehe Abb. 5a). Isochrome von Distanzschutzrelais bilden die Zonengrenzen. Auch dies wurde für drei- und zweipolige Kurzschlüsse sowie für einpolige Erd(kurz)schlüsse mit PSSTMSincal überprüft.

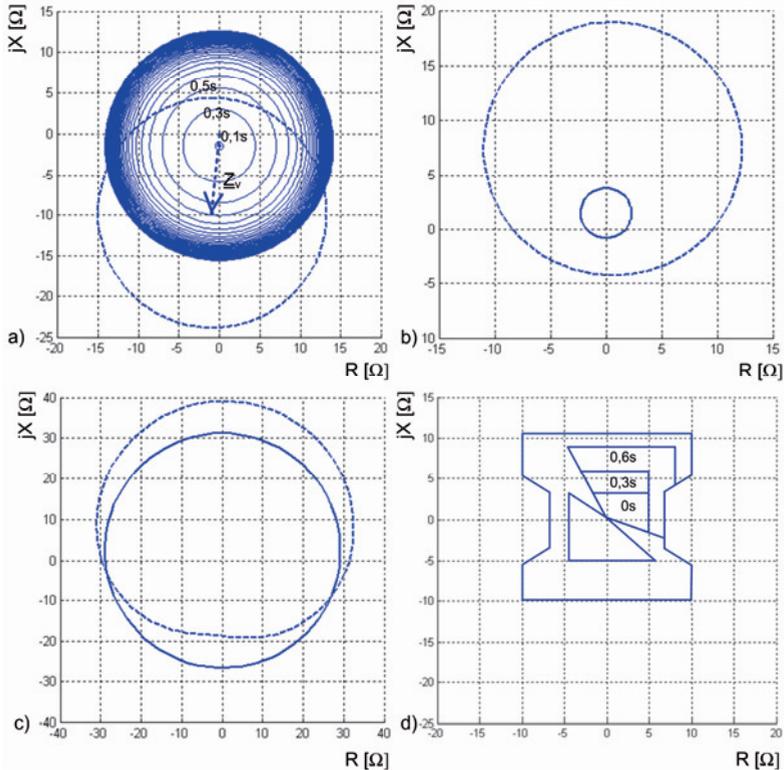


Abb. 5: a) Überstrom-, b) Unterspannung-, c) Unterimpedanz- und d) Impedanz / Zonenanregung in der R/X-Ebene

4.3 Analyse transienter Einflüsse

Die transiente Analyse wird mit Hilfe der Simulationstoolbox SimPowerSystems von Matlab/Simulink und der Programmsoftware PowerFactory von DigSILENT durchgeführt.

In Matlab/Simulink werden dazu zunächst geeignete Modelle zu Distanzschutz- und Überstromzeitschutzfunktionen geschaffen. Ebenfalls in Matlab/Simulink wird das nichtlineare Verhalten von Stromwandlern nach IEC60044-1 classP und IEC60044-1 Amendment 2000/07 classPX zur Analyse der Stromwandlersättigung modelliert.

Die Funktionsweise der modellierten Schutzrelais können in einem speziell entwickelten Teststand (Abb. 6) mit einer sehr guten Übereinstimmung im Auslöseverhalten bestätigt werden.

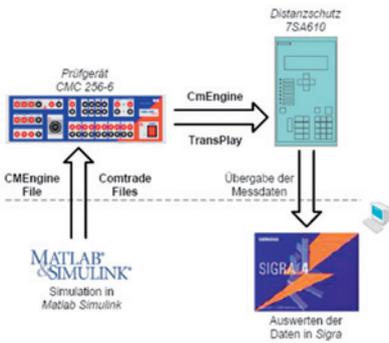


Abb. 6: Teststand für Schutzrelais

Für Synchron- und Asynchrongeneratoren gibt es in Matlab/Simulink vordefinierte Modelle, die nach ihrer Verifikation mittels des bekannten Lehrwissens übernommen werden. In PowerFactory werden verschiedene Typen dezentraler Erzeuger hinsichtlich ihres transienten Verhaltens nachgebildet. Für die erstellten Modelle muss in einem nächsten Schritt das dynamische Verhalten im Kurzschlussfall genauer definiert werden, um Schutzanregung und die Durchführbarkeit eines das Netz stützenden Weiterbetriebs im Fehlerfall zu untersuchen. Das Verhalten von netzseitigen Wechselrichtern im Kurzschlussfall war zu Beginn des Forschungsvorhabens noch unklar. Allgemein bekannt ist, dass der Betrag des Kurzschlussstroms durch die Regelung begrenzt wird. Wie verhält es sich jedoch mit der Phasenlage, insbesondere wenn netzseitige Wechselrichter zur Spannungshaltung einbezogen werden und nicht nur Wirkleistung abgeben? Um Aussagen über das Kurzschlussverhalten von netzseitigen Wechselrichtern zu treffen, wurde ein Wechselrichter im Zweiquadrantenbetrieb mit abschaltbaren Ventilen (IGBTs) und Spannungszwischenkreis modelliert. Mit dem Modell konnte gezeigt werden, dass sich der netzseitige Wechselrichter auch im Kurzschlussfall wie eine Stromquelle verhält. Der Stromzeiger ist, abhängig vom Leistungsfaktor im Normalbetrieb, um einen Winkel gegenüber der Klemmenspannung verdreht. Dieses Ergebnis wurde für die stationäre Analyse übernommen. Die Ergebnisse dazu wurden auf dem „1st European DERlab Workshop on Grid Inverters“ /DERlab 2008/ präsentiert. Wie sich dort herausstellte ist jedoch das genaue Kurzschlussverhalten netzseitiger Wechselrichter prinzipiell undefiniert und hängt stark vom angewandten Regelverfahren ab.

Die transiente Analyse von realen Verteilnetzen in Matlab/Simulink führt zu nicht praktikablen Simulationszeiten. Deshalb wird auch hier auf die einfache Netzstruktur von Abb. 4 zurückgegriffen, die für prinzipielle Aussagen vollkommen ausreichend ist. Für die Analyse von Leistungspendelungen in Verteilnetzen wird das entsprechende nichtlineare Differentialgleichungssystem direkt in Matlab gelöst und damit wiederum Simulationszeit gespart.

Bei der transienten Analyse werden die verschiedenen DER-Typen hinsichtlich ihrer Fähigkeiten ein Inselnetz zu stützen (grid-forming capabilities) analysiert und in Klassen strukturiert. Für den gewollten bzw. zulässigen Inselnetzbetrieb sind zur Frequenz- und Spannungshaltung stabile



Regelungskonzepte notwendig, damit die auftretenden Bandbreiten von Frequenz und Spannung nicht oder nur gering von denen im Verbundbetrieb abweichen. Zudem werden die zur Inselnetz-erkennung verwendeten passiven (Spannungs- und Frequenzmessung) und aktiven Verfahren (Impedanzmessung) hinsichtlich ihrer Einsatzgebiete und ihrer jeweiligen Vor- und Nachteile untersucht und gegenüber gestellt, um eine Aussage über ihre Verwendbarkeit innerhalb verschiedener Netzkonfigurationen treffen zu können.

5 Ergebnisse der Ist-Analyse und ausgewählte Lösungsansätze

Im Folgenden werden die grundlegenden Ergebnisse der Ist-Analyse dargestellt und daraus die Anforderungen an die Schutz- und Leittechnik abgeleitet. Es wird von der grundlegenden Herausforderung an die Schutz- und Leittechnik ausgegangen, dass sich DER bei Netzstörungen nicht sofort vom Netz trennen (Fault-ride-through-Kriterium, Abb. 1 →A1.1).

5.1 Messung

Die typischerweise kürzeren subtransienten Kurzschlusszeitkonstanten von DER-Synchrongeneratoreinheiten führen zu ausbleibenden bzw. verzögerten Stromnulldurchgängen im Kurzschlussstrom. Die Folge sind längere Lichtbogendauern und damit Kurzschlussströme und die Problematik einer schnelleren einseitigen Aufmagnetisierung und Sättigung der Stromwandler im Vergleich zum bisher gewohnten Verhalten (Abb. 1 →B1.4). Dies ist zudem abhängig von der Gleichstromzeitkonstante, der Leistung des Generators und des Fehlerortes. Es zeigt sich, dass das Risiko ausbleibender Stromnulldurchgänge nicht allzu hoch einzuschätzen ist, da für kleinere Generatoreinheiten tendenziell auch die Gleichstromzeitkonstante kleiner wird. Hinzu kommt, dass Mittel- und Niederspannungsnetze ein höheres R/X-Verhältnis aufweisen als Hochspannungsnetze, d.h. die Gleichstromzeitkonstante bei Fehlern im Netz wird eher weiter verkürzt. Untersuchungen in Richtung des Einflusses von Verteilnetztransformatoren und Kurzschlussstrombegrenzern (→ A4.2) und die Zusammenhänge bezüglich der Sättigung von Stromwandlern werden unter Verwendung von eigens dafür aufgestellten Wandlermodellen durchgeführt. Es interessiert dabei die Auswirkung einer eventuell verkürzten sättigungsfreien Übertragungszeit auf die Schutzgeräte.

5.2 Verarbeitung

Die Auswertung der Schleifenimpedanz wird durch Zwischeneinspeisungen von DER beeinflusst. Dies lässt sich analytisch mit folgender Gleichung 8 beschreiben. Die gemessene Impedanz

$$\frac{U_{ph-ph}}{I_{ph-ph}} = \underline{Z}_{l1} + \underline{Z}_{l2} + \underbrace{\underline{Z}_{l2} \cdot \frac{I_{DEA}}{I_{ph-ph}}}_{\text{Fehlmessung}} \quad (8)$$



wird um die Fehlmessung ($\rightarrow A2.1$) erweitert. Für DER als Spannungsquellen lässt sich die Fehlmessung für Phasenkurzschlüsse und die einfache Netzstruktur nach Abb. 4 angenommen mit Gleichung 9 beschreiben.

$$\frac{U_{ph-ph}}{I_{ph-ph}} = \underline{Z}_{l1} + \underline{Z}_{l2} + \underbrace{\underline{Z}_{l2} \cdot \frac{\underline{Z}_v + \underline{Z}_{l1}}{\underline{Z}_G}}_{\text{Fehlmessung}} \quad (9)$$

Es ist die Abhängigkeit von der Vorimpedanz \underline{Z}_v , von der Impedanz des Generatorblocks \underline{Z}_G (somit der Generatorleistung) und dem Netzverknüpfungspunkt als Verhältnis der Leitungsimpedanz \underline{Z}_{l1} vor der Einspeisung bis zum Schutzrelais zur Leitungsimpedanz \underline{Z}_{l2} hinter der Einspeisung bis zum Fehlerort zu erkennen. Es kann gezeigt werden, dass Real- und Imaginärteil der Fehlmessung bei systemüblichen Parametern positiv ist (siehe Abb. 7 a). Für einpolige Erdkurzschlüsse (Schalter S1 in Abb. 4 geschlossen) werden weitere Gleichungen aufgestellt, die den Messfehler beschreiben. Dieser ist dann auch von den Nullsystemgrößen der Leitungen und Transformatoren abhängig. Siehe dazu Abb. 7 b) für den Fall einer Einspeisung nur im Mit- und Gegen-system (Schalter S2 geschlossen, S3 offen) und Abb. 7 c) für den Fall einer Einspeisung im Mit-, Gegen- und Nullsystem (Schalter S2 und S3 geschlossen).

Bisher wird bei einer Zwischeneinspeisung immer ein positiver Messfehler d.h. eine Schutzunterreichweite angenommen. Für DER als Stromquellen ergibt sich eine andere Situation ($\rightarrow B1.1$). Unter der Annahme, dass die Stromquellen (netzseitige Wechselrichter) zur Spannungshaltung mit über- und untererregten Leistungsfaktoren ($\rightarrow A1.2$) betrieben werden, zeigt Abb. 7 d) dass sowohl Real- und Imaginärteil des Messfehlers negativ sein können. Einspeisungen über Wechselrichter führen so zu einer bisher unerwarteten Überreichweite des Schutzes.

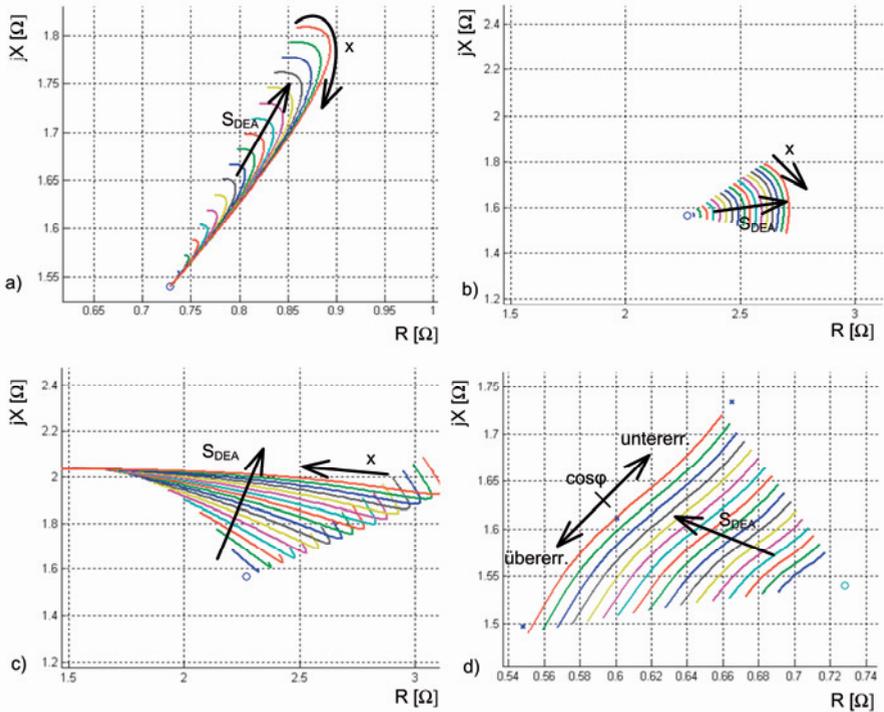


Abb. 7: Auswirkungen der Zwischeneinspeisung a) - c) als Spannungsquelle und d) als Stromquelle auf die Messung der Schleifenimpedanz; a)+d) dreipoliger Kurzschluss, b)+c) einpoliger Erdkurzschluss

Ein weiteres Ergebnis der transienten Ist-Analyse ist das Versagen der klassischen Richtungsbestimmung. Die Richtungsbestimmung geht von einem ohmsch-induktiven Kurzschlusskreis aus. Unter dieser Voraussetzung kann durch Messung des Winkels zwischen Strom und Spannung ein Richtungsentscheid durchgeführt werden, d.h. vorwärts liegende Fehler werden angenommen, wenn die Spannung dem Strom um maximal 120-135° voreilt oder um maximal 30-45° nachhinkt. Dies ist bei DER als Synchrongeneratoren unter Berücksichtigung der transienten Ausgleichsvorgänge kleiner Generatoreinheiten (→B2) nicht mehr gegeben. DER-Synchrongeneratoren kleiner Leistung besitzen aufgrund ihrer relativ geringen Masse eine kleine Trägheitskonstante d.h. bei plötzlich ausbleibender Wirkleistungsabgabe z.B. bei Kurzschlüssen im Netz beschleunigen sie relativ schnell. Die Folge ist ein beschleunigt vergrößerter Polradwinkel. Die klassische Richtungsbestimmung kommt dann in Schwierigkeiten, wenn der gemessene Spannungszeiger durch ein vorgelagertes Netz feststeht und sich der gemessene Stromzeiger jedoch bezüglich der Netzspannung beschleunigt dreht. Einen dreipoligen Fehler in Abb. 4 auf der unteren Leitung betrachtend, wandert die gemessene Impedanz des Schutzrelais der oberen Leitung während des Fehlers von der Rückwärts- in die Vorwärtszone (siehe Abb. 8).

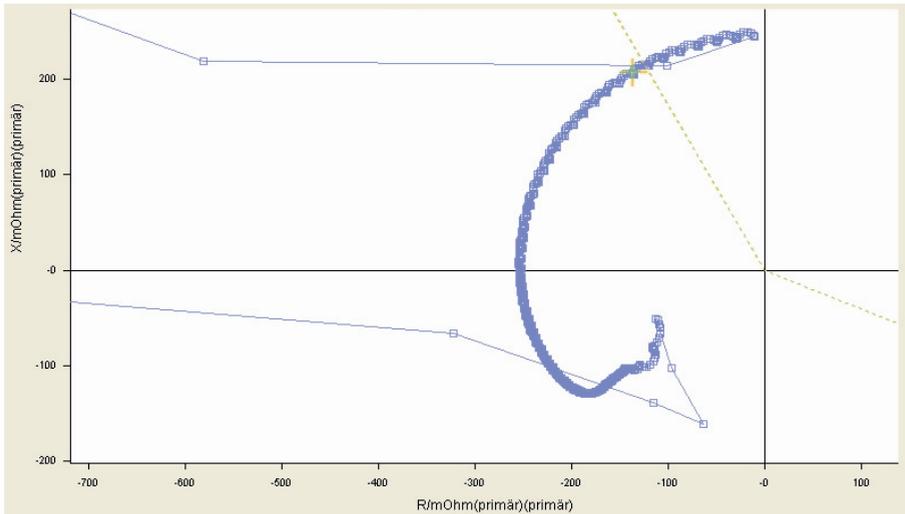


Abb. 8: Auswirkungen des transienten Ausgleichvorgangs bei dreipoligem Kurzschluss auf den Richtungsentscheid

5.3 Anregung

Wie die Ausführungen zum Punkt 5.2 zeigen, führen Zwischeneinspeisungen von Spannungsquellen zu dem Effekt der Unterreichweite. Nach Gleichung 12 ist dafür die Fehlmessung ($\rightarrow A2.1$) verantwortlich. Für die Überstromanregung kommt der Effekt des Verschiebens des Anregekrees in Abhängigkeit der Vorimpedanz noch verstärkend dazu (Gleichung 4 und Abb. 5 a). Das so genannte Source-Impedance-Ratio SIR gibt das Verhältnis von Vorimpedanz zur Fehlerschleifenimpedanz ($SIR = Z_{Vorimp} / Z_{Fehlerschleife}$) an. Abhängig von SIR kann die Unterreichweite als Folge der Zwischeneinspeisung zu einem Versagen der Anregung führen, wenn das Verteilnetz, elektrisch gesehen, weit ausgedehnt ist und das übergeordnete Netz schwach ist. Bei einem Verteilnetz, das mit einem starken vorgelagerten Netz verbunden ist, ist bei Phasenkurzschlüssen keine Unterfunktion der Anregung zu erwarten. Bei einpoligen Erdkurzschlüssen verstärkt die im Verhältnis zur Mitimpedanz größere Nullimpedanz den Effekt (Abb. 7 b). Wirklich ausschlaggebend aber ist, ob der Transformator über den eingespeist wird, ebenfalls geerdet ist. Ein geerdeter Transformator wirkt wie eine Einspeisung im Nullsystem, die einen zusätzlichen Spannungsabfall im Nullsystem bewirkt und zur Erhöhung der gemessenen Fehlimpedanz führt (Abb. 7 c).

Wird die Situation in einem gewollten Inselnetz betrachtet ($\rightarrow A6.2$, $\rightarrow B3.2$), so erhöht sich die Vorimpedanz und die Bedingungen zur Überstromanregung bei unveränderter Anregeschwelle werden erschwert, während sich der Anregebereich der Impedanz-/Zonenanregung bzw. Unterimpedanzanregung nicht ändert bzw. vergrößert (siehe Abb. 5 gestrichelte Anregebereiche). Anregeprobleme sind zudem beim Reserveschutz mit Überstromanregung zu erwarten. Bei Schutz- oder Schalterversager in einem Abgang übernimmt der gestaffelte Schutz in der Einspei-



sung den Reserveschutz. Die Überstromanregung muss relativ unempfindlich über den zulässigen Transformatornennstrom eingestellt werden. Der Radius des Anregebereiches ist dann relativ klein und begünstigt eine Unterfunktion der Anregung durch den Zwischeneinspeiseeffekt.

Kurzschlussstrombegrenzer (KSB) mit Ausnahme des Is-Begrenzers erhöhen die Vorimpedanz und damit das SIR im Kurzschlussfall. Unter diesem Gesichtspunkt wurden auch die KSB (\rightarrow A4.2) untersucht. KSB können bezüglich der Hauptschutzzone und Zwischeneinspeisungen in drei verschiedenen Konfigurationen platziert werden (siehe Abb. 9). Wird der KSB außerhalb der Hauptschutzzone angeschlossen (Abb. 9 links), so vergrößert sich im Kurzschlussfall die Vorimpedanz. Bezüglich Anregung ist nach Gleichung 4 die Überstromanregung negativ beeinflusst. Für eine stationäre Analyse wurde der KSB wie beim supraleitenden Strombegrenzer als zusätzlicher ohmscher Widerstand im Kurzschlussstromkreis angenommen. Der Anregekreis verschiebt sich nach links. Bei Zwischeneinspeisungen kann der KSB zwischen Schutzrelais und Einspeisung (Abb. 9 Mitte) oder hinter der Einspeisung (Abb. 9 rechts) installiert sein. Dadurch vergrößert sich die gemessene Schleifenimpedanz um den zusätzlichen ohmschen Widerstand und eine größere Fehlmessung. Die Anregebereiche bleiben unverändert. Bei zu starker Begrenzung führt dies zur Unterfunktion der Anregung.

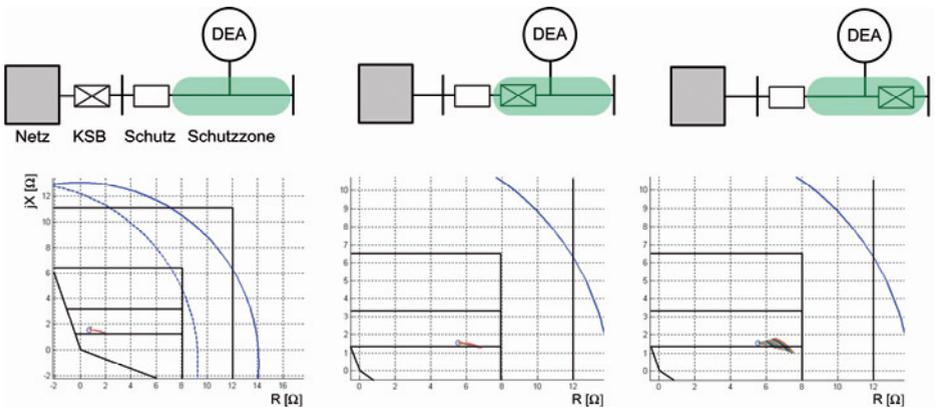


Abb. 9: Auswirkungen von Kurzschlussstrombegrenzer auf die Messung der Schleifenimpedanz

Während Unterimpedanz- und Impedanz-/Zonenanregung nur einen Mindeststrom kleiner als den Nennstrom benötigen, ist die Überstromanregung auf einen Kurzschlussstrom über dem Nennstrom angewiesen. Diesen Beitrag können netzseitige Wechselrichter oft nicht liefern (\rightarrow B1.3). Hierbei besteht ebenfalls die Gefahr der Unterfunktion.

DER-Einspeisungen können sowohl auf Grund ihrer Quantität als auch ihrer Fluktuation die Unterscheidbarkeit zwischen Stör- und Betriebsfall einschränken. Die temporäre Überlastung von Betriebsmitteln, die aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen immer häufiger wird, kann zu einer Überfunktion der Anregung führen (\rightarrow A4.1). Eine zeitweilige Situation hoher DER-Einspeisung bei geringer Last, gleichwie eine Situation geringer Einspeisung bei hoher Last stellen



extreme Betriebszustände dar, die ein korrektes Anregeverhalten stören (\rightarrow B3.1, \rightarrow B3.3). Die dafür durchgeführten Untersuchungen an dem Netz 2 anhand fluktuierender Einspeise- und Lastprofile bestätigen dies.

Fazit 1: Der in der R/X-Ebene nicht fest stehende Anregelkreis der Überstromanregung ist ein generelles Problem dieser Anregeart. Jede unvorhersehbare Variation der Kurzschlussbedingungen (z.B. DER am Netz oder nicht, Betrieb im gewollten Inselnetz, Kurzschlussstrombegrenzer) verändert die Anregebedingung. Durch die Abhängigkeit von der Vorimpedanz ist mit der Überstromanregung keine sichere Anregung möglich. Die erste Anforderung an die Schutz- und Leittechnik ist demnach eine in der R/X-Ebene feststehende und definierte Anregezone.

Zur Herausforderung Inselnetzerkennung (\rightarrow A5.1) werden die verschiedenen existierenden Verfahren einer Analyse hinsichtlich ihrer jeweiligen Vor- und Nachteile unterzogen. Allgemein kann zwischen passiven und aktiven Inselnetzerkennungsmethoden unterschieden werden. Die passive Methode Spannungs- und Frequenzmessung stellt eine kostengünstige Methode dar. An der Erzeugungseinheit wird bei Spannung und Frequenz überwacht, ob die zulässigen Grenzen eingehalten werden. Dieses Verfahren hat einen großen Bereich, in dem es nicht sicher arbeitet. Das passive Verfahren Spannungsphasensprungerkennung misst die Phasendifferenz zwischen der Klemmenspannung und dem Ausgangsstrom der DER. Die Methode ist relativ einfach, als Schwierigkeit erweist sich aber die genaue Definition der Grenzbereiche. Bei einem weiteren passiven Verfahren wird bei einer über Umrichter angebundenen DER die Ausgangsspannung hinsichtlich ihrer Oberschwingungen überwacht. Da die für das Verfahren benötigten Oberschwingungsbereiche schwierig zu definieren sind, ist dieses Verfahren nicht unproblematisch in seiner Anwendung. Bei den aktiven Verfahren werden bestimmte Ausgangsgrößen variiert oder zusätzliche Signale überlagert. Häufig wird die Modifikation dabei über einen verwendeten Umrichter vorgenommen. Beim aktiven Verfahren der Impedanzmessung wird ein betriebsfrequenzfremder Strom eingespeist und die Spannung überwacht. Bei auftretender Inselnetzbildung wird ein Impedanzsprung detektiert. Diese Methode ist sehr zuverlässig. Eine Inselnetzbildung kann jedoch möglicherweise nicht erkannt werden, wenn sehr viele, dieses Verfahren verwendende DER in das betrachtete Netz einspeisen. Als weitere aktive Verfahren können Frequenzshift (auch *Frequency Bias*) und Spannungsshift angeführt werden. Bei diesen Verfahren wird die von der DER eingespeiste Frequenz bzw. die Amplitude der Spannung variiert und gleichzeitig die Netzgrößen überwacht. Liegt ungestörter Verbundbetrieb vor, hat solch eine Variation keinen Einfluss auf die Größen Frequenz bzw. Spannung im Netz. Liegt allerdings eine Inselnetzbildung vor, werden das zulässige Frequenz- bzw. Spannungsband überschritten und der unzulässige Betrieb erkannt. Beide Methoden sind leicht umzusetzen, haben aber einen negativen Einfluss auf die Ausgangsleistung. Das Aufprägen eines Pilottons stellt eine weitere Methode der aktiven Inselnetzerkennung dar. Eine Inselnetzbildung liegt vor, wenn an der DER ein Wegfall des im Verbundnetz eingespeisten, höherfrequenten Pilottons detektiert wird. Neben den passiven und aktiven Inselnetzerkennungsverfahren kommen außerdem Verfahren zum Einsatz, die eine netzweite Kommunikation verwenden. Über Power-Line-Carrier (PLC) Kommunikation oder einfache Telekommunikation wird dabei ein Informationssystem aufgebaut, das Daten über den jeweils aktuellen Netzstatus austauscht. Wird nun etwa die Verbindung zum Verbundnetz unterbrochen, erkennt dies



das System und eine Inselnetzbildung wird gemeldet. Solche Verfahren sind sehr effektiv und sicher, haben aber einen hohen Investitionsaufwand. Durch Kopplung mit einem Energiemanagementsystem können hier Synergieeffekte genutzt werden.

Fazit 2: Die aufgeführten Vor- und Nachteile zur Inselnetzerkennung zeigen, dass hier weiterer Forschungsbedarf notwendig ist.

5.4 Koordination

Die Unterreichweite hat bezüglich Koordination und Selektivität keine schwerwiegenden Folgen. Distanzschutzrelais lösen u.U. in der zweiten Zone aus und die wirksame Staffelzeit zwischen Überstromzeitschutzrelais mit abhängiger Kennlinie erhöht sich. Wie sich noch zeigen wird, ist in diesem Fall die längere Auslösezeit genau zu beachten (\rightarrow B2.1). Im Inselnetzbetrieb (\rightarrow A6.2) sind bei nicht angepassten Einstellungen unverhältnismäßig hohe Auslösezeiten zu erwarten. In Abb. 7 d) ist allerdings zu erkennen, dass Zwischeneinspeisungen von Stromquellen (\rightarrow B1.1) auch zur Überreichweite führen können, insbesondere wenn sie während des Kurzschlusses mit einem übererregten Leistungsfaktor einspeisen (\rightarrow A1.2). Ausschlaggebend sind weiterhin das Verhältnis des ohmschen zum induktiven Leitungsbelag und die Vorimpedanz. Die gemessene Schleifenimpedanz in Abhängigkeit des Leistungsfaktor 1.a. in Abb. 10 ist Abb. 7 d) entnommen. Für die Schleifenimpedanzen 1.b. wurde ein kleinerer Umspanntransformator gewählt. Bei 2. hat die Leitung einen höheren Widerstandsbelag.

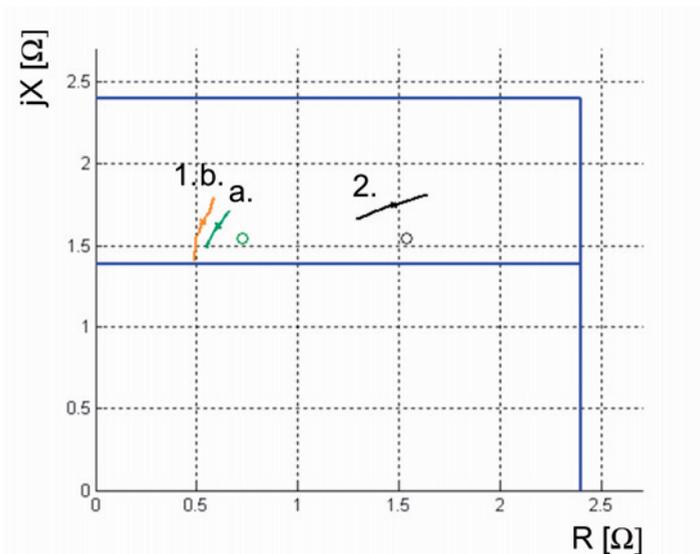


Abb. 10: Überreichweite bei Zwischeneinspeisung von Stromquellen

Die Koordination und Selektivität ist dadurch bei schwacher Anbindung an das vorgelagerte Netz und bei Leitungen mit relativ kleinem Widerstandsbelag gestört. Der Distanzschutz sieht Fehler,

die physikalisch in der Reservezone liegen, in der ersten Zone und löst in Schnellzeit aus. Die Staffelzeiten bei Überstromzeitschutzrelais mit abhängigen Kennlinien werden geringer. Dies ist meist die Ursache für weitere ungewollte Abschaltungen und führt daher oft zu einem großflächigen Netzausfall.

Durch Kurzschlussstrombegrenzer (\rightarrow A4.2) wird die Koordination von Distanzschutzrelais durch die auftretende Überreichweite gestört (siehe Abb. 9 rechts).

Fazit 3: Die Auswirkungen von Zwischeneinspeisungen müssen vom Schutz beherrscht werden. Dies kann durch Identifikation, Kompensation oder Vorgabe der Einspeisung erreicht werden.

Die ungewollte Fehlauflösung benachbarter Schutzrelais (\rightarrow A3.1) ist ein Problem fehlender oder falscher Richtungsbestimmung. Bei fehlender Richtungsbestimmung veranschaulicht Abb. 11 die Situation an Schutzrelais 1: mit einer DER im selben Abzweig und einem Fehler auf einem benachbarten Abzweig wird die zuvor (ohne DER) unendlich große Vorimpedanz bezüglich der Kurzschlussrichtung endlich. Geht man davon aus, dass der rückwärts liegende Fehler kurz hinter der Sammelschiene ist, so muss der Anregebereich den Nullpunkt umschließen, damit es zur Anregung kommt. Zur Fehlauflösung kommt es, wenn bei erfolgter Anregung auch das Auslösekriterium richtungsunabhängig ist. Dies gilt bei ungerichteten Überstromzeitschutzrelais. Für diese kann eine Fehlauflösung aber dann ausgeschlossen werden, wenn die Vorimpedanz größer ist, als der Radius des Anregekrees in der R/X-Ebene. Problemlösend wirkt demnach ein kleinerer Anregekreis, beschränkt jedoch durch den Effekt der beschriebenen Unterreichweite (Kapitel 5.3), um ein Versagen der Anregung zu vermeiden.

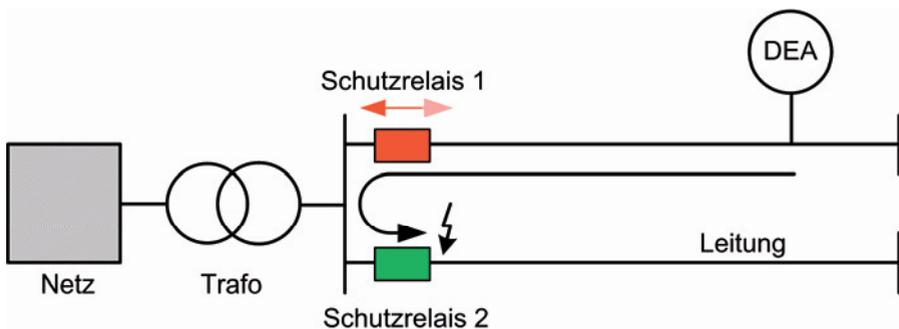


Abb. 11: Auslösung mitgehender Schutzrelais bei fehlender Richtungsbestimmung

Fehlauflösung in diesem Zusammenhang ist auch dann möglich, wenn sowohl Anrege- als auch Auslösekriterium richtungsabhängig sind. Löst Schutzrelais 2 in Abb. 11 nicht in Schnellzeit aus (\rightarrow B2.1), so läuft die gesehene Impedanz in die Vorwärtszone (siehe Abb. 8) und löst nach abgelaufener Zeitverzögerung aus. Bei Überstrom-, Unterimpedanz- und Impedanzanregung wird das Zeitglied mit der Anregung gestartet. Das bedeutet, dass u.U. sofort nach Übertritt in die Vorwärtszone Relais 1 auslöst. Bei Zonenanregung startet der jeweilige Zeitgeber erst mit Übertritt in die entsprechende Zone. D.h. Schutzrelais 2 kann in dieser Zeit den Fehler noch klären.



Fazit 4: Bei vermehrter Einspeisung von DER wird für eine selektive Fehlerklärung eine eindeutige und sichere Richtungsbestimmung erforderlich.

Leistungspendelungen (→B2.2) nach Fehlerklärung können einen Rückfall der Anrege- und Auslösezonen verzögern. Die Untersuchungen zu Leistungspendelungen zeigten jedoch, dass die gesehene Impedanz wegen der wiederkehrenden Spannung sehr groß wird und die Anrege- und Auslösezonen meist verlässt (siehe Abb. 13 rechts). Der Ausgleichsstrom allerdings, insbesondere während der ersten Pendelperiode, hält die Überstromanregung aktiv und das Zeitglied am Laufen (siehe Abb. 13 links). Staffelzeiten von Überstromzeitschutzrelais werden dadurch reduziert. Abb. 12 zeigt das für diese Untersuchung verwendete Simulationsmodell in Matlab/Simulink.

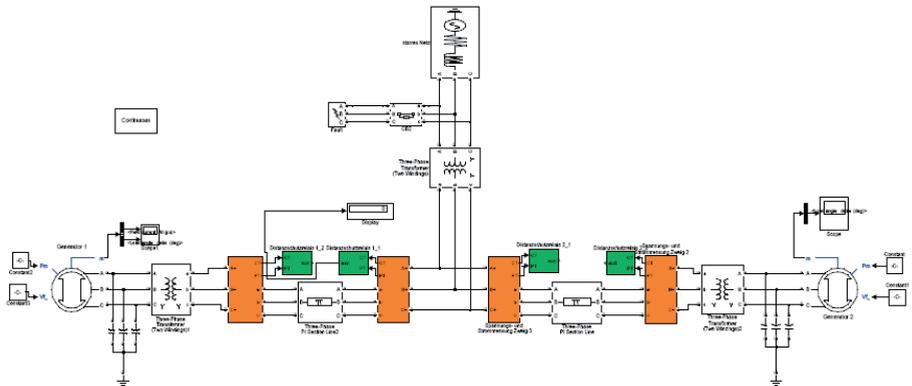


Abb. 12: Simulationsmodell unter Matlab/Simulink für die Untersuchung von Leistungspendelungen, Strom- und Spannungswandler (orange), Distanzschutzfunktion (grün)

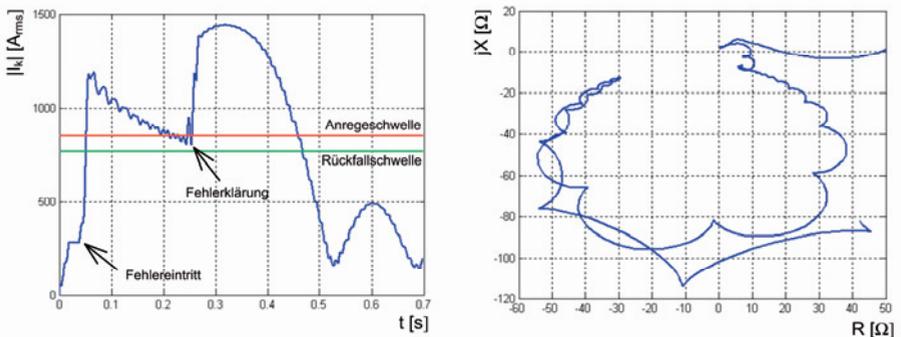


Abb. 13: Leistungspendelungen nach Fehlerklärung

Die Klemmenspannung von DER kann wegen der geringen relativen Trägheitskonstante von Synchrongeneratoren relativ zügig in Phasenopposition zur eingprägten Netzspannung kommen.



Abschaltungen durch den Netzschutz zu diesem Zeitpunkt führen zu extrem hohen Schaltüberspannungen am Mittelspannungsschalter (\rightarrow A7.2), für die er normalerweise nicht ausgelegt ist. Diese können bis zum sechsfachen der Nennspannung betragen. Zudem wird die Stabilitätsgrenze kleiner Synchrongeneratoren schneller erreicht (\rightarrow B2.1).

Fazit 5: Es werden Schutzauslösezeiten von unter 200 ms notwendig.

Fazit 6: Für eine Automatische Wiedereinschaltung mit Kurzunterbrechung (\rightarrow A7.1) wird eine beidseitige Schnellauslösung notwendig.

6 Resümee und weiteres Vorgehen

Mit der Systematisierung des Problemfeldes und der Ist-Analyse konnte aus der Fülle von Herausforderungen (Abb. 1) eine eindeutige Problemmenge der Schwachstellen der Schutz- und Leittechnik aufgestellt werden, die für die Fortführung der Forschungsarbeiten notwendig und nützlich ist. Zusammengefasst sind die Schwachstellen:

Das Schutzsystem betreffend:

1. Fehlende und falsche Richtungsbestimmung (Fazit 4)
2. Abhängigkeit von der Vorimpedanz bei Schutzkonzepten nur basierend auf dem Stromkriterium (Fazit 1)
3. Lange, gestaffelte Auslösezeiten (Fazit 5)
4. Zwischeneinspeisungen, deren Auswirkungen vom Schutz nicht erkannt werden. Der von der Zwischeneinspeisung kommende Strom wird nicht gemessen, jedoch dessen Spannungsänderung (Fazit 3)
5. Inselnetzerkennung (Fazit 2) bzw. fehlende beidseitige Schnellabschaltung für erfolgreiche Kurzunterbrechung (Fazit 6).

Die Leittechnik betreffend:

1. Beitrag von DER zu Netzdienstleistungen (\rightarrow A1.3, \rightarrow A1.4, \rightarrow A1.5)
2. Inselnetzbetrieb (\rightarrow A6.1, \rightarrow A6.3)
3. Kommunikationsinfrastruktur.

Auf Basis des erarbeiteten Kenntnisstandes werden bei der weiteren Bearbeitung des Forschungsvorhabens die folgenden Lösungsansätze verfolgt:

- Die Distanzschutzfunktion ist bezüglich einer eindeutiger Richtungsbestimmung, der Zwischeneinspeiseproblematik und der Inselnetzerkennung weiterzuentwickeln.



- Die Verwendung der Überstromzeitschutzfunktion soll hinsichtlich der Kompensation oder Elimination der Vorimpedanz und des Einsatzes von Optimierungsverfahren überprüft werden.
- Es sollen zusätzliche Kommunikations- und Informationsmöglichkeiten für die Schutztechnik zur Anwendung kommen (auch unter Kopplung mit dem Energiemanagementsystem).
- Ein erweiterter Einsatz der Differentialschutztechnik ist zu prüfen.
- In der Adaptiven Schutztechnik, die auf einer Anpassung der Schutzgeräteeinstellungen an die verschiedenen Netz- und DER-Betriebszustände basiert, wird ein weiterer Lösungsansatz gesehen.

7 Literatur

- /Keil 2007/ Keil, T.; Jäger, J.; Degner, Th.; Shustov, A.: Changing Network Conditions due to Distributed Generation - Systematic Review and Analysis of their Impacts on Protection, Control and Communication Systems, CIRED 19th Int. Conference on Electricity Distribution, Wien, 2007
- /Dysko 2007/ Dysko, A.; Burt, G.M. et al.: UK distribution system protection issues, IET Generation Transmission Distribution Vol. 4 No. 1, Institution of Engineering and Technology, 2007
- /IEC 61400-12/ Power performance measurements of electricity producing wind turbines, IEC
- /DERlab 2008/ European DERlab Workshops on Grid Inverters, Working group "Behaviour under fault conditions", 1st Workshop, Frankfurt, June 2008

Anmerkung: Die Autoren danken der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) für die gewährte finanzielle Unterstützung dieses Projekts.



**Institut für Solare
Energieversorgungstechnik e.V.**
Verein an der Universität Kassel

Königstor 59
34119 KASSEL / GERMANY
Tel: +49 (0) 561 7294-0
Fax: +49 (0) 561 7294-100
E-Mail: mbox@iset.uni-kassel.de
www.iset.uni-kassel.de