

die Investitionen wenn nötig auf einen längeren Zeitraum verteilen, was den Kreis der potentiellen Anwender weiter vergrößert.

Hauptsächliche Einsatzgebiete für diese Anlagenkonfigurationen dürften Entwicklungs- sowie Schwellenländer sein, die bei steigendem Lebensstandard und damit steigendem Energieverbrauch darauf angewiesen sind, preisgünstige und robuste Energieerzeugungssysteme einzuführen. Aber selbst im Bereich der EU können PV-Insel-Hybridanlagen aufgrund ihres günstigen kWh-Preises bereits heute zur Insel-Energieversorgung herangezogen werden. Für den Einsatz in Europa sind zum Beispiel folgende Anwendungen vorstellbar:

- Ausbau vorhandener Insel-Anlagen kleinerer Leistung zu PV-Insel-Hybridanlagen. Die hierfür in Frage kommenden Insel-Anlagen befinden sich vor allem bei der Versorgung von nur sporadisch benutzten und zu meist abgelegenen Örtlichkeiten

(Wochenendhäuser, Alpenhütten, etc.) im Einsatz. Neben der Reduzierung des Energieerzeugungspreises verringert sich auch die Menge des umständlich zu transportierenden Brennstoffes.

- Aufbau einer dezentralen, punktuellen Energieversorgung mittlerer Leistung (z.B. Flanitzhütte). Diese Variante der Energieversorgung kann aufgrund örtlicher oder klimatischer Gegebenheiten vorteilhaft sein gegenüber einem konventionellen, leitungsgebundenen Netzanschluß, wenn dessen Aufbau zu teuer oder zu aufwendig wäre. Bedarf für diese Art der Anwendung besteht auch innerhalb der EU. Dort mußten 1994 etwa 300.000 Gehöfte ohne Netzanschluss auskommen (Fhg ISE, Kiefer/Bopp, PV-Anlagen für netzferne Häuser).

- Rascher und mobiler Aufbau von zuverlässigen und belastbaren Energieversorgungen. Bei Einbau der gesamten PV-Insel Hybridanlage in einem leicht zu transportierenden Con-

tainer o.ä. läßt sich sehr rasch eine nahezu autarke Energieversorgung aufbauen, wie sie bei mobilen wissenschaftlichen Einrichtungen, Baufirmen oder Hilfsorganisationen benötigt wird.

Die zwei untersuchten PV-Insel-Hybridanlagen erwiesen sich als energetisch und ökonomisch ausge-reift. Für konventionelle Inselanlagen stellen diese beiden Konfigurationen eine ernsthafte Konkurrenz dar. Bei der Fülle an Einsatzmöglichkeiten und dem großen Marktpotential dieser Anlagen scheint eine Verbreitung sehr erfolgversprechend.

Prof. Dr. G. Becker ist Leiter, *Dipl.-Ing. (FH) K. Höchstetter* und *Dipl.-Ing. (FH) M. Zehner* sind Mitarbeiter des Solar-Labors der FH-München
Dipl.-Ing., Ing. (grad) P. Kremer und *Dipl.-Ing. Bodo Giesler* sind Mitarbeiter von Siemens Solar GmbH, München
 e-mail: Zehner@e-technik.fh-muenchen.de

Neues Regelungskonzept Wechselrichter zur Netzkopplung von PV-Anlagen

von **M. Meinhardt** Institut für Stromrichtertechnik, Technische Hochschule Darmstadt

Transformatorlose Wechselrichter führen zu einer Verringerung von Kosten, Verlusten und Baugröße. Auch der kumulierte Energieaufwand für die Herstellung einer Photovoltaik-Anlage verringert sich. Beim Einsatz in transformatorlosen Anlagen zeichnet sich der dreiphasige selbstgeführte stromeinprägende Wechselrichter (PIWR) im Vergleich zum spannungseinprägenden Wechselrichter durch eine geringe Gleichspannung und ein günstigeres Verhalten gegenüber (kapazitiven) Erdströmen aus. In diesem Artikel wird die Funktionsweise und das Betriebsverhalten eines neuartigen Zwei-Punkt-Regelungskonzeptes für einen 10 kW-PIWR anhand von Simulationsergebnissen vorgestellt. Basierend auf der Messung des Kommutierungsverhaltens des PIWR werden die Verluste und der Wirkungsgrad berechnet.

Das neuartige Zwei-Punkt-Regelungskonzept für den PIWR ist für den Einsatz in PV-Anlagen gut geeignet, da es unempfindlich gegenüber Parameterschwankungen ist und keine aufwendige adaptive Regelung benötigt. Im Vergleich zu Regelungskonzepten mit PWM-Steuersatz ist eine Verkleinerung der Gleichstromdrossel möglich. Durch den Einsatz der Zwei-Punkt-Regler erhält man eine maximale Regeldynamik. Ein zusätzlicher Erdstromregelkreis verhindert das Auftreten eines Gleichanteils im Netzstrom. Aufgrund der fehlenden festen Modulationsfrequenz besitzt der PIWR ein breitbandiges Ausgangsspektrum, welches zu einer weniger störenden Geräuschemission des PIWR führt.

Warum ein neues Konzept?

Entsprechend der Richtlinien ist für PV-Anlagen oberhalb einer Nennleistung von 5 kW eine dreiphasige Einspeisung notwendig. Ein dreiphasiger Wechselrichter (WR) zeigt dabei im Vergleich zu drei einphasigen Einheiten einen geringeren Aufwand für Steuerung und Regelung. Aufgrund des kontinuierlichen Leistungsflusses können kleinere Filterelemente auf der Gleichspannungsseite eingesetzt werden. Durch den Verzicht auf den Einsatz eines Transformators wird der Wechselrichter kleiner, zuverlässiger und billiger.

Der Energieerntefaktor der PV-Anlage wird erhöht, zum einen durch Erhöhung des (Teillast-) Wirkungsgrades und zum anderen durch ei-

nen verringerten kumulierten Energieverbrauch zur Wechselrichterproduktion. Zur Herstellung eines 12,5 kVA-Netztransformators benötigt man eine Energiemenge von 1,5 MWh_{el}, dies entspricht 1/6 des jährlichen Energieertrags einer 10 kW-PV-Anlage.

Nachteilig zeigt sich bei transformatorlosen PV-Anlagen, daß die Solargeneratorkennspannung nicht mehr beliebig wählbar ist. Aufgrund des festgelegten „Übersetzungsverhältnisses“ von 1 erhält man bei transformatorlosen netzgekoppelten PV-Anlagen beim Einsatz von dreiphasigen spannungseinprägenden Wechselrichtern eine sehr hohe Zwischenkreisspannung (im Leerlauf bis zu 1.200 V). Dies führt vor allem hinsichtlich der Spannungsfestigkeit der Solarmodule und der Leistungshalbleiter zu Problemen. In [1] werden Möglichkeiten beschrieben, diese Probleme zu beherrschen.

Beim PIWR treten keine derartigen Probleme auf, da hier aufgrund der hochsetzenden Eigenschaft des PIWR die Gleichspannung (im Leerlauf) immer kleiner als 600 V ist. Der PIWR ist daher prinzipiell für den Einsatz in netzgekoppelten PV-Anlagen gut geeignet.

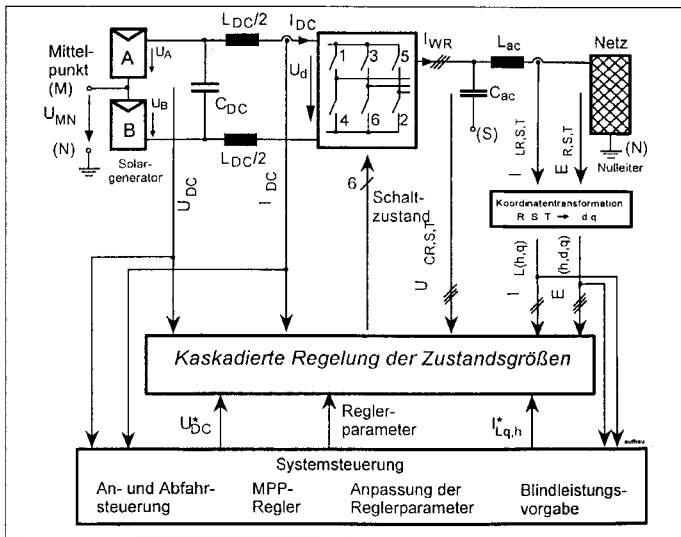


Abb. 1: Aufbau einer PV-Anlage mit I-Wechselrichter

Der dreiphasige PIWR

Abb. 1 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage mit einem selbstgeführten transformatorlosem stromeinprägenden Wechselrichter. Die Ansteuerbefehle für die Leistungsschalter werden von der kaskadierten Regelung der Zustandsgrößen vorgegeben. Die Regelung der Netzgrößen benötigt eine Koordinatentransformation der Netzspannung und des Netzstromes (in das an der Netzspannung orientierte d-q-h-System). Diese ist in einem Mikrorechner implementiert. Dort findet man auch die Systemsteuerung, die neben der An- und Abfahrsteuerung der Anlage den MPP-Regler zur Vorgabe des Solargeneratorspannungswertes (U_{DC}^*) enthält.

Zur Verbesserung der Netzfremdlichkeit der gesamten Kundenlage (Oberschwingungsströme und Blindleistungsaufnahme von Verbraucher und PV-Anlage) ist es der Systemsteuerung möglich, sowohl kapazitive bzw. induktive als auch ober-schwingungshaltige Blindstromsollwerte (I_{Lq}) vorzugeben.

Zur Steuerung/Regelung der WR-Schaltfrequenz erhalten die unterlagerten Zwei-Punkt-Regler von der Systemsteuerung Regelbandgrenzen ($|d|_{DC,max}$, $|dU_{AC,max}$), so daß in jedem Betriebspunkt der PV-Anlage eine netzfreundliche Einspeisung mit minimalen Schaltverlusten erfolgt.

Das Regelungskonzept

Der dreiphasige PIWR wurde schon früher als PV-Wechselrichter im Leistungsbereich unterhalb von 1 kW untersucht [2], [3].

Durch eine Erhöhung der Generatortennleistung (z.B. auf 10 kW) und der damit verbundenen Vergrößerung der Solargeneratortfläche erlangt die Problematik des kapazitiven Erdstroms an Bedeutung, die durch

die räumlich verteilte Kapazität zwischen Solargenerator und Erdpotential verursacht wird.

In [4] werden Maßnahmen zur Verringerung des parasitären kapazitiven Erdstromes vorgestellt. Das dort vorgeschlagene Regelungskonzept, das einen Sinus-PWM-Steuersatz benutzt, benötigt jedoch eine (aufwendige) adaptive Regelung der Zustandsgrößen. Dagegen zeichnet sich das hier vorgestellte Regelungskonzept durch seine Robustheit gegenüber Parameterschwankungen und einen Erdstromregelkreis zur Verbesserung der Netzfremdlichkeit aus.

Der Aufbau der kaskadierten Regelung der Zustandsgrößen ist in Abb. 2 dargestellt. Man erkennt drei analoge Zwei-Punkt-Regler für den gleichstromseitigen Spulenstrom (I_{LDC}), die netzseitige Kondensatorspannungen (U_{CAC}) und den Erdstromregelkreis (I_{Lh}). Die überlagerten digitalen PI-Regler für die Solar-generatorspannung (U_{DC}) und den Blindstrom (I_{Lq}) werden mit einer Zykluszeit (T_{last}) von 50 μ s berechnet.

Da der Blindstrom im rotierenden dqh-System geregelt wird, müssen die Sollwerte der U_{CAC} -Regelung in das RST-System transformiert werden. Die homopolare und direkte Komponente der U_{CAC} -Sollwerte entsprechen den transformierten Meßwerten der Netzspannung (E_d , E_h). Die Sollwerte der Zwei-Punkt-Regler (I_{DC}^* , $U_{CR,S,T}^*$) werden im gleichen Rechenzyklus ausgegeben.

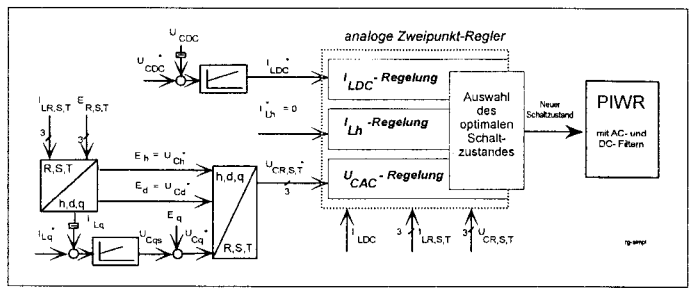


Abb. 2: Überblick über die Regelungsstruktur des PIWR

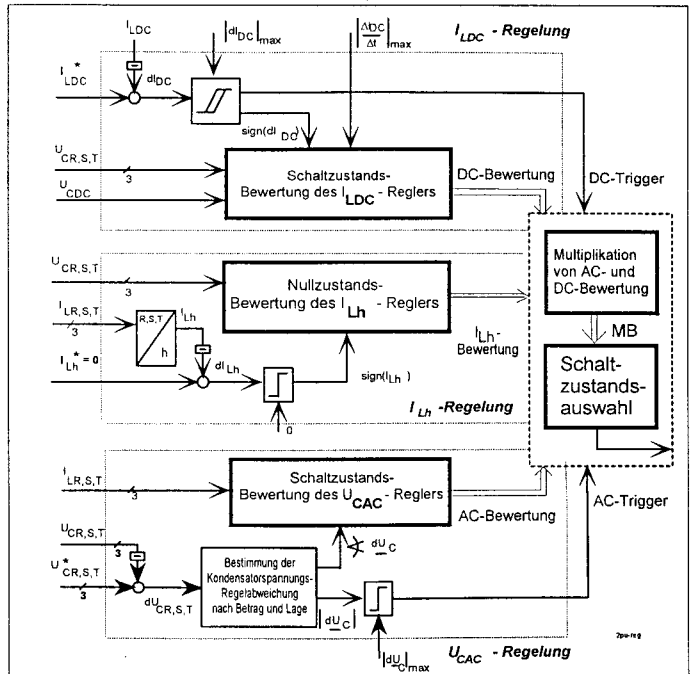


Abb. 3: Prinzipieller Aufbau und Blockschaltbild der Regelung mit ablösenden Zweipunktreglern für I_{LDC} und U_{CAC}

Funktionsweise des Zwei-Punkt-Regelungskonzepts

Abb. 3 zeigt detailliert den Aufbau der Zwei-Punkt-Regelungen und der Auswahl des optimalen Schaltzustandes. Zentrale Baugruppen der analogen Zwei-Punkt-Regler sind die Schaltzustandsbewertungen, die neben Zustandsgrößen $I_{LR,S,T}$, $U_{CR,S,T}$, U_{CDC} und I_{LDC} ebenfalls Informationen aus dem Soll-Istwert-Vergleich über Vorzeichen (bzw. Richtung) der Regelabweichung benötigen.

Überschreitet der Betrag der Regelabweichungen des Gleichstroms oder der Netzkondensatorspannung die vorgegebenen Regelbandgrenzen (DC- bzw. AC-Trigger wird erzeugt), so wählt der Steuersatz einen neuen optimalen Wechselrichterschaltzustand aus, der zu einer Verringerung möglichst beider Regelabweichungen (dI_{DC} , $dU_{CR,S,T}$) führt. Dazu werden alle Schaltzustände (SZ1 - SZ9) des Wechselrichters in den Funktionsblöcken Schaltzustandsbewertung des I_{LDC} -Reglers und Schaltzustandsbewertung des U_{CAC} -Reglers hinsichtlich ihrer Auswirkung auf den Verlauf des Gleichstroms und der Netzkondensa-

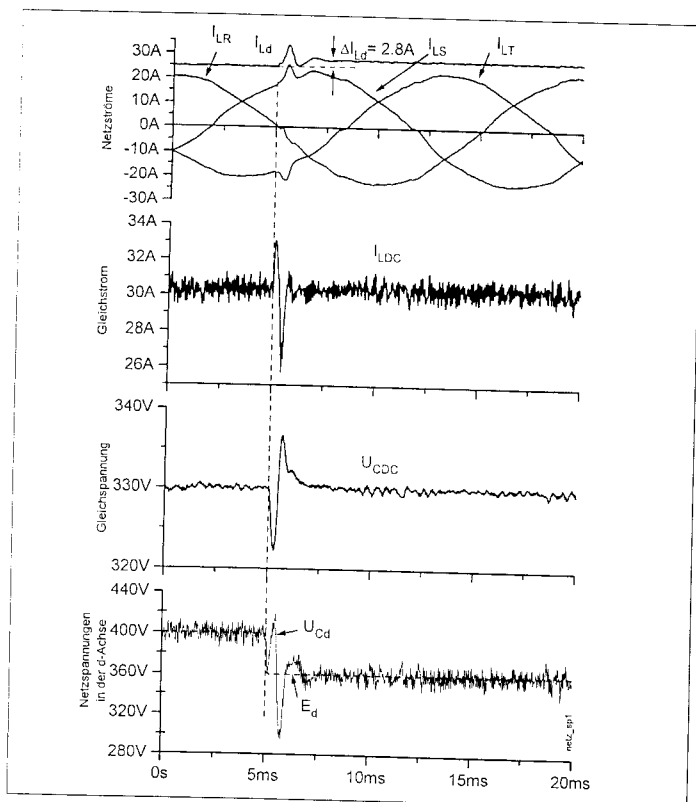


Abb. 4: Änderung der Netzspannungsamplitude auf 90%

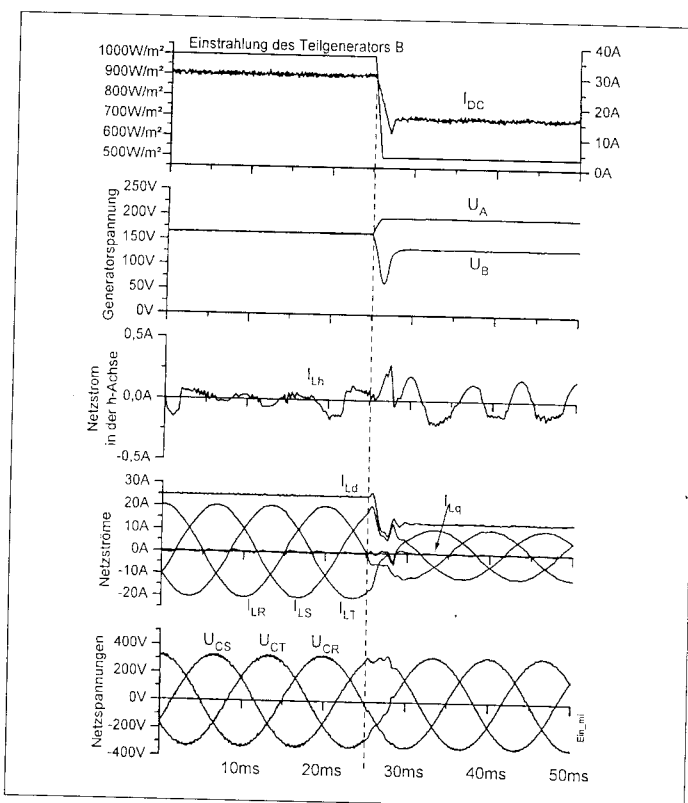


Abb. 5: Einstrahlungsänderung des Teilgenerators B auf 50%

torspannungen mit einem Punkteschema (6 → sehr gut, 1 → sehr schlecht) bewertet.

Der optimale Schaltzustand

Die Auswahl des optimalen Schaltzustandes findet in zwei Stufen statt. Zuerst werden im Funktionsblock *Multiplikative Bewertung* die vom U_{CAD} -Regler und I_{LDC} -Regler bestimmten DC- und AC-Bewertungen der einzelnen Schaltzustände (SZ1...SZ9) in Echtzeit verknüpft. Die *Schaltzustandsauswahl*, die im Mikrorechner implementiert ist, ermittelt den/die Schaltzustände mit der besten „multiplikativen Bewertung“ (MB) und wählt im Falle der Eindeutigkeit den besten SZ aus.

Für den Fall, daß mehrere SZ die gleiche (höchste) multiplikative Bewertung haben, wird derjenige SZ ausgewählt, der die beste Einzelbewertung des anfordernden Zwei-Punkt-Reglers besitzt (z.B. DC-Bewertung bei DC-Trigger). Fällt die Schaltzustandsauswahl auf einen der Nullzustände (SZ7...SZ9), wird mit Hilfe der Nullzustandsbewertung des I_{Lh} -Reglers derjenige Nullzustand ausgewählt, der zu einer Minimierung des Erdstroms führt.

Simulationsergebnisse

Anhand von Simulationen zeigte sich ein starker Einfluß der Solargeneratortennenspannung auf das Verhalten der PV-Anlage. Dabei erhält man um so bessere Ergebnisse, je kleiner die Solargeneratortennenspannung ist. Denn in diesem Fall steigt

die statistische Wahrscheinlichkeit, geeignete Wechselrichterschaltzustände für den I_{LDC} -Regler zu finden, bei denen die verkettete Netzcondensatorspannung größer als die Gleichspannung ist. Daher wurde eine Solargeneratortennenspannung von 330 V gewählt. Die in Abb. 4 und Abb. 5 dargestellten Simulationsläufe zeigen das sehr gute Störverhalten des neuen Regelungskonzeptes sowohl bei Netzspannungs- als auch Einstrahlungsänderungen. Das Spektrum des Netzstromes in Abb. 6 zeigt exemplarisch für den Teillastbetrieb, daß die leitungsgebundene Störaussendung im zulässigen Bereich liegt.

Auslegung der Regler, Stabilität und Realisierung

Der Nachweis der Stabilität dieses Regelungskonzeptes wurde simulatorisch und exemplarisch für verschiedene Betriebsfälle durchgeführt, da ein theoretischer Stabilitätsnachweis sehr schwierig erscheint.

Eine theoretische Untersuchung zur Auslegung und Bestimmung der Reglerparameter kann ausschließlich für die überlagerten linearen PI-Regler für Blind- und Erdstrom sowie Solargeneratorspannung durchgeführt werden. Die Reglerparameter für die Zwei-Punkt-Regler des Netzcondensator-Fehlerraumzeigers und des Gleichstroms wurden experimentell ermittelt ($|dI_{DC}|_{max} = 0,5 \text{ A}$, $|dU_{AC}|_{max} = 5 \text{ V}$).

Die hardwaremäßige Realisierung des Regelungskonzeptes steht noch

aus, jedoch sind ausgehend von der sehr realitätsnahen Simulation keine großen Probleme bei der Umsetzung zu erwarten. Die Zwei-Punkt-Regler inklusive der Schaltzustandsbewertung sowie der multiplikativen Bewertung werden in analoger bzw. digitaler Hardware realisiert. Die Schaltzustandsauswahl und die linearen Regler werden im Prozeßrechner berechnet (Regler-Zykluszeit 75 μs , Schaltzustandsauswahl in 4,5 μs).

Kommutierung

Aufgrund der benötigten Rückwärtssperrfähigkeit besteht jeder der sechs Leistungsschalter aus der Reihenschaltung eines IGBT und einer Seriendiode. Nachfolgend soll anhand des in Abb. 9 dargestellten stark vereinfachten Kommutierungskreises exemplarisch die Kommutierung von Schalter S3 auf S1 (und zurück) untersucht werden.

Während des normalen Betriebs des Wechselrichters treten aufgrund der Wechselspannung der Netzspannungskondensatoren sowohl natürliche als auch Zwangskommutierungen auf. Wie die Messung in Abb. 7 zeigt, tritt bei der ausschaltenden Diode D3 eine Ausschaltüberspannung auf, die durch eine passende Snubberbeschaltung begrenzt werden muß. Während der natürlichen Kommutierung treten Verluste im einschaltenden IGBT₁ und in der ausschaltenden Diode D3 (inkl. Snubber) auf. Wie Abb. 7 zeigt, treten bei der Zwangskommutierung lediglich Verluste im ausschaltenden IGBT₃ und

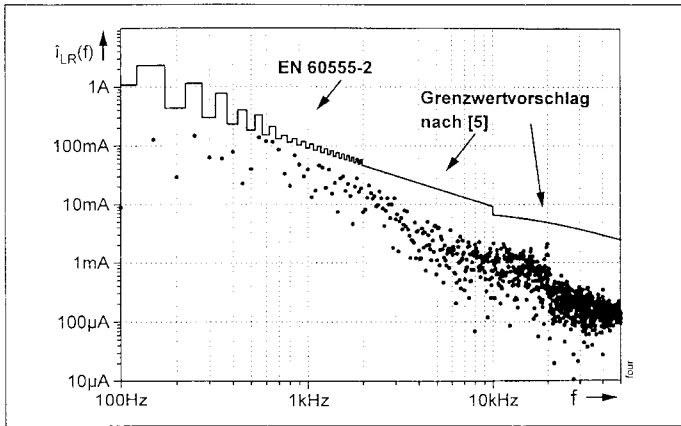


Abb. 6: Spektrum des Netzstromes im Teillastbetrieb für 300 W/m² und 25 °C

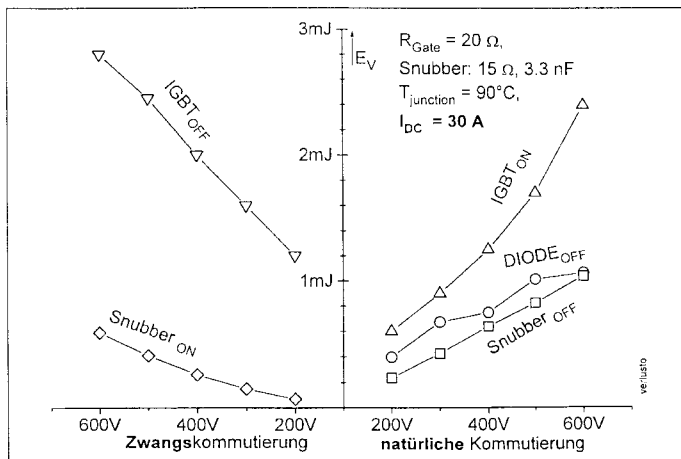


Abb. 8: Schaltverlustenergien eines Kommutierungsvorgangs bei verschiedenen Kommutierungsspannungen für $I_{DC} = 30 A$

im Snubber der einschaltenden Diode D1 auf. Die Ausschaltüberspannung des IGBT ist unkritisch. Basierend auf den in Abb. 8 dargestellten Verlustenergien als Funktion der Kommutierungsspannung kann man mit Hilfe von Simulationen die Wechselrichterschaltverluste für eine Netzperiode berechnen. In Abb. 10 sind diese für verschiedene Zwischenkreisströme aufgetragen.

den schon erwähnten Schaltverlusten wurden Durchlaß- und Konstantverluste gemessen. Bei der Berechnung der Filterverluste wurde auf Herstellerangaben zurückgegriffen.

Verluste und Wirkungsgrad

Für die Beurteilung von PV-Wechselrichtern ist der Wirkungsgrad von zentraler Bedeutung. Für die zugrundegelegte 10 kW-PV-Anlage zeigt Abb. 10 den Wirkungsgradverlauf sowie die Aufteilung der Wechselrichterverluste aufgeteilt auf die verschiedenen Verlustquellen. Neben

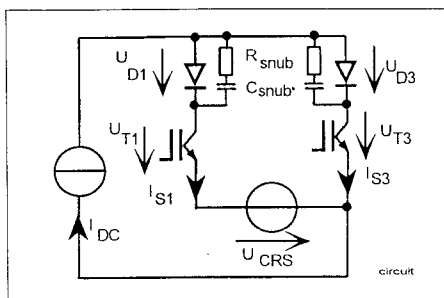


Abb. 9: Vereinfachter Kommutierungskreis

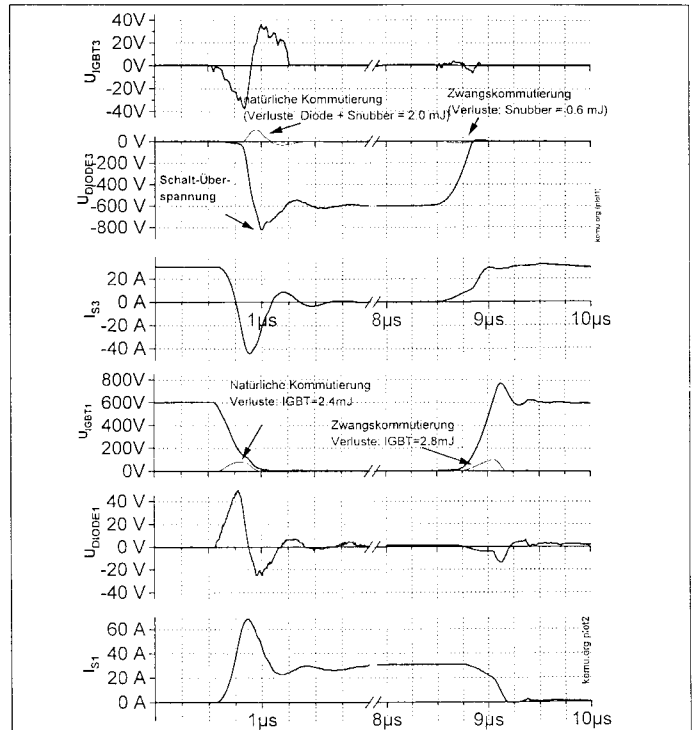


Abb. 7: Kommutierung von Schalter S3 auf S1 (und zurück)

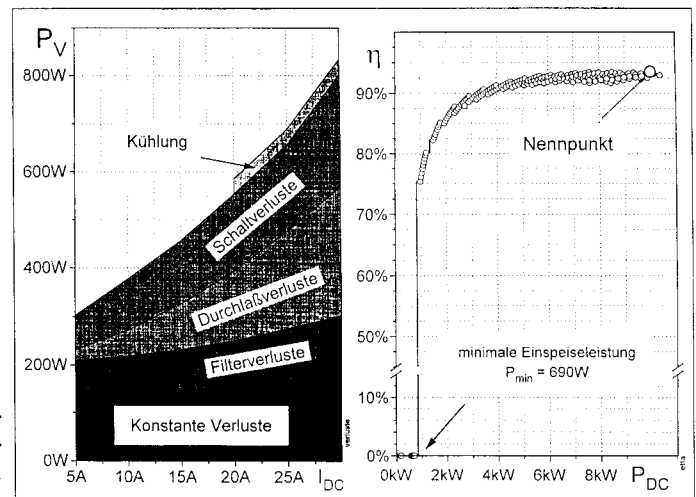


Abb. 10: Arbeitspunktabhängige Verluste und Wirkungsgrad des PIWR

Der europäische Wirkungsgrad des PIWR-Prototyps ist mit 87,3 % im Vergleich zu den in [6] untersuchten Seriengeräten relativ niedrig. Eine Verbesserung ist u. a. durch eine Reduktion der „Konstanten Verluste“ möglich. Der PIWR gibt aufgrund seines Netzkondensators ($C_{ac} = 25 \mu F$) Blindleistung ins Netz ab. Da richtlinienbedingt bei der Netzeinspeisung der Leistungsfaktor größer als 0,9 sein muß, ergibt sich bei einem Blindleistungsbedarf des Netzfilters von 1,4 kVA eine „Minimale Einspeiseleistung“ von 690 W.

Literatur

- /1/ Meinhardt, M.: Einsatz eines dreiphasigen transformatorlosen spannungseinprägenden 2-Punktwechselrichters in netzgekoppelten PV-Anlagen, Inst. f. Stromrichtertechnik, Forschungsbericht 791, TH-Darmstadt, April 1995
- /2/ Nonaka, S. et. al.: Interconnecting system with si-

- nusoidal PWM current source inverter between photovoltaic array and the utility line, Proceedings of the International Power Electronics Conference (IPEC), Tokyo, April 1990
- /3/ Veltman, A.T., De Haan, S. W. H.: Properties of a three phase pulse with modulated current source inverter for conversion of photovoltaic energy in grid connected operation, Proceedings of European Conference on Power Electronics and Application, Vol. 4, Florenz, 1991
- /4/ Meinhardt, M; Mutschler, P.: Inverters without transformer in grid connected photovoltaic applications, Proceedings of European Conference on Power Electronics and Application, Sevilla, September 1995
- /5/ Meinhardt, M.: Grenzwerte und Verfahren zur Beurteilung von leitungsgebundenen Störaussendungen bei der Netzkoppelung von Photovoltaik-Anlagen, 11. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, März 1996
- /6/ Häberlin, H; et al.: Resultate von neuen Leistungs- und Zuverlässigkeitstests an Wechselrichtern für Netzverbundanlagen, 11. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, März 1996