



IMPRESSUM

Herausgeber

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

Vorstand

Prof. Dr.-Ing. J. Schmid (Vors.)
Prof. Dr.-Ing. F.-B. Frechen
Dr. rer. nat. O. Führer

Anschrift

Königstor 59
Telefon: +49(0)561/7294-0
Telefax: +49(0)561/7294-100
e-mail: mbox@iset.uni-kassel.de

Bereich Prozeß- und Verfahrenstechnik
Rodenbacher Chaussee 6
D-63457 Hanau
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

Redaktion

R. Schwarz

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier
Kassel 2000



INHALTSVERZEICHNIS

Impressum	2
Vorwort	5
Besonderheiten von Stromrichtern für die Energieversorgung Prof. Dr. Werner Kleinkauf, Universität Gh Kassel; Dr. Bruno Burger Dr. Peter Zacharias, ISET	7
Stand und Entwicklungstendenzen bei unterbrechungsfreien Stromversorgungen Dr. Norbert Blacha, AEG-SVS power supply systems	23
Neue Bauelemente eröffnen neue Horizonte in der Stromrichtertechnik Jens Thurau, EUPEC GmbH	38
Stromrichtereinsatz zur kostengünstigen Gestaltung von drehzahlvariablen Klein-Wasserkraftanlagen Jochen Bard, Universität Gh Kassel, ISET	49
Drehzahlvariable Systeme mit permanent erregten Generatoren Günther Cramer, Dirk Wimmer, Roland Grebe, SMA; Dr. Peter Zacharias, ISET	65
Gestaltung von Stromrichtern für netzgekoppelte Photovoltaikanlagen Frank Greizer, SMA	78
Batteriewechselrichter für den Einsatz in Hybridsystemen Bruno Burger, ISET; Günther Cramer, SMA	91



Vorteile durch Nutzung drehzahlvariabler BHKWs in Verbindung mit Stromrichtern	106
Guido Kremer, energiewerkstatt GmbH	
Einsatz von Speichern für ein Energiemanagement in verzweigten Energieversorgungsnetzen	117
Prof. Dr. Zbigniew Styczynski, TU Magdeburg, Paul W. Schneider, Elektrizitätswerk Hammermühle	
Dezentrales „Power Quality Management“ im öffentlichen Niederspannungsnetz	129
Dr. Thomas Stephanblome, Rainer Harke, EUS	
Marktsituation dezentraler Energieversorgung mit BHKWs in Deutschland	138
Norbert Nordmeyer, Köhler & Ziegler Anlagentechnik GmbH	
Regelungstechnische Aspekte des Parallelbetriebs von Stromrichtern	150
Alfred Engler, ISET	
Netzregelung in regenerativen Energieversorgungssystemen	166
Gunter Arnold, Universität Gh-Kassel, Dr. Siegfried Heier, Universität Gh-Kassel	



VORWORT

Das Schwerpunktthema des am 4. und 5. November 1999 nun bereits zum vierten Mal stattgefundenen Kasseler Symposiums Energie-Systemtechnik – Erneuerbare Energien und Rationelle Energieverwendung lautete: „Stromrichter und Konzepte der Drehzahlvariabilität“. Mit rund 140 Teilnehmern erfreute sich die Tagung erneut eines regen Interesses. Wie auch in den Vorjahren kamen viele Besucher aus den Reihen der Mitveranstalter, des VDE Bezirksvereins Kassel und des FORSCHUNGSVERBUND SONNENERGIE, dessen Mitgliedsinstitute über ganz Deutschland verteilt sind. Ganz besonders erfreulich war auch der große Anteil an Teilnehmern aus der Industrie, die damit ihr Interesse an den präsentierten Forschungsergebnissen bekundeten. Darüber hinaus konnten viele „Neulinge“ angesprochen werden, die zum ersten Mal das Kasseler Symposium besuchten.

Stromrichter haben inzwischen einen hohen Entwicklungsstand erreicht. Schon seit etlichen Jahren wird ihre Verwendung in der öffentlichen Stromversorgung forciert. Ihr häufig dezentraler Einsatz bei Systemen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bringt Vorteile für die Qualität des erzeugten Stroms mit sich, stellt den Entwickler von Stromrichtern aber auch vor hohe Anforderungen.

Rustikaler ging es am Abend des ersten Veranstaltungstages zu. Beim dritten Kasseler Symposium erstmals erfolgreich erprobt, fand auch im letzten Jahr das gemütliche Beisammensein im Design-Zentrum Modulare Versorgungstechnik - DeMoTec - des ISET statt. Manch eine Diskussion, die sich tagsüber im Anschluß an einen Vortrag entzündete, konnte so in geselliger Runde seine Fortsetzung finden.

Erneut hat sich der VDE Bezirksverein Kassel daran beteiligt, daß das leibliche Wohl der Teilnehmer nicht zu kurz kam. Hierfür einen herzlichen Dank an den Bezirksverein Kassel.

In dem vorliegenden Tagungsband sind die Beiträge der Referenten nun auch in schriftlicher Form verfügbar. An dieser Stelle sei den Rednern nochmals herzlich gedankt, die sich der Mühe von Vortrag und Verfassen des Textbeitrags unterzogen haben.



Ihnen, verehrte Teilnehmer des Symposiums, wünschen wir nun bei der Nachlese der Tagung ein wenig Muße und würden uns freuen, Sie auch in diesem Jahr wieder in Kassel begrüßen zu dürfen. Am 9. und 10. November 2000 wird das fünfte Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik mit dem Schwerpunktthema: „Dezentrale Hybride Energieversorgungssysteme“ stattfinden. Hierzu möchten wir Sie schon jetzt ganz herzlich einladen!

J. Schmid
Vorstandsvorsitzender

P. Zacharias
Bereichsleiter Anlagen- und Stromrichtertechnik
Wissenschaftliche Koordination des vierten Kas-
seler Symposiums



Nutzung von Stromrichtern für die dezentrale Energieversorgung

W. Kleinkauf
Universität Gesamthochschule Kassel, FB 16
FG Elektrische Energieversorgungssysteme
D-34109 Kassel, Wilhelmshöher Allee 71
Tel.: ++49 (0)561 804-6344 Fax: ++49 (0)561 804-6521
e-mail: evs@iset.uni-kassel.de

B. Burger, P. Zacharias
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: (0561) 7294-0, Fax: (0561) 7294-100
e-mail: mbox@iset.uni-kassel.de

1 Einleitung

Ursprünglich aus einzelnen Generatorstationen entstanden, ist heute das europäische elektrische Verbundnetz ein Versorgungsnetz, das durch starke einzelne Kraftwerke gekennzeichnet ist. Diese sind durch Übertragungsleitungen auf verschiedenen Spannungsebenen verbunden, so daß ein sehr komplexes Gebilde entstanden ist. Seit einigen Jahren trifft der erreichte Grad der Konzentration und Monopolisierung auf einen gegenläufigen Trend. Dieser wird gekennzeichnet durch einen liberalisierten Energiemarkt, auf dem auch viele kleinere unabhängige Energielieferanten ihr Produkt anbieten können. Tendenziell begünstigt diese Entwicklung die Nutzung regenerativer Energiequellen, die für eine nachhaltige Energiewirtschaft so wünschenswert ist.

Es entsteht jedoch die Frage, was mit einer hochgradigen Durchdringung des Versorgungsnetzes mit überwiegend elektronischen (und nicht elektromechanischen) Energielieferanten für Risiken oder aber auch Chancen verbunden sind. Der Beitrag befaßt sich deshalb mit bereits bestehenden und denkbaren Funktionen von Stromrichtern in der elektrischen Energieversorgung und zielt auf die Herausarbeitung zukünftiger Entwicklungslinien für die Energiesystemtechnik bei der Nutzung erneuerbarer Energiequellen ab.



2 Beschreibung der Systemsituation bei der elektrischen Versorgung

Elektrische Versorgungssysteme in Industrieländern sind ausgedehnte, komplexe und nichtlineare Systeme. Derartige Systeme sind sehr kompliziert, verfügen über begrenzte Regelmöglichkeiten und tendenziell langsame dynamische Reaktionen. Die Wiederherstellungszeiten, die einem starken Fehler folgen, können unter Umständen Stunden dauern, wenn die Versorgungssysteme bereits an der Grenze ihrer Belastbarkeit arbeiten. An diese Grenze werden wir früher oder später kommen, da der allgemeine Kostendruck auf die Versorgungsunternehmen den Zubau neuer Übertragungsleitungen verzögern wird. Bei starker Belastung werden solche Systeme immer schwerer beherrschbar. Der beschriebene Effekt der Dezentralisierung wird auch durch den Zwang zur effektiveren Nutzung der energetischen Ressourcen vorangetrieben werden, wie z. B. der verstärkten Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung und der Einbindung von Energien, konvertiert aus Wind, Solarstrahlung und Biomasse. Daß dieses Szenario nicht unrealistisch ist, zeigen die Niederlande, in denen mehr als 30% bei dezentraler Produktion elektrischer Energie längst erreicht wurde. Dies ist vor allem auf den starken Einsatz von Blockheizkraftwerken zurückzuführen.

Elektrische Systeme mit vielen verteilten Energielieferanten an ihrer Leistungsgrenze zu betreiben, ist nicht unproblematisch. Dies ist an einer Reihe von Versorgungsgebieten in den USA zu verfolgen, wo einerseits der Prozeß der Konzentration der Energieversorgungsunternehmen nicht so stark vorangeschritten ist, andererseits aber der Energiebedarf bereits die Kapazitätsgrenze zeitweise erreicht /1/.

Absicht der Vernetzung von vielen Einzellieferanten ist natürlich, die gesamten Energieressourcen auf viele verschiedene Kundenanforderungen aufzuteilen, um im Mittel eine Vergleichmäßigung von Energieangebot und -nachfrage zu erreichen. Gleichzeitig sinkt durch den relativ geringeren Anteil eines Einspeisers an der Gesamtleistung des Systems die Wirkung auf dieses bei einem Ausfall einer Komponente. D. h., prinzipiell steigt die Fehlertoleranz eines solchen Systems im Vergleich mit einem System bestehend aus weniger Energielieferanten. Unter bestimmten Bedingungen wird daher die Gesamtverfügbarkeit des Systems verbessert. Dies gilt offensichtlich insbesondere bei geringerer Auslastung. Wird jedoch das System an seinen Grenzen betrieben, benötigen Netzbetreiber und Energielieferanten Echtzeitdaten zur Steuerung und Stabilisierung des Gesamtsystems bei Störungen. Dies wird immer schwieriger bei komplex strukturierten Systemen.

In den USA werden die Versorgungssysteme heute mit immer neuen Anforderungen konfrontiert, für die sie nicht ausgelegt waren. Gleichzeitig geraten viele Komponenten in die Nähe ihrer vorgesehenen Lebensdauer. Daher steht dort bereits in diesen Jahren die Frage nach Tüchtigkeit entsprechender Ersatzinvestitionen oder Aufbau eines grund-



sätzlich neuen Systems akut an, um die bestehenden Kraftwerke effektiver bei geringen Kosten langfristig zu nutzen.

Im vorliegenden Beitrag werden Einsatzmöglichkeiten von Stromrichtern bei der elektrischen Energieversorgung mit hohem dezentralem Anteil untersucht. Aber was heißt eigentlich dezentral? Ein Blick auf Abb. 1 verdeutlicht, daß dieser Begriff relativ zum Bezugssystem zu sehen ist. Dargestellt sind dort die 4 europäischen Verbundsysteme, die unabhängig voneinander operieren, und die ihrerseits aus einer Vielzahl von vernetzten Kraftwerken unterschiedlichster Aufgaben bestehen. Innerhalb der einzelnen Verbundsysteme gelten unterschiedliche Regeln und Toleranzen, so daß eine Verbindung zum Nachbarsystem nur mit besonderen Maßnahmen möglich ist.

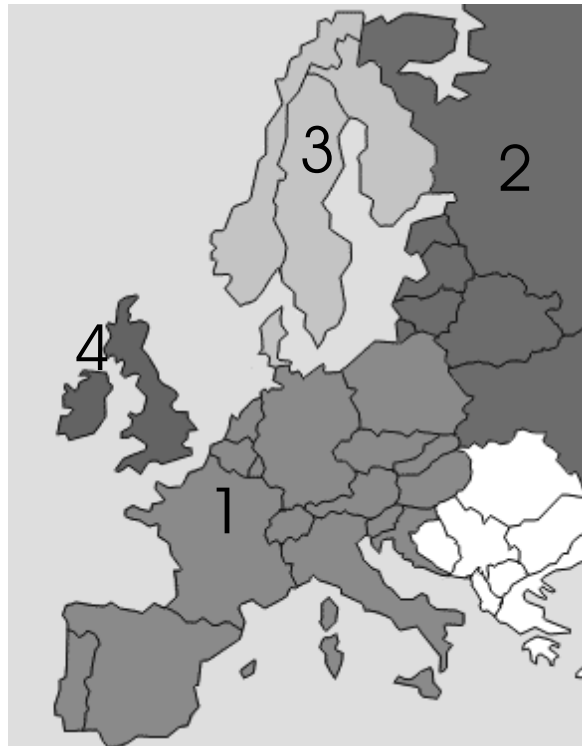


Abb. 1: Die 4 Europäischen Verbundnetze (1 - UCTPE = L'Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l' Electricité; Union for the Coordination of Production and Transport of Electricity, 2 - CDO-IPS = Central Dispatching Organization of the Interconnected Power System; 3 - NORDEL; 4 - Inselnetz Großbritanniens



Auch innerhalb der größeren elektrischen Verbundsysteme folgt der Energiefluß von einem Netzpunkt zum anderen den Kirchhoff'schen Regeln. Bei parallelen Transportwegen werden sich die Ströme natürlich entsprechend aufteilen. Dies ist so lange unproblematisch, wie diese parallelen Pfade nicht bereits überlastet sind oder von anderen Eigentümern betrieben und beansprucht werden. Einerseits ist also eine Übersicht über das gesamte Versorgungssystem für eine sichere Steuerung wünschenswert. Andererseits steht dieser "zentrale" regelungstechnische Ansatz auf immer schwächeren Füßen, bedenkt man die steigende technische, ökonomische und territoriale Komplexität der Erzeugungs- und Verteilungssysteme. Es lohnt sich also nach Lösungen zu suchen, die nicht oder nicht nur auf zentral gesteuerte Systeme bauen. In einem System mit lockerer gekoppelten Komponenten würde man so z. B. einerseits größere Toleranzen bei der Energieübertragung in Kauf nehmen müssen, um eine stärkere Entkopplung der Einzelkomponenten zu erreichen (mit entsprechend günstigen Auswirkungen auf die Investitions- und Betriebskosten der Verteilungssysteme). Andererseits sind in diesem Fall für eine Qualitätssicherung der Energieversorgung dezentrale Komponenten mit eben diesen Aufgaben erforderlich. Die hier skizzierten Überlegungen gelten im großen Maßstab, wie im kleinen. Entscheidungen für eine gezielte Technikgestaltung können jedoch nur unter Berücksichtigung der entsprechenden Kostenstrukturen gefällt werden. Die pro Einheit lokal verfügbare Rechenleistung wird auch in Zukunft tendenziell weiter steigen, während der Aufwand für Aufbau und Unterhalt von Netzen zur Informationsübertragung deutlich langsamer fallen wird. Gefragt sind daher intelligente Lösungen, die einen minimalen Datentransfer- und -abstimmungsaufwand erfordern.

3 Stromrichter zur Sicherung in der öffentlichen Energieversorgung

Zur Kopplung asynchron arbeitender AC-Versorgungssysteme können gesteuerte leistungselektronische Kupplungen verwendet werden. Diese öffnen oder schließen Versorgungswege entsprechend der technischen Notwendigkeiten oder vertraglicher Verpflichtungen. Durch eine relativ lokal determinierte Steuerung kann so die Versorgungssicherheit in Subsystemen erreicht werden. Dieses Prinzip ist nicht neu, erfordert jedoch im Extremfall genügend Leistungsbereitstellung oder Speicher in der Nähe von Verbrauchern.

Es gibt genügend leistungselektronische Konverter für eine Nutzung als Koppelglied. Im oberen Leistungsbereich zählen sie zum Repertoire der FACTS (Flexible AC Transmission Systems). AC/DC- bzw. DC/AC-Wandler gehören genauso dazu wie Blindleistungs- oder Oberwellenfilter.

Die Aufgaben der eingesetzten Stromrichter in der Energieversorgung lassen sich wie folgt klassifizieren:



- Leistungssicherung
- Spannungshaltung
- Frequenzhaltung
- Verlustminderung
- Filterung

Das ISET beschäftigt sich seit seinem Bestehen mit dem Entwurf von elektrischen Versorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energiequellen. Problematisch ist hier stets die Ausbalancierung zwischen Energieangebot und -nachfrage. Das heißt, zwischen verschiedenen Komponenten oder auch Bereichen eines lokalen Netzes muß der Energiefluß gesteuert werden, um das System stabil zu halten. Dieses Szenario entspricht einerseits Verhältnissen, wie sie seit langem in weiten Teilen der USA herrschen und andererseits auch in einem liberalisierten Markt der elektrischen Energieversorgung Europas erwartet werden dürfen. Da mit der immer leistungsfähigeren Halbleiterelektronik im Bereich der Energieversorgung auch hier seit einigen Jahren nach Lösungen für einen gesteuerten Energie-/Leistungsfluß gesucht wird, ist es nur logisch, diese Lösungsansätze für eine Nutzbarkeit bei stark dezentralisierten Energieversorgungssystemen bei kleineren nominellen Leistungsgrenzen zu untersuchen. Welche Komponenten gibt es also in solchen "Flexiblen Wechselstrom-Übertragungssystemen?".

Ausgangspunkt in diesem Kontext waren die **Hochspannungs-Gleichstromübertragungsstrecken (HGÜ) und Hochspannungs-Kurzkupplungen**, die eine verlustarme Energieübertragung über weite Strecken ermöglichen bzw. eine Kopplung asynchroner Wechselstromsysteme ermöglichen. Dabei wird die erzeugte Wechselspannung auf ein hohes Niveau von 500 ...1100 kV hochgespannt, gleichgerichtet und übertragen. Am Empfängerort der Energie wird die Gleichspannung über kreisstromfreie, netzgeführte Thyristorstromrichter wechselgerichtet und in das Versorgungsnetz eingespeist (Abb. 2). Vorteil für die Übertragung mit Gleichspannung sind Vermeidung hoher kapazitiver Blindleistung insbesondere bei der Verwendung von Kabeln und die fehlenden Verluste, die durch wechselfeldbegründete dielektrische Verluste oder Teilentladungen ("Elmsfeuer") verursacht werden. Offenbar sind dadurch Kopplungen auch völlig asynchron arbeitende Versorgungssysteme möglich (Abb. 2).

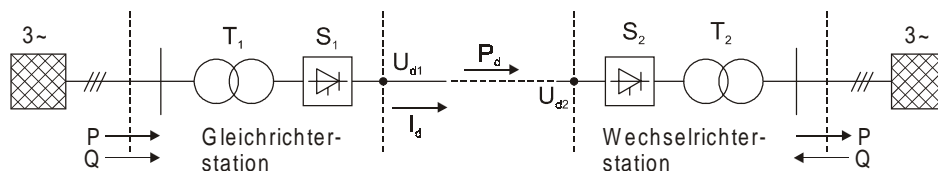


Abb. 2: Hochspannungsgleichstromübertragung in einer Richtung (Prinzipdarstellung)

Durch zwei antiparallel arbeitende Übertragungsstrecken dieser Art ist ein Energiemanagement zwischen zwei Versorgungsgebieten möglich. Abb. 3 zeigt den jährlichen Zubau an HGÜ-Kapazität weltweit. Ein ökonomischer Leistungsbereich für derartige Maßnahmen liegt im Bereich 50 ... 500 MW. Bis auf die Entkopplung der Teilsysteme läßt sich für den kleinen Leistungsbereich von <1MW, der einen gesteuerten Energiefluß auf der Nieder- und Mittelspannungsebene erfordert, wenig lernen. Der einzige Aspekt in dieser Hinsicht ist die Entkopplung der Teilsysteme über einen DC-Zwischenkreis.

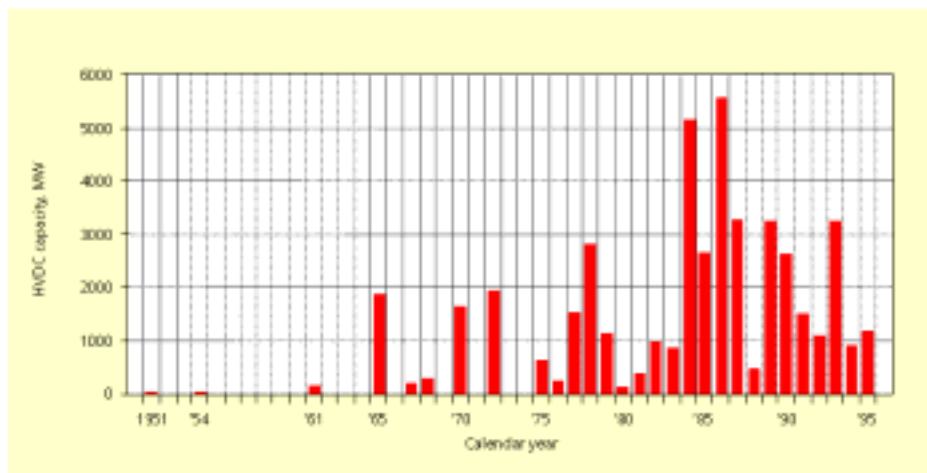


Abb. 3: Jährlicher Zubau von HGÜ-Kapazität weltweit /HINGORANI 1988/

Die Grenzen sind einfach durch die spezifischen Kapitalkosten solcher Systeme gesetzt. Im unteren und mittleren Leistungsbereich netzgekoppelter Systeme darf man von einer ausschließlich wechselstromseitigen Kopplung verteilter Systeme ausgehen. Die Versorgungssysteme müssen dann:

- die erforderliche Wirkleistung,
- fehlende Energie bei Flickern,
- die notwendige Grundwellenblindleistung und
- die ggf. erforderliche Verzerrungsblindleistung

sicherstellen. Dazu werden im oberen Leistungsbereich > 1 MW folgende Lösungen verwendet.



Thyristorgesteuerte Phasenschieber (engl.: Thyristor Controlled Phase Angle Regulator = TCPAR): Dies sind Komponenten, die aus einem Stromrichter in Verbindung mit einem Transformator bestehen. Die Phasenverschiebung wird hier nicht durch reaktive Elemente erzeugt, sondern durch elektronisch (oder mechanisch) gesteuerte Umschaltung tertiärer Wicklungen von 3-Phasen-Transformatoren (Abb. 4). Hiermit können (in diskreten Sprüngen) die Leistungsübertragung von Wirk- und Blindleistung gestellt werden. Grobe Sprünge können somit kompensiert werden.

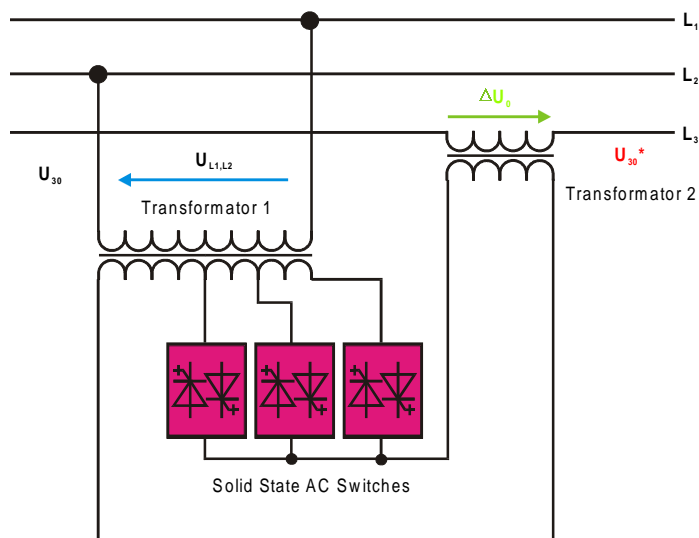


Abb. 4: Prinzip eines thyristorgeschalteten Phasenschiebers

Statische Blindleistungskompensatoren (engl.: Static Var Compensators = SVC):

Derartige Kompensatoren sind im oberen Leistungsbereich derzeit noch thyristor-basierte Stromrichter, die eine Blindleistungskompensation gewährleisten. Ein typischer Aufbau besteht in einer mechanisch oder elektronisch geschalteten Kondensatorbatterie, die parallel durch ein thyristorgesteuertes induktives Element ergänzt wird (Abb. 3). Der induktive Blindstrom wird dabei über den Phasenwinkel des Thyristorstellers gesteuert. Typische Steuermodi sind Spannungshaltung, Leistungs-factorregelung und mit Einschränkungen auch Flicker-Ausregelung.

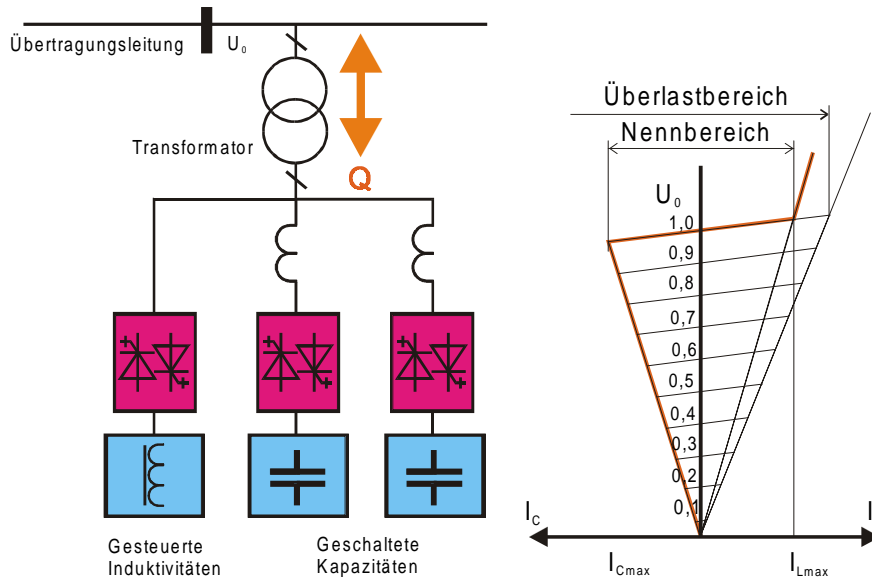


Abb. 5: Prinzipschaltbild und Stellverhalten eines statischen Blindleistungskompensators (SVC)

Im oberen Spannungsbereich sind solche SVC-Einheiten auch als thyristorgesteuerte Serien-Kapazitäten im Einsatz. Generell läßt sich sagen, daß diese Einheiten längeren AC-Übertragungsleistungen beigelegt werden, um die Übertragungsverluste zu reduzieren. Jedoch gibt es nur einen Freiheitsgrad (Blindleistung) bei der Regelung. Andererseits sind Reaktionszeiten der Regelung durch die z. Z. üblichen mechanischen Umschaltungen relativ hoch. Im Bereich hoher Leistungen mit entsprechendem statistischen Mittelungseffekt ist dies allerdings unter Umständen gerechtfertigt, während es im unteren Leistungsbereich jedoch nicht akzeptabel ist.

Aktive leistungselektronische Filter (parallel) (engl.: Advanced Static Var Compensator = ASVC oder STATCON = engl.: **Static condensers**): Bei dieser Komponente handelt es sich um einen Wechselrichter, der mit einem DC-Zwischenkreis mit entsprechend großem Pufferkondensator ausgestattet ist. Thyristorgesteuert oder pulsweitenmoduliert läßt sich mit STATCONS der Austausch von Blindleistung im Netz steuern (Abb. 6). Die charakterischen Reaktionszeiten sind deutlich geringer als in SVC's. Probleme können daraus entstehen, daß sie nur als Phasenschieber arbeiten. Sie sind inzwischen in vielfältigem Einsatz in Übertragungs- und Verteilungssystemen.

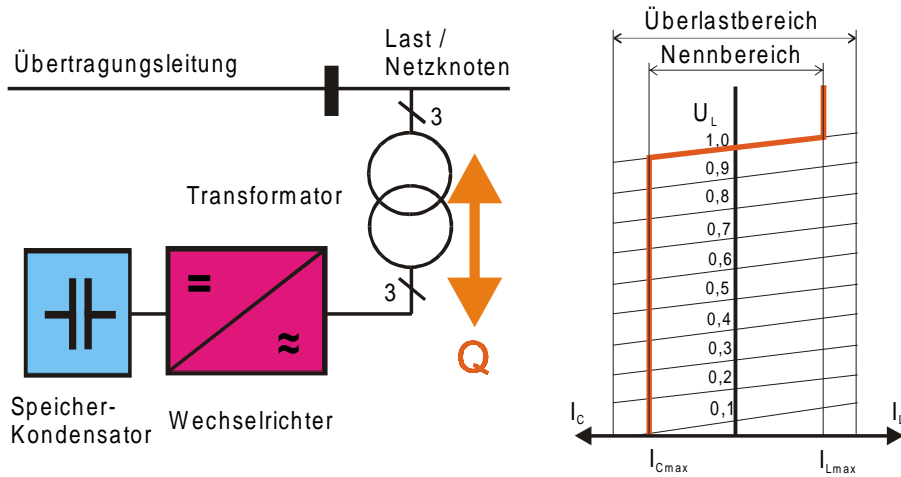


Abb. 6: Prinzipschaltbild und Stellverhalten eines ASVC oder STATCON's

Statischer Serieller Kompensator (engl.: Static Series Compensator = SSC): Diese Komponente entnimmt aus dem Netz über einen Gleichrichter Energie und addiert über einen Wechselrichter und einen in die Leitung eingefügten Transformator eine zusätzliche Spannung. Je nach Steuerung des Wechselrichters kann sowohl die Addition eines induktiven als auch eines kapazitiven zusätzlichen Spannungsabfalls erreicht werden (Abb. 7). Die Funktionsweise des SSC ähnelt dem TCPAR. Jedoch sind die Reaktionszeiten durch die fehlenden mechanischen Umschaltkontakte wesentlich kürzer und die Kompensation von Spannungseinbrüchen und Blindleistungsbelastungen wesentlich präziser.

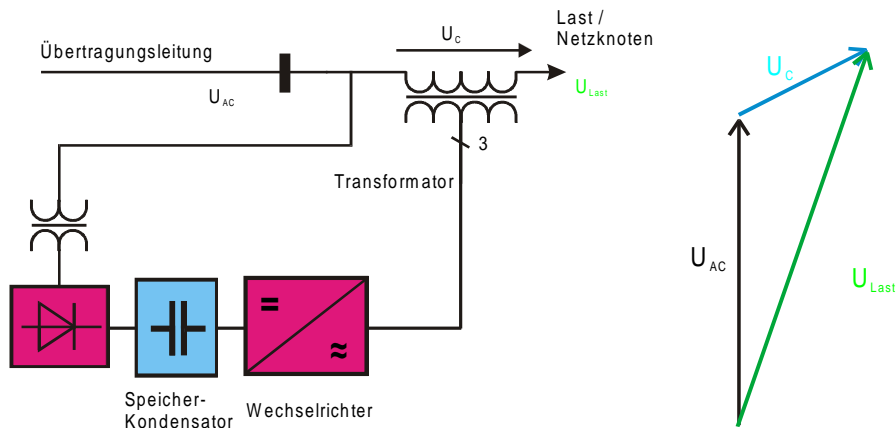


Abb. 7: Statischer serieller Kompensator (SSC) mit seiner Prinzipschaltung und Wirkungsweise

Leistungsfluß-Controller (UPFC engl.: Unified Power Flow Controller): Diese Komponenten repräsentieren im wesentlichen STATCON's in Kombination mit einem SSC bei gemeinsamem DC-Zwischenkreis. Der SSC ist über einen in Serie geschalteten Transformator in das Versorgungsnetz eingeschaltet. So ist eine Addition von Spannungsanteilen auf die vom Netz gelieferten Anteile möglich. Gleichzeitig ist ein gesteuerter Austausch von Blindleistung mit dem Netz über den STATCON möglich (Abb. 8). Über die Injektion von kapazitiver oder induktiver Blindleistung wird somit eine Spannungsregelung an ausgewählten Einspeisepunkten möglich, während die "Netzimpedanz" über den SSC kontrolliert werden kann. Man verfügt mit dem UPFC über ein Stellglied mit zwei Freiheitsgraden und sehr geringen Reaktionszeiten zur Beeinflussung des Leistungsflusses.

Derartige Einheiten werden inzwischen von einer Reihe von verschiedenen Unternehmen (ABB, Westinghouse) auf dem internationalen Markt angeboten. Der Leistungsbe- reich reicht in den Bereich von wenigen bis einigen 10 MW. Wichtigster derzeitiger Grund für den Einsatz von derartigen Komponenten ist die Leistungssicherung bei engeren Qualitätstoleranzen, wie sie zum Beispiel im europäischen Netz bisher üblich waren (Dynamic Voltage Restorer). Mit der letzten dargestellten Möglichkeit geht die Entwicklung im Energieversorgerbereich in die qualitätsgerechte Sicherstellung von "Customs Power" über.

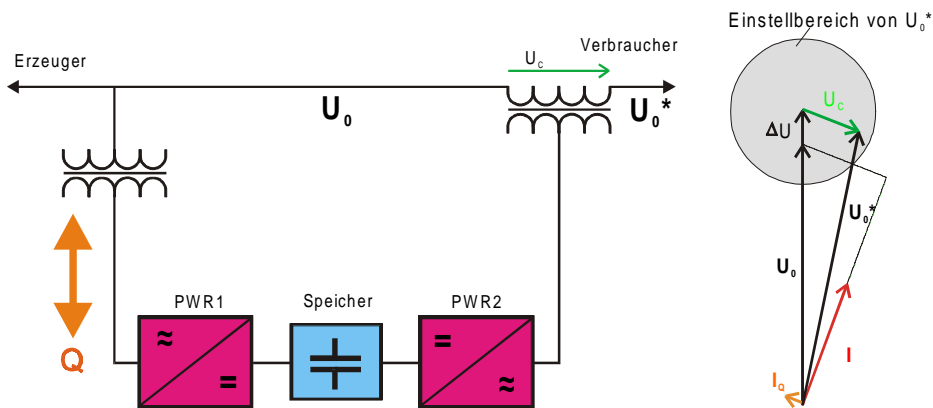


Abb. 8: Prinzip und Wirkungsweise von Leistungsfluß-Controllern UPFC

Im Konzept der "Customs Power" geht man von einer getrennten Bewertung von Quantität und Qualität der gelieferten Energie aus. Größere Toleranzen bei den Qualitätsmerkmalen führt zu geringeren Kosten im Verteilungssystem für die elektrische Energie. Benötigt ein Kunde Energie mit geringeren Toleranzwerten, wird ihm diese Energiequalität durch dezentrale Zusatzeinrichtungen, für die er gesondert zu zahlen hat, garantiert.

Auch die **Unterbrechungsfreie Stromversorungen** (USV, engl.: Uninterrupted Power Supply - UPS) gehören in diese Kategorie von Zusatzeinrichtungen. Sie sichern für kritische Verbraucher die Verfügbarkeit und Qualität, indem sie durch ein redundantes System und einen Speicher bei Netzausfällen sofort selbst die Versorgungsaufgabe mit der geforderten Qualität übernehmen. Neben USV-Anlagen mit elektromechanischen Generatoren werden vor allem elektronische Anlagen in den unterschiedlichsten Leistungsklassen von 200 VA...10 MVA eingesetzt. Abb. 9 zeigt zwei Konzeptionen derartiger Anlagen. Prinzipiell wird in der USV-Technik zwischen Online- und Offline-Technik unterschieden. Bei der Online-Technik liegt die USV-Anlage mit ihrem internen Speicher zwischen Versorgungsnetz und Verbraucher. Sie versorgt ständig aus dem Zwischenspeicher die nachgeschalteten Verbraucher. Ein Netzausfall kann von der Verbraucherseite nicht bemerkt werden, da durch den Batteriespeicher eine Entkopplung vom Netz vorliegt.

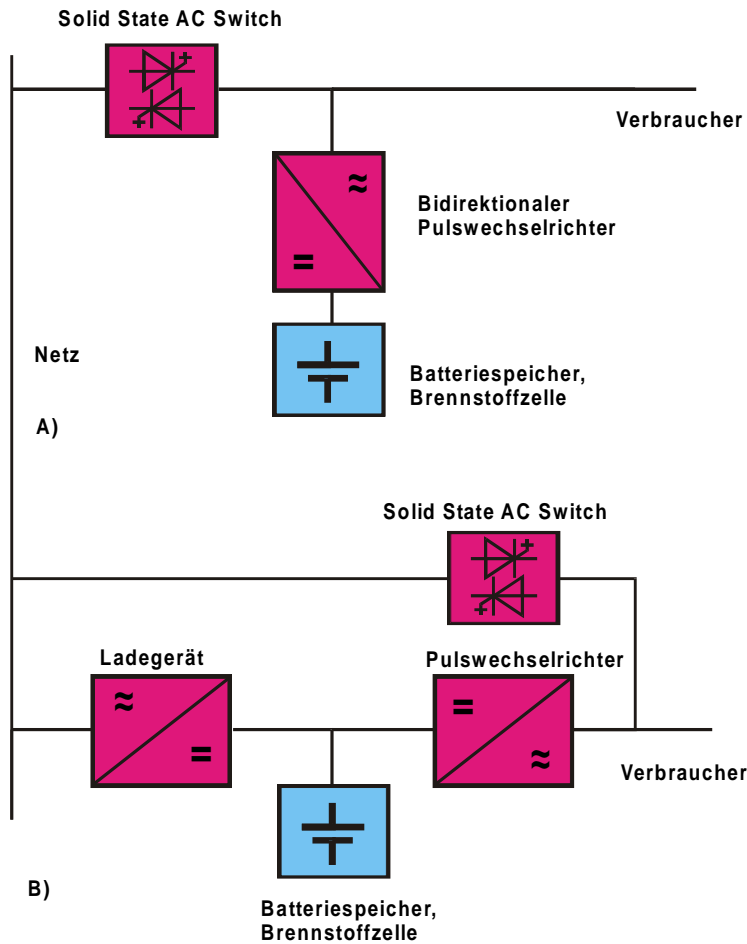


Abb. 9: Offline-USV-Anlage A) mit bidirektional gesteuertem Wechselrichter; und Online-USV-Anlage B) mit getrenntem Ladegerät zum Nachladen der Batterie

Bei Offline-Anlagen werden die Lasten normalerweise vom Netz versorgt. Im Störfall erfolgt über einen elektronischen Schalter eine Trennung vom Netz und gleichzeitige Zuschaltung der USV-Anlage als Versorger. Abb. 9 zeigt zwei Beispiele für diese Konzepte.



4 Einbindung erneuerbarer Energiequellen in die elektrischen Versorgungsnetze

Gefördert durch verschiedene staatliche Programme wird zunehmend elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen gewonnen und in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Die Abbildungen 10 und 11 zeigen die prinzipiellen Kopplungsarten dieser Quellen mit dem Netz. Bei Gleichstromquellen wie z. B. Photovoltaik oder Brennstoffzellen, wird in jedem Fall die Energie über einen Wechselrichter an das Netz geliefert. Wenn sowohl Netzparallelbetrieb als auch Inselbetrieb möglich ist, kann man diese Wechselrichter prinzipiell auch für solche Aufgaben wie dezentrale Blindleistungskompensation oder aktive Oberschwingungsfilterung einsetzen. Damit erhielten diese Komponenten, die bislang vor allem Wirkleistung aus erneuerbaren Quellen an das Netz liefern, zusätzliche Gebrauchswerte im Versorgungsnetz. Diese Werte sind auch dann vorhanden, wenn die Quelle keine Wirkleistung liefert (z. B. nachts bei Photovoltaik). Voraussetzung sind jedoch eine geeignete Reglerstruktur, Meßwerterfassung zur Bestimmung der Blindleistung bzw. des Oberschwingungsgehaltes und eine entsprechende Betriebsführung.

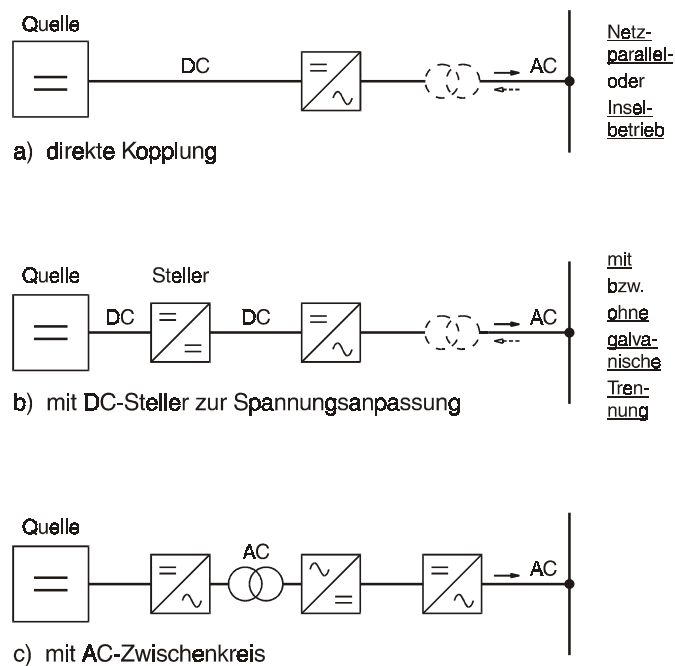


Abb. 10: Kopplungsmöglichkeiten von Gleichstromquellen über Leistungssteller und Wechselrichter mit dem Netz

Sinngemäß gelten die Aussagen für die Ankopplung von Gleichspannungsquellen an das Netz auch für die Ankopplung von Wechsellspannungsquellen (Abb. 11), wie z. B. Synchrongeneratoren in Windkraft- oder Wasserkraftanlagen. Abgesehen vom seltenen Einsatz eines Direktumrichters (Abb. 11a) erfolgt die Ankopplung auch hier über einen Pulswechselrichter mit Gleichspannungszwischenkreis. Damit ist von der inneren Struktur her die Voraussetzung gegeben, Blindleistung und Oberschwingungen im Netz zu beeinflussen und somit die Netzqualität positiv zu beeinflussen. Die Nutzung dieser Möglichkeiten steckt allerdings noch in den Anfängen.

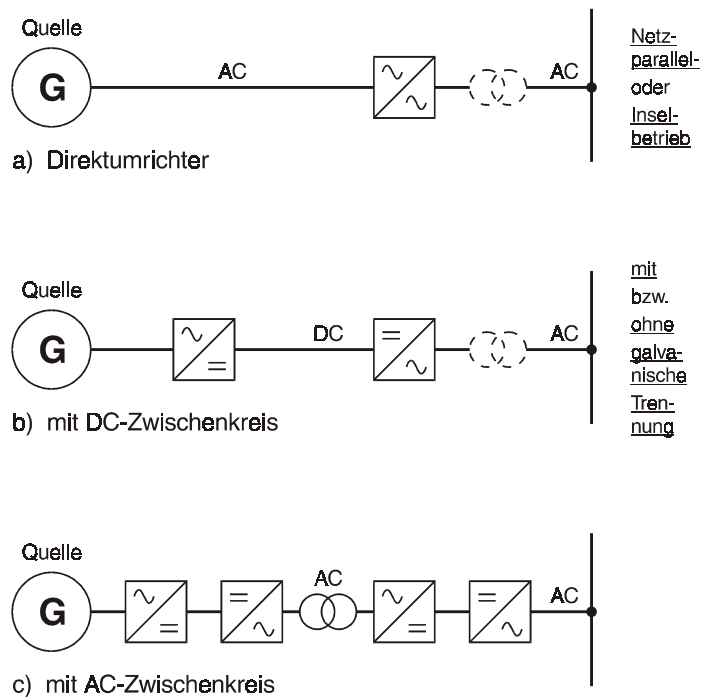


Abb. 11: Kopplungsmöglichkeiten von Wechsellspannungsquellen über Leistungssteller und Wechselrichter mit dem Netz

Zieht man diese Möglichkeiten zur Nutzung der dezentralen Energielieferanten aus erneuerbaren Quellen in Betracht, so lassen sich folgende zusätzliche Nutzungspotentiale abgrenzen:

- dezentrale Kompensation von Blindleistung,
- Regelung der effektiven Spannung durch Injektion von Blindleistung,



- lokale Korrektur der Spannungsform,
- Erhöhung der Versorgungssicherheit bei Netzausfall durch Inselnetzfähigkeit.

Damit werden Stromrichter zur Energieaufbereitung erneuerbarer Energiequellen direkt interessant für eine Nutzung im "Customs Power" -Bereich, wo der Versorger zunächst vor allem für die Bereitstellung von Leistung und Energie garantiert, deren Qualität vor Ort dann je nach Anforderung durch zusätzliche Maßnahmen sichergestellt wird (Abb. 12). Wie die Abb. 10 und 11 zeigen, kann ein Teil der Aufgaben, die in Abb. 12 zusammengefaßt sind, auch durch dezentrale Wechselrichter in Systemen des Bereichs Erneuerbare Energien übernommen werden. In der Rentabilitätsrechnung für eine PV- oder Windkraftanlage würden sich die oben beschriebenen Funktionen positiv auswirken.

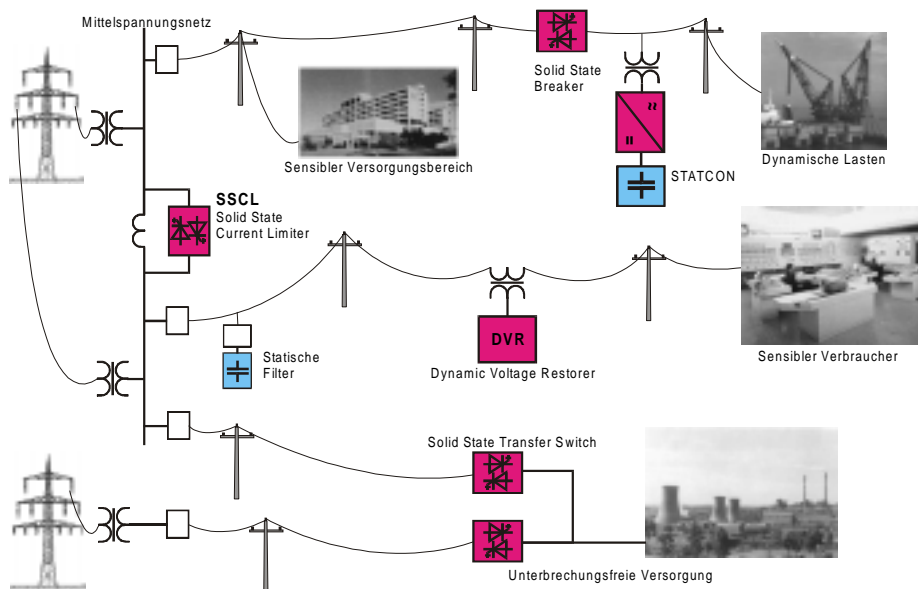


Abb. 12: Aufbau flexibler Energieversorgungssysteme mit Stromrichtern zur Qualitäts- und Leistungssicherung

5 Zusammenfassung

Die Nutzung von Stromrichtern in der öffentlichen Energieversorgung wird bereits seit vielen Jahren vorangetrieben und hat inzwischen einen hohen technischen Entwicklungsstand erreicht. Der dezentrale Einsatz von Stromrichtern bietet vielfältige Nut-



zungsmöglichkeiten zur Qualitätsverbesserung der an den Kunden abgegebenen Energie sowie zur flexiblen Leistungsflußsteuerung in Netzen. Energieaufbereitungsanlagen für erneuerbare Energiequellen sind häufig über Puls-Wechselrichter mit dem Netz verbunden. Dadurch besteht prinzipiell die Möglichkeit einer Mehrfachnutzung dieser Anlagen, von der bereits bei einigen Produkten Gebrauch gemacht wird. Wegen der kleineren und mittleren Nennleistungen derartiger Anlagen sind insbesondere Anwendungen zur Qualitätsverbesserung der Netzspannung und zur Verringerung der Blindstrombelastung von Interesse.

6 Literatur

- /GYUGYI 1994/ L. Gyugyi: "Dynamic Compensation of AC Transmission lines by Solid State Synchrons Voltage Sources", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, pp. 904 - 911
- /HINGORANI 1988/ N. G. Hingorani, "Power Electronics in Electric Utilities: Role of Power Electronics in Future Power Systems", Proceedings of IEEE
- /JOHNSON 1997/ B. K. Johnson: "Flexible AC Transmission and Fuel Cells", Fuel Cell Newsletter 10/1997, <http://www.ttcorp.com/fccg/up71>
- /URBANEK 1993/ J. Urbanek, R. J. Piwko et al: "Thyristor Controlled Series Compensation Prototype Installation at the Slatt 500 kV Substation", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, pp. 1460 - 1469
- /WOODLEY 1999/ N. H. Woodley, L. Morgan, A. Sundaram, "Experience With An Inverter-Based Dynamic Voltage Restorer", IEEE Transactions on Power Deliverey, Vol. 14, No. 3
<http://members.magnet.at/alpha-channel/electro/lastvert/ieu.htm>



Stand und Entwicklungstendenzen bei unterbrechungsfreien Stromversorgungen

Dr. Norbert. Blacha
AEG SVS Power Supply Systems
Emil-Siepmann-Straße 32, 59581 Warstein
Tel.: (02902) 763-324, Fax: (02902) 763-694
e-mail: norbert.blacha@aegsaft.alcatel.de

1 Einleitung

In diesem Beitrag wird der technische Entwicklungsstand auf dem Gebiet der Wechselstrom USV's in einigen wesentlichen Zügen beschrieben und neuere Tendenzen auf diesem Gebiet aufgezeigt.

USV's haben die Aufgabe, eine störungsfreie Versorgung von wichtigen Verbrauchern mit Wechselspannung zu sichern. Solche Verbraucher sind z.B. EDV-Anlagen, Prozeßrechner oder medizinische Geräte in Krankenhäusern. Die Folgen eines Stromausfalls können bei derartigen Verbrauchern zu Datenverlust, Produktionsstillstand oder Gefährdung von Menschenleben führen.

In vielen Fällen kann die Qualität der Spannungsversorgung durch den Einsatz von USV-Anlagen verbessert werden !

Der häufigste Grund für Störungen an empfindlichen Geräten und Anlagen ist eine unsaubere Spannung, z.B. ein zu hoher Klirrfaktor. Danach folgen energiereiche Transienten, langsame Änderungen der Spannungsamplitude, schnelle Spannungsänderungen („Flicker“), Spannungsasymmetrien und Netzeinbrüche. In vielen Ländern sind auch Frequenzstörungen an vorderer Stelle der Rangliste einzuordnen. Erst zum Schluß folgen die effektiven Netzunterbrechungen. Die wichtigste Funktion der USV ist demzufolge die Garantie einer einwandfreien Spannungsqualität, verbunden mit einer effizienten Filterwirkung. Die Spannungsqualität gilt ausschließlich den angeschlossenen Verbrauchern, die Filterung soll in beiden Richtungen wirken: Schutz der Verbraucher und Schutz des speisenden Netzes gegen Verunreinigungen der Verbraucher. Das bedeutet u. a. auch, daß USV's und aktive Filter bzw. Lineconditioner sehr ähnliche und teilweise sogar gleiche Probleme lösen. Aus Platzgründen soll aber im Rahmen dieses

Beitrages nicht speziell auf die Technik der aktiven Filter und Lineconditioner eingegangen werden. Vielmehr soll unter USV im engeren Sinne ein Stromversorgungssystem verstanden werden, das bei Ausfall der Versorgungsspannung eine **beständige Versorgung** der Last sicherzustellen vermag. Der Begriff **beständige Versorgung** wird in DIN VDE 0558 Teil 5, Sept. 88 (IEC 164-4, 1986: Halbleiter Stromrichter, Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) definiert:

"Beständigkeit der Energieversorgung einer Last, wobei Spannung und Frequenz innerhalb festgelegter statischer und dynamischer Toleranzen bleiben und wobei Spannungsverzerrungen und (Kurz-) Unterbrechungen innerhalb der für die Last festgelegten Grenzen bleiben."

SVS Protect 3.

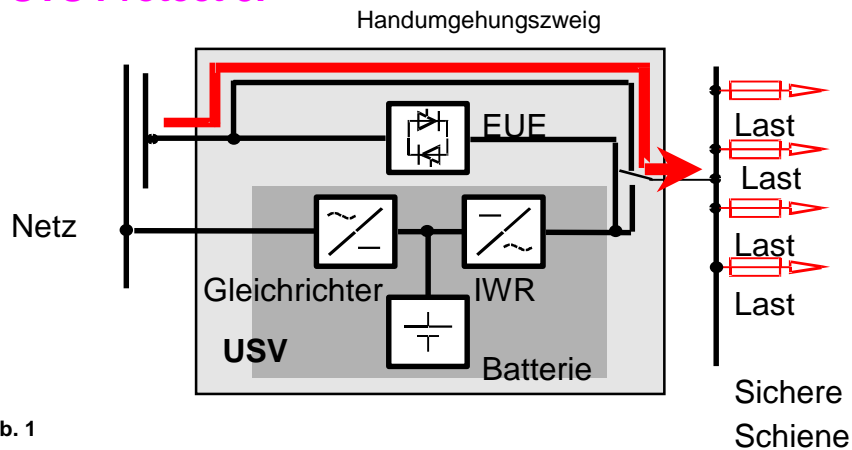


Abb. 1

Das verbreitete Doppelwandlerprinzip einer USV-Anlage ist in Abb. 1 dargestellt. Das Netz speist die Gleichrichter. Diese liefern Energie an die Pulsstromrichter und die Batterien bzw. den Gleichspannungszwischenkreis. Die Pulsstromrichter setzen die Energie der Zwischenkreise in ein sicheres Wechselspannungssystem (sichere Schiene) um. Zur Erhöhung der Redundanz der USV-Anlage sind elektronische Umschalt-einrichtungen (EUE) mit separater Versorgung und Handumgehungen parallel geschaltet. Die Erhöhung der Redundanz und/oder der Leistung kann durch Parallel-



schaltung von USV-Geräten erfolgen. Dabei können alle Geräte ständig parallel arbeiten oder einige als passive Reserve eingesetzt sein.

2 Stand der USV-Technik

USV's werden zunächst nach ihren Schaltungskonzepten unterschieden. Dabei spielen Begriffe wie Online, Offline, Netz-interaktiv, Netz-Wechselrichter-Parallelbetrieb und Mitlaufbetrieb eine Rolle. Über die Bedeutung dieser Begriffe sind sich selbst die Hersteller von USV-Systemen nicht immer vollständig einig, was sich z.B. bei Herstellern von Offline-USV's in der Vermeidung des Begriffes Offline zeigt, der durch Begriffe wie Parallel Processing AC-UPS, Utility Interactive UPS Design, On-Line Bi-Directional Converter oder Geregelter Mitlaufbetrieb mit Umkehrstromrichter ersetzt wird. Die "On-line"-USV mit Doppelwandlung stellt das sicherste USV-Prinzip dar, weil die Verbraucher im Normalbetrieb ständig vom Wechselrichter versorgt werden. Ein Netzspannungsfehler wird von der Lastseite nicht wahrgenommen, da eine vollständige Entkopplung der Last vom Netz hergestellt ist. Mit zusätzlichen Bypässen und/oder Parallelschaltung von USV's, wie schon in der Einleitung beschrieben wurde, kann die Redundanz des Systems beträchtlich erhöht werden. Das Online-Konzept erzeugt zwar wegen des notwendigen Doppelwandlerprinzips höhere elektrische Verluste, die Versorgungssicherheit ist aber dafür entsprechend sehr hoch. (Alles hat seinen Preis !)

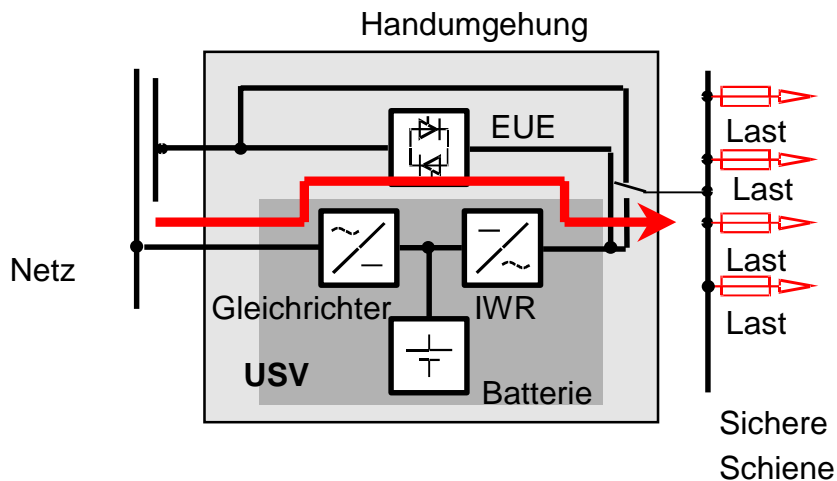


Abb. 2: Doppelwandlerprinzip

Das folgende Bild 3 beschreibt das Wirkprinzip einer Netz-interaktiven USV, wie sie den Stand der Technik heute repräsentiert. Stromrichter 1 und Stromrichter 2 sind vierquadrantenfähige IGBT-Stromrichter. Der Stromrichter 2 regelt und stabilisiert die Ausgangsspannung auf der Lastseite, unabhängig davon, ob Netz- oder Batteriebetrieb vorliegt oder Umschaltungen zwischen beiden stattfinden. Der Umrrichter 1 beseitigt Spannungsdifferenzen zwischen dem Ausgang der USV und dem Netz. Er regelt außerdem den Leistungsfaktor am Eingang auf $\cos\phi = 1$ und sorgt für den Ladevorgang der Batterie. Der Stromrichter 1 gleicht lediglich entsprechend der stationären Netzspannungsabweichung die Energiebilanz zwischen der Last und der interaktiven Netzeinspeisung aus. Auf diese Art braucht der Stromrichter 1 nicht für die volle Nennleistung ausgelegt sein, sondern nur für einen Bruchteil, z.B. 20 %. Es ergibt sich eine Wirkungsgradverbesserung gegenüber dem oben beschriebenen Doppelwandlerprinzip.

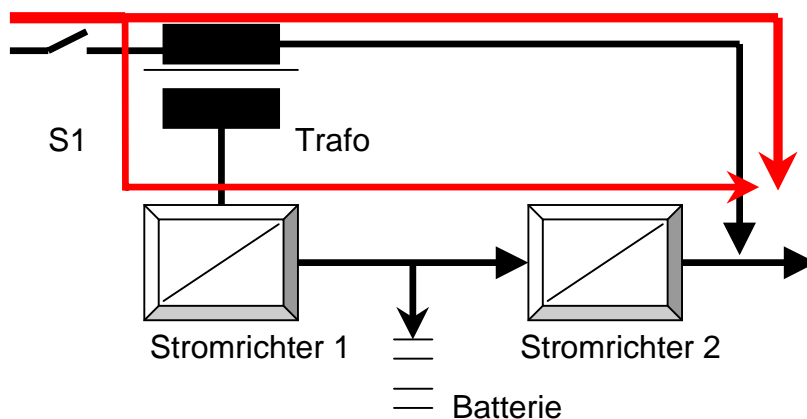


Abb. 3: Netz-interaktiv mit partieller Doppelwandlung

Nachteilig ist jedoch, daß einerseits immer noch ein zweiter Stromrichter wie beim Doppelwandlerprinzip benötigt wird aber andererseits die Vorteile der Online-Technik, wie etwa Ausschluß von Schalthandlungen bei Netzausfall oder Frequenzschwankungen, verlorengehen. So muß beispielsweise bei niederohmigem Netzausfall oder auch bei zu starker Frequenzabweichung mit dem Öffnen des Schalters S1 reagiert werden.

In Abb. 4 ist eine typische Konfiguration einer Offline-USV dargestellt. Der Verbraucher wird normalerweise über das Thyristorschütz vom Netz versorgt. Bei Netzausfall wird das Thyristorschütz geöffnet, der Wechselrichter gestartet, und das Schütz geschlossen. Der Verbraucher bezieht nun nach einer kurzen Versorgungslücke seine Energie



aus dem Netz. Diese Art der USV hat einen sehr hohen Wirkungsgrad und stellt für robuste Verbraucher, wie etwa Notbeleuchtungen, eine zweckmäßige Lösung dar. Bei sensiblen Verbrauchern und nichtlinearen Lasten, wie sie beispielsweise durch Schaltanteile von Computern gebildet werden, hat diese Lösung große Nachteile. Hier kann sich nicht nur die Umschaltung mit Versorgungslücke verheerend auswirken, sondern auch die Netzurückwirkungen von der Last zum Netz und vom Netz zur Last für Probleme sorgen.

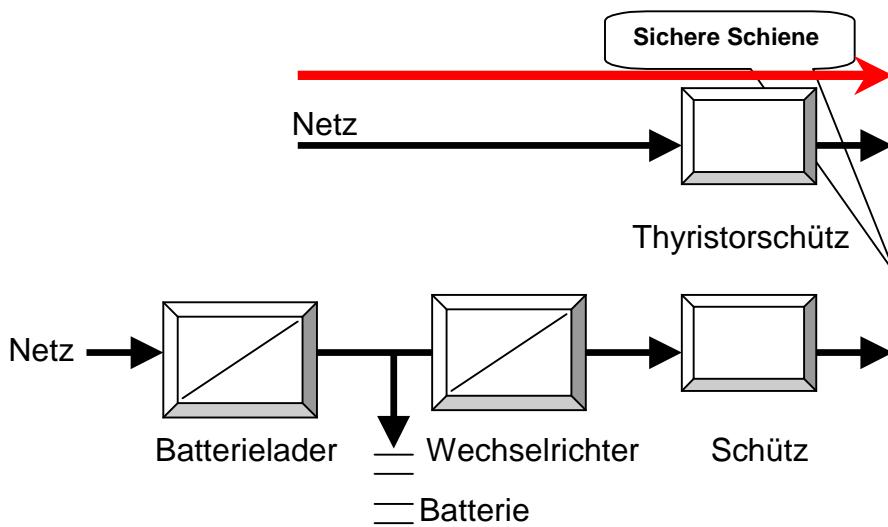


Abb. 4

Im Detail können die Gleich- und Wechselrichter einer USV sehr unterschiedlich aufgebaut sein. Den stärksten Einfluß auf die konkrete Ausführung der Leistungselektronik hat die Gerätemennleistung. Im unteren Leistungsbereich dominieren trafolose Wechselrichterschaltungen mit MOSFET's oder IGBT's, die mit ca. 15 bis 20 kHz Schaltfrequenz arbeiten. In zunehmendem Maße sind diese trafolosen Wechselrichterschaltungen auch bei größeren Leistungen, z.B. 40 kVA für den EDV-Markt zu finden. Die erforderliche DC-Zwischenkreisspannung von ca. 2 mal 400 V wird entweder mit einem Pulsleichrichter, der im Grunde wie der Wechselrichter aufgebaut ist, direkt oder mit Hochsetzstellern aus einer niedrigeren Batteriespannung erzeugt. Der vom Gleichrichter aufgenommene Netzstrom hat meistens sinusförmige oder sinusähnliche Kurvenform. Letzteres wird bei kleinen Leistungen und in zunehmendem Maße auch bei größeren Leistungen mit aktiven Methoden (Pulsleichrichter, PFC) erreicht. Aus Kostengründen sind



jedoch im mittleren und großen Leistungsbereich meistens Thyristorgleichrichter in 6-, 12- oder 24-Pulstechnik ebenso wie passive Saugkreise anzutreffen.

Konventionelle USV-Steuerungen sind mit analogen elektronischen Bauelementen wie Operationsverstärkern ausgeführt. Logische Funktionen werden oft mit digitalen Schaltkreisen wie EPLDs, FPGAs oder ASICs ausgeführt. Da aber zunehmend Variabilität und Flexibilität für Reglerstrukturen, logische Abläufe und Systemeinstellungen (Parameter) erforderlich sind, haben sich Mikrokontroller, DSP's und FLASH-EPROMs auch bei USV-Steuerungen durchgesetzt. Der Einsatz derartiger Rechnerbausteine machte neue digitale Regelstrukturen erforderlich bzw. auch möglich. Wegen der großen Flexibilität bei den in Software abgelegten Regel- und Steueralgorithmen ist man nicht mehr wie bei den analogen Regelungen auf standardisierte Bausteine mit P-, I- und D-Verhalten beschränkt, sondern kann auch hochwertige Algorithmen wie adaptive Zustandsregler oder Vektorregelungen einsetzen, die von mathematischen Prozeßmodellen ausgehen. Da an die Regelung der Wechselrichter für hochwertige USV-Anlagen besonders hohe dynamische Anforderungen gestellt werden (Kurzschlußfestigkeit, parallel schaltbar, geringer Klirrfaktor der Ausgangsspannung auch bei nichtlinearen Lasten wie z.B. Schaltnetzteilen), stehen mit den rechnerbasierten Steuer- und Regelverfahren effiziente Mittel zur Beherrschung komplexer nichtlinearer Zusammenhänge zur Verfügung. Vorteile bestehen auch in der guten Automatisierbarkeit der Prüf-, Fertigungs- und Inbetriebnahmeprozesse sowie der wirtschaftlich vertretbaren flexiblen Realisierung dezentraler komplexer Anlagenstrukturen.

Da USV-Geräte in den verschiedensten Bereichen eingesetzt werden, sind verschiedene Kommunikationsmöglichkeiten vorhanden (Abb. 5). Die ständig im weiteren Ausbau befindlichen lokalen und globalen Kommunikationsnetze gestatten auf der Basis dieser verschiedener Kommunikationsmöglichkeiten eine komfortable Fernbedienung und Ferndiagnose.

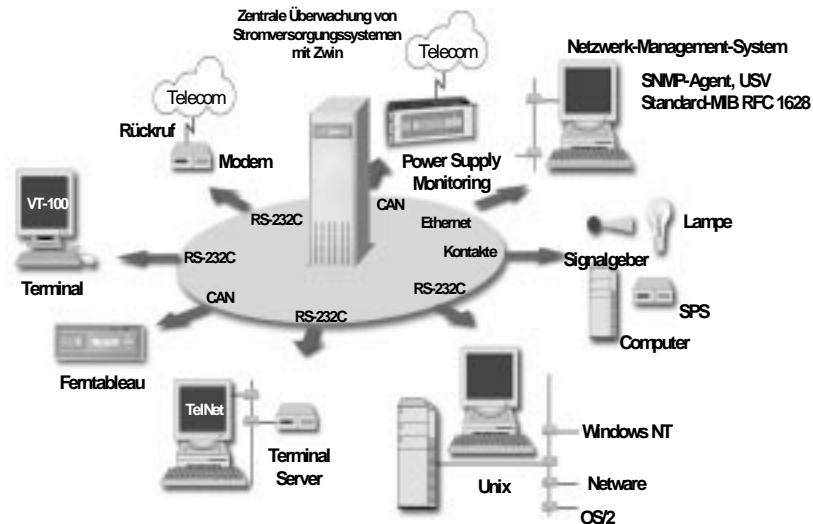


Abb. 5: Kommunikationsmöglichkeiten auf verschiedenen Übertragungsmedien

Die altbewährten Relaiskontakte werden teilweise auch noch heute in verschiedenen Anwendungen zur Signalisierung von Alarmzuständen eingesetzt. Es besteht auch die Möglichkeit diese Signale in eine SPS oder I/O-Baugruppe eines kundeneigenen Bussystems zur Visualisierung einzubinden.

Manche Computersysteme besitzen einen speziellen USV-Port, der ein Relaiskontakt-Interface zum Herunterfahren des Betriebssystems benötigt. Viele USV-Geräte, insbesondere in der Industrieanwendung, haben eine Vielzahl von Relais - auch über Software programmierbar - mit diversen Meldungen, um diese an entsprechende Systeme zu leiten.

Ein weiteres Interface ist der Netzwerkadapter -z. B. für das Ethernet Netzwerk- mit dem eine direkte Anbindung der USV in das Netzwerk erfolgt. Über standardisierte Protokolle, wie SNMP (Simple Network Management Protocol) und einer Standard-MIB (Management Information Base) können USV-Systeme verschiedener Hersteller in eine bestehende NMS (Netzwerk Management Software) integriert werden.

Die RS-232C ist eine intelligente Schnittstelle für die serielle Kommunikation zweier Teilnehmer. Sie wird für den Service der USV, zur Steuerung von Computern oder Netzwerken sowie zur Anbindung an Visualisierungssysteme benötigt. Um USV-Geräte an Visualisierungssysteme von Gebäudeleittechniken oder diversen Bussystemen anzubinden, müssen die USV-Protokolle über entsprechende Protokollkonverter ange-



passt werden. Eine besondere Art der RS-232C Schnittstelle stellt die VT-100 Emulation dar. Hier steuert die USV bzw. die Controller-Einheit direkt den Cursor auf dem angeschlossenen Monitor oder dem Terminal. Mit einer Firmware-Erweiterung ist die Steuerung eines Modems für eine Fernüberwachung realisierbar. Ein Bussystem wie der CAN-Bus erlaubt den Anschluß von weiteren Überwachungssystemen; z. B. bis zu vier Ferntableaus oder eine spezielle Einheit, PSM (Power Supply Monitoring), zur gleichzeitigen Überwachung von Gleich- und Wechselstrom-Versorgungen über die Telecomleitungen.

2.1 Parallelbetrieb von USV

Die Redundanz spielt bei USV-Systemen eine sehr wichtige Rolle, da von ihr die Zuverlässigkeit (MTBF) der USV abhängt. Sie wird sehr häufig durch Parallelschaltung von einzelnen USV's erhöht. Da die Ausführung dieser Parallelschaltung von entscheidender Bedeutung für die tatsächlich erreichte Redundanzsteigerung ist, soll der aktuelle Stand moderner USV-Parallelschalttechnik am Beispiel der Protect-Serie näher erläutert werden.

Prinzipiell arbeitet jeder Wechselrichter bei Um- und Rückschaltungen parallel zum EUE-Netz (Abb.1). Dazu ist es erforderlich, alle Wechselrichter gut auf das EUE-Netz zu synchronisieren. Sollen mehrere USV-Geräte parallel geschaltet werden, so ist es erforderlich für eine gute Stromaufteilung zwischen den einzelnen Wechselrichtern, den EUE's und gegebenenfalls den Gleichrichtern (bei Zentralbatterie) zu sorgen. Außerdem muß beim Ausfall eines Subsystems (z.B. eines Wechselrichters) das Gesamtsystem in entsprechender Weise in Abhängigkeit vom gewählten Redundanzgrad weiterlaufen. Mit Hilfe eines Feldbusses (CAN) wird die störresistente, schnelle und nach Prioritäten ausgerichtete Kommunikation der einzelnen räumlich verteilten Anordnungen realisiert.

Das Regelungsprinzip für Synchronisation und Leistungsparallelregelung beruht auf einer Multi-Master-Philosophie. Eine Master-Slave-Anordnung wäre für USV-Systeme ungeeignet, da sie zu vermeidender zentrale Glieder, nämlich nur einen Master, enthielte. Fiele dieser aus, so wäre die Berücksichtigung eines Redundanzgrades nicht mehr möglich. Die realisierte Multi-Master-Anordnung funktioniert prinzipiell für alle Subsysteme (Wechselrichter, EUE und Gleichrichter) gleich. Werden z.B. bei einem oder mehreren Wechselrichtern die Versorgungsspannungen zugeschaltet, so senden alle Wechselrichter, welche Nummer sie haben. Nach einer festgelegten Zeit (time out) ermittelt der oder die zuerst eingeschalteten Wechselrichter den Master. In unserem Fall wird der Wechselrichter mit der kleinsten Nummer zum Master ernannt. Der Wechselrichter mit der kleinsten Nummer übernimmt sofort die Masterfunktion. Eine weitere



Mastersuche wird augenblicklich in allen anderen Wechselrichtern abgebrochen. Der Master hat nun die Aufgabe, **ständig** einen Vizemaster ausfindig zu machen. Vizemaster kann z.B. der Wechselrichter mit der zweitniedrigsten Nummer sein. Der Master teilt allen Busteilnehmern periodisch, und augenblicklich bei Änderung, die Masternummer und Vizemasternummer mit. Der Vizemaster hat die Aufgabe, **ständig** den Master auf seine Funktionstüchtigkeit hin zu überwachen. Es werden die vom Master zu sendenden Synchronisationspulse sowie Regelmäßigkeit und Inhalt seiner CAN-Messages geprüft. Sollte der Vizemaster auf einen defekten oder abgeschalteten Master erkennen, übernimmt der Vizemaster augenblicklich die Masterfunktion. Seinerseits ernennt der aktuelle Master für den Fall, daß sein Lastschütz geschlossen ist nur dann einen Wechselrichter zum Vizemaster, wenn dessen Lastschütz ebenfalls geschlossen ist. Das gemeinsame Zu- und Abschalten der Lastschütze der Wechselrichter wird über die vorhandene Redundanz gesteuert. Der Master ermittelt, wie viele Lastschütze der Einzelgeräte einschaltbereit sind. Ist die Anzahl der einschaltbereiten Lastschütze größer oder gleich einer festgelegten Mindestanzahl, so wird eine gemeinsame Einschaltsperr aufgehoben, und die Lastschütze bekommen um maximal 400 μ s versetzt den zentralen Einschaltbefehl. Im Störfall werden jeweils die Überwachungen der Einzelgeräte aktiv. Bei abschaltenden Störungen schalten sich die Einzelgeräte aus dem Parallelverbund heraus. Wenn die Anzahl der einschaltbereiten Lastschütze kleiner als eine festgelegte Mindestanzahl ist, wird vom Master sofort an alle Wechselrichter die Aufhebung des zentralen Einschaltbefehles für die Lastschütze gesendet. Für den Fall, daß der CAN-Bus einen ernsten Fehler hat (z.B. durchtrennte CAN-Busleitungen), der die Stabilität des USV-Systems gefährden könnte, wird dies durch ein logisches Signal auf einer zweiten separaten unabhängigen Leitung von der Steuerung, die den Fehler zuerst entdeckt hat, an alle übrigen WR- und EUE-Steuerungen signalisiert. Das USV-System schaltet dann sofort sicher auf das EUE-Netz um und eine Fehlermeldung wird abgesetzt.

Zur Synchronisation der Wechselrichter auf das EUE-Netz und der Wechselrichter untereinander generiert der temporäre Masterwechselrichter ein Synchronisationspuls, der an alle EUE-Steuerungen und an Interrupteingänge aller Wechselrichtersteuerungen geleitet wird. Die Flanken des Synchronisationspulses generieren in den Steuerungen Interrupts (Capture), die eine Bestimmung der Phasenlage zwischen Wechselrichter-master und EUE-Netz einerseits und zwischen temporärem Wechselrichter-master und den übrigen Wechselrichtern untereinander andererseits ermöglichen. Die Phasenabweichung zwischen dem EUE-Netz und dem Masterwechselrichter wird nicht direkt ermittelt. Als Bezug zum EUE-Netz wird eine Software-PLL verwendet. Dadurch ist eine jitterfreie, genaue und elastische Synchronisation der EUE-Steuerung auf das EUE-Netz ohne zusätzlichen Hardwareaufwand möglich. Das Prinzip der Software-PLL beruht auf der Fourieranalyse. Auf der Grundlage einer festen Anzahl N von Abtastungen



einer Netzperiode wird eine Bestimmung des die Phasenabweichung bestimmenden Fourierkoeffizienten b_1 der Grundschwingung bestimmt und als Regelabweichung einem PI-Regler zugeführt. Der Ausgang des Reglers stellt die von der EUE-Steuerung zu realisierenden Netzperiode T_{Netz} dar, die durch Veränderung der Abtastzeit T_s ($T_s = T_{\text{Netz}} / N$) gestellt wird.

Durch die EUE-Steuerung wird die Phasenabweichung zwischen PLL und Masterwechselrichter ermittelt und über den CAN-Bus der Masterwechselrichtersteuerung mitgeteilt. Diese Phasenabweichung wird einem Synchronisationsregler als Regelabweichung zugeführt. Der Synchronisationsregler begrenzt die Wechselrichterfrequenzänderungsgeschwindigkeit durch eine unterlagerte Geschwindigkeitsregelung. Beide Regelkreise sind als PI-Regler ausgeführt. Die Wechselrichterfrequenz wird wie die oben beschriebene PLL über die Abtastzeit T_s gestellt. Die Slavewechselrichtersteuerungen ermitteln ebenfalls die Phasenabweichung zwischen ihrem internen Rechentakt und dem Synchronisationspuls des Masterwechselrichters. Ein gleichartiger Synchronisationsregler regelt die Phasenabweichungen zwischen den Slavewechselrichtern und dem Masterwechselrichter zu Null. Der Unterschied zwischen den beiden Synchronisationsreglern besteht nur in den unterschiedlichen Quellen für die Regelabweichungen und den Einstellparametern. Unterschiedliche Einstellparameter sind vorteilhaft, weil die Synchronisation der Wechselrichter auf das EUE-Netz langsam und der Wechselrichter untereinander schnell erfolgen soll. Diese Struktur sichert, daß ein plötzlicher Wechsel des Masters problemlos vorgenommen werden kann. Die Spannungseffektivwertregelung jeder einzelnen Phase ist nur im Master aktiv. Die Sollwertkorrekturen, die von der Spannungseffektivwertregelung des Masters berechnet werden, werden in jeder Phase von allen Wechselrichtern im selben Rechentaktzyklus übernommen. Dabei ist sichergestellt, daß die Sollwertkorrekturen in allen Wechselrichtersteuerungen rechtzeitig über den CAN-Bus angekommen sind.

Da auf diese Weise keine konkurrierenden I-Anteile in der Parallelregelung vorhanden sind, reicht eine gute Synchronisation der Wechselrichter untereinander und eine spezielle Auslegung der Wechselrichterregeldynamik aus, um eine gute Stromaufteilung zwischen den Wechselrichtern zu erreichen.



Der klassische Weg der Parallelschaltung besteht darin, eine schnelle, z. B. analoge Informationsverbindung zwischen den USV-Einheiten herzustellen, um Synchronisationssignale und die Lastströme zu kommunizieren. Auf diese Weise ist es möglich, die Ausgleichsströme in jeder USV-Einheit zu ermitteln und daraus die richtigen Sollwerte für die Phasenwinkel und Amplituden der Wechselrichterausgangsspannungen zu bilden, um die Ausgleichsströme zu Null zu regeln. Dieses Verfahren hat sehr gute techni-



sche Eigenschaften bezüglich der Genauigkeit der Lastaufteilung, der Vermeidung von Ausgleichsströmen und der Regelstabilität. Es ist aber auch sehr aufwendig und damit weniger zuverlässig und teuer.

Neuere Verfahren, die ohne jegliche Kommunikation stabil parallel arbeiten, sind aus heutiger Sicht nur für Sonderfälle vorstellbar. Die hier dargestellte Parallelschaltmethode der Protect USV's stellt eine optimale Lösung dar, die hohe Sicherheit und eine gute Laststromaufteilung des Parallelbetriebes bei gleichzeitig minimalem gerätetechnischen Aufwand vereint.

2.2 Entwicklungstendenzen der USV-Technik

Innovationen auf dem Gebiet der USV's werden u.a. vom Gedanken der Systemintegration getrieben. Darunter wird einerseits verstanden, daß kleinere, leichtere, kostengünstigere und robustere Geräteeinheiten, die einen hohen Wirkungsgrad und eine hohe Zuverlässigkeit aufweisen, entstehen. Derartige Fortschritte werden durch noch bessere IGBT's und MOSFET's, sehr leistungsfähige und gleichzeitig preiswerte Mikrokontroller, DSP's, ADC's und Speicherbausteine für die Steuerungen, neue magnetische Komponenten und Kondensatoren und schließlich durch Integrationstechnologien, die der Halbleitertechnik entstammen, ermöglicht.

Die Systemintegration auf Geräteebene wird begleitet durch die Einbeziehung immer komplexerer Strukturen für ein sicheres Stromversorgungsnetz. Diese Entwicklung ist wiederum durch intelligente Monitoring- und Managementsysteme, schnelle Schalter und effiziente verteilte Energiespeicher wie den Doppelschichtkondensatoren, supraleitender Magnetenergiespeicher, Hochtechnologie-Batterien oder den Brennstoffzellen möglich.

Aus der Sicht dieser Entwicklung kann dann die Offline-Technik eine veränderte Bedeutung bekommen. Das soll an einem Beispiel erläutert werden: Es stehen mehrere Wechselstromquellen für die Auswahl zur Verbindung mit der sicheren Schiene zur Verfügung. Das können z.B. zwei unabhängige öffentliche AC-Netzeinspeisungen und ein per Energiespeicher gepufferter Wechselrichter sein. Fällt nun die gerade auf die sichere Schiene geschaltete AC-Quelle aus, so erkennt das ein intelligentes Fehlerdiagnosesysteme rechtzeitig. Die implementierte Fehlerbeseitigungsstrategie sorgt dafür, daß der fehlerhafte AC-Pfad sehr schnell und sicher abgetrennt wird und dafür ein in Reserve stehender Pfad (z. B. mit PEM-Brennstoffzelle) oder ein Pfad mit ausreichenden zusätzlichen Leistungskapazitäten augenblicklich mit der sicheren Schiene verbunden wird (Abb. 6).

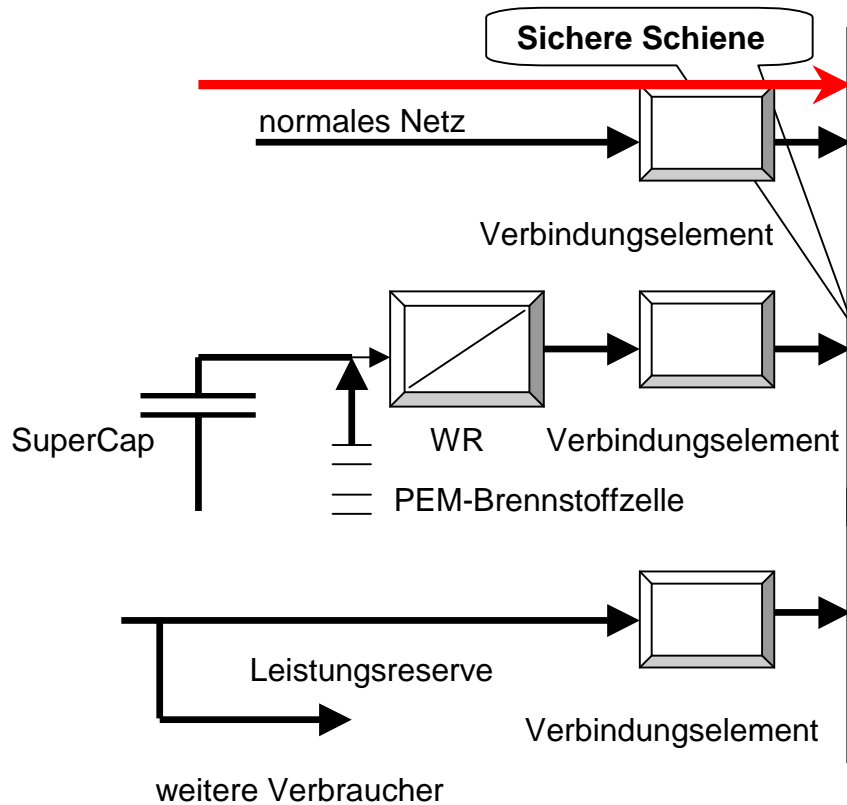


Abb. 6

Die Netzurückwirkungen der nichtlinearen Verbraucher werden durch PFC-Maßnahmen in den Verbrauchern selber vermieden und/oder durch aktive und passive Filtermaßnahmen in der Nähe der Anschlußpunkte dieser Verbraucher beseitigt. Steuerungen für leistungselektronische Geräte und Systeme sind künftig nur noch mit Mikroprozessoren, Mikrocontrollern, DSP's und eventuell zusätzlichen freiprogrammierbaren hochintegrierten Bauelementen wie FPGA's vorstellbar, da einerseits die Rechenleistung enorm gestiegen ist und weiter steigen wird und andererseits die Preise für derartige Rechenleistung ständig fallen. Außerdem gibt es für verschiedene leistungselektronische Anwendungen, wie beispielsweise Antriebs-Umrichter, zugeschnittene Controller, die es gestatten, eine hohe Leistungsfähigkeit als low cost Produkt zu realisieren, da derartige Prozessoren unter 5 \$ kosten werden. Weil außerdem der Markt mit „low cost“ gleich-



zeitig aber auch immer mehr „high tech“ und damit auch hohe Qualität verbindet (Mobiltelefon, PC usw.), werden künftig im kleinen wie im großen Leistungsbereich die Steuerungen für USV-Geräte vollständig als Rechnerlösungen ausgeführt sein.

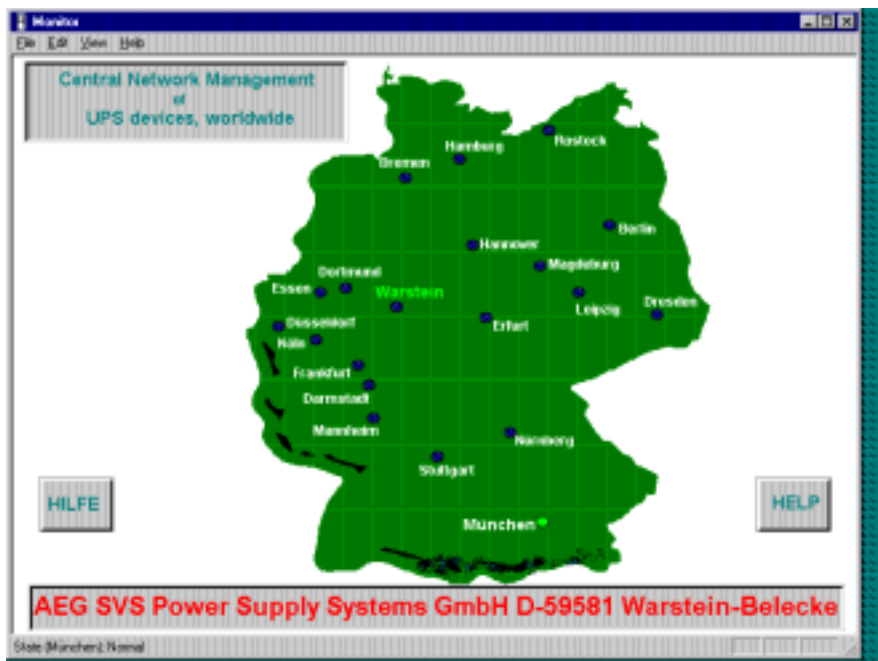


Abb. 7: Netzwerkmanagement für Stromversorgungsgeräte (USV-NMS)

In der Zukunft werden betriebstechnische Anlagen, darunter auch USV-Anlagen, mit den Werkzeugen des Internet und Intranet überwacht und gemanagt. Dadurch steigt die Zuverlässigkeit der USV's weiter an. Der verantwortliche Administrator wird mit seinem Standard-Browser die Daten und den Status aus der USV holen. Über Passwortschutz wird er Aktionen in der USV starten. Bei Fehlern wird die USV selbständig eine E-mail an den Administrator senden. Bei schwerwiegenden Fehlern sendet die USV zusätzlich eine E-mail an die zuständige Servicestelle mit einem anhängenden File, dem Datenlogger zur Fehlerdiagnose. Entsprechende Links verweisen auf das Handbuch der Anlage und die Fehlerbehebungshinweise sowie die Datenbank der Gerätestatistik und der Kundeninformation. Der Service kann somit schnellste Reaktionszeiten realisieren und somit die Verfügbarkeit der Anlage erhöhen. Dafür wird im ersten Schritt die vorliegende Infrastruktur des Kundennetzwerkes benutzt werden. Im zweiten Schritt ist es auch vorstellbar, daß jede Stromversorgung ein direkter Knoten im Internet wird. Durch im-



mer größere Integration von Funktionen auf einem Schaltkreis wird es bald einen bezahlbaren, kompletten Internetserver, kleiner als die Größe einer Scheckkarte geben. So erhält man sogenannte „Embedded Lösungen“ und die oben beschriebenen Funktionen können ohne weitere EDV-Mittel durchgeführt werden.

Wesentlich schnellere und noch sichere Bussysteme, die Ringstrukturen oder vermaschte Strukturen gestatten und sehr störstabil sind, werden kostengünstige High-performance-Parallelschaltkonzepte mit sehr hoher Redundanz und Zuverlässigkeit gestatten. Außerdem werden "kommunikationslose" Parallelschaltkonzepte eine weitere Verbesserung erfahren.

3 Zusammenfassung

USV-Systeme sind oft sehr komplex und haben heute einen hohen technischen Standard, der durch die neuesten Technologien der leistungselektronischen Bauelemente, den hochintegrierten Rechnerbausteinen, moderner digitaler Regelungstechnik und die sich stürmisch entwickelnde Telekommunikation repräsentiert wird. Es existieren mehrere sich grundsätzlich unterscheidende USV-Schaltungstopologien. Die sicherste USV-Topologie ist heute die Online-Technik.

Ausgelöst durch weitere Entwicklungen auf dem Gebiet leistungselektronischer Bauelemente, der Informationstechnik und Kommunikationstechnik sowie der Energiespeicher und Brennstoffzellen werden sich neuartige Lösungen für eine "**beständige Versorgung der Last**" entwickeln. Einerseits wird die gerätespezifische Systemintegration voranschreiten (kleiner, leichter, mehr Wirkungsgrad, billiger, robuster) andererseits kann eine "**beständige Versorgung der Last**" für komplexe Systeme mit neuen Strategien und geänderten Schaltungstopologien erreicht werden.

4 Literatur

- | | |
|---------------|--|
| /BERG 1999/ | Berg, N.: Entwicklungsstand und Einsatzgebiete von Brennstoffzellen für die Energieversorgung, ZVEI-Symposium "Einflußparameter auf die zukünftige Entwicklung von Stromversorgungen". |
| /BLACHA 1996/ | Blacha, N.: Control Strategy of a Microcomputer Based Uninterruptible Power Supply, PCIM. |
| /BLACHA 1998/ | Blacha, N.: Some Aspects for Time Discrete Controls of UPS-Converters and Active Filters; PCIM/PQ. |
| /BRANDT 1999/ | Brandt, D.: Moderne Rechnerstromversorgungen und ihre Kommunikationsmöglichkeiten; Veranstaltungsunterlagen |



- "USV und Ersatzstromversorgung", Haus der Technik e.V.
- /CLEWING 1999/ Clewing, M.: Statische Unterbrechungsfreie Stromversorgung Systemtechnik statische USV; Veranstaltungsunterlagen "USV und Ersatzstromversorgung", Haus der Technik e.V.
- /DARRELMANN 1998/ Darrelmann, H.: Fast Transfer Switch for On Site Power Improvement, PCIM/PQ.
- /DARRELMANN 1999/ Darrelmann, H.: Lokale Netzverbesserung mit Power-Quality-Anlagen ZVEI-Symposium. „Einflußparameter auf die zukünftige Entwicklung von Stromversorgungen".
- /EES-UETP 1998/ EES-UETP-Course: The Use of Electrical Energy Storage Systems For Electric Energy System Optimization.
- /ERICSEN 1999/ Ericson, T.: Power Electronic Building Blocks (PEBB), Physics Based Specifications A Basis for PEBB Fit From The State-of-the-Art to Future Trends, PCIM.
- /LAEUFFER 1999/ Laeuffer, J.: Converter Control From the State of the Art to Future Trends, PCIM.
- /SCHNITZLER 1996/ Ratering-Schnitzler: Versorgungssicherheit und Spannungsqualität durch UPCS – Unified Power Conditioning System; VDI-GET Fachtagung "USV und Sicherheitsstromversorgung III".
- /SCHNITZLER 1999/ Ratering-Schnitzler: Qualität der Spannungsversorgung; ZVEI-Symposium "Einflußparameter auf die zukünftige Entwicklung von Stromversorgungen".
- /STEFFENS 1996/ Steffens, K.-H.: Betriebserfahrungen und Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen bei unterschiedlichen statischen USV-Systemen, VDI-GET Fachtagung "USV und Sicherheitsstromversorgung III".



Neue Bauelemente eröffnen neue Horizonte in der Stromrichtertechnik

Jens Thureau
eupec GmbH & Co.KG
Max-Planck-Straße 5
D-59581 Warstein
Tel.: (02902) 764-1194, Fax: (02902) 764-1150
e-mail: Jens.Thureau@infineon.com

1 Einleitung

Die Siemens AG brachte mit dem non punch through IGBT (NPT-IGBT) 1990 ein Bauelement mit deutlich besseren Eigenschaften auf den Markt, als die bisher existierenden punch through IGBTs (PT-IGBT) aus japanischer Produktion. Dieser erste europäische IGBT zeichnete sich von Anfang an durch einen positiven Temperaturkoeffizienten der Durchlaßspannung und eine geringe Temperaturabhängigkeit der Schaltverluste aus, welche eine problemlose Parallelschaltbarkeit erlauben. Dieses wurde mit einer guten Prozeßfähigkeit bei der Chipproduktion, die zu einer geringen Streuung aller wichtigen Parameter führt, erreicht, so daß sich dieses extrem robuste Konzept am Markt durchgesetzt hat.

1994 wurde die zweite Generation von 1200V NPT IGBTs vorgestellt, mit der – durch niedrigere Schalt- und Durchlaßverluste – eine Effizienzsteigerung erreicht werden konnte. In diesem Vortrag werden aktuelle Entwicklungstrends in der IGBT- und Modulgäuseteknik und deren Nutzen für die Applikation aufgezeigt.

2 IGBT³: Die nächste Generation von 1200V IGBT-Transistoren

Bisher wurden überwiegend IGBTs mit planarer Zellenstruktur hergestellt. Neue Herstellungsverfahren in der Waferproduktion ermöglichen es jetzt auch in der Leistungselektronik, Trenchzellen in Serienprozessen zu fertigen. Dadurch kann die Zellendichte deutlich vergrößert werden, was zu einer höheren Stromdichte pro Chipfläche führt, da die effektive, stromführende Oberfläche größer ist, als bei der bisherigen Planartechnologie. Verwendet man das Trench-IGBT-Konzept ohne weitere Optimierung, so können



IGBTs hergestellt werden, deren Schaltverhalten zwar einwandfrei ist, deren Kurzschlußabschaltverhalten im Fehlerfall jedoch nur mit zusätzlichem Logikaufwand beherrschbar gemacht werden kann, was den Einsatz eines Logikchips in einem Leistungshalbleitermodul erforderlich macht. Ziel bei der Entwicklung des IGBT³ von Siemens (Infineon) war es, einen Trench-IGBT-Chip zu entwickeln, dessen Kurzschlußverhalten auch ohne zusätzliche Beschaltung den Anforderungen der Applikation entspricht. Das bedeutet insbesondere, daß das Bauelement einen anstehenden Kurzschluß innerhalb der ersten 10µs jederzeit sicher abschalten können muß.

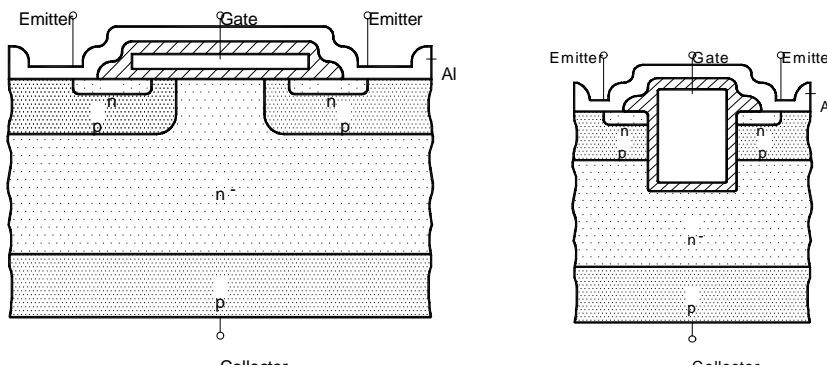


Abb. 1: Planare IGBT Struktur (links) und Trench IGBT-Struktur (rechts) im Vergleich

Wie in Abb. 2 zu erkennen ist, konnte die Kurzschlußfestigkeit mit einem optimierten Trench-IGBT auf NPT-Basis erreicht werden.

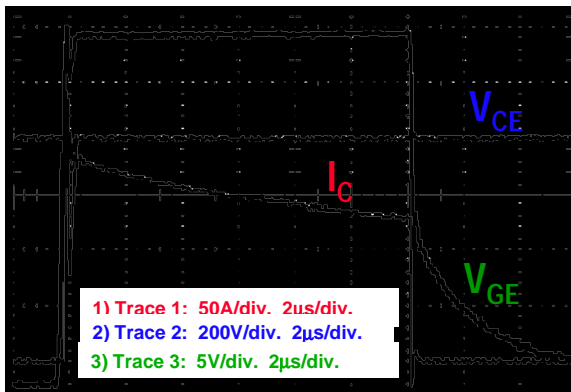


Abb. 2: Kurzschluß eines IGBT³ – Bauelement ist kurzschlußfest

Darüber hinaus konnten beim IGBT³ die Durchlaßverluste im Vergleich zur zweiten Generation low loss um ca. 20% von 2,4V auf 2,0V bei Nennstrom und 125°C Junction-Temperatur reduziert werden. Diese prozentuale Verbesserung ergibt sich auch für niedrigere Ströme als den Nennstrom, was besonders wichtig ist, da in vielen Anwendungen geringere Ströme als der Nennstrom im Normalbetrieb gefahren werden. Abb. 3 zeigt die Durchlaßkennlinie des IGBT³ mit dem gewohnten positiven Temperaturkoeffizienten des NPT-IGBTs.

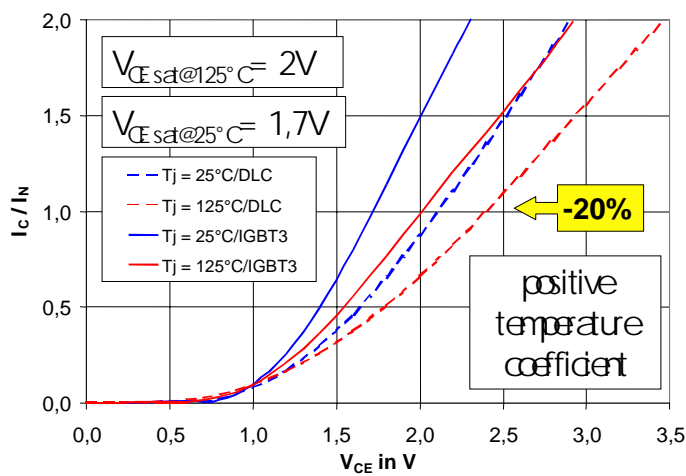


Abb. 3: Durchlaßkennlinienvergleich 1200V IGBT³ zur 2. Generation Siemens IGBT

Bei den Schaltverlusten konnte ebenfalls gegenüber der vorherigen Generation eine Verbesserung von ca. 20% erzielt werden. Der Verlauf eines Ein- und Abschaltvorgangs ist in Abb. 4 dargestellt.

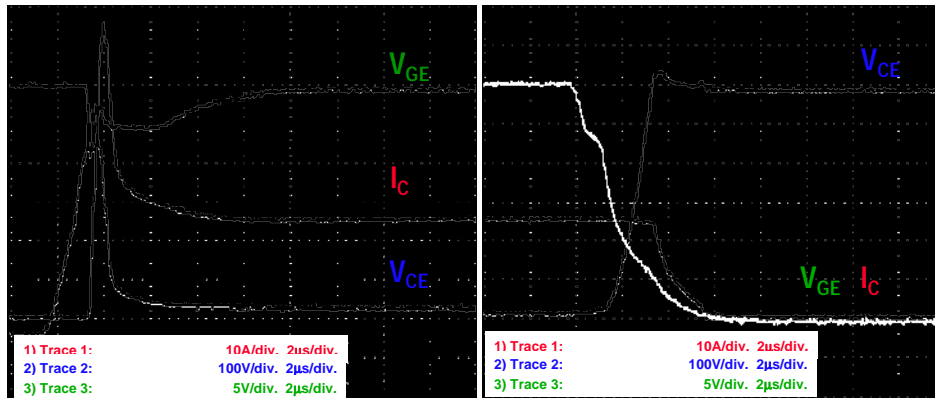


Abb. 4: Ein- und Abschalten IGBT³

Besonders bemerkenswert ist die Stromcharakteristik beim Abschalten. Der Tailstrom hat nicht mehr die NPT-übliche Länge von 1-3µs, sondern endet nach einigen 100µs, was den Einsatz in resonanten Anwendungen sehr entgegenkommt, da der Teilstrom des NPT bei entlastetem Schalten einen wesentlichen Anteil der Schaltverluste ausmacht. Abb. 5 zeigt den Vergleich der Abschaltcharakteristik bei gleichen Ansteuerbedingungen. Dabei ist das du/dt gleich, das maximale di/dt jedoch geringer, was zu einer Reduzierung der Schaltspannungsspitze führt, welche durch das di/dt an der Streuinduktivität verursacht wird.

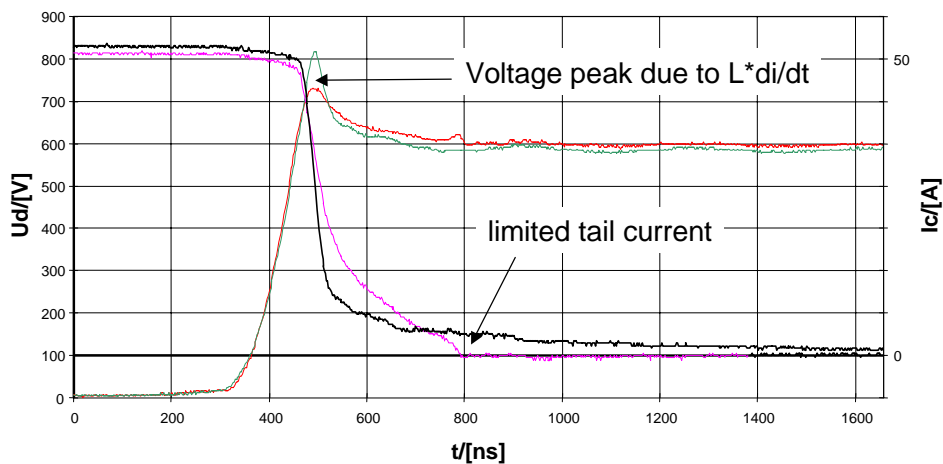


Abb. 5: Vergleich Abschaltvorgang bei gleichem Gatevorwiderstand

Mit der Trench-IGBT-Struktur kann eine höhere Stromdichte realisiert werden. Diese erlaubt es, mit gleicher Chipfläche größere Ausgangsströme zu schalten. Dadurch er-

gibt sich eine Ausweitung des Strombereichs im gleichen Modul auf 150% im Vergleich zur vorherigen Chipgeneration. Das EconoPACK3 wird z.B. in Zukunft auch als 150A-Modul angeboten, statt der maximalen 100A in der vorherigen Generation.

Bei gleichem Strom hingegen verringert sich die Chipfläche, was zu einer Erhöhung des thermischen Modulwiderstandes von maximal 40% führt. Dieses kann im System jedoch durch die 20% geringere Verlustleistung kompensiert werden. Abb. 6 und Tab. 1 zeigen eine Modellrechnung. Es ergibt sich für das Gesamtsystem ein günstigerer Temperaturunterschied zwischen Junction und Ambient, da die niedrigeren Gesamtverluste besser durch das gesamte thermische System abgeführt werden können. Dieses führt zu einer geringeren Junction-Temperatur bei gleicher Ambient-Temperatur und damit zu einer höheren thermischen Reserve. Dies kann für eine Ausgangsleistungserhöhung des Umrichters genutzt werden.

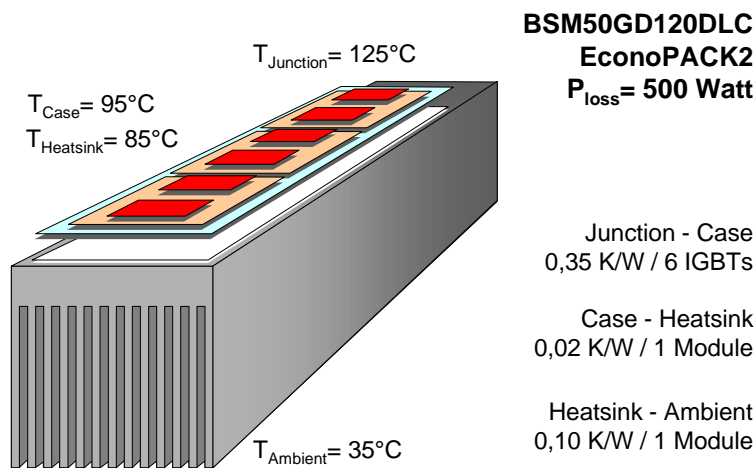


Abb. 6: Thermische Verhältnisse in einem Umrichter


Tab. 1: Gesamttemperatur beim Austausch mit IGBT³ → Chip bleibt kühler

	2nd generation	IGBT³	Comments
Total Losses IGBT	500 Watt	400 Watt	20% Reduction
Rth Junction Case	0,35 K/W	0,50 K/W	Shrink of IGBT chip
Rth Junction Case	0,06 K/W	0,08 K/W	System of 6 IGBTs
Rth Case Heatsink	0,02 K/W	0,02 K/W	Same construction
Rth Heatsink Ambient	0,10 K/W	0,10 K/W	Same construction
Rth system	0,18 K/W	0,20 K/W	10% Increase
T (Junction - Ambient)	90°C	85°C	Reduction
∅ T (Junction)	125°C	120°C	5°C Reserve Bias

Der Austausch von IGBT-Modulen der zweiten Generation durch IGBT³ ist aus folgenden Gründen in den meisten Applikationen mit nur geringen Anpassungen zu realisieren:

- Der IGBT³ weist eine ähnliche Robustheit auf, wie die vorherige Chipgeneration.
- Das Schaltverhalten ist ähnlich.
- Das Bauelement macht in Summe 20% weniger Verluste, so daß die Gesamtwärmung günstiger ausfällt. Der Chip bleibt in der Applikation kühler.
- Die Gatekapazität ist geringfügig kleiner als bei der Vorgängergeneration, was für die Dimensionierung des Treibers von Vorteil ist. Ein vorhandener Treiber kann weiterhin Verwendung finden. Bei anderen Trenchkonzepten wurden zum Teil deutlich höhere Gatekapazitäten festgestellt.
- Eupec liefert IGBT³ in den gleichen Gehäusen, wie EconoPACK2, EconoPACK3, EconoPIM, 62mm-Einzelschalter- und Halbbrückenmodulen sowie in IHM-Modulen.

Die IGBT³-Technologie wird nach Einführung im 1200V-Bereich ebenfalls in den anderen Spannungsklassen 600V, 1700V, 2500V, 3300V und 6500V genutzt werden.



3 Optimierte Gehäusebauformen

Mit der Einführung des EconoPACK-Konzeptes wurde ein entscheidender Schritt in Richtung einfachere Herstellung und Montage bei IGBT-Modulen vollzogen. Die bisherige Schraub- und Steckkontakttechnik wurde bei diesem Konzept auf eine Einlöttechnik umgestellt. Das Einlöten der Module in die Platine erfolgt i.d.R. kostengünstig in einem Schwallötbad. Auf einer Umrichterplatine befinden sich neben dem Modul die Leistungsanschlüsse, der DC-Bus mit seinen Kondensatoren und auch die Ansteuerungselektronik, was einen kostengünstigen Aufbau ermöglicht. Die gewählte Sixpack-Konfiguration und der Modulaufbau ermöglichen den kompakten Aufbau von B6-Invertern. Durch dieses stringente Konzept konnten neben einer Kostenreduzierung in Modul- und Umrichterproduktion auch Performanceverbesserungen im elektrischen Verhalten und der Zuverlässigkeit realisiert werden. In einem nächsten Schritt wurden – besonders für kleine Umrichterleistungen – sechs Eingangsgleichrichterioden, ein Bremschopper und ein thermischer Meßwiderstand mit in ein Power Integrated Module (EconoPIM) integriert.

Auf die Integration von Ansteuerungen in Leistungshalbleitermodule wurde bewußt verzichtet, da Temperaturen von bis zu 150°C am Leistungshalbleiter für Logikbausteine im selben Modul zu Einschränkungen der Zuverlässigkeit führen können. Außerdem verringern sich für den Anwender die Freiheitsgrade bei der Umrichteransteuerung, wenn diese bereits als fester Bestandteil des Moduls vorgegeben ist.

Für die Produktion der EconoPACK- und EconoPIM-Module wurde eine hochautomatisierte Fertigungslinie installiert, die zu einer Senkung der Fertigungskosten in Verbindung mit dem Modulkonzept führt. Dieses Modulkonzept findet jedoch seine Grenzen in der thermischen Belastbarkeit der Leiterplatten. Zur Zeit werden für Module 150A als maximal realisierbarer Modulstrom über Leiterplattenkonzepte und die Lötverbindungstechnik angesehen.

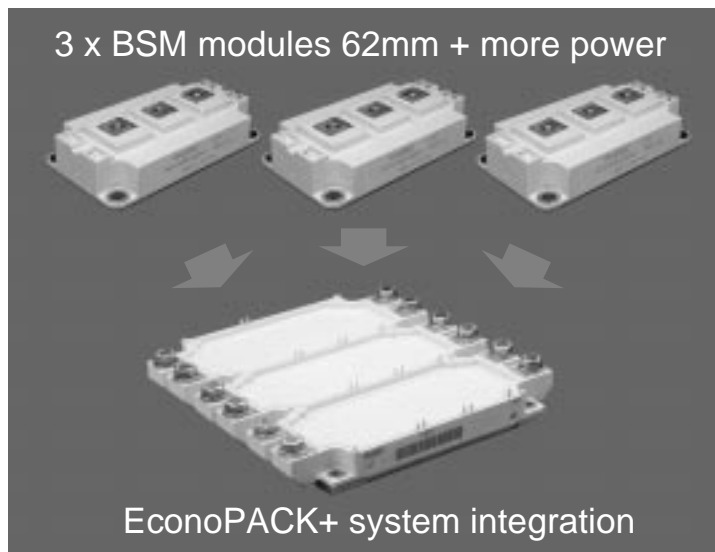
Um dieses kostengünstige Fertigungskonzept auch für höhere Leistungen nutzen zu können, wurde ein EconoPACK+ mit Schraubanschlüssen konzipiert. Das EconoPACK+ ersetzt bis zu 3 Halbbrückenmodule oder 6 Einzelschalter der 62mm-Serie.

**Tab. 2: Produktspektrum EconoPACK+ Sixpacks**

Ic	1200V IGBT3	1700V Low Loss
6 x 150A	FS150R12KE3*	FS150R17KF6
6 x 225A	FS225R12KE3	FS225R17KF6
6 x 300A	FS300R12KE3	FS300R17KF6
6 x 450A	FS450R12KE3	-

* on demand only

Das Produktspektrum umfaßt zunächst Sixpack-Konfiguration in 150A, 225A, 300A sowie 450A mit 1200V Sperrspannung als auch 150A, 225A und 300A mit 1700V Sperrspannung. Die Realisierung von anderen Schaltungstopologien im selben Gehäuse ist in Vorbereitung, wie z.B. Eingangsgleichrichterbrücken oder EconoPIM+.

**Abb. 7: Kompakter Aufbau: Ersatz von 62mm Modulen durch EconoPACK+**

Das EconoPACK+ ist so aufgebaut, daß auf der einen Seite eine einfache Busbarstruktur als Zwischenkreisverschienung angeschlossen werden kann. Gegenüberliegend befinden sich die Ausgangsklemmen, die für eine hohe maximale Stromtragfähigkeit doppelt ausgeführt sind. Durch einfaches Parallelschalten dieser Systeme können

beliebig große Ausgangsleistungen realisiert werden. Abb. 8 zeigt, wie aus einem 450A Sixpack eine 1350A Halbbrücke realisiert werden kann. Nimmt man drei von diesen Modulen, so ergibt sich die dargestellte B6-Inverter-Struktur.

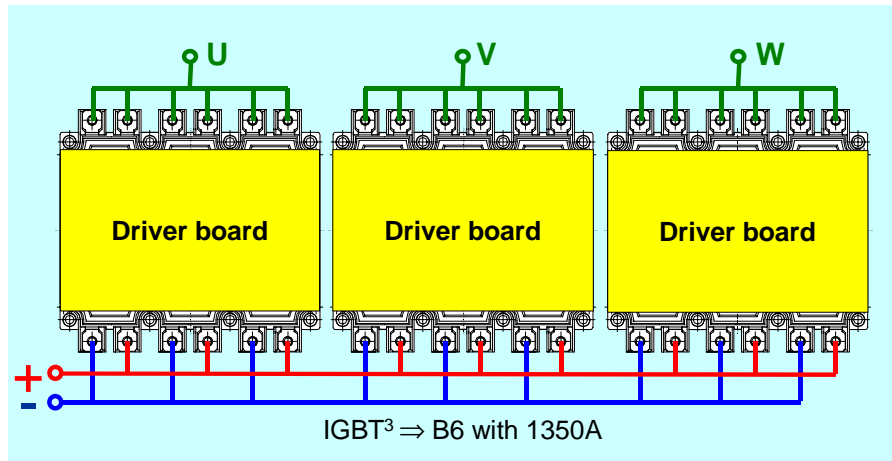


Abb. 8: Parallelschaltung von Ausgängen zur Realisierung von höheren Leistungen

Auf dem Modul wird die Treiberplatine montiert. Dieses kann vor oder nach der Modulmontage geschehen, so daß die Montagereihenfolge beliebig ist, weil alle Verschraubungen auch mit Treiberplatine frei zugänglich sind. Es kann also ein kundenspezifisches intelligentes Modul entstehen, welches einfach vormontiert und als Einheit Treiber/Modul vorgeprüft werden kann. Dies ist besonders interessant für die Ersatzteilhaltung, da meistens Modul und Treiber nach einem Störfall gemeinsam ausgetauscht werden. Über die Ansteuerplatine wird ebenfalls der integrierte Temperatursensor (NTC) angeschlossen. Er ermöglicht die Messung der Bodenplattentemperatur.

Alle Econo-Module haben besonders gute Zuverlässigkeitseigenschaften, da hier alle Verbindungen als Bondverbindungen ausgeführt sind, d.h. die Lötverbindungen der Laststromanschlüsse wurden eliminiert. Außerdem wurde bei der Dimensionierung der Keramiken und bei der Aufteilung der Chips im Modul auf eine gleichmäßige Wärmeverteilung geachtet, was besonders bei niedrigen Ausgangsfrequenzen zu einer guten Auslastbarkeit des Moduls führt.

Mit dem EconoPACK+ können aufgrund der höheren Integration deutlich kompaktere Umrichter aufgebaut werden. Dieses führt dazu, daß auf kleinen Modulbodenflächen hohe Leistungsdichten abgeführt werden müssen. Deshalb ist in einigen Fällen



der Einsatz eines optimierten Kühlmanagements notwendig. Hierzu gibt es von einigen Kühlkörperherstellern bereits erfolversprechende Ansätze, dieses Ziel zu erreichen.

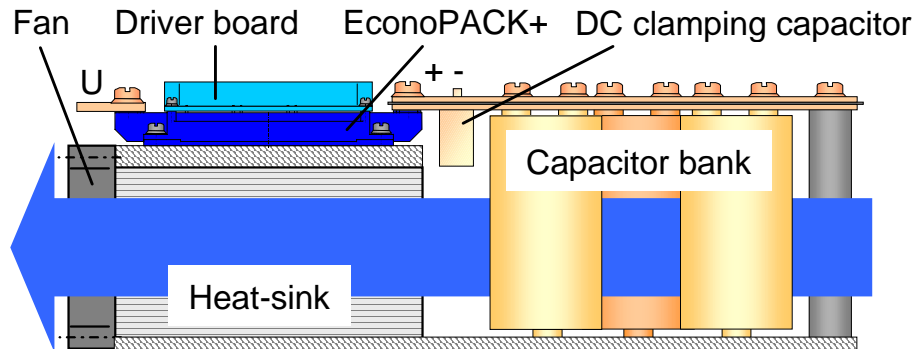


Abb. 9: Beispiel einer kompakten Umrichterstruktur mit EconoPACK+

Bereits vor der Markteinführung des EconoPACK+ werden Kühlkörper, Busbar-Verschienenungen und Ansteuerungen für dieses Modul als Baukasten für den Kunden von den jeweiligen Herstellern zur Verfügung stehen. Dieses Beispiel zeigt deutlich, daß den Systemschnittstellen von Seiten der eupec immer mehr Beachtung geschenkt wird.

4 Ausblick

Mit neuen IGBT-Generationen in Trench-Technologie mit vertikaler NPT-Optimierung werden immer höhere Umrichterwirkungsgrade durch geringere Schalt- und Durchlaßverluste erreicht, ohne dabei die Zuverlässigkeit und Robustheit der Bauelement einzuschränken.

Auf der Gehäuseseite ist der Trend nach höherer Leistungsintegration ungebrochen, so daß die Umrichtervolumina immer kleiner werden, was zu einer nachhaltigen Reduktion der Systemkosten beiträgt.

Durch frühzeitige Einbeziehung von Systemschnittstellen und anderer Umrichterkomponenten in die Modulkonzeptphase wird eine verbesserte Systemintegration erreicht, die zu einer vereinfachten Montagetechnik und somit zu einer weiteren Verbesserung der Systeme führt.



5 Literatur

Power Semiconductors: Application Notes for Industrial Electronics; SiemensAG; 5/97

M. Hierholzer, Th. Laska, M. Münzer, F. Pfirsch, C. Schäffer, Th. Schmidt: 3rd Generation of 1200V IGBT Modules; PCIM proceedings 1999



Stromrichtereinsatz zur kostengünstigen Gestaltung von drehzahlvariablen Kleinwasserkraftanlagen

J. Bard
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: (0561) 7294-346, Fax: (0561) 7294-100
e-mail: jbard@iset.uni-kassel.de

1 Einführung

In Deutschland waren Ende 1998 etwa 6000 kleine Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von maximal 10 MW pro Anlage in Betrieb. Mit einer Gesamtleistung von 1300 MW speisten diese Anlagen 1998 etwa 4500 GWh in das öffentliche Stromnetz ein, was etwa 1 % des Strombedarfs deckt /KLINGER 1999/. In anderen europäischen Ländern ist der Anteil der Kleinwasserkraft an der Stromversorgung deutlich höher. Insgesamt tragen etwa 12500 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 9000 MW und einer Jahreserzeugung von 37.000 GWh (1998) mit einem Anteil von 2,5 % zur Stromversorgung der Länder der Europäischen Union bei. Das Weißbuch der Europäischen Kommission sieht als energiepolitisches Entwicklungsziel den Ausbau der Kleinwasserkraft um 50 % bis zum Jahr 2010 vor.

In der Volksrepublik China ist annähernd die Hälfte der weltweiten Kleinwasserkraftkapazität von 40 GW installiert. Von den etwa 45.000 Anlagen in China mit einer Gesamtleistung von 19200 MW besitzen dabei etwa 7000 Anlagen eine Leistung unter 500 kW. China plant den weiteren Ausbau von 1500 MW pro Jahr, um damit den rasch wachsenden Energiebedarf des Landes wenigstens teilweise zu decken /PAISH 1999/.

Das weltweite technische Potential der Kleinwasserkraft von geschätzten 400 bis 500 GW ist erst zu 10 % ausgeschöpft. Im Gegensatz dazu ist in Deutschland das technische Potential der Wasserkraft bereits zu zwei Drittel ausgeschöpft. Die Ausbaurichtungen beschränken sich unter den aktuellen energiewirtschaftlichen Randbedingungen auf eine Leistungssteigerung von etwa 500 MW durch Modernisierung der großen Anlagen und einen Zubau von etwa 200 bis 300 MW bei den Anlagen mit einer Leistung unter 1 MW /BARD 2000 /.



Neben den Umweltauflagen beim Bau von Wasserkraftanlagen und den daraus resultierenden aufwendigen und langwierigen Genehmigungsverfahren haben vor allem die hohen Investitionskosten dämpfenden Einfluß auf den weiteren Ausbau. Neue technische Entwicklungen verfolgen daher im Wesentlichen die Reduktion der Umwelteinflüsse sowie die Senkung der Anlagenkosten. Ein seit einigen Jahren diskutierter Ansatz ist der drehzahlvariable Betrieb von Wasserturbinen.

Durch einfache strömungstechnische Überlegungen lassen sich Vorteile aus dem drehzahlvariablen Betrieb ableiten. Interessant für den Einsatz in Niederdruckanlagen ist vor allem die Kombination von drehzahlvariablem Betrieb mit Propellerturbinen. Durch Variation der Drehzahl proportional zur Strömungsgeschwindigkeit, und damit auch proportional zur Wassermenge, läßt sich der schmale Bereich des hohen Wirkungsgrades einer Propellerturbine deutlich erweitern. Eine drehzahlvariable Propellerturbine erreicht damit zwar nicht den gleichen konstant hohen Wirkungsgradverlauf wie eine doppelregulierte Kaplan-turbine, doch läßt sich wegen der deutlich geringeren Investitionskosten bei vergleichbarer Jahresenergieerzeugung eine spürbare Reduktion der Stromgestehungskosten erzielen.

2 Prinzipielle Funktionsweise

Die Darstellung der Strömungsverhältnisse in einer Wasserturbine mit Hilfe von Geschwindigkeitsvektoren im sog. Axialgitter wie in Abb. 1 ermöglicht die Veranschaulichung der Auswirkungen einer Drehzahlanpassung auf die Turbinencharakteristik. Hierbei läßt sich eine Analogie zu den Strömungsverhältnissen an einer Windkraftanlage zeigen. Durch Variation der Drehzahl mit der Windgeschwindigkeit bleibt das Verhältnis zwischen der Umlaufgeschwindigkeit der Rotorblätter und der Geschwindigkeit der anströmenden Luft, die Schnellaufzahl, konstant. Dies ermöglicht über einen weiten Bereich den Betrieb am optimalen Arbeitspunkt. Prinzipiell läßt sich dieser Ansatz auf die Charakteristik einer Wasserturbine mit feststehenden Laufradschaufeln, einer sog. Propellerturbine, übertragen. Die Darstellung zeigt, wie sich eine drallfreie Abströmung vom Laufrad, und damit ein möglichst hoher Turbinenwirkungsgrad durch eine Doppelregulierung oder durch die Anpassung der Drehzahl erzielen läßt.

Bei stark wechselndem Wasserangebot paßt sich das Schluckvermögen der Propellerturbine etwa proportional zur Drehzahl an. In gleicher Weise verschiebt sich dabei durch die konstanten Anströmverhältnisse - wie bei einer Windkraftanlage - auch der optimale Arbeitspunkt zu unterschiedlichen Wassermengen. Entsprechendes gilt für die Anpassung an schwankende Fallhöhen.

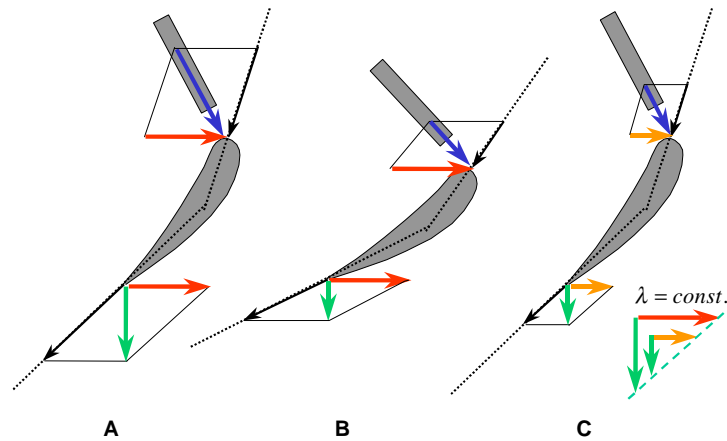


Abb. 1: Vergleich zwischen der Anströmung einer Propeller- und einer Kaplanturbine
A Verhältnisse am optimalen Arbeitspunkt
B Regulierung durch Blattverstellung (doppelt regulierte Kaplanturbine)
C Regulierung durch Drehzahlverstellung

Die für Propellerturbinen typischen starken Wirkungsgradeinbußen schon bei geringen Abweichungen der Wassermenge oder Fallhöhe können damit erheblich reduziert werden. Tatsächlich hat das Zusammenspiel des Leitapparates mit dem Propeller sowie der Austritt der Strömung aus der Laufradebene ebenfalls großen Einfluß auf die Wirkungsgradcharakteristik. Dadurch ergibt sich für drehzahlvariable Propellerturbinen zwar nicht ganz der gleiche Wirkungsgradverlauf wie für eine doppelregulierte Kaplanturbine, doch läßt sich durch die Möglichkeit der Erhöhung des Schluckvermögens mindestens eine vergleichbare Jahresarbeit erzielen. Der Kostenvorteil ergibt sich damit bei der Turbine durch Verzicht auf die aufwendige Blattverstellung und die Reduzierung der Bemessungsgröße. Bis zu 25 % der Investitionskosten könnten bei der Turbine dadurch eingespart werden. Diesen Einsparungen stehen natürlich die Zusatzkosten für den Frequenzumrichter gegenüber. Diese betragen aber nur einen Bruchteil der Einsparungen, so daß sich für die Turbine eine spürbare Kostenreduktion ergibt.

Für eine genauere Betrachtung der Turbinencharakteristik bei drehzahlvariablem Betrieb ist das Muscheldiagramm des betrachteten Turbinentyps entscheidend. Es stellt die Veränderung der Abflußmenge und des Wirkungsgrades mit der spezifischen Drehzahl dar. Der Einfluß einer Drehzahlveränderung auf diese Größen läßt sich direkt ablesen. Die Charakteristik der üblichen Kaplanturbinen zeigt, wie in Abb. 2 dargestellt, die Optimierung auf eine feste Drehzahl, da über einen weiten Bereich der maximale Wirkungsgrad nahe bei der Nenn Drehzahl der Turbine liegt.

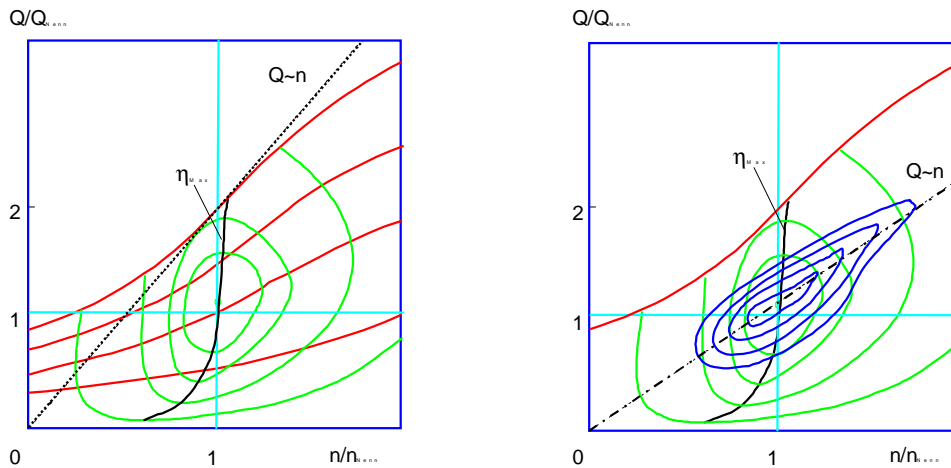


Abb. 2: Prinzipdarstellung der Muscheldiagramme einer Kaplan- (links) und einer Propellerturbine (rechts)

Im Falle der Propellerturbine hingegen konzentriert sich der Bereich hohen Wirkungsgrades um eine Gerade $Q \sim n$, so daß die hier beschriebene Charakteristik sehr günstig für drehzahlvariablen Betrieb ist. Letztlich erreicht eine drehzahlvariable Propellerturbine allerdings nicht den gleichen konstant hohen Wirkungsgradverlauf wie eine doppelregulierte Kaplanturbine.

Abb. 3 zeigt die Wirkungsgrade einer drehzahlfesten, doppelregulierten Kaplanturbine im Vergleich zu einer drehzahlvariablen bzw. drehzahlfesten Propellerturbine mit festem Laufrad. Alle drei Turbinen besitzen die gleiche Ausbauwassermenge, so daß alle Kennlinien im Auslegungspunkt übereinander liegen. Auf Grund der vollen Öffnung des Laufrades der Propellerturbine ergeben sich im Teillastbereich erhebliche Einbußen der Wirkungsgrade dieser Turbine. Durch die Wahl eines kleineren, eventuell nicht vollständig geöffneten Laufrades läßt sich eine Verschiebung des Wirkungsgradoptimums zu kleineren Wassermengen erreichen. Im Einzelfall muß für jeden Standort gesondert eine Optimierung der Turbinenauslegung vorgenommen werden. Als Grundlage dazu ist ein Muscheldiagramm erforderlich. Daraus kann die Turbinencharakteristik für unterschiedliche Laufraddurchmesser und Anströmwinkel am jeweiligen Betriebspunkt, also die gesamte hydraulische Auslegung der Wasserturbine errechnet werden. Für den erforderlichen Drehzahlstellbereich und das gewünschte Triebstrangkonzzept muß nun ein geeignetes Generator - Stromrichterkonzept ausgewählt werden.

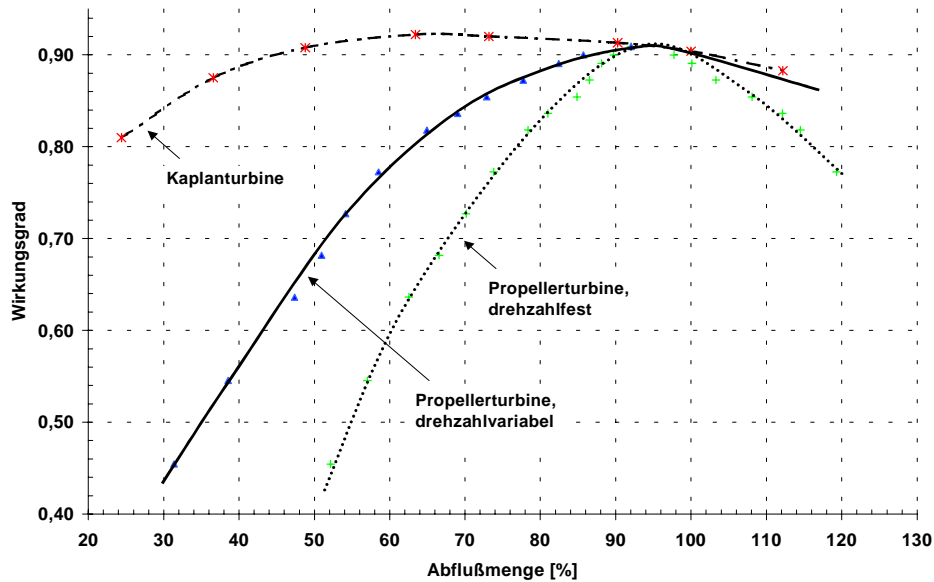
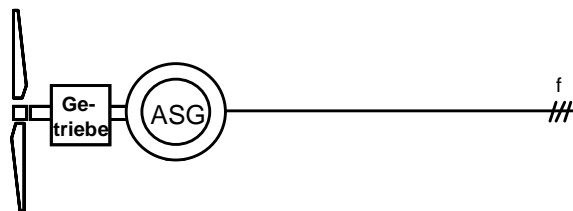


Abb. 3: Vergleich der Wirkungsgrade von Propeller- und Kaplanturbine (Quelle: VATEch Escher Wyss) bei voller Laufradöffnung der Propellerturbine

3 Elektrische Konzepte zur Drehzahlregelung

Für Anwendungen in der Kleinwasserkraft stehen im Wesentlichen vier Konzepte zur Verfügung, um drehzahlvariablen Betrieb zu ermöglichen /HEIER 1996/. Es ist zweckmäßig zwischen Varianten mit Asynchron- und Synchrongenerator zu unterscheiden. Die Einsatzbereiche dieser Konzepte werden im Folgenden kurz erläutert /BARD 1998/.

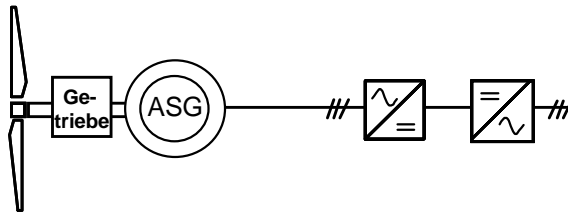
Direkte Netzkopplung mit Asynchrongenerator



Das konventionelle drehzahlstarre System erfordert eine Auslegung des Triebstrangs, bestehend aus Turbine, Getriebe und Generator auf die Synchronzahl des Generators, typischerweise mit 4 bis 8 Polen, also mit Drehzahlen von 1500 bis 750 U/min.

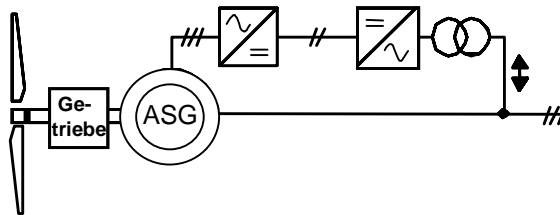
Bei der überwiegenden Mehrzahl der Kleinwasserkraftanlagen werden robuste, langlebige Kurzschlußläufer eingesetzt. Erst bei Leistungen über 1 MW kommen aus Kostengründen auch vermehrt Synchrongeneratoren zum Einsatz.

Asynchrongenerator (Kurzschlußläufer)



Ausgehend von der beschriebenen direkten Netzkopplung besteht die einfachste drehzahlvariable Variante auf dem Einbau eines Frequenzumrichters (FU) zwischen einem Standard-Asynchrongenerator und dem Netz. Die Nennleistung des FU muß dabei mindestens so groß wie die Nennleistung des ASG sein. Technisch sind Drehzahlveränderungen zwischen 30 % und 200 % der Synchrondrehzahl möglich, hydraulisch sinnvoll sind aber nur etwa 70 bis 130 %. Diese Lösung bietet sich insbesondere für Nachrüstungen in bestehenden Anlagen an. Getriebelose Konzepte sind nur bei kleinem Laufraddurchmesser möglich, der eine hohe Drehzahl für einen direkt gekoppelten Asynchrongenerator mit bis zu 7 Polpaaren erlaubt. Für den Frequenzumrichterbetrieb resultieren aber erhebliche Nachteile aus dem hohen Blindleistungsbedarf solcher Maschinen.

Doppelt gespeister Asynchrongenerator (Schleifringläufer)

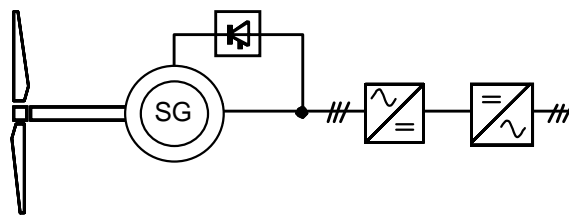


Bei diesem Konzept wird nur ein Teil der Leistung über den Regelkreis des FUs geführt, so daß dessen Nennleistung bei ca. 30 % der Leistung des Generators liegen kann. Mit Sonderanfertigungen werden so Maschinensätze von mehreren hundert MW in großen Pumpspeicherkraftwerken drehzahl geregelt. Bei kleineren Generatoren rechnet sich der etwa 50 % höhere Anschaffungspreis des doppeltgespeisten ASG mit den erforderli-



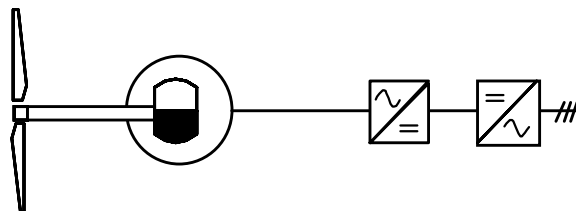
chen Schleifringen (Lebensdauer der Kontakte ca. 10.000 Betriebsstunden) aus wirtschaftlichen Gründen in der Regel nicht. Der Systempreis einer solchen Lösung liegt in etwa bei dem des Kurzschlußläufers mit Vollumrichter. Aus den geringeren Umrichter-verlusten ergibt sich aber ein höherer Gesamtwirkungsgrad dieser Lösung.

Fremderregter Synchrongenerator



Dieses System zeichnet sich durch einen einfacheren Frequenzumrichter (z.B. Diodengleichrichter) und durch Vorteile von Synchrongeneratoren für den Inselbetrieb aus. Durch den Einsatz von Vielpolgeneratoren kann auf das Getriebe verzichtet werden.

Permanenterregter Synchrongenerator



Den höchsten Wirkungsgrad im Teillastbereich erzielen permanenterregte Generatoren. Für getriebelose Konzepte lassen sich langsam laufende Generatoren mit hoher Polzahl realisieren. Das muß die hohen Kosten dieses Generatortyps, hervorgerufen durch die Magnetmaterialien, wirtschaftlich rechtfertigen. An die Auslegung des Frequenzumrichters werden wegen der starken Spannungsveränderungen (proportional zur Drehzahl) besondere Anforderungen gestellt.

4 Kosten und Wirtschaftlichkeit

Für eine ökonomische Bewertung des Stromrichtereinsatzes in drehzahlvariablen Kleinwasserkraftanlagen sind zunächst die wirtschaftlichen Randbedingungen für Bau und Betrieb von Kleinwasserkraftanlagen von Bedeutung. Danach werden die zusätzli-

chen Investitionen für den Frequenzumrichter den Einsparungen auf der Seite der Turbine gegenübergestellt.

Im Gegensatz zu Windkraftanlagen und Photovoltaikgeneratoren, die in nahezu identischer Bauweise an beliebigen Standorten eingesetzt werden können, muß für eine Wasserkraftanlage immer eine standortspezifische Baueinrichtung geschaffen werden. Dies führt zu vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten und den daraus resultierenden Kosten für die Stromerzeugung

Für die Installation des Rechens, für die Wasserführung vor und nach der Turbine sowie für das Krafthaus werden in der Regel maßgeschneiderte Betonbauwerke errichtet, die typischerweise bereits 40 Prozent der Gesamtkosten ausmachen. Weitere 20 Prozent sind für Turbine, Getriebe Generator erforderlich. Die restlichen Kosten teilen sich auf, wie in Abb. 4 dargestellt /GIESECKE 1997/.

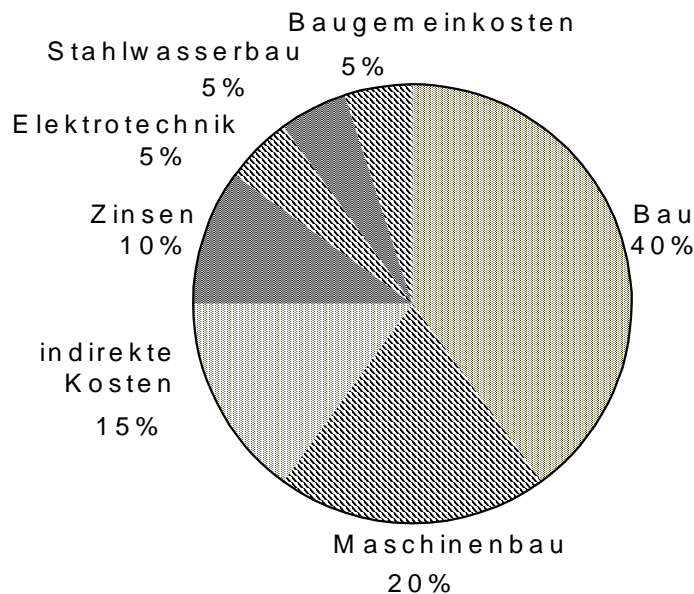


Abb. 4: Typische Aufteilung der Betriebskosten beim Neubau von Kleinwasserkraftanlagen

Weil bei der Modernisierung alter Anlagen erheblich niedrigere Baukosten anfallen, ergeben sich hier insgesamt die geringsten Investitionskosten. Wie bei allen anderen Technologien sinken auch bei der Wasserkraft mit zunehmender Größe der Anlage die spezifischen Investitionskosten. Für die kleinsten Anlagen, die weniger als 100 kW leisten, ist mit Kosten zwischen 15.000 und 25.000 DM/kW zu rechnen. In der Lei-



stungsklasse 500 bis 1000 kW betragen die Investitionen nur noch 10.000 DM/kW und darunter. Eine Übersicht enthält Tabelle 1.

Tabelle 1: Spezifische Investitionskosten für Kleinwasserkraftanlagen in DM/kW /VDEW 88/

Leistung [kW]	Neubau	Revitalisierung	Modernisierung
1-100	15000 -25000	20000 -7000	6000 -4000
100-250	12000 -15000	7000 -4000	4000 -3000
250-500	10000 -12000	4000 -3000	3000 -2000
500-1000	9000 -10000	3000	2000
1000-10000	8000 -9000	3000	2000

Im Falle einer Modernisierung betragen die Maschinenkosten bis zu 100 % der Investitionen, da häufig nur Turbinen, Generator und Getriebe ausgetauscht werden.

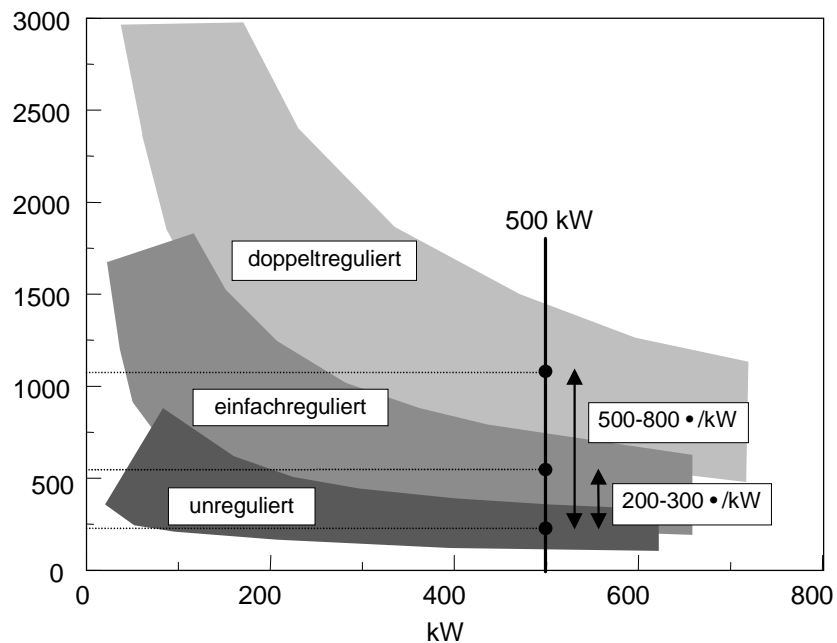


Abb. 5: Spezifische Kosten verschiedener Turbinentypen in • /kW /PAISH 1995/

Ein Ansatz des drehzahlvariablen Betriebs beruht auf dem Ersatz der Doppelregulierung durch eine Einfachregulierung. Dazu sind in Abb. 5 die spezifischen Kosten für verschiedene Turbinentypen dargestellt.

Gegenüber beinahe stabilen Kosten für die üblichen Komponenten einer Wasserkraftanlage zeichnet sich die Leistungselektronik insbesondere seit Einführung der IGBT-Leistungsschalter durch kontinuierlich sinkende spezifische Kosten aus. Darüber hinaus entwickelt sich die technische Ausstattung der Frequenzumrichter weiter. Moderne Stromrichter, die für die industrielle Antriebstechnik entwickelt wurden, ermöglichen 4-Quadrantenbetrieb und eignen sich daher auch für den Betrieb mit Generatoren. Insbesondere für den Einsatz in Kombination mit Kurzschlußläufermaschinen von Leistungen bis einigen hundert kW, und damit auch für die Nachrüstung von Wasserkraftanlagen, bieten sich diese Geräte an. In Abb. 6 sind Kosten für 4-Q-Stromrichter mit Gleichspannungszwischenkreis, die 1999 im Rahmen einer Marktrecherche ermittelt wurden, dargestellt.

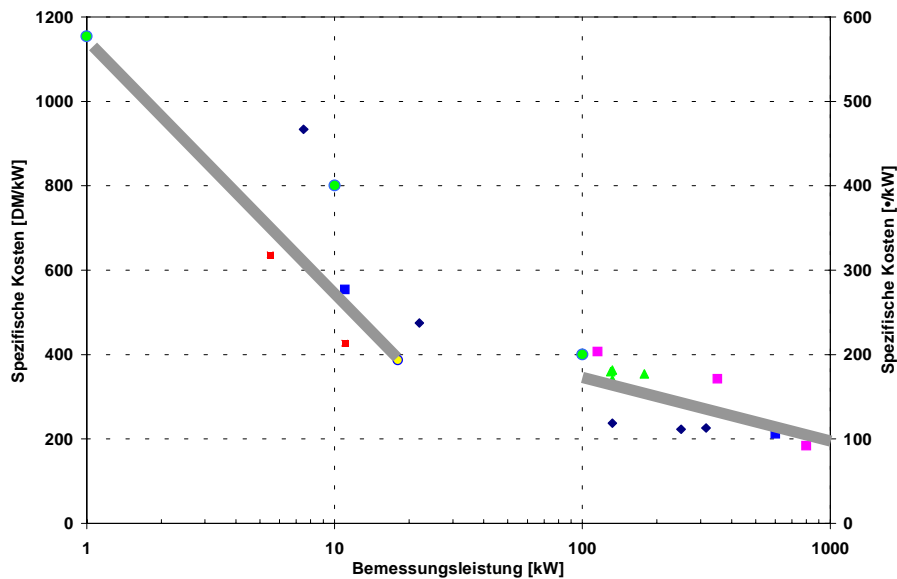


Abb. 6: Spezifische Kosten für 4-Q-Stromrichter (Marktstudie 1999)

Es zeigt sich, daß bis in den Leistungsbereich von einigen zehn kW die Stromrichterkosten unter 400 DM/kW sinken. Zwischen 100 und 1000 kW sinken die Preise auf etwa 200 DM/kW. Es bestehen aber erhebliche Preisunterschiede bei den befragten Herstellern.



In der Gegenüberstellung ergeben sich für eine doppeltregulierte Kaplan turbine mit 100 kW Leistung Kosten von ca. 300.000 DM, bzw. 3000 DM/kW. Die Einsparungen für eine einfachregulierte, kleinere Turbine belaufen sich auf etwa 25 %, also 750 DM/kW. Ein geeigneter Frequenzumrichter kostet ca. 300 DM/kW. Daraus resultieren Einsparungen von etwa 10% für die Maschinenkosten. Das entspricht je nach Maßnahme etwa 5 – 10 % der Gesamtkosten für Neubau oder Modernisierung. Da durch den Umrichterbetrieb keine zusätzlichen Kosten für Wartung o.ä. entstehen, wirken sich diese Einsparungen unmittelbar auf eine Reduktion der Stromerzeugungskosten aus. Für Leistungen ab 500 kW und mehr ergeben sich höhere Einsparungen, wenn z.B. Systeme mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren aus dem Bereich der Windkraftanlagen eingesetzt werden.

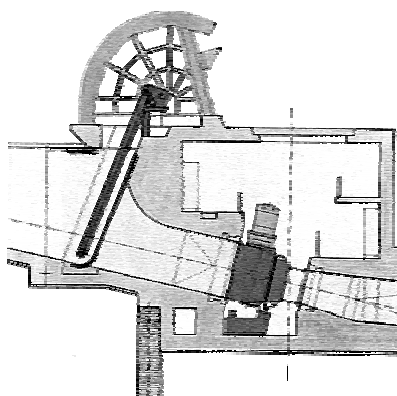
5 Ausgeführte Beispiele

Ein Umrichterkonzept aus der Antriebstechnik wurde erstmals 1991 beim Neubau des Wasserkraftwerks "Zum Preußischen" der Stadtwerke Rottenburg am Neckar eingesetzt. Seither wurde in mehreren Projekten vorwiegend in Deutschland versucht, durch andere Systemansätze die erhofften Wirkungsgradsteigerungen oder Kostensenkungen zu erzielen.

Tab. 2: Drehzahlvariable Kleinwasserkraftanlagen in Deutschland /BARD 1999/

WKA	Baujahr	Turbine	Fallhöhe, Leistung	Planung, Bau
Rottenburg	1991	Rohrturbine (Sulzer Hydro)	5,2 m, 2x520kW	Dr. Hutarew, Sulzer Hydro, ABB
Hüfingen	1994	Francis (Voith)	1 m, 18 kW	GEDEA, ETI Universität Karlsruhe
Ingelfingen	1995	semi-Kaplan (Kössler Iberica)	6,9 m, 2x358kW	EVS, Kössler, Walcher
Waldenfels	1996	Propeller (Fella)	5 m, 85 kW	Fella Anlagenbau, Amorbach
Rupboden	1997	Propeller (Fella)	6 m, 110 kW	Fella Anlagenbau, Amorbach
Mühle Vogel, Lohra *	1996	oberschlächtiges Wasserrad	3,6 m, 12 kW	Hydrowatt, Karlsruhe
Kattlenburg	im Bau	Francis (Voith)	3,2 m, 105 kW	EAM, IEE Universität Gh Kassel

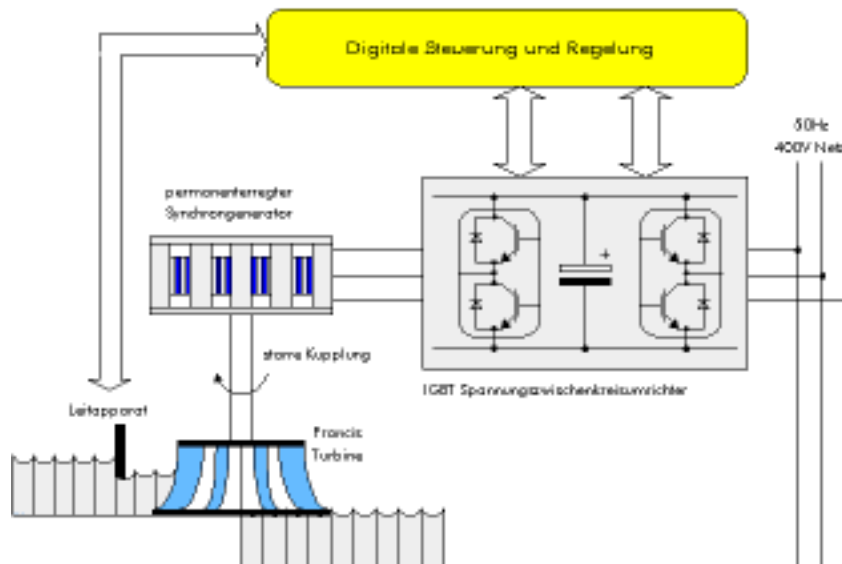
WKW „Zum Preußischen“, Rottenburg



Betreiber:	Stadtwerke Rottenburg
Planung:	Dr. Hutarew & Partner, Pforzheim
Baujahr:	1991
Turbinen:	2 Kegelrad-Rohrturbinen, Sulzer Hydro
Leistung:	2×520 kW
Fallhöhe:	5,2 m
Ausbauwassermenge:	2×12m ³ /s
Generatoren:	2×610 kW, Asynchron, 8-polig, ABB
Frequenzumrichter:	2×800 kVA, I-Umrichter, ABB
/SCHIRM 1992/	



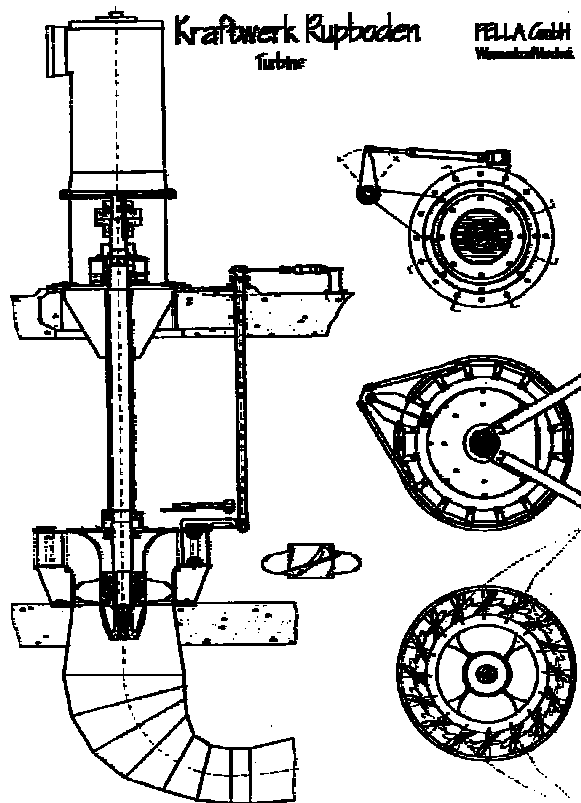
WKW Steiner Säge, Hüfingen



Schematischer Aufbau der Wasserkraftanlage

Betreiber:	Gesellschaft für dezentrale Energieanlagen mbH (GEDEA)
Planung:	ETI, Universität Karlsruhe, Prof. Dr.-Ing. H. Späth
Baujahr:	1948, Reaktivierung 1994
Turbinen:	Francis Schachtturbine, Voith
Leistung:	18 kW
Fallhöhe:	1,0 m
Ausbauwassermenge:	2,9 m ³ /s
Drehzahl:	42 U/min
Generator:	22 kW, permanenterregter SG, Bartholdy AG, CH
Frequenzrichter:	Eigenbau ETI
/SPÄTH 1997/, /ETI 1997/	

Kraftwerk Rupboden



Betreiber:	Fürstlich Salm-Horstmar'sche Forstverwaltung
Projektleitung:	Fella Anlagenbau GmbH, Amorbach
Baujahr:	Reaktivierung 1997 (nach 30 Jahren Stillstand)
Turbine:	Propellerturbine (leitradreguliert), Fella
Leistung:	max. 100 kW
Fallhöhe:	6 m
Ausbauwassermenge:	2,1 m ³ /s
Drehzahl:	500 ± 200 U/min
Generator:	doppeltgespeister ASG, Oswald
Frequenzrichter:	Siemens
/Fella97/	



6 Literatur

- /BARD 2000/ J. Bard: Wasserkraft zur regenerativen Stromerzeugung. AgV-Forum, Arbeitsgemeinschaft der Verbraucherverbände (Hrsg.), Köln, vorauss. Januar 2000
- /BARD 1998/ J. Bard: Innovative Betriebskonzepte, Erstes Anwenderforum Kleinwasserkraftwerke, Otti Technologiekolleg, Universität Kassel, Oktober 1998
- /BARD 1999/ J. Bard: Darfs ein bißchen mehr sein ? – Was Wind- und Wasserkraftanlagen gemeinsam haben. Neue Energie – Magazin, BWE e.V. (Hrsg.), Osnabrück, November 1999
- /ETI 1997/ Internet home page des ETI, Uni Karlsruhe, <http://eti-nt.etec.uni-karlsruhe.de/koehbe/projekt.htm#Konzept>
- /FELLA 1997/ G. Fella et al.: Entwicklung einer Propellerturbine mit variabler Drehzahl. Kleinwasserkraftseminar des Instituts für Strömungsmechanik und Hydraulische Maschinen, Universität Stuttgart, 1997
- /GIESECKE 1997/ J. Giesecke, E. Mosonyi: Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb. Springer Verlag, Heidelberg 1997
- /HEIER 1996/ S. Heier: Windkraftanlagen im Netzbetrieb. Teubner Verlag, Stuttgart, 1996
- /KLINGER 1999/ H. Klinger: Strom der Zeit, VDEW-Pressekonferenz. Rede VDEW, Berlin 20. September 1999
- /PAISH 1995/ O. Paish, P. Fraenek, E. de Vries, J. Bard: Ultra-low-head hydro: The economic resource and state-of-art technology, International Conference on Hydropower Into The Next Century, Barcelona, 5-8 June 1995
- /PAISH 1999/ G. Paish, P. Fraenkel, J. Bard, E. de Fries, T. Jiandong: Accelerating technical cooperation and market development between the SHP industries of the EU and China, Hydroenergia '99, Wien,



Oktober 1999

- /SCHIRM 1992/ J. Schirm, A. Schmitt: Turbinen mit variabler Drehzahl für das Wasserkraftwerk ‚Beim Preußischen‘ der Stadtwerke Rottenburg. Wasserwirtschaft 82, 1992
- /SPÄTH 1997/ H. Späth, B. Köhler: Getriebelose drehzahlveränderliche Kleinwasserkraftanlage mit Francis-Schachtturbine und Synchrongenerator. Abschlußbericht, Elektrotechnische Institut, Universität Karlsruhe, Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, 1997
- /VDEW 1988/ Kosten- und Leistungsrechnung der Energie- und Wasserversorgungsunternehmen. Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. und VDEW (Hrsg.). Bonn 1988
- /WAGNER 1997/ E. Wagner: Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1997. Elektrizitätswirtschaft, Zeitschrift der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, Jahrgang 1997, Heft 24, Frankfurt a. Main 1998



Drehzahlvariable Systeme mit permanent erregten Generatoren

G. Cramer, R. Grebe, D. Wimmer
SMA Regelsysteme GmbH
Hannoversche Straße 1-5, 34266 Niestetal
Tel.: (0561) 9522-0, Fax: (0561) 9522-100
e-mail: info@sma.de

P. Zacharias
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: (0561) 7294-0, Fax: (0561) 7294-100
e-mail: pzach@iset.uni-kassel.de

1 Einleitung

Bis vor wenigen Jahren wurden permanent erregte Synchrongeneratoren im wesentlichen nur in der Antriebstechnik im Bereich kleiner Leistungen eingesetzt. Doch konnten inzwischen die Verbesserung und Verbilligung von permanent magnetischen Werkstoffen und die enormen Fortschritte im Bereich der Stromrichtertechnik dazu beitragen, daß sich permanent erregte Synchronmaschinen von der Traktion (z.B. Nabenmotoren) bis hin zu Vielpolgeneratoren mit einer Ausgangsleistung von mehr als 1 MW zunehmend durchsetzen. Der Einsatz dieser permanent erregten Maschinen ist allerdings aufgrund ihrer besonderen Eigenschaften in der Regel mit einem erhöhten Aufwand im Bereich elektrischer Energieaufbereitung, also der Leistungselektronik, verbunden, so daß sich dieser Beitrag auch ganz wesentlich auf die Beschreibung der Anforderungen und Ausführungsvarianten sowie Stromrichtertopologien für diese Systeme konzentriert.

2 Besonderheiten permanent erregter Generatoren

Permanent erregte (PME-) Maschinen werden heute als Innenpol- und Außenpoläufer aufgebaut. Weitere Varianten wie z.B. Scheibenläufer und Transversalfluß-Maschinen sind entwickelt worden. Die wesentlichen Vorteile der PME-Generatoren im Vergleich zu konventionellen Synchrongeneratoren sind der verbesserte Wirkungsgrad, das reduzierte Leistungsgewicht und Leistungsvolumen sowie der Wegfall von Schleifringen.



Zudem eignet sich diese Technologie auch besonders gut zum Aufbau von Vielpolmaschinen.

Wesentlicher Nachteil ist allerdings, daß sich die Ausgangsspannung nicht über die Frequenz regeln läßt, sondern direkt proportional mit der Drehzahl ansteigt und zudem in Abhängigkeit der Belastung stark nachgibt. So können sich je nach Auslegung der Generatoren Differenzen der Leerlaufspannung zur Nennspannung von bis zu 30 oder 40 % ergeben. Dieser große Spannungsvarianzbereich der PME-Generatoren stellt erhöhte Anforderungen insbesondere an die nachgeschaltete Leistungselektronik.

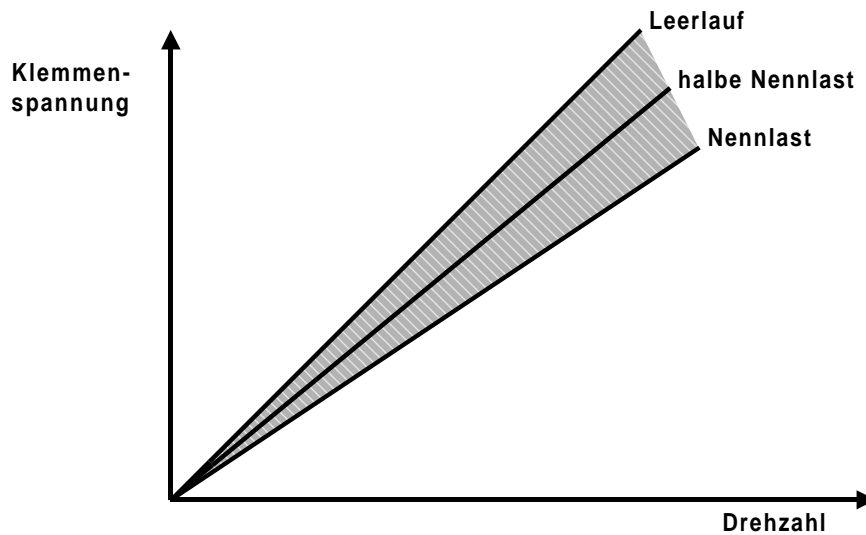


Abb. 1: Ausgangsspannung eines PME-Generators über der Drehzahl

Bei der Auslegung der PME-Generatoren ist zudem sorgfältig darauf zu achten, daß keine magnettemperaturbedingten bzw. kurzschlußstromverursachten Entmagnetisierungen der Permanentmagnete auftreten.

3 Stationäre Anwendungen

3.1 Windenergieanlagen

Bei Windenergieanlagen der Megawattklasse setzen sich immer stärker die getriebelosen Anlagenkonzepte mit vielpoligen Synchrongeneratoren durch, da auf diese Weise



auch auf das verschleißbehaftete und wartungsintensive sowie wirkungsgradreduzierende Hochsetzgetriebe verzichtet werden kann. Bei innovativen Anlagenkonzepten werden inzwischen auch permanent erregte Synchrongeneratoren als Außenpolläufer eingesetzt. Der mit hunderten von Permanentmagneten bestückte Rotor des Generators ist direkt und starr mit der Nabe und den Rotorblättern gekoppelt und dreht sich dabei um den fest angeordneten Ständer des Generators.

Für die Aufbereitung der frequenz- und spannungsvariablen Ausgangsleistung des PME-Generators haben sich bei Anlagen dieser Größenordnung im wesentlichen zwei prinzipielle Topologien durchgesetzt.

Die einfachste Aufbauart stellt das in Abb. 2 dargestellte System dar, das maschinenseitig über einen nur ungesteuerten Gleichrichter verfügt und netzseitig mit einem IGBT-Zwischenkreisstromrichter ausgeführt ist. Die drehzahl- und lastabhängige Ausgangsspannung des Generators wird also über einen 6-pulsigen Gleichrichter geführt und in den Spannungszwischenkreis eingespeist. Der nachgeschaltete IGBT-Stromrichter wird so PWM-moduliert, daß er grundsätzlich sinusförmigen Ausgangsstrom in das Netz einspeist. Zwischen dem Ausgang des Stromrichters und dem Netz befinden sich natürlich noch ein Sinus- und EMV-Filter sowie ein Transformator zur Spannungsanpassung.

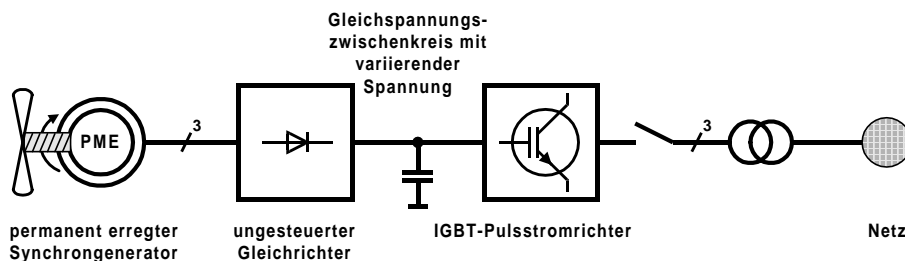


Abb. 2: Leistungsaufbereitung für eine drehzahlvariable Windenergieanlage mit maschinenseitig ungesteuertem Gleichrichter

Diese Topologie besteht durch die Einfachheit des maschinenseitigen Gleichrichters und des damit verbundenen sehr guten Wirkungsgrades des gesamten Stromrichtersystems. Doch geht diese Anordnung auch mit einigen zum Teil gravierenden Nachteilen einher. So verursacht der ungesteuerte Gleichrichter in Zusammenhang mit dem Spannungszwischenkreis eine nicht unerhebliche Belastung des Generators mit Oberschwingungen, die zu einem reduzierten Wirkungsgrad und einer zusätzlichen Erwärmung des Generators führen. Die Auslegung des Stromrichters auf der Netzseite erforder-



dert durch den sehr weiten Eingangsspannungsbereich den Einsatz von Leistungshalbleitern, die eine viel höhere Spannungsfestigkeit benötigen als im Bereich des Nennbetriebes notwendig wäre, d.h. der Stromrichter ist nicht gut ausgenutzt und ist damit unnötig teuer. Da bei dieser Anordnung der Eingangsspannungsbereich aus den genannten Gründen nicht beliebig groß werden kann, ist in der Regel auch eine Einschränkung des möglichen Drehzahlvarianzbereichs der Windenergieanlage notwendig.

Setzt man aber anstelle des ungesteuerten Gleichrichters maschinenseitig auch einen IGBT-Pulsstromrichter ein, wie in Abb. 3 dargestellt, sind die oben beschriebenen Nachteile vermeidbar. Der maschinenseitige Stromrichter arbeitet jetzt als Hochsetzsteller und prägt ausschließlich sinusförmige Ströme in den Generator ein. Damit entstehen keine zusätzlichen Erwärmungen mehr im Generator, die Zwischenkreisspannung wird geregelt und so ist ein deutlich größerer Drehzahlvarianzbereich möglich.

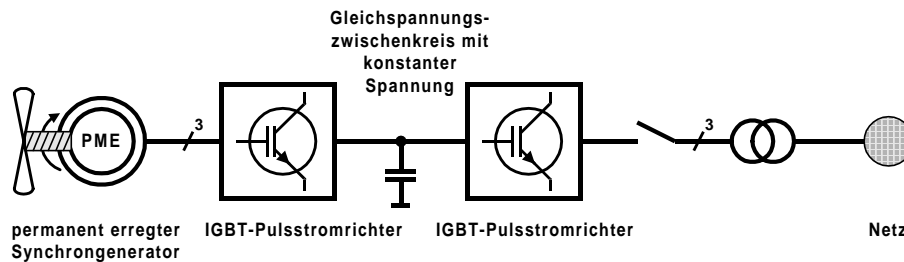


Abb. 3: Leistungsaufbereitung einer drehzahlvariablen Windenergieanlage mit netz- und maschinenseitigem IGBT-Pulsstromrichter

Die Mehrkosten dieser zwei identischen IGBT-Stromrichter, die in einer sogenannten 4-Q-Anordnung (Back to Back) eingesetzt werden, sind gegenüber der Anlage mit ungesteuertem Gleichrichter nur geringfügig höher, da der netzseitige Stromrichter jetzt nur noch für eine kleinere Zwischenkreisspannung ausgelegt werden muß und damit beide Stromrichter optimal ausgenutzt werden. Der Einsatz eines maschinenseitigen IGBT-Stromrichters eröffnet zudem die Möglichkeit, durch Einprägung entsprechender kapazitiver Blindströme die Abmessungen des Generators nochmals zu reduzieren. Geringfügiger Nachteil dieser Anordnung ist allerdings, daß der Wirkungsgrad der Energieaufbereitung etwas ungünstiger geworden ist, da der maschinenseitige IGBT-Stromrichter gegenüber einer ungesteuerten Brücke zusätzliche Durchlaß- und Schaltverluste verursacht.



3.2 Notstromversorgungen und BHKWs

Mobile und stationäre Stromversorgungsaggregate im Leistungsbereich von wenigen Kilowatt bis einigen hundert Kilowatt werden über Verbrennungsmotore angetrieben und arbeiten in der Regel drehzahlstarr. Bei den Aggregaten kleiner Leistung werden auch kondensatorerregte Asynchrongeneratoren eingesetzt. In allen übrigen Leistungsbereichen werden bisher Synchrongeneratoren mit elektronisch geregelter Erregung verwendet.

Insbesondere im Teillastbereich ist die Motorausnutzung und damit der Wirkungsgrad solcher Systeme gering. Ein erhöhter Treibstoffverbrauch, wesentlich höhere Abgasemissionen und eine erhöhte Lärmbelastung sind die Folge des drehzahlstarrten Betriebs. Abhilfe schafft nur ein drehzahlvariabler Betrieb des Stromversorgungsaggregates. Bei geringerer Verbraucherleistung kann mit abgesenkter Drehzahl gearbeitet und erst bei Erreichen der Nennleistung die Nenndrehzahl eingestellt werden. Dynamische Leistungsanforderungen oberhalb der Nennleistung können durch kurzzeitige Drehzahlüberhöhung realisiert werden.

Voraussetzung für ein drehzahlvariables Aggregat ist, daß die Frequenz- und Spannungshaltung auf der Verbraucherseite von Frequenz und Spannung des Generators entkoppelt wird. Diese Entkopplung erfolgt über einen Stromrichter und ermöglicht gleichzeitig den Einsatz eines permanent erregten Synchrongenerators, dessen Ausgangsspannung von der Drehzahl und zusätzlich von der Belastung abhängig ist.

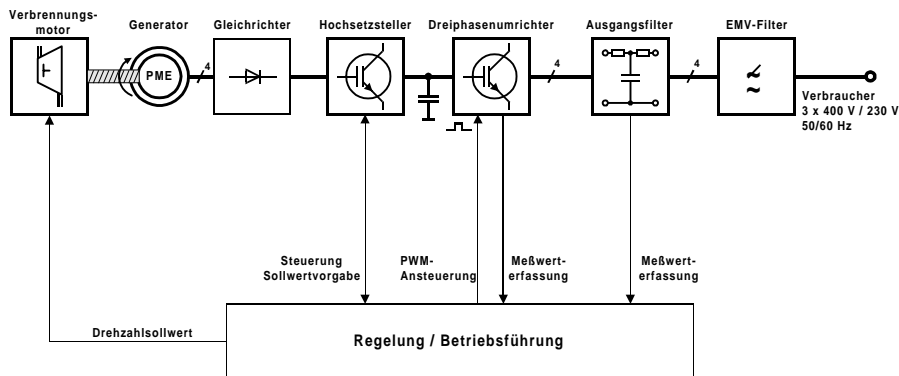


Abb. 4: Blockschnittbild eines drehzahlvariablen Stromversorgungsaggregates

In der obigen Abbildung ist das Blockschnittbild einer Topologie der Energieaufbereitung dargestellt. Der Eingangsteil wird durch einen Gleichrichter mit Hochsetzsteller gebildet, der auf einen Zwischenkreis arbeitet. Der Zwischenkreis verfügt über einen



Mittelpunkt, der mit dem herausgeführten Sternpunkt des Generators verbunden und in TN-Netzen als N-Leiter verwendet werden kann. Der Sternpunkt kann geerdet werden. Bei einer Zwischenkreisspannung von ± 400 V können die Ausgänge des angeschlossenen dreiphasigen Wechselrichters unabhängig voneinander geregelt werden. Ist zusätzlich der Hochsetzsteller so ausgeführt, daß beide Zwischenkreishälften unabhängig von einander geregelt werden, so lassen sich beliebige Lasten an dem Stromrichter betreiben. Blindströme müssen nicht mehr vom Generator aufgebracht werden, sondern können vom Stromrichter geliefert werden.

Ein permanent erregter Synchrongenerator kann im Vergleich zu elektrisch erregten Synchrongeneratoren erheblich kleiner ausgeführt werden und verfügt zusätzlich noch über einen höheren Wirkungsgrad. Denkbar ist auch der Einsatz einer Wasserkühlung des Generators, die nochmals zu einer Verringerung der Baugröße führt und gleichzeitig bei BHKWs die Nutzung der Abwärme ermöglicht. Dies ist in der nachfolgenden Abbildung vereinfacht dargestellt.

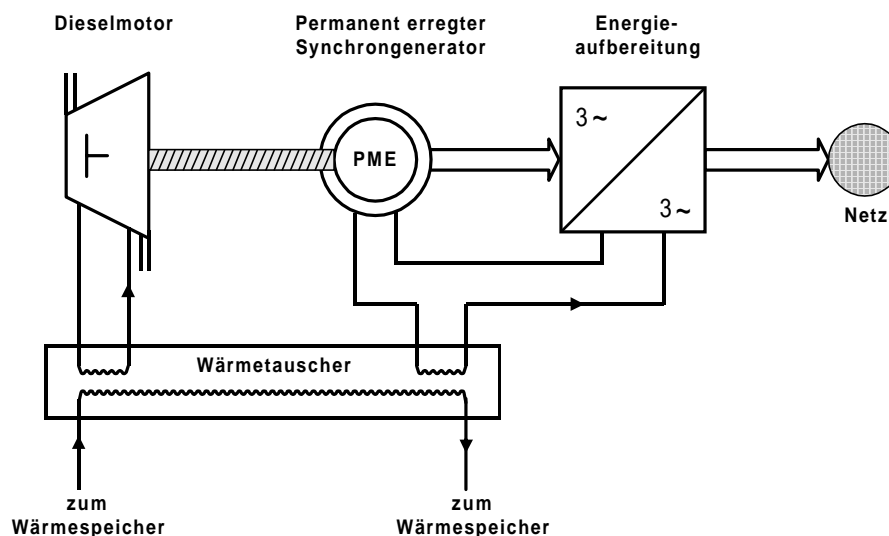


Abb. 5: Blockschaubild eines drehzahlvariablen Stromversorgungsaggregates mit Abwärmenutzung

Mobile und auch stationäre Stromerzeugungsaggregate werden heute weitgehend mit fester Drehzahl betrieben. Im Bereich von BHKWs gibt es inzwischen erste Ansätze,



durch Drehzahlverringern die Wärmeabgabe zu reduzieren, um auch im Sommer den Betrieb fortsetzen zu können und damit die Gesamtlaufzeit und Wirtschaftlichkeit der Aggregate zu verbessern.

4 Mobile Anwendungen

Auf Fahrzeugen beginnen sich ebenfalls permanent erregte Synchrongeneratoren durchzusetzen. Hauptgrund hierfür sind die mögliche, kompakte Bauform insbesondere bei Einsatz einer Wasserkühlung und ein vergleichsweise geringes Gewicht.

4.1 Schienenfahrzeuge

Zur Reduzierung des Energieverbrauchs, Gewichtes und Bauvolumens bei diesel-elektrisch angetriebenen Schienenfahrzeugen wird der Einsatz von PME-Generatoren untersucht und erprobt. Der prinzipielle Aufbau eines diesel-elektrischen Systems für Nahverkehrsfahrzeuge ist in Abb. 6 dargestellt.

Die Antriebseinheiten bestehen aus einem oder mehreren Dieselgeneratorsätzen, wobei durch die geringen Abmessungen des Generators die Möglichkeit der direkten Kopplung mit dem Dieselmotor besteht. Somit kann der PME-Generator mit nur einem Lager ausgeführt werden. Darüber hinaus kann der Kühlkreislauf des Dieselmotors auch zur Flüssigkeitskühlung des Generators genutzt werden.

Über einen nachgeschalteten ungesteuerten Gleichrichter wird die Drehspannung des Generators gleichgerichtet, so daß eine der Motordrehzahl proportionale, variable Gleichspannung am Ausgang zur Verfügung steht.

An diesen Gleichspannungszwischenkreis ist sowohl der Antriebsstromrichter als auch der Umrichter für die Hilfsbetriebe angeschlossen. Die beiden Umrichter müssen in der Lage sein, die stark variierende Gleichspannung im Verhältnis von ca. 1 : 2,5 zu verarbeiten. Der Antriebsstromrichter erzeugt eine Drehspannung, die entsprechend der geforderten Geschwindigkeit und des benötigten Antriebsmoments in ihrer Amplitude und Frequenz geregelt wird. Da die Fahrmotoren als Asynchronmaschinen ausgeführt sind und über den Schlupf der Maschine eine weiche Kopplung zwischen Rad und elektrischem Antrieb besteht, können sie ohne den Einsatz von Einzelstromrichtern auf unterschiedliche Achsen verteilt werden.

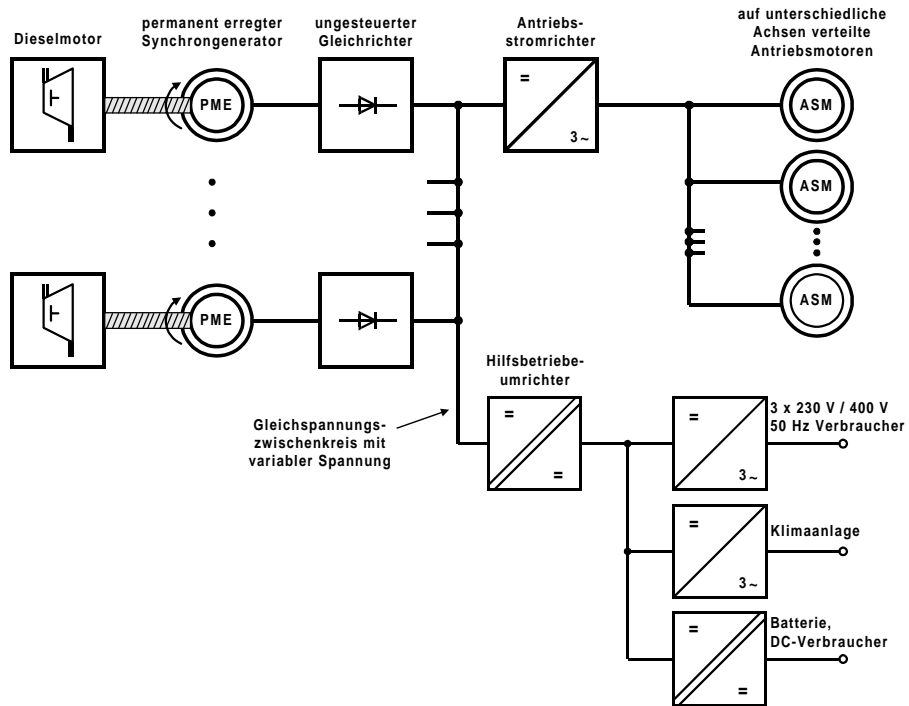


Abb. 6: Blockschaubild eines Nahverkehrsfahrzeuges mit diesel-elektrischer Antriebseinheit

Zur elektrischen Versorgung von Klimaanlage, Beleuchtung, Batterieladegerät etc. ist der Hilfsbetriebeumrichter am Zwischenkreis angeschlossen. Dieser stellt am Ausgang eine galvanisch getrennte und stabilisierte Gleichspannung zur Verfügung, so daß herkömmliche Frequenzumrichter und Batterieladegeräte angeschlossen werden können.

Der Einsatz von PME-Generatoren in diesel-elektrischen Schienenfahrzeugen bringt folgende Vorteile:

- hoher Wirkungsgrad
- geringe Abmessungen
- geringes Gewicht

Dadurch wird sowohl der Treibstoffverbrauch als auch die Schadstoffemission reduziert.



4.2 Busklimatisierung

Im Bereich der Klimatisierung von Reisebussen gibt es Überlegungen, die direkte mechanische Kopplung zwischen Antriebsmotor und Klimakompressor durch eine elektrische Kopplung zu ersetzen.

Aufgrund der in den vorangegangenen Abschnitten schon mehrfach erwähnten Vorteile bietet sich auch hier der Einsatz eines PME-Generators an.

Üblicherweise werden die Klimaaggregate im Kfz-Bereich direkt vom Antriebsmotor über einen Keilriemen angetrieben, so daß die Drehzahl und somit die mögliche Abgabeleistung immer von der Motordrehzahl abhängt. Das bedeutet, daß der Klimakompressor überdimensioniert werden muß, da auch im unteren und mittleren Drehzahlbereich die volle Kühlleistung bereitgestellt werden soll. Wird der Antriebsmotor im oberen Drehzahlbereich betrieben, so muß die nicht benötigte Kompressorleistung über einen Bypass abgeführt werden. Dies hat einen unnötig hohen Verschleiß und schlechten Wirkungsgrad zur Folge.

Um die Kompressordrehzahl, unabhängig vom Antriebsmotor, konstant zu halten bzw. auch der benötigten Kühlleistung anzupassen, könnte, wie in Abb. 7 dargestellt, ein PME-Generator mit nachgeschaltetem Antriebsstromrichter zum Einsatz kommen.

Bei diesem System wird anstelle des Kompressors ein PME-Generator vom Dieselmotor angetrieben. Die variable Ausgangsspannung wird, wie schon in Kapitel 3.2 dargestellt, über einen ungesteuerten Gleichrichter mit nachgeschaltetem Hochsetzsteller in eine stabilisierte Zwischenkreisgleichspannung umgeformt. Mit einem ausgangsseitigen Frequenzumrichter besteht nun die Möglichkeit, einen Klimaantriebsmotor sowohl mit konstanter Spannung und Frequenz als auch mit frequenz- und amplitudenvariabler Spannung zu versorgen.

Bei Systemen mit konstanter Ausgangsspannung und Frequenz besteht die Möglichkeit, ohne zusätzlichen Aufwand auch eventuell vorhandene elektrische Standardgeräte wie z.B. Laptops etc. zu versorgen.

Darüber hinaus könnte beim Einsatz von PME-Generator-Stromrichter-Einheiten in Bussen durch die Erweiterung der leistungselektronischen Einheiten um ein Ladegerät auch auf die verschleißbehaftete und wartungsintensive Lichtmaschine verzichtet werden.

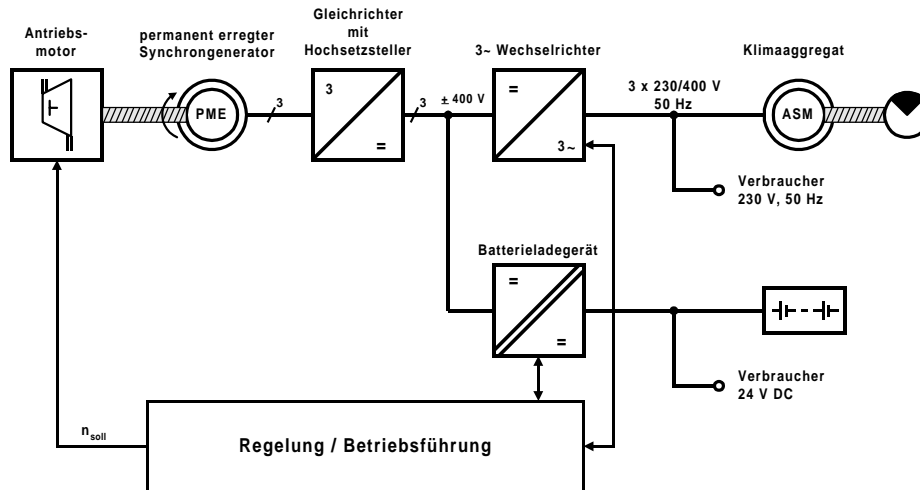


Abb. 7: Blockschaltbild Busklimatisierung

Eine übergeordnete Mikroprozessorsteuerung übernimmt alle erforderlichen Ansteuer-, Regelungs- und Betriebsführungsaufgaben. So z. B. auch eine leichte Sollwerterhöhung der Leerlaufdrehzahl des Antriebsmotors, falls die geforderte Kühlleistung im Stand nicht ausreichen sollte.

4.3 Stromversorgung in der Kraftfahrzeugtechnik

Zündung, Motorelektronik, elektronische Steuerelemente, dynamische Leuchtweite, zahllose Pumpen und Gebläse, Sound- und Navigationssysteme führen heute zu einem durchschnittlichen Energiebedarf von ungefähr 800 W. Das entspricht etwa einem Kraftstoffverbrauch von 1,2 Liter auf 100 Kilometer. Für die Zukunft wird ein Energiebedarf von mehr als 2500 W prognostiziert.

Um den Kraftstoffverbrauch trotzdem weiter sinken zu lassen, arbeiten weltweit Automobilfirmen an einem neuen, effizienteren Bordnetz für Kraftfahrzeuge. Zusätzlich zu den heutigen 12 V wird es mit einer weiteren Spannungsebene von 42 V arbeiten und erreicht dabei einen Wirkungsgrad von mehr als 70 Prozent. Aus der 42-V-Spannungsebene werden künftig die besonders leistungsstarken Verbraucher gespeist. Neben Verbrauchern wie der elektrischen Sitz- oder Lenkradbeheizung werden dies auch sicherheitsrelevante, bislang zum Teil mechanisch realisierte Komponenten wie Lenkung, aktives Fahrwerk oder Bremsen sein.



In Zusammenhang mit dem 42-V-Bordnetz sind auch bei einzelnen Komponenten des Bordnetzes interessante Entwicklungen abzusehen. So könnte zukünftig die Funktion von Generator (Lichtmaschine) und Starter in einem Gerät zusammengefaßt werden. Dabei kann eine spezielle, permanent erregte Synchronmaschine verwendet werden, die direkt an die Kurbelwelle angeflanscht wird. Erste Systeme sind bereits auf der diesjährigen IAA vorgestellt worden.

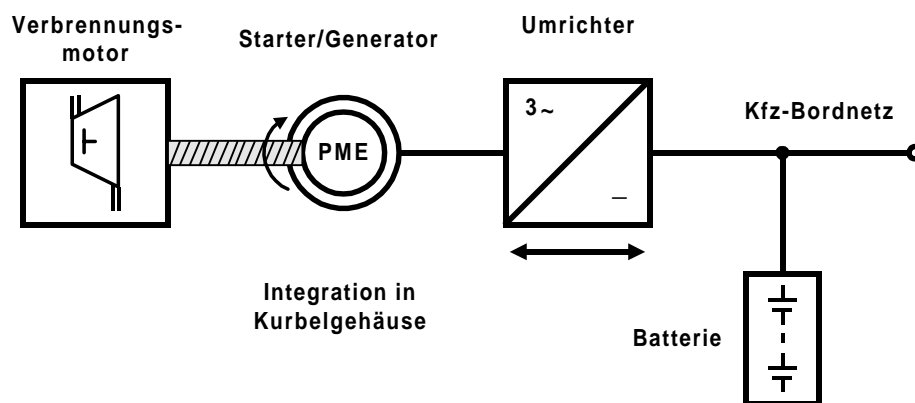


Abb. 8: Blockschaltbild einer Starter/Generator-Kombination in Kfz

Es ergeben sich dabei folgende Vorteile:

- Starter und Generator gewichts- und platzsparend in einer Maschine zusammengefaßt,
- Verbrauchs- und Emissionsreduzierung von bis zu 20 % durch Elektrifizierung von bisher keilriemengetriebenen Nebenaggregaten (z.B. Kompressoren für Klimaanlage),
- Rückgewinnung von Bremsenergie,
- Boosterbetrieb beim Beschleunigen,
- Schwingungsdämpfung im Antriebsstrang möglich.

Dabei kann die Kombination von Starter und Generator in gewissen Grenzen auch Traktionsaufgaben mit übernehmen.



4.4 Traktionsanwendungen

Permanent erregte Motoren werden heute vermehrt im Bereich von Niederflurbussen und Schienenfahrzeugen insbesondere in der Ausführung als Naben- bzw. Achsantriebe eingesetzt. Gegenüber entsprechend ausgeführten Asynchronmotoren bauen sie zwar kleiner und sind effektiver, wesentlicher Nachteil ist aber, daß aufgrund des absolut synchronen Drehzahl- und Momentenverlaufes (kein Schlupf) aller gemeinsam angesteuerten PME-Motoren keine gleichmäßige Verteilung der Antriebsleistung auf die einzelnen Räder bzw. Achsen erfolgt. Daher muß jeder PME-Motor mit einem eigenen Antriebsstromrichter ausgerüstet werden.

Im nachfolgenden Blockschaltbild ist ein diesel-elektrisches Antriebssystem dargestellt, wie es bereits in einer größeren Anzahl von ÖPNV-Niederflurbussen in verschiedenen Städten im Einsatz ist.

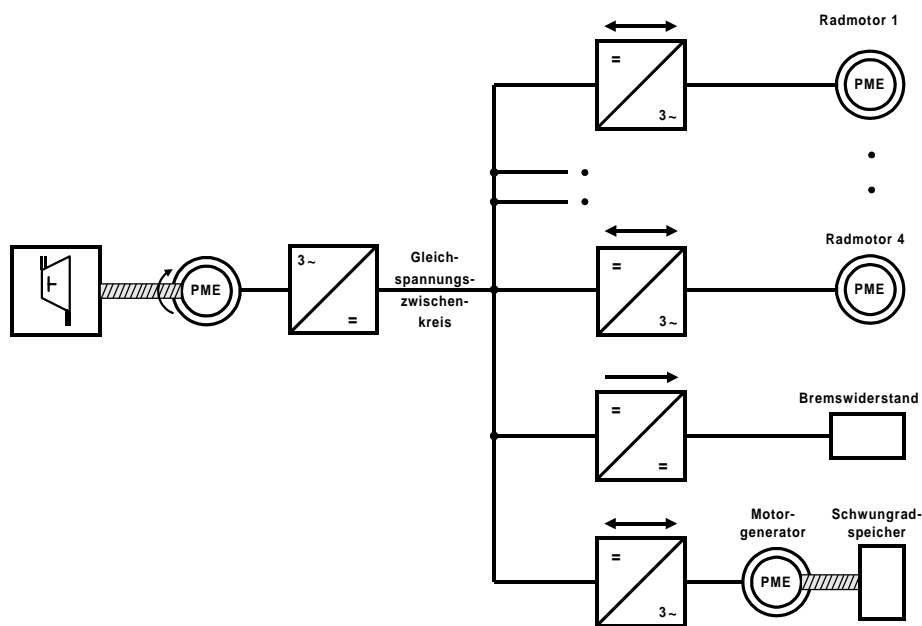


Abb. 9: Blockschaltbild eines Antriebskonzepts von diesel-elektrischen Niederflur-Nahverkehrsbussen mit Schwungradspeicher

Der Dieselmotor ist mit einem PME-Generator gekoppelt, welcher über einen Gleichrichter den Gleichspannungs-Zwischenkreis versorgt. An dieser Gleichspannungs-



schiene sind zum einen die Antriebsumrichter angeschlossen sowie der Bremschopper und der Umrichter für den Schwungmassenspeicher (SMS).

Jedes Antriebsumrichtersystem versorgt einen Radmotor, welcher als flüssigkeitsgefüllter PME-Motor ausgeführt ist. Im Bremsbetrieb speisen die Radantriebe die Bremsenergie in den Zwischenkreis zurück.

Der Umrichter des SMS wird so gesteuert, daß mit der überschüssigen Energie der Speicher bis zu seiner maximalen Drehzahl von ca. 25.000 U/min beschleunigt wird. Die auf diese Weise gespeicherte Bremsenergie wird beim nächsten Beschleunigen des Fahrzeugs wieder verwendet. Sollte darüber hinaus noch weitere Bremsenergie zur Verfügung stehen, wird diese mittels des Bremschoppers in einem ebenfalls flüssigkeitsgekühlten Bremswiderstand abgeführt.

Mit der in dem SMS gespeicherten Energie ist es somit möglich, das Anfahren von Haltestellen ohne den Betrieb des Dieselmotors zu realisieren, so daß die wartenden und ausgestiegenen Fahrgäste nicht durch Abgas- und Geräuschemissionen des Dieselmotors beeinträchtigt werden.

Durch den mechanisch vom Antriebsstrang abgekoppelten Dieselmotor kann dieser nun auch möglichst immer in einem verbrauchsoptimalen Drehzahlbereich betrieben werden.

Mit dem Einsatz der PME-Synchronmaschinen als Radantriebsmotoren kann auf ein raumeinnehmendes Differential an den Antriebsachsen verzichtet werden, wodurch eine durchgehende Niederflurbauweise ermöglicht wird.

Die Treibstoffeinsparung beim Einsatz eines diesel-elektrischen Antriebs mit Schwungmassenspeicher kann bis zu 35 % betragen. In einem Versuchsfahrzeug, welches im Münchener Nahverkehr seit 1988 im Einsatz ist, wurde eine durchschnittliche Einsparung von 10 - 15 % ermittelt.

5 Zusammenfassung

Wie aus den vorangegangenen Ausführungen hervorgeht, ist der PME-Generator schon in den unterschiedlichsten stationären und mobilen Applikationen im Einsatz.

Er ist besonders für Anwendungen prädestiniert, wo ein geringes Gewicht, eine kompakte Bauform und ein möglichst hoher Wirkungsgrad gefordert sind.

Die Nachteile wie drehzahl- und lastabhängige Ausgangsspannung können heute mit entsprechend angepaßten leistungselektronischen Stellern kompensiert werden, so daß diese Systeme sich in Zukunft immer stärker durchsetzen können.



Entwicklung der Stromrichtertechnik zur Netzanbindung von PV-Anlagen

F. Greizer
SMA Regelsysteme GmbH
Hannoversche Straße 1-5, 34266 Niestetal
Tel.: (0561) 9522-0, Fax: (0561) 9522-100
e-mail: info@sma.de

1 Einleitung

In den 80-er Jahren wurden mit Hilfe von Forschungs- und Demonstrationsanlagen die physikalischen und technischen Grundlagen des Betriebes von Photovoltaikanlagen erprobt. Für die Konzeption alltagstauglicher Anlagen mussten zusätzlich noch einige technische und soziale Randbedingungen erarbeitet werden. Im Gegensatz zum stets kontrollierten Betrieb von Forschungsanlagen mit geschultem Bedienungspersonal muss der Alltagsbetrieb vollautomatisch erfolgen und von elektrotechnischen Laien qualitativ beurteilbar sein.

Der nachfolgende Artikel zeigt die einzelnen Innovationsschritte vom Beginn der Netzanbindung von Photovoltaikanlagen bis zum aktuellen Stand der Technik auf. Ausgehend von diesen Erfahrungen wird zurzeit an der Entwicklung der zukünftigen Wechselrichtertopologie gearbeitet. Das Ziel ist, die mit der modularen Systemtechnik eingeleitete drastische Reduktion der Anlagenkosten konsequent fortzuführen.

2 Innovationen der WR-Technologie im letzten Jahrzehnt

2.1 Netzgeführte Wechselrichter

Bei den Forschungs- und Demonstrationsanlagen in den 80-er Jahren wurden zur Netzkopplung der Photovoltaik-Generatoren (Leistungsbereich meist oberhalb 20 kWp) zunächst netzgeführte PV-Stromrichter eingesetzt. Die Abb. 1 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer PV-Anlage mit einem Thyristor-Stromrichter zur Einspeisung über einen Transformator in das Mittelspannungsnetz. Die Sammlung der elektrischen Energie erfolgt hier auf der DC-Seite mit einer Vielzahl von parallel geschalteten Strings, die



detailliert nur mit erheblichen Aufwand überwacht werden können. Diese aus der Antriebstechnik bewährten und sehr robusten netzgeführten Thyristor-Wechselrichter erforderten allerdings einen erheblichen Aufwand an Filtertechnik zur Reduzierung der NetZRückwirkungen und des Blindleistungsbedarfs, so dass die heutigen Netzan-schlussbedingungen bezüglich des Oberschwingungsgehaltes und der Blindleistung mit dieser Topologie kaum erfüllbar sind.

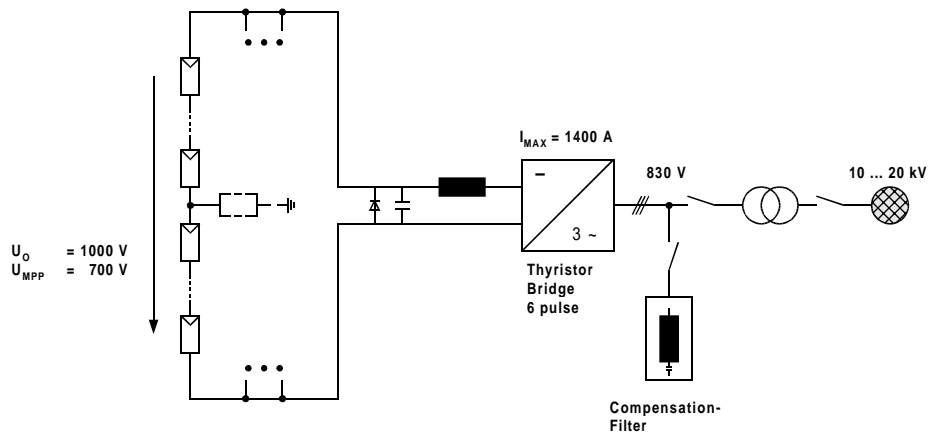


Abb. 1: Prinzipschaltbild eines netzgekoppelten Thyristor-Stromrichters einer PV-Anlage

2.2 Selbstgeführte Wechselrichter (Transistor-Stromrichter)

Die Übergangsphase vom Forschungsbetrieb hin zum Alltagsbetrieb wurde am Anfang der 90-er Jahre durch Förderprogramme auf Landes- und Bundesebene (insbesondere das 1000-Dächer-Programm) unterstützt. Hier wurden kleinere komplette Photovoltaikanlagen für den kostengünstigen Netzparallelbetrieb im für private Haushalte interessanten Leistungsbereich von 1 bis 5 kWp erprobt und qualifiziert.

Erstmalig wurden kompakte PV-Wechselrichter zur Netzeinspeisung im Leistungsbereich von 1,5 bis 5 kW entwickelt. Zur Verringerung der Baugröße und der Wandlerverluste wurden diese als so genannte selbstgeführte, hochfrequent getaktete Zentralwechselrichter ausgeführt. Die eingesetzten neueren Transistortechnologien (MOSFET, IGBT) vermieden den insbesondere bei den Thyristor-Wechselrichtern notwendigen hohen Filteraufwand bei der Netzeinspeisung. In den Anfängen der netzgekoppelten Zentralwechselrichter stand neben einer hohen Effizienz insbesondere die Erhöhung der Betriebszuverlässigkeit im Mittelpunkt der Entwicklungstätigkeit.

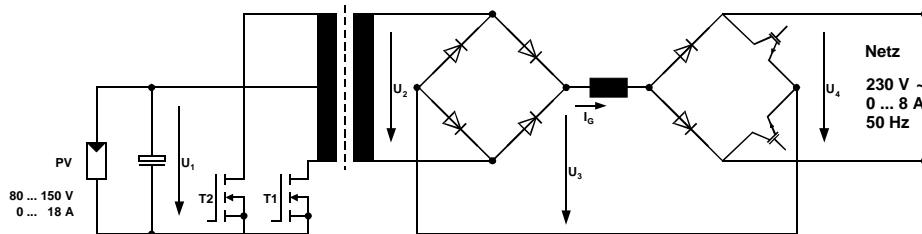


Abb. 2: Prinzipschaltbild des Zentralwechselrichters PV-WR 1800 von SMA

Diese Generation von PV-Anlagen basierte noch auf der Parallelschaltung von Strings zur Leistungserhöhung. Die Sammlung auf der Gleichstromseite mit dem separaten und kostenaufwändigen DC-Verteiler hat allerdings im praktischen Einsatz eine Reihe gravierender Nachteile aufgezeigt.

- Hohe Kosten für aufwändige erd- und kurzschlussichere Leitungsverlegung (lichtbogensicher, Plus und Minus getrennt, abgeschirmt),
- Wirkungsgradminderung durch gegenseitige Modulbeeinflussung und Teilabschattungen,
- hoher Aufwand bei der Schalt- und Schutztechnik (mit Unterbrechern, Dioden in jedem String, zusätzliche Klemmen usw.).

Dennoch konnten mit dieser Technologie erstmalig auch kleinere Anwendungsbereiche erschlossen und ein ausgezeichneter Standard der Serienproduktion photovoltaischer Systemkomponenten realisiert werden. Je nach Einsatzart, Standortverhältnissen und kalkulatorischem Ansatz lagen die damit erreichten Systemkosten (Wechselrichter, Verkabelung, Verteilung, Generator usw.) photovoltaischer Stromerzeugung bei ca. 1 - 2,50 DM/kWh.

2.3 Modulare PV-Systemtechnik führt zum String-WR mit galvanischer Trennung

Wie die Preisentwicklung kompletter PV-Anlagen zeigte, betrug der Kostenanteil, der auf Systemkomponenten und Projektierung einer netzgekoppelten Solaranlage entfiel, teilweise bis zu 50%. Eine allein auf die Senkung der Produktionskosten der PV-Module ausgerichtete Strategie reichte nicht mehr aus. Vielmehr mussten zur Anlagenverbilligung gerade auf der Seite der Systemtechnik intelligentere Wege beschritten werden. Dies war die Motivation zur Entwicklung eines modularen Konzepts der Systemtechnik, die Anfang der 90er-Jahre vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), IEE (Universität Gh Kassel) und SMA begonnen wurde. Das Resultat dieses durch das Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF)



geförderten Projektes war der so genannte String-Wechselrichter, der 1995 von SMA unter dem Namen „Sunny Boy 700“ in den PV-Markt eingeführt wurde. Die wesentlichen Vorteile eines string-orientierten Wechselrichterkonzeptes wurden rasch erkannt und dementsprechend von fast allen PV-Wechselrichter-Herstellern übernommen.

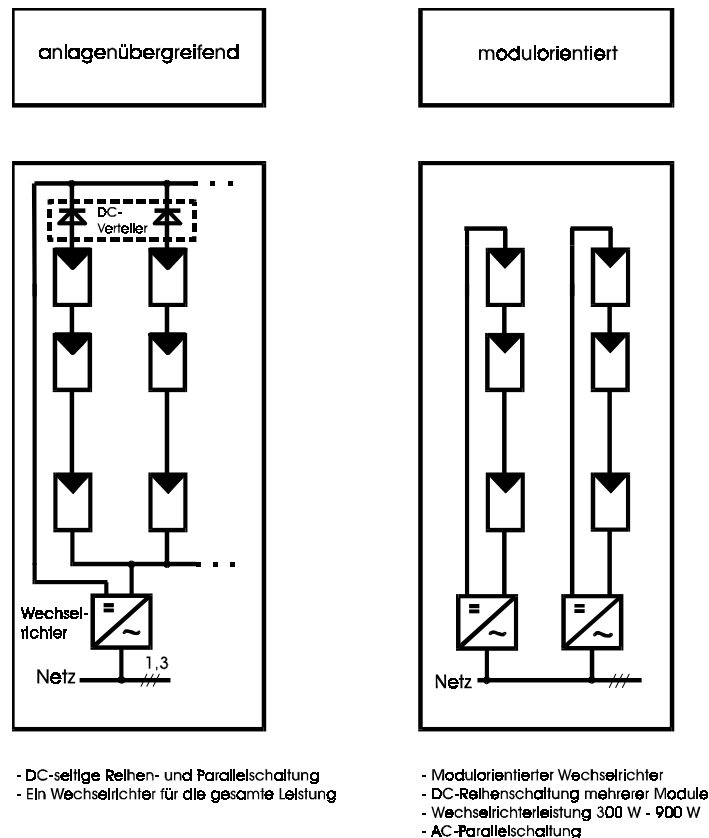


Abb. 3: Die Vorteile der Stringtechnologie gegenüber zentralen PV-Systemen

Der String-Wechselrichter ist nur noch für eine Reihenschaltung von PV-Modulen ausgelegt. Die bisher notwendigen, teuren Gleichstromverteilungen und die Gleichstromhauptleitungen wurden damit überflüssig. Der modulorientierte Wechselrichter ermöglicht eine Leistungsmaximierung durch die Maximum Power Point Regelung, kurz MPP-Tracking, jeweils für eine kleine Modulgruppe (1 String). Die hier verwendete modulare Systemtechnik, d.h. die in der Energieaufbereitungskette möglichst frühzeitige Umset-



zung der PV-Gleichspannung in Wechselspannung brachte eine Reihe von Vorteilen gegenüber dem zentralen WR-Konzept:

- Vereinfachung (bei Entwurf und Installation) und deutliche Kostenreduzierung von PV-Anlagen,
- Wegfall der Gleichstrom-Sammelleitungen und Reduzierung auf die Reihenschaltung mit geringem Strom,
- Kopplung der Modulgruppe auf der Wechselspannungsebene mit bewährter Installationstechnik,
- einfache nachträgliche Erweiterbarkeit von PV-Anlagen,
- Wegfall der Parallelschaltung von Strings, daher keine Verluste durch Fehlanpassungen (Mismatching),
- individuelles MPP-Tracking für jede Modulgruppe,
- einfachste Diagnose über die Funktion jeder Modulgruppe.

Der erste auf dem Markt erhältliche String-WR Sunny Boy 700 wurde mit galvanischer Trennung zwischen der Gleichstrom- und der Wechselstromebene ausgeführt. Der notwendige Leistungsübertrager dient dabei nicht nur zur galvanischen Trennung, sondern auch zur Spannungsanpassung an das Energieversorgungsnetz. Mit dem Transformator ist aber auch ein Wirkungsgradverlust von 2 bis 3 % verbunden. Die leistungsunabhängigen magnetischen Verluste führen zu einem geringeren Teillastwirkungsgrad.

2.4 String-WR ohne galvanische Trennung

Eine Wirkungsgradverbesserung bei den Wechselrichtern bzw. des Gesamtsystems ist von großer Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage. Bei der Annahme einer Wirkungsgradsteigerung der Systemtechnik um etwa 1 % errechnet sich eine Investitionskostenersparnis der Gesamtanlage von ebenfalls ca. 1 % bei gleichem Ertrag. Dies bedeutet eine Wirkungsgradverbesserung des Wechselrichters um 3 % und spart ca. 400,- DM pro 1 kWp-Anlage.

Die Wirkungsgradoptimierung der String-WR mit galvanischer Trennung im Bereich von 1 kW Nennleistung stößt bei ca. 93 % maximalem und 91,3 % europäisch gewichtetem Wirkungsgrad an die wirtschaftlichen Grenzen. Eine weitere Wirkungsgradsteigerung gelingt dann nur noch unter Einsatz unverhältnismäßig hoher Mehrkosten.

Nicht galvanisch getrennte Wechselrichterkonzepte versprachen durch den Wegfall des Transformators eine Wirkungsgradsteigerung von bis zu 3 % und eine spezifische Preisreduktion gegenüber bisherigen Wechselrichtern mit Potentialtrennung. Die galvanische Verbindung zwischen dem PV-Generator und dem öffentlichen Netz warf aber bei der Entwicklung neue sicherheitstechnische Aspekte auf. Da der Schutz gegen



indirektes Berühren durch eine Isolationsüberwachung des Solargenerators beim transformatorlosen Konzept nicht ausreichend ist, musste das vorhandene Schutzkonzept um eine allstromsensitive Fehlerstromerkennung wie inzwischen nach DIN VDE 0126 erweitert werden. Der Wechselrichter überwacht dabei selbstständig den Differenzstrom und trennt die Verbindung zum Netz innerhalb von 200 ms nach Erkennen eines Ableitstromsprunges beliebiger Form von mehr als 30 mA.



Abb. 4: Ende 1996, der erste transformatorlose String-WR (Sunny Boy 1500) mit integriertem allstromsensitivem Fehlerstromschutzschalter

Dieses wohl zurzeit modernste Wechselrichter-Konzept (Sunny Boy 1500, Testsieger der Stiftung Warentest, Heft 09/99) hat nicht nur neue Maßstäbe hinsichtlich höchster sicherheitstechnischer Ansprüche in der Photovoltaik gesetzt, sondern auch die String-technologie für PV-Anlagen im Megawatt-Bereich qualifiziert. So zeigt zum Beispiel die Abb. 5 das Übersichtsbild der 1 MW Photovoltaikanlage in Herne mit allen 569 String-Wechselrichtern. Die Verteilung der Wechselrichtersymbole auf dem Monitor spiegelt die Modul- und Stringanordnung auf dem Dach der Fortbildungsakademie Mont Cenis in Herne wider und verdeutlicht einen der Vorteile der modularen Systemtechnik. Die Anlagenüberwachung erlaubt auf einfache Weise die Auflösung der Betriebsdaten bis auf den einzelnen String. Über eine Farbcodierung kann der Anlagenbetreiber den Betrieb

jedes einzelnen Strings mit dem dazugehörigen Wechselrichter auf einen Blick beurteilen und Fehlfunktionen erkennen. Zentrale Wechselrichter-Konzepte dagegen können dies nur mit einem erheblichen Aufwand an Messtechnik und den damit verbundenen enormen Mehrkosten erreichen.

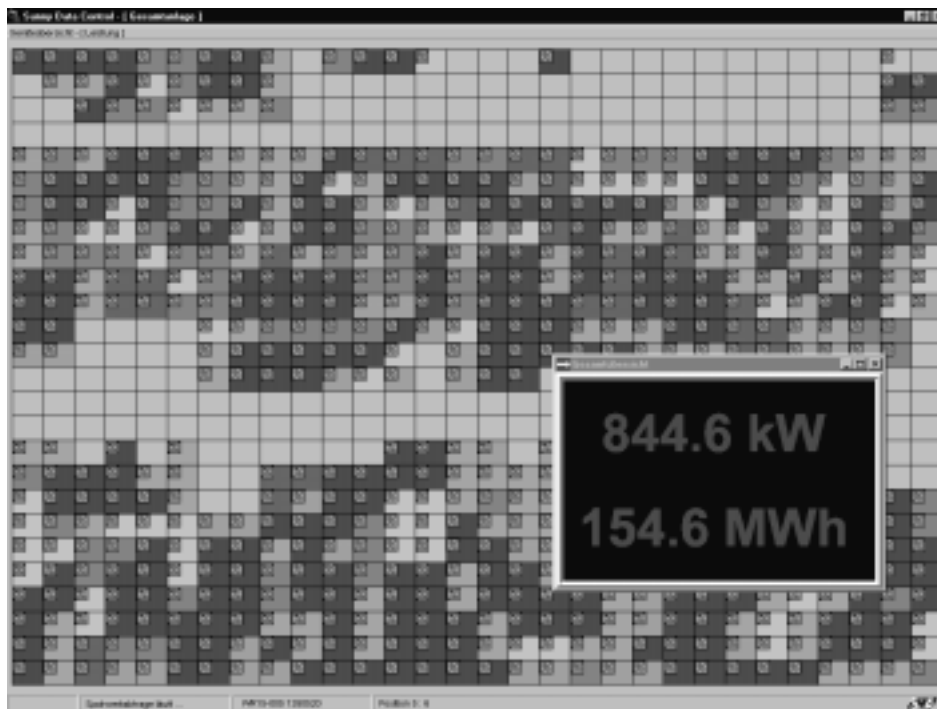


Abb. 5: Übersicht aller 569 „Sunny Boy 1500“ der 1MW-Anlage in Herne

2.5 Modulstromrichter

Nach den Entwicklungsanstrengungen einiger Firmen Mitte der 90-er Jahre die PV-Stromrichter immer stärker dem Modul anzupassen, sind heute verschiedene Modulwechselrichter mit einer Leistung von 50 W bis 400 W auf dem Markt erhältlich. Die bisherigen Erfahrungen der Planer, Installateure und Betreiber zeigen jedoch, dass die Modulwechselrichter bei den üblichen PV-Anlagen zu keiner Reduktion der Systemkosten geführt haben. Dies ist die Konsequenz einiger systembedingter Nachteile:

- Wirkungsgrad mit < 92 % geringer als beispielsweise String-Wechselrichter,



- keine integrierte Netzüberwachung nach VDE 0126 (ENS), d.h. zusätzliche Netzüberwachungseinheit in den meisten europäischen Ländern notwendig,
- aufwändige AC-Verkabelung bei größeren Anlagen, da jedes einzelne Modul an 230 V angeschlossen wird
- und sehr hohe Installationskosten im Reparaturfall (Demontage des gesamten Moduls notwendig).

2.6 Erfahrungen und neue Anforderungen an aktuelle Technologiestandards der PV-Technik

Basierend auf den zum Teil langjährigen Erfahrungen mit den beschriebenen Wechselrichter-Konzepten orientieren sich heute zunehmend die Erwartungen der Anlagenplaner, Installateure und Betreiber neben der Funktion, Zuverlässigkeit und Sicherheit der Solaranlage an einer Fortsetzung der Reduktion der spezifischen Anlagenkosten. Hierzu ist zusätzlich zur Preisreduktion für die Photovoltaik-Module eine Verminderung der Systemkosten unabdingbar. Ausgehend von dem Ziel der Senkung der spezifischen Anlagenkosten stellen sich hohe Anforderungen an die Systemtechnik:

- Einfachste Planung (weiter Betriebsbereich, geeignet für alle Modultypen)
- Unkomplizierte Installation einer PV-Anlage (modularer Systemaufbau)
- Hohe Verfügbarkeit (MTBF > 100.000 Std.) zur Senkung der Betriebskosten
- Sehr hoher Umwandlungswirkungsgrad der Stromrichter:
Eckdaten: $\geq 93\%$ Wechselrichter mit galvanischer Trennung
96 % Wechselrichter ohne galvanische Trennung
- Einfache Erweiterbarkeit der Anlage
- Einspeisung in das Niederspannungsnetz an nahezu beliebigen Anschlusspunkten
, dafür notwendig: - erweiterter Temperaturbereich (-20°C bis +60°C)
- hohe Schutzart IP 65 (geeignet für Outdoor-Anwendung)
- Kostengünstige Überwachung der Anlage (z.B. Nutzung der bereits vorhandenen Netzleitung: Powerline-Kommunikation)
- Einfache Identifikation fehlerhafter Anlagenbereiche und Funktionen

In der nachfolgenden Abb. 6 sind die Innovationen der letzten Jahre noch einmal zusammengefasst. Mit der Qualifizierung der modularen Systemtechnik auch für den größeren Leistungsbereich erfreut sich Stringtechnologie seit Mitte der 90-er Jahre einer stetig wachsenden weltweiten Verbreitung.

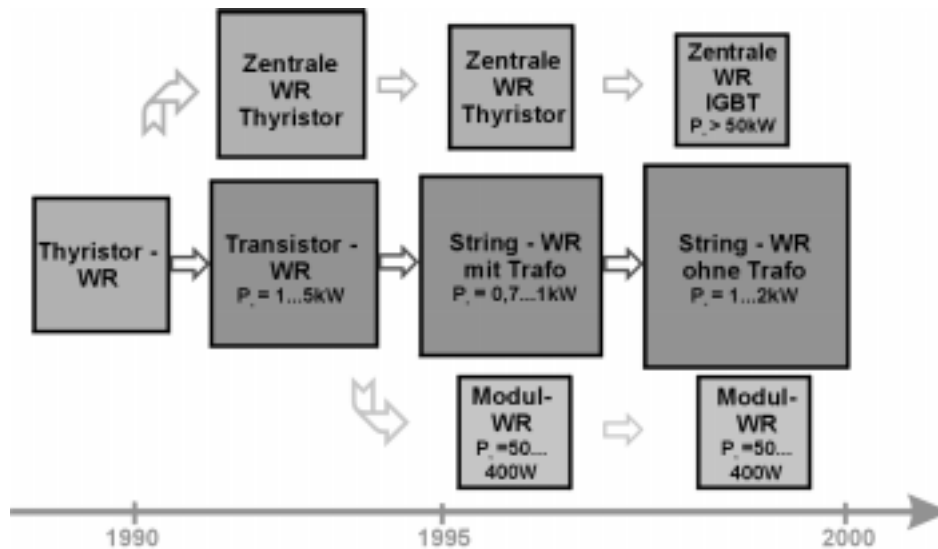


Abb. 6: Überblick verschiedener Wechselrichter-Topologien und deren Entwicklungen im letzten Jahrzehnt

3 Zukünftige PV-Stromrichtertechnologie

3.1 Neuer Multi-String Wechselrichter

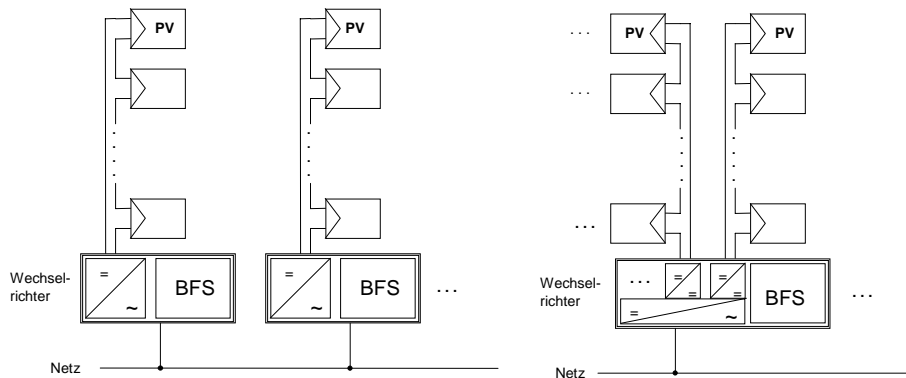
String-orientierte Wechselrichter haben sich auf Grund ihrer gravierenden technischen Vorteile auf dem Markt für netzgekoppelte Wechselrichter absolut durchgesetzt. SMA rechnet damit, dass bereits im nächsten Jahr erstmalig mehr als 15.000 „Sunny Boy“ produziert werden können.

Die Erfahrungen, die bei der Entwicklung, Produktion und dem Vertrieb dieser immer noch für industrielle Verhältnisse in relativ kleinen Stückzahlen (5.000/a bis 15.000/a) gefertigten String-Wechselrichter gewonnen werden konnten, zeigen, dass die geforderte weitere Reduktion der spezifischen Wechselrichterkosten (DM/W) ohne besonders aufwändige Entwicklung (höhere Integration) von speziellen aktiven und passiven Bauelementen vorerst nur durch eine Erhöhung der Wechselrichter-Nennleistung möglich ist. Im Leistungsbereich oberhalb von 2 kWp ist aber eine konsequente Fortführung der String-Technik auf Grund der hohen resultierenden String-Spannung nicht mehr möglich, und so stehen dem Markt zurzeit keine „reinrassigen“ string-orientierten Wechselrichter in diesem Leistungsbereich zur Verfügung. Um trotzdem Wechselrichter mit



größerer Leistung einsetzen zu können, werden oft zwei oder mehrere Strings parallel geschaltet. Bei diesem Kompromiss gehen die Vorteile der String-Technologie tendenziell verloren, und die PV-Anlagen mutieren zu Anlagen mit zentraler Wechselrichter-Technologie mit all ihren Nachteilen.

a) PV-Anlage mit mehreren String-Wechselrichtern b) PV-Anlage mit einem Multistring-Wechselrichter



- Modulorientierter Wechselrichter
- Wechselrichterleistung < 2 kW
- DC-Reihenschaltung
- AC- Parallelschaltung
- jeder Wechselrichter hat eine BFS-Einheit für Steuerung, Regelung, Schutz und Kommunikation

- Modulorientierter Gleichstromsteller
- Wechselrichterleistung modular erweiterbar von 3 ... 5 kW (30 kW 3 ph.)
- DC-Reihenschaltung
- Parallelschaltung im Wechselrichter
- nur eine BFS-Einheit für Steuerung, Regelung, Schutz und Kommunikation

sysvergl.ppt

a) mehreren String-Wechselrichtern

b) Multi-String-Wechselrichter

Abb. 7: Schematische Darstellung einer PV-Anlage Um bei Anlagen mit Leistungen größer als 2 kW trotzdem die Vorteile der String-Technologie nutzen zu können, sind bisher, wie in Abb. 7a dargestellt, mehrere String-Wechselrichter kleinerer Leistung eingesetzt worden, wodurch hauptsächlich eine Kostenreduktion auf Grund des Modularitätseffekts möglich war.

Zur Zeit arbeitet ein gemeinsames Entwicklungsteam des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) und SMA an dem Projekt zur Realisierung des Multi-String-Wechselrichters. Das erklärte Ziel ist eine weitere drastische Reduktion der spezifischen Wechselrichterkosten. Wie in Abb. 7b schematisch dargestellt, sind beim Multi-String-Wechselrichter, im Gegensatz zur Verwendung mehrerer einzelner Wechselrichter, nur eine einzige Einheit für Betriebsführung und Systemsteuerung (inkl. Kommunikation) und eine gemeinsame Wechselrichterbrücke notwendig. Die Vorteile der String-Technologie können beim Multi-String-Wechselrichter trotzdem in vollem Umfang ge-

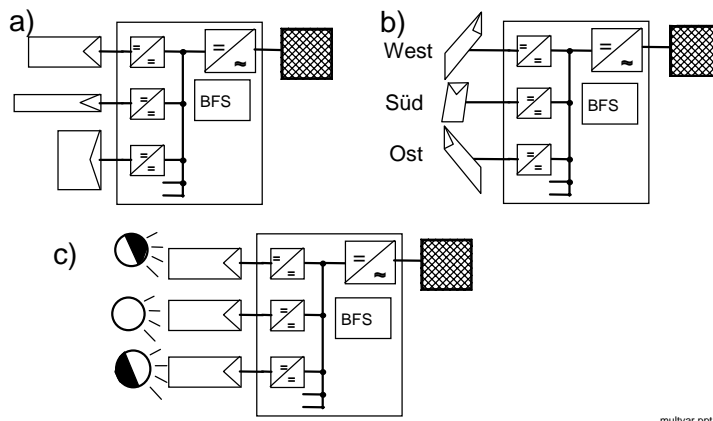


nutzt werden, da alle Strings individuell über MPP-geregelte erweiterbare Gleichspannungswandler an eine gemeinsame Wechselrichterbrücke z.B. von 5 kW angeschlossen sind. Je nach Anzahl der Strings der PV-Anlage kann der Multi-String-Wechselrichter mit einer variablen Anzahl von Gleichspannungswandler-Modulen (DC/DC-Wandler) bestückt werden.

Mit diesem Wechselrichterkonzept der höheren Leistungsklasse entsteht ein Baustein zur Energieaufbereitung, der eine Skalierung von PV-Generatoren in größere Leistungseinheiten zulässt, ohne dass die Vorteile der kleinen 'Single-String-Wechselrichter' verloren gehen. SMA beabsichtigt den Beginn der Serienfertigung der ersten Multi-String Wechselrichter im Sommer 2000.

3.2 Mögliche Anwendungsbereiche

Als typische Anwendung des Multi-String-Wechselrichters ist der Einsatz in einer netzgekoppelten PV-Anlage in der Leistungsklasse oberhalb 3 kW zu sehen. Die folgenden Bilder zeigen einige mögliche Anlagenstrukturen, die unter anderem auch für die Solararchitektur neue interessante Konfigurationen bieten. In Abb. 8 sieht man am Beispiel einer 3 kW Anlage, dass die Vorteile des string-orientierten Konzepts auch hier voll zum Tragen kommen. Man erkennt, dass Strings mit Solarmodulen unterschiedlicher Nennleistungen, Größe oder auch Technologie sowie auch Strings mit unterschiedlicher Ausrichtung (Ost, Süd, West) und Neigung oder Strings mit unterschiedlich starker Abschattung an einen Wechselrichter angeschlossen werden können und trotzdem jeweils in ihrem individuellen MPP arbeiten.



multivar.ppt

Abb. 8: Vorteile des Einsatzes des Multi-String-Wechselrichters in PV-Anlagen mit stark variierenden Rahmenbedingungen für unterschiedliche Strings

- a) Strings mit unterschiedlichen Nenndaten (Größe, Solarzellentyp)
- b) Strings mit unterschiedlicher Ausrichtung (West, Süd, Ost) und Neigung
- c) Strings mit unterschiedlich starker Abschattung

4 Trends zukünftiger PV-Anlagen

Seit dem Beginn der PV-Netzkopplung mit Forschungs- und Demonstrationsanlagen konnte ein ausgereifter technischer und qualifizierter Standard bei in Serie produzierten photovoltaischen Systemkomponenten realisiert werden. Je nach Einsatzart, Standortverhältnissen und kalkulatorischem Ansatz haben sich die Gesamtkosten einer 1 kWp Anlage im Jahr 1990 von ca. DM 25.000.-- auf heute ca. DM 12.000.-- reduziert. Wesentlichen Anteil dieser Entwicklung hatte die modulare Systemtechnik, die 1995 mit dem ersten verfügbaren Stringwechselrichter „Sunny Boy“ begann. Seitdem kommt die Stringtechnologie auch verstärkt bei Anlagen in dem Megawatt-Bereich zur Anwendung. Die konsequente Weiterentwicklung und damit die Nutzung aller bekannten Vorteile der Stringtechnologie mit einem Multi-String-Wechselrichter wird insbesondere den Aufbau größerer PV-Anlagen wirtschaftlich (Preis und Systemwirkungsgrad) noch attraktiver gestalten.

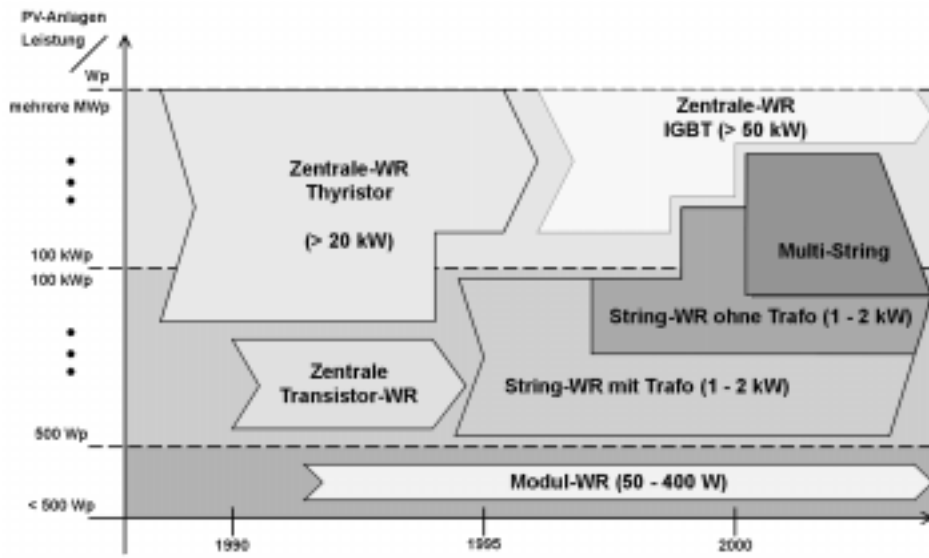


Abb. 9: Trends zukünftiger Stromrichtertechnologien zur Netzkopplung



Modularer Batteriewechselrichter für den Einsatz in Hybridsystemen

Dr.-Ing. Bruno Burger
Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e.V.
Königstor 59, 34119 Kassel
Tel.: (0561) 7294-142, Fax: (0561) 7294-100
e-mail: bburger@iset.uni-kassel.de

Dipl.-Ing. Günter Cramer
SMA Regelsysteme GmbH
Hannoversche Straße 1-5, 34266 Niestetal
Tel.: (0561) 9522-0, Fax: (0561) 9522-100
e-mail: bburger@iset.uni-kassel.de

1 Einleitung

Die Versorgung kleiner, dezentraler Verbraucher im Leistungsbereich von 2 bis 30 kW, die nicht an ein vorhandenes elektrisches Netz angeschlossen werden können, ist weltweit, insbesondere in den Entwicklungs- und Schwellenländern, von großer Relevanz. Dies ist eine nahezu ideale Aufgabe für photovoltaische Energieversorgungssysteme im Inselbetrieb. Die Erfahrungen mit bisherigen Anlagen haben aber deutlich gemacht, daß diese Systeme im genannten Leistungsbereich nicht nur robust, kostengünstig und zuverlässig sein müssen, sondern vor allem modular aufgebaut und damit u.a. auch nachträglich erweiterbar sein sollten /KLEINKAUF 1994/. Auch die Einbeziehung von Dieselaggregaten und kleinen Windenergieanlagen muß auf einfache Weise realisierbar sein. Erst eine einfach strukturierte, unkompliziert zu betreibende und flexibel zu handhabende Systemtechnik für diese photovoltaischen Energieversorgungssysteme wird eine große Verbreitung und Anwendung ermöglichen.

Ausgehend von diesen Anforderungen wurde am ISET in Zusammenarbeit mit der SMA Regelsysteme GmbH und mit anteiliger Förderung vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) ein völlig neuartiger Batteriewechselrichter Sunny Island mit einer Nennleistung von 3,3 kW entwickelt, der erstmalig durch den Einsatz modernster Mikroprozessortechnik in Verbindung mit neuartigen leistungselektronischen Schaltungskonzepten eine wirklich einfach anwendbare und



baukastenartig erweiterbare Systemtechnik für die dezentrale Energieversorgung zuläßt.

2 Der Batteriestromrichter

Die zentrale Komponente einer solchen modularen und baukastenartigen Versorgungstechnik ist der Batteriestromrichter mit dem Produktnamen Sunny Island /BURGER 1998/. Er muß auf der Wechselspannungsseite für konstante Netzgrößen, insbesondere Spannung und Frequenz, sorgen und nutzt dazu die Batterie als Pufferspeicher. Eine intelligente im Gerät integrierte Betriebsführung und Regelung muß es ermöglichen, nicht nur verschiedene Verbraucher zu versorgen, sondern auch zur Einspeisung verschiedene Generatoren, wie z.B. String-Wechselrichter für Netzkopplung, kleine Windenergieanlagen oder Dieselaggregate einzusetzen. Der Batteriestromrichter muß dabei im 4-Quadrantenbetrieb arbeiten.

Dies erfordert auf der Wechselspannungsseite des Batteriestromrichters eine Spannungs-, Frequenz-, Wirk- und Blindleistungsregelung. Der Batteriestromrichter ist dahingehend auszulegen, daß bei entsprechender Kopplung von drei Geräten auch eine dreiphasige Versorgung und durch die direkte Parallelschaltung von mehreren Stromrichtern an einer Phase auch eine Leistungserhöhung möglich ist. Für einfache Konfigurationen muß der Batteriestromrichter das Batterie- und Lastmanagement übernehmen können.

Auf der Gleichstromseite entfällt auf ihn die Aufgabe einer schonenden Batteriebehandlung, d.h. die Einhaltung temperatur- und stromabhängiger Spannungsgrenzen, die Durchführung regelmäßiger Vollladungen und die Anpassung der Ladeverfahren an den Batterietyp und die Einsatzgegebenheiten. Außerdem sollte der Ladezustand der Batterien berechnet und angezeigt werden.

Es lassen sich damit folgende Anforderungen für Batteriestromrichter in modular aufgebauten elektrischen Inselsystemen ableiten:

- Betriebsmodi: Spannungsregelung - Stromregelung- Parallelbetrieb,
- modulare Erweiterbarkeit,
- Aufbau von 1- und 3-phasigen Netzen,
- intelligentes Batteriemangement für eine hohe Lebensdauer der Batterien: Lade- und Entladeregelung, regelmäßige Vollladungen,
- Ladezustandsanzeige,



- Lastmanagement für einfache Grundkonfigurationen von kleinen Systemen und
- hoher Wirkungsgrad, auch im Teillastbereich bei geringen „Stand by“-Verlusten.

Damit ein flexibel einsetzbares Gerät entsteht, werden Regelung und Steuerung (lokale Betriebsführung) jeweils von einem eigenen Prozessor übernommen. Dies ermöglicht die Integration einer schnellen Regelung und einer komplexen Betriebsführung in den neuen Batteriestromrichter, welches Voraussetzungen für ein Gerät der „modularen Systemtechnik“ sind. Die schnelle Regelung erlaubt die geforderten Betriebsmodi und eine Parallelschaltung von Stromrichtern. Die Betriebsführung übernimmt das Batteriemangement, ermöglicht ein begrenztes Lastmanagement und stellt Kommunikationsschnittstellen für optionale Betriebsführungsgeräte zur Verfügung.

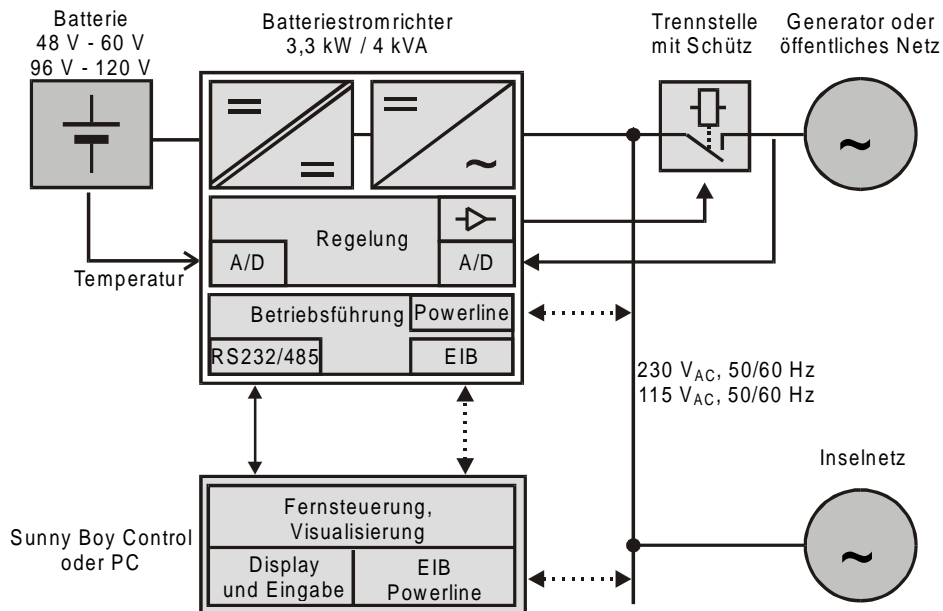


Abb. 1: Blockschaltbild des Batteriestromrichters

2.1 Schaltung des Stromrichters

Abb. 2 zeigt die leistungselektronische Schaltung des Batteriestromrichters. Ein bidirektionaler Cuk-Wandler wandelt die Batteriespannung, die je nach Zellenanzahl und Ladezustand zwischen 40 V und 80 V liegen kann, in eine geregelte Zwischenkreisspannung von 380 V. Der HF-Transformator sorgt für eine galvanische Trennung zwischen Batterie und Netz, so daß die Batterie potentialfrei ist. Durch die hohe Takt-

frequenz von 16,6 kHz wird der Transformator erheblich leichter und kleiner als ein entsprechender Trafo für 50 Hz. An den Zwischenkreis ist ein einphasiger Wechselrichter mit LCL-Filter angeschlossen, der die sinusförmige Spannung im Inselnetz zur Verfügung stellt. Da sowohl der Cuk-Wandler, als auch der Wechselrichter bidirektional arbeiten, kann der Stromrichter die Batterien laden und entladen.

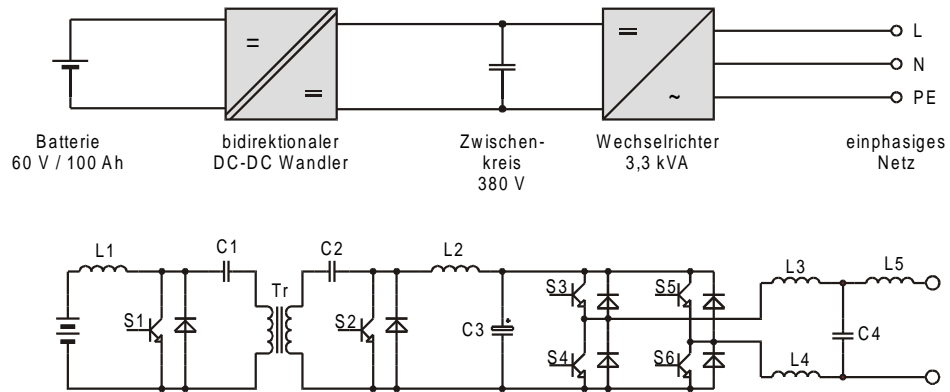


Abb. 2: Schaltung des Stromrichters

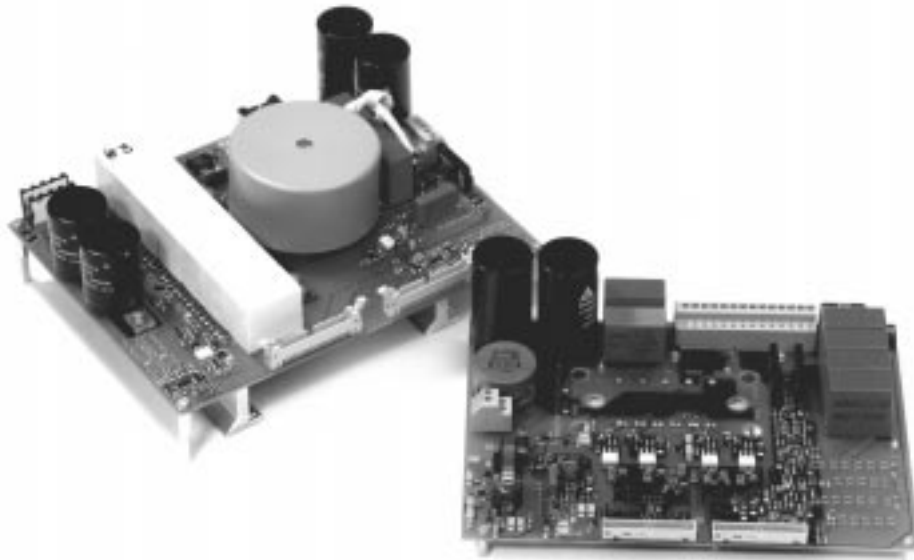


Abb. 3: Platinen des Cuk-Wandlers und des Wechselrichters



Abb. 3 zeigt auf der linken Seite die Platine des bidirektionalen Cuk-Wandlers mit dem HF-Transformator und rechts die Platine des neuen Wechselrichters.

2.2 Regelung

Zur Regelung des Cuk-Wandlers wird ein Zustandsregler mit überlagertem PI-Regler zur Zwischenkreisspannungsregelung eingesetzt. Die Regelung arbeitet dabei mit der halben Taktfrequenz des Leistungsteils, d. h. mit 8,3 kHz.

Die Spannungsregelung des Wechselrichters ist als Kaskadenregelung implementiert. Abb. 4 zeigt den Aufbau der Regelung. Die zu regelnde Strecke (hellgrau) besteht aus dem eigentlichen Stromrichter als Totzeitglied mit Verstärkung, der Filterdrossel als PT₁-Glieder und dem Filterkondensator als I-Glied. Mit der Meßwerterfassung (grau) wird der Kondensatorstrom, die Kondensatorspannung und der Offset der Kondensatorspannung gemessen. Der innere Kondensatorstromregler ist als schneller P-Regler ausgeführt. Er wird durch eine Vorsteuerung des Spannungswertes entlastet. Der überlagerte Netzspannungsregler ist ein verallgemeinerter PI-Regler /BURGER 1997/, der sowohl den Effektivwert, als auch die Phasenlage der Spannung stationär genau einregelt. Der Offsetregler ist als Integrator ausgeführt und regelt den Gleichspannungsoffset der Ausgangsspannung zu Null (alle Regler in dunkelgrau).

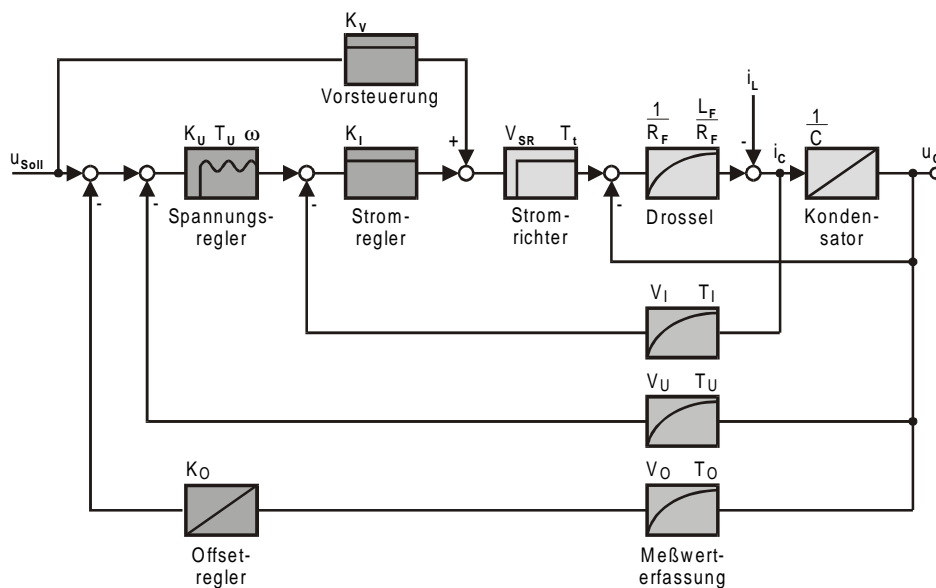


Abb. 4: Vereinfachtes Blockschnittbild der Spannungsregelung des Wechselrichters

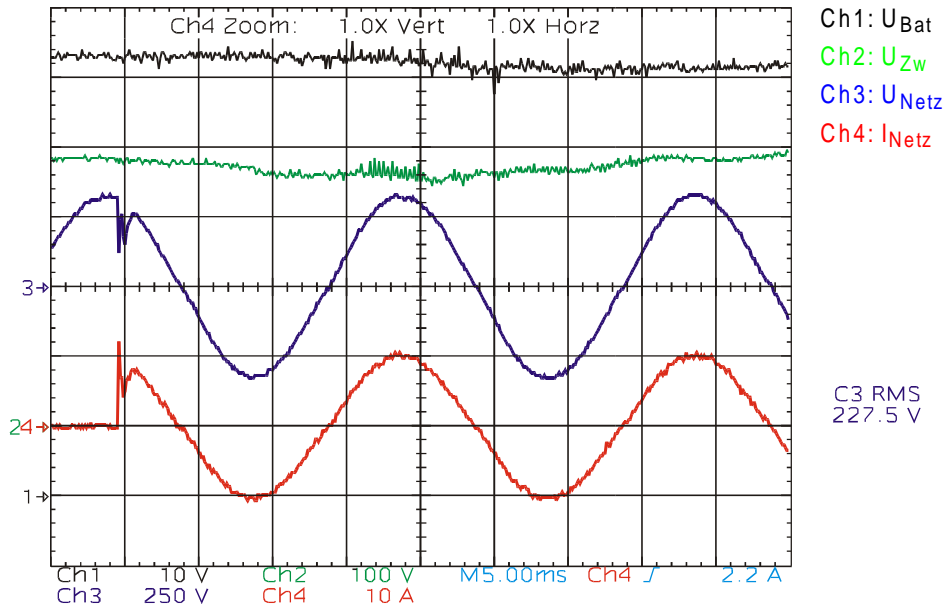


Abb. 5: Lastsprung mit 2 kW

Abb. 5 zeigt das Verhalten der Regelung bei einem Lastsprung mit 2 kW. Die Spannung bricht nur kurz ein und erreicht schon nach ca. 1 ms wieder ihren Sollwert. Eine weitere Verbesserung der Dynamik wäre nur durch eine Erhöhung der Zwischenkreisspannung möglich, da der Wechselrichter als Stellglied hier bereits in der Begrenzung arbeitet. Das erhöht jedoch die Verluste im Leistungsteil, so daß der Wirkungsgrad verschlechtert würde.

Wird der Ausgang des Wechselrichters kurzgeschlossen, so begrenzt ein zusätzlicher Drosselstromregler den Ausgangsstrom des Wechselrichters auf den maximalen Strom, den die Leistungshalbleiter führen können. Dieser Strom liegt bei über 60 A und ist damit so hoch, daß der Wechselrichter in der Lage ist, gewöhnliche Sicherungsautomaten der Klasse A mit einem Nennstrom von 16 A magnetisch auszulösen. Abb. 6 zeigt einen gemessenen Kurzschluß. Nach ca. 15 ms löst der Sicherungsautomat aus und die Spannung wird wieder auf ihren sinusförmigen Sollwert eingeregelt. Damit ist auch im Inselssystem ein selektiver Schutz durch Sicherungsautomaten möglich.

Da die Regelalgorithmen mit einem Takt von 8,3 kHz ablaufen, stehen pro Takt nur 120 μ s Rechenzeit zur Verfügung. Diese teilen sich auf in 60 μ s für die Regelung des Wechselrichters und 60 μ s für die Regelung des Cuk-Wandlers. In dieser Zeit



werden jeweils alle analogen Größen gemessen, skaliert, die Regelalgorithmen durchlaufen und die PWM-Signale für die Leistungshalbleiter gestellt.

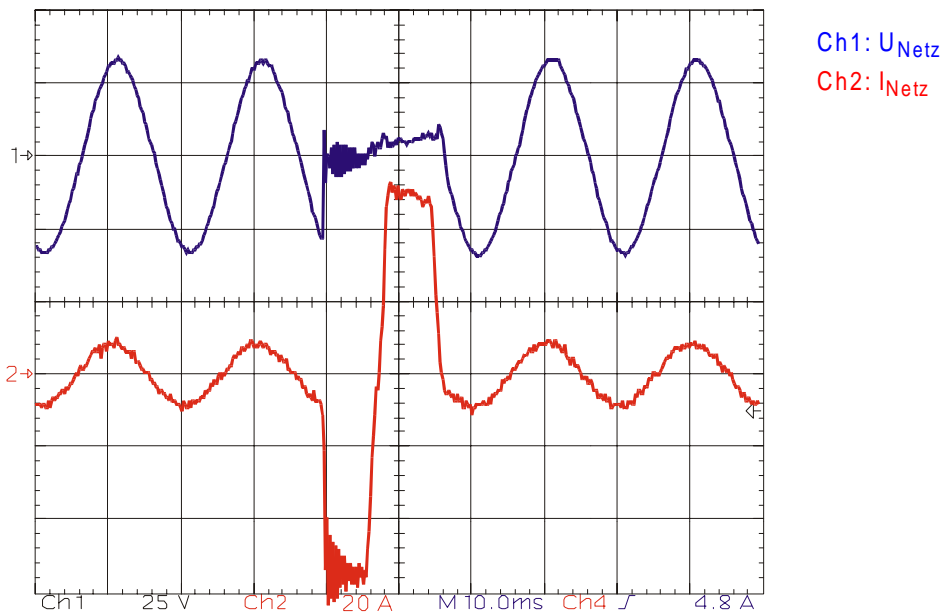


Abb. 6: Kurzschluß über einen Sicherungsautomaten 16 A

2.3 Betriebsführung

Die Betriebsführung ist für alle übergeordneten Aufgaben zuständig, die nicht im Takt der Regelung bearbeitet werden müssen. Diese sind vor allem die Kommunikation über Schnittstellen und die Bedienerführung über die Tastatur sowie das graphische Display. Außerdem legt die Betriebsführung die momentane Betriebsart fest. Folgende Betriebsarten sind implementiert:

2.3.1 Spannungsgeregelter Betrieb

Im spannungsgeregelten Betrieb wird die Ausgangsspannung des Wechselrichters sinusförmig eingeregelt. Die Ausgangsfrequenz kann dabei mit einer Auflösung von 10 mHz eingestellt werden, der Effektivwert der Spannung mit einer Auflösung von 0,1 V. Eine Umstellung von 50 Hz auf 60 Hz kann so über Software erfolgen.



2.3.2 Stromgeregelter Betrieb

Im stromgeregelten Betrieb synchronisiert sich der Stromrichter auf eine externe Spannungsquelle. Dies kann ein öffentliches Netz oder ein Stromerzeuger sein. Je nach vorgegebener Stromrichtung kann in dieser Betriebsart die Batterie geladen oder das Netz gestützt werden.

2.3.3 Dreiphasiger Betrieb

Im dreiphasigen Betrieb arbeiten 3 Stromrichter jeweils um 120° elektrisch versetzt, so daß ein Drehstromnetz entsteht. Die Synchronisation erfolgt über eine digitale Schnittstelle.

2.3.4 Parallelbetrieb

Im Parallelbetrieb arbeiten mehrere Stromrichter synchronisiert auf einer Phase um die zur Verfügung stehende Leistung auf ein vielfaches von 3,3 kW zu erhöhen.

2.4 Batteriemangement

Das Batteriemangement ist zuständig für die Laderegelung der Batterie. Es berechnet den Sollwert für die Ladespannung und kann über Relaisausgänge selbständig einen Zusatzgenerator starten, um die Batterien zusätzlich zu photovoltaischen Einspeisung zu laden. Bei geringen Ladezuständen der Batterie kann über ein Relais ein Lastabwurf erfolgen, wodurch Verbraucher niedriger Priorität vom Netz getrennt werden. Bei voll geladener Batterie kann eine Dumpload zugeschaltet werden oder die Einspeisung von Solarstrom wird abgeregelt. Außerdem sind Relais zur Steuerung eines Lüfters für den Batterieraum und zur Steuerung einer Elektrolytumwälzung vorhanden.

Zur Berechnung des aktuellen Ladezustands der Batterie ist ein Algorithmus integriert, der aufbauend auf einer Bilanzierung mit Verlustbetrachtung und mehrstufiger Volladereerkennung auch ein selbstadaptierendes Strom-Spannungsmodell nutzt, um die Ladungsbilanz auch außerhalb des Volladerezustandes zu rekalibrieren /ROTHERT 1998/. Für das Strom-Spannungsmodell wird der lineare Zusammenhang zwischen der Ruhespannung und dem Ladezustand genutzt. Dieser wird in Phasen nach einer Vollladung mittels der dann bekannten Ladungsbilanz gelernt. Dies ist wichtig, da der Zusammenhang zwischen Ruhespannung und Ladezustand für unterschiedliche Batterietypen sehr unterschiedlich sein kann. Dadurch wird es in den meisten PV-Anlagen möglich, die Amperestundenbilanzierung nicht nur bei Vollladungen zu rekalibrieren sondern praktisch jede Nacht, wenn nur noch kleine Entladeströme aus der Batterie fließen. Durch die Festlegung einer unteren Ruhespannung für den Entladeschluß kann zusätzlich die



aktuelle Kapazität einer Batterie abgeschätzt werden. Für die Kapazitätsbestimmung ist dadurch weder ein Kapazitätstest noch eine Tiefentladung notwendig. Abb. 7 zeigt die gemessenen Größen Lade- und Entladestrom, Zellenspannung und Batterietemperatur sowie die berechneten Größen Ladezustand und Sollwert der Ladespannung über eine Woche. Der Sollwert der Ladespannung wurde hier nicht erreicht, da die Batterie nur mit Solarenergie geladen wurde.

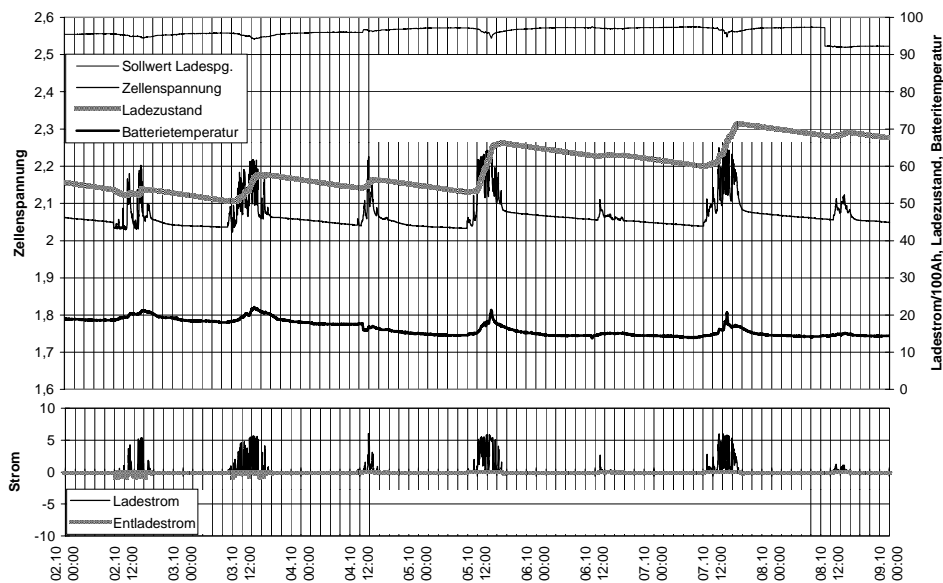


Abb. 7: Ladezustand der Batterie im Verlauf einer Woche

2.5 Mikroprozessorbaugruppe

Zur Regelung des Stromrichters wird ein digitaler Signalprozessor (DSP) vom Typ TMS 320 F 240 von Texas Instruments eingesetzt. Er arbeitet mit einer Taktfrequenz von 20 MHz und verfügt über zwei A/D-Wandler mit je 8 Eingängen, eine PWM-Unit und genügend Flash- und RAM-Speicher für die Programme. Für die Betriebsführung wird der Mikrocontroller AM 186 ES eingesetzt. Er bedient außerdem die verschiedenen Schnittstellen wie Powerline, RS 232 und RS 485, führt die Tastaturabfrage und die Displayansteuerung durch. Zur schnellen, asynchronen Kommunikation zwischen den Prozessoren dient ein Dual Port RAM. Abb. 8 zeigt ein Blockschaltbild und Abb. 9 den Aufbau der Mikroprozessorbaugruppe mit DSP, Dual Port RAM und Mikrocontroller.

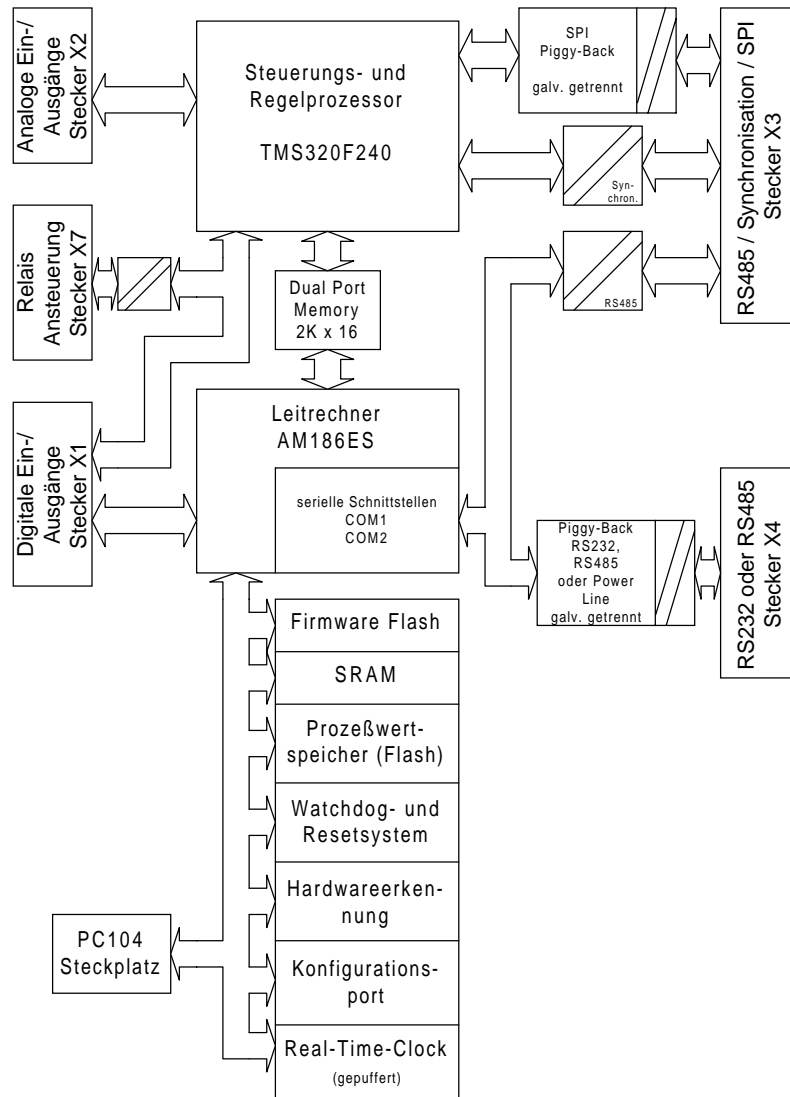


Abb. 8: Blockschaltbild der Mikroprozessorbaugruppe

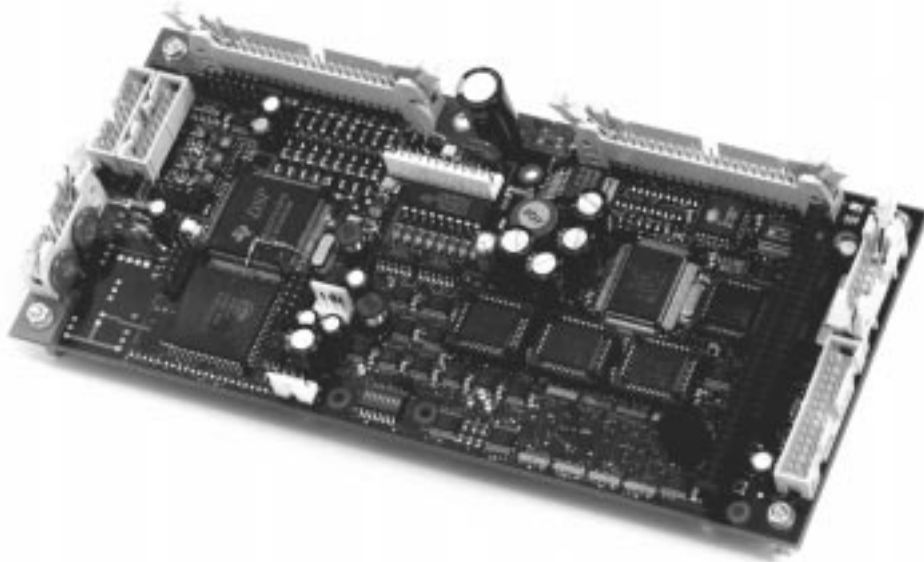


Abb. 9: Mikroprozessorbaugruppe mit DSP und Mikrocontroller

3 Einphasige Anwendungen

Ein einfaches einphasiges Inselnetz kann mit einem Batteriestromrichter und einer Bleibatterie aufgebaut werden. Die Regelung ermöglicht die Leistungserhöhung durch Parallelschaltung von bis zu drei Batteriestromrichtern an einer Phase. Zur Energieerzeugung können Photovoltaikanlagen an das Wechselspannungsnetz angeschlossen werden. Zur Einspeisung des Solarstroms in das Inselnetz werden herkömmliche Netzwechselrichter wie z.B. String-Wechselrichter aus der Sunny Boy-Baureihe von SMA eingesetzt. Weiterhin ist die Einbindung von Wind- oder Wasserkraftwerken über Stromrichter oder einphasige Generatoren möglich. Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit wird in der Regel noch ein Stromerzeuger (z.B. Dieselgenerator) eingesetzt. Oft sind diese Generatoren schon vorhanden und können in das Hybridsystem integriert werden. Steht wie in vielen Entwicklungsländern ein öffentliches Netz zeitweise zur Verfügung, so kann es auch an den Stromrichter angeschlossen werden. Er arbeitet dann wie eine USV und versorgt bei Netzausfall die Verbraucher. Abb. 10 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines einphasigen Inselsystems mit dem Batteriestromrichter Sunny Island und mit verschiedenen Stromerzeugern und Verbrauchern.

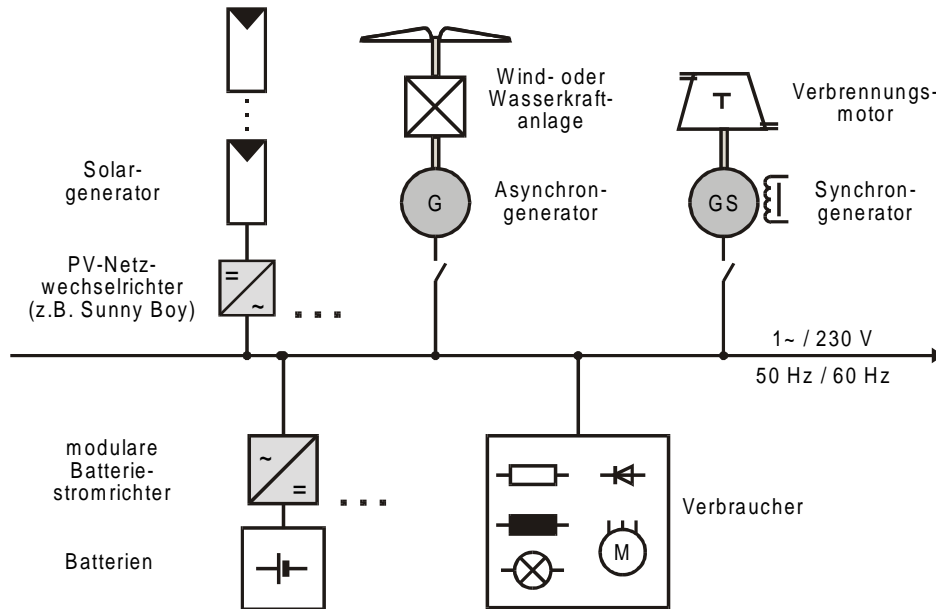


Abb. 10: Beispiel für den Aufbau eines einphasigen modularen Inselnetzes

4 Dreiphasige Anwendungen

Die kleinste Ausbaustufe eines dreiphasigen Systems hat eine Leistung von 10 kW und ist mit 3 synchronisierten Stromrichtern zu je 3,3 kW aufgebaut. Die Synchronisation erfolgt über eine RS 485 Steuerleitung, über die auch Daten ausgetauscht werden. Dreiphasige Systeme vereinfachen die Einbindung von größeren Dieselgeneratoren oder Kleinwindkraftanlagen, die meistens dreiphasig ausgeführt sind. Mit neun Stromrichtern läßt sich eine Leistung von 30 kW realisieren. Die Zuordnung der Batterien zu den Stromrichtern ist frei gestaltbar, d. h. daß mehrere Stromrichter eine oder mehrere Batteriesätze nutzen können. Es ist jedoch zu empfehlen, daß die Stromrichter, die ein dreiphasiges System bilden, eine gemeinsame Batteriebank nutzen. Abb. 11 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines dreiphasigen Inselsystems und Abb. 12 den Prototyp eines dreiphasigen Hybridsystems im DeMoTec des ISET.

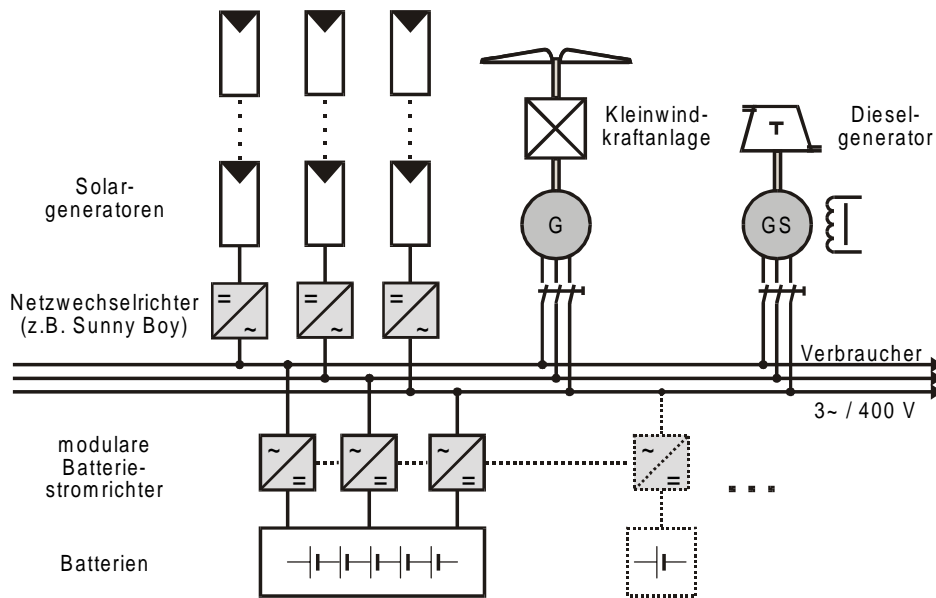


Abb. 11: Beispiel für den Aufbau eines dreiphasigen modularen Inselnetzes

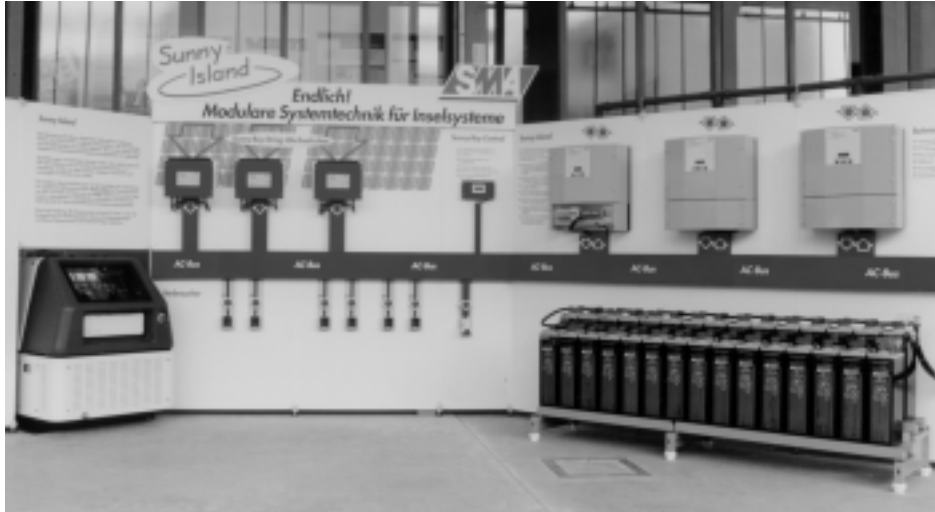


Abb. 12: Prototyp eines dreiphasigen Hybridsystems im DeMoTec des ISET



5 Ausblick

Auf Grund der modularen Konzeption des Batteriestromrichters sind durch die Parallelschaltung im einphasigen und dreiphasigen Betrieb Leistungsbereiche von 3,3 kW bis 30 kW abdeckbar. Außerdem ist es möglich, bestehende Anlagen nach dem Baukastenprinzip zu erweitern oder einphasige Systeme dreiphasig auszubauen. Der Einsatz dieses systemfähigen Batteriestromrichters wird somit zu einer deutlichen Verringerung der jeweiligen Planungs-, Ausführungs- und Systemkosten für photovoltaische Inselversorgungen führen.

Der Einsatz von photovoltaischen Versorgungssystemen auf der Basis des Batteriestromrichters „Sunny Island“ wird auch erstmalig in entlegenen Gebieten ohne Netzanschluß eine Stromversorgung ermöglichen und so den Verbrauch von fossilen Brennstoffen für die Beleuchtung und Energieerzeugung ersetzen. Besonders hervorzuheben ist aber auch, daß so erstmalig auch ärmeren Bevölkerungsschichten überhaupt Beleuchtung und elektrische Energie für das Kleingewerbe zur Verfügung gestellt werden kann.

Die konsequente Modularität dieses neuen systemtechnischen Konzeptes macht erstmalig eine kommerzielle Nutzung und selbsttragende Vertriebsstrukturen (Vermietung der Anlagen, Leasing oder Verkauf der erzeugten elektrischen Energie) möglich, da die Komponenten (Batteriewechselrichter, Batterien, Dieselaggregate ...) nicht mehr für die einzelnen Anwendungen zugeschnitten werden müssen, sondern universell einsetzbar und damit auch wieder verwendbar sind, wenn z.B. ein Kunde die Energie nicht mehr nutzen kann oder will.

6 Dank

Das ISET und SMA möchten dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie BMWi für die Förderung des Vorhabens „Modularer Batteriestromrichter: Entwicklung eines Batteriestromrichters für die modulare Systemtechnik in PV-Anlagen“ recht herzlich danken.

7 Literatur

/KLEINKAUF 1994/ W. Kleinkauf, J. Sachau: Components for Modular Expandable and Adaptable PV Systems, 12th European PV Solar Energy Conference, Amsterdam, 1994



- /BURGER 1997/ B. Burger: Transformatorloses Schaltungskonzept für ein dreiphasiges Inselnetz mit Photovoltaikgenerator und Batteriespeicher, Dissertation, Universität Karlsruhe, 1997
- /BURGER 1998/ B. Burger, G. Cramer, A. Engler, B. Kansteiner, P. Zacharias: Battery Inverter for Modularly-Structured PV Power Supply Systems, 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Hofburg Congress Center, Vienna, Austria, 1998
- /ROTHERT 1998/ M. Rothert, B. Willer: Möglichkeiten und Grenzen der Ladestandsbestimmung von Bleibatterien in PV-Anlagen, 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz/Staffelstein, 1998



Vorteile durch Nutzung drehzahlvariabler BHKWs in Verbindung mit Stromrichtern

Dipl.-Ing. (FH) Guido Kremer
energiwerkstatt
Gesellschaft für rationelle Energieverwendung mbH
Bartweg 16, 30453 Hannover
Tel.: (0511) 949749
e-mail: energiwerkstatt@t-online.de

1 Einleitung

Wenn es um wirksame Konzepte zur CO₂-Reduktion geht, ist die Kraft-Wärme-Kopplung neben den regenerativen Energietechniken mittlerweile nicht mehr wegzudenken. Die installierte Leistung nimmt bundes- und europaweit jährlich zu. Alle Wirtschaftsmagazine preisen diese Energiesparteknik, sicherlich nicht zuletzt wegen der zu erwirtschaftenden Gewinne. Wenn früher bevorzugt groß und größte Anlagen mit elektrischen Leistungen von einigen hundert kW bis einigen MW gebaut wurden, sind in den letzten Jahren auch immer mehr Anlagen im Leistungsbereich von 75 bis 500 kW realisiert worden. Diese von einigen Kreisen schon als "Klein-BHKW" bezeichneten Anlagen weisen, werden sie fundiert geplant, in der Regel eine sehr gute Wirtschaftlichkeit auf und refinanzieren sich in wenigen Jahren. Eingesetzt werden solche Anlagen z. B. in Schwimmbädern, Krankenhäusern, großen Wohngebieten, mittleren Gewerbebetrieben usw. Dies sind Projekte mit einem relativ großen Energiebedarf. Das Gesamtpotential in dieser Leistungsklasse ist groß und sicherlich noch nicht ausgeschöpft, doch immerhin so überschaubar, daß die Anlagenbauer zunehmend in harte Konkurrenz geraten. Zudem geraten BHKW in dieser Leistungsklasse durch den harten Preiskampf im liberalisierten Strommarkt unter starken wirtschaftlichen Druck. Dieses ist sicherlich ein Anlaß, sich auch nach neuen Märkten umzusehen.

Die Direktversorgung von "Kleinverbrauchern", wie z. B. Wohnanlagen, kleinen Altenheimen, Hotels, Gewerbebetrieben usw. mit BHKW im Leistungsbereich von 5 bis 45 kW bietet sowohl was die Gesamtleistung, als auch was die Anlagenzahl angeht, ein enormes Potential und ist somit auch aus energetischer Sicht ein ausgesprochen interessanter Bereich. Allerdings stößt man in diesem Marktsegment auf Schwierigkeiten, die in diesem Beitrag später noch näher erläutert werden. Das Hauptproblem sind die



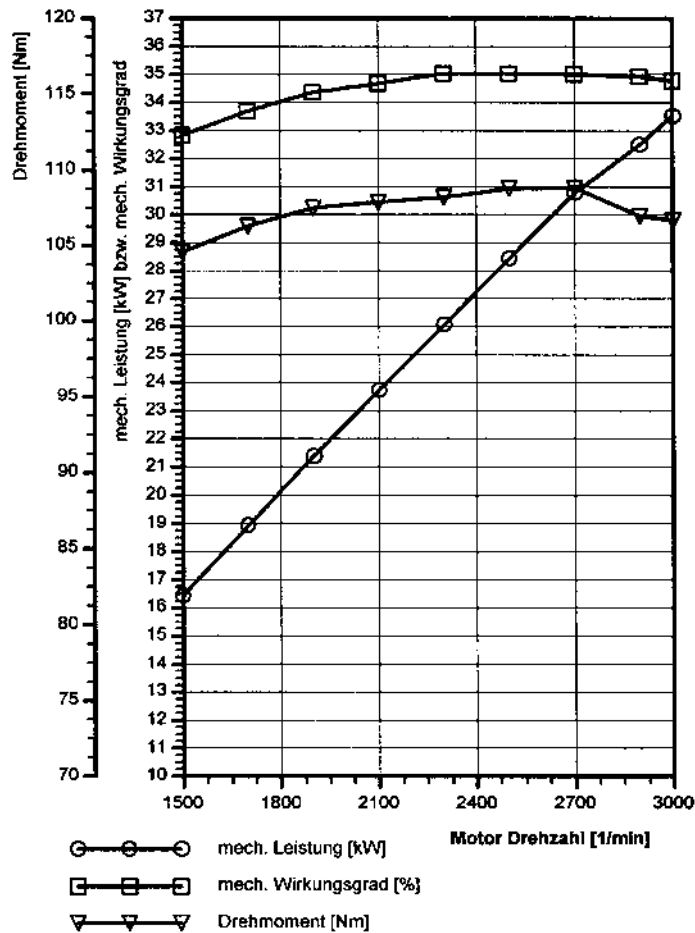
im Vergleich zu größeren Anlagen deutlich höheren spezifischen Investitions- und Betriebskosten. Doch auch unter diesen Bedingungen ist es heute schon in vielen Fällen möglich, Objekte mit relativ geringer Wärme- und Strom- Grundlast mit BHKW wirtschaftlich zu versorgen. Voraussetzung hierfür sind stets eine fundierte Planung, passende Strom- und Gasverträge sowie qualitativ hochwertige Anlagen mit möglichst großen Wartungsintervallen (>2000 Bh). Sind diese Voraussetzungen erfüllt, so ist nach den Erfahrungen der energiewerkstatt ein Betrieb der Anlagen mit statischen Refinanzierungszeiten von ca. 6-7 Jahren zu rechnen. Durch die neuerdings geltende Öko-Steuerbefreiung von Brennstoff und Strom für BHKW bis zu einer Leistung von 0,7MW verkürzen sich diese um 1 bis 1.5 Jahre. Leider sind die Rahmenbedingungen jedoch in einer Vielzahl von potentiellen BHKW-Projekten nicht optimal, so daß oben genannte Refinanzierungszeiten nicht eingehalten werden können oder sogar ein wirtschaftlicher Betrieb unmöglich ist. Möchte man auch solche Projekte erschließen oder die Refinanzierungszeiten verkürzen, so müssen die Investitionskosten und die Betriebskosten gesenkt werden. Dieses Ziel glaubt die energiewerkstatt mit der von der durch die „Deutsche Bundesstiftung Umwelt“ geförderten Entwicklung des drehzahlvariablen Elektronik-BHKW erreichen zu können. Hauptzielgruppe bleibt hierbei weiterhin der Wohnbereich mit der Direktversorgung von 30-200 Wohneinheiten (WE).

2 Technisches Konzept

Bei „konventioneller“ Bauweise von BHKW sind durch die vorgegebene Netzfrequenz von 50 Hz bedingt durch die Elektrotechnik, nur Generator Drehzahlen von 3.000 1/min, 1.500 1/min, 1.000 1/min usw. möglich. Üblicherweise werden die Anlagen mit einer Drehzahl von 1.500 1/min betrieben. Ein Betrieb mit 3.000 1/min ist zumindest bei Motoren >1 Liter Hubraum wegen des bei dieser Drehzahl stark ansteigenden Verschleißes für den Dauerbetrieb nicht zu empfehlen. Drehzahlen unter 1.500 1/min kommen nur für sehr große Motoren in Betracht. Zwischendrehzahlen sind nur über ein Getriebe zu realisieren.

Betrachtet man jedoch die Motoren, die vor allem bei BHKW im Leistungsbereich von 10 bis 30 kW elektrisch (ca. 1.500 cm³ bis 4.000 cm³) eingesetzt werden, so stellt man fest, daß zumeist modifizierte Motoren aus der Kfz-Großserie zum Einsatz kommen. Diese Motoren sind, ihrer Hauptanwendung entsprechend, für höhere Drehzahlen entwickelt worden. Das heißt, die Steuerzeiten der Ventile und die Ausbildung der Brennkammer sind so ausgelegt, daß das Wirkungsgradmaximum zwischen 2000 und 3000 1/min liegt. Möchte man akzeptable Standzeiten des Motors erreichen, so empfiehlt sich kein BHKW Betrieb mit 3000 1/min. Die nächst kleinere und übliche Drehzahl schöpft jedoch in der Regel weder das Leistungs- noch das Wirkungsgradpotential des eingesetzten Motors aus (Abb.1). Eine technisch mögliche Wirkungsgradoptimierung

für eine Drehzahl von 1500 1/min durch Veränderung der Steuerzeiten usw. ist durchaus denkbar, kommt bei den kleinen Stückzahlen aus Kostengründen jedoch kaum in Frage.



Es ist aus oben genannten Gründen also durchaus wünschenswert gerade die Motoren mit einem Hubraum von 1 500 bis 4 000 cm³ mit einer Drehzahl von ca. >1500 bis ca. 3000 1/min zu realisieren. Aus diesem Grund haben verschiedene Hersteller, mit durchaus zufriedenstellenden Ergebnissen, mechanische Getriebe zwischen Motor und



Generator geschaltet. Der Einsatz solcher mechanischer Getriebe ändert jedoch nichts an der drehzahlkonstanten Betriebsweise dieser Anlagen. Zudem sind die Kosten für ein dauerbetriebsfähiges Getriebe recht hoch.

Mit der Entwicklung des Elektronik-BHKW schlägt die energiewerkstatt einen etwas anderen, wenn auch nicht ganz neuen Weg ein. Statt eines mechanischen Getriebes zwischen Motor und Generator wird bei diesem Konzept ein "elektronisches Getriebe" (Frequenzumrichter) zwischen Generator und Netz gesetzt. Bei dieser Technik wandelt ein Frequenzumrichter mit Hilfe eines Gleichstrom-Zwischenkreises die Generatorfrequenz x in die Netzfrequenz von 50 Hz um, so daß das BHKW parallel am Netz betrieben werden kann. Mit dieser Technik arbeiten heute nahezu alle Windkraftanlagen. Die hierbei zum Einsatz kommenden Frequenzumrichter eignen sich jedoch aus verschiedenen Gründen nicht für den BHKW-Betrieb. Daher wird bei der hier laufenden Entwicklung ein komplett neuer, auf diesen Einsatzzweck hin optimierter Frequenzumrichter entwickelt.

Als Grundlage für das hier entwickelte Elektronik-BHKW, welches eine elektrische Nennleistung von ca. 22 - 25 kW aufweisen wird, dient das BHKW Typ ASV 18/43 der energiewerkstatt, welches mittlerweile seine Qualität hundertfach unter Beweis gestellt hat. Durch die Drehzahlvariation wird eine stufenlose Leistungsregulierung von ca. 5 bis 30 kW_{elektrisch} realisiert werden können.

3 Technische Vorteile des Elektronik-BHKW

Die Leistung von den für Klein-BHKW zum Einsatz kommenden Motoren ist, zumindest im fraglichen Drehzahlbereich, nahezu direkt proportional zur Drehzahl (Abb. 1). Zudem steigt in der Regel der Wirkungsgrad im Drehzahlbereich > 1500 noch um 1 bis 2 Prozentpunkte an. Durch den Einsatz des „elektronischen Getriebes“ ist es, genauso wie bei mechanischen Getrieben möglich, den Verbrennungsmotor des BHKW mit seiner typenspezifischen Optimaldrehzahl (z. B. 2.315 oder 1.852 1/min) zu betreiben. Welche Drehzahl für welchen Motor als optimal anzusehen ist, muß jeweils genaustens untersucht werden. Es gilt stets, den richtigen Kompromiß zwischen höherer Leistung, besserem Wirkungsgrad und erhöhtem Verschleiß zu finden.

Im Unterschied zu mechanischen Getrieben bietet der Einsatz eines Frequenzumrichters die Möglichkeit der stufenlosen Drehzahlregelung. Hierdurch kann eine Leistungsregelung durch Drehzahlvariation realisiert werden. Welchen Vorteil dieses für BHKW neue Regelungskonzept mit sich bringt wird aus Abb. 2 deutlich. Dadurch, daß eine Leistungsreduzierung bei Gas-Otto-Motoren mit konstanter Drehzahl nur durch Drosselung (Schließen der Drosselklappe) erfolgen kann, fällt der Wirkungsgrad mit zunehmender Teillast steil ab. Im Unterschied zum konventionellen BHKW liegt bei dem



Elektronik- BHKW die Nenndrehzahl bei z. B. 2200 1/min. Bei erforderlicher Teillast kann die Leistungsreduzierung zunächst bei voll geöffneter Drosselklappe durch absenken der Drehzahl erfolgen. Nimmt man als zulässige Minimaldrehzahl 1500 1/min an (je nach Motor sind auch geringere Drehzahlen vorstellbar), so läßt sich die Leistung auf diese Art um ca. 35 % reduzieren. Der Wirkungsgrad nimmt hierbei nur um ca. 1 - 2 % ab. Bei konventionellen Regelungen liegt die Wirkungsgradeinbuße für 35 % Leistungsreduzierung bei ca. 4-5 %. Erst bei weiterer Leistungsreduzierung kommt nun die Drosselklappe zum Einsatz. Nun fällt der Wirkungsgrad selbstverständlich wieder steil ab. Dies aber erst bei ca. 65 % Leistung und nicht schon bei 100 %. Hierdurch wird ein deutlich besseres Teillastverhalten des Elektronik BHKW erreicht. Darüber hinaus kann, bezogen auf die Nennleistung, die Leistung auf bis zu 25 % reduziert werden. Bei drehzahlkonstanten BHKW auf max. 40 %.

Bedingt dadurch, daß auch moderne Frequenzumrichter gewisse elektrische Verluste aufweisen, werden die oben genannten Vorteile eines verbesserten Wirkungsgrades teilweise wieder zunichte gemacht. Bei einer vereinfachten Annahme, daß der Wirkungsgrad des Frequenzumrichters über die Leistung konstant 93 % beträgt, liegt der Wirkungsgrad des Elektronik-BHKW, betrachtet man nur die Leistung, deutlich unter dem eines konventionellen BHKW (Abb. 2). Wie weiter oben angesprochen, liegt der Nennpunkt des Elektronik-BHKW jedoch nicht bei 1.500 1/min, sondern deutlich darüber. Möchte man also die beiden BHKW-Konzepte miteinander vergleichen, so ist es notwendig, die Leistungsachse zu normieren. In Abb. 3 wird daher der Vergleich ausgehend von 100 % BHKW-Leistung vorgenommen. Bei dieser Darstellung wird deutlich, daß die Verluste des Frequenzumrichters zwar zu einem etwas schlechteren elektrischen Wirkungsgrad im Nennpunkt des BHKW führen, daß aber im weiteren Regelbereich das Elektronik-BHKW dem Konventionellen deutlich überlegen ist. Sollte es gelingen den Wirkungsgrad des Frequenzumrichters noch zu verbessern (95 % müßten im Nennpunkt zu erreichen sein), so wären auch im Nennpunkt noch bessere Werte zu erzielen.

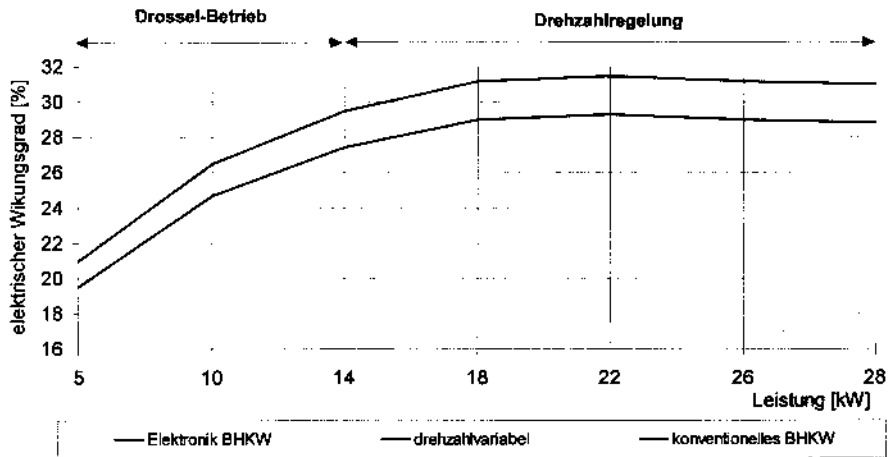


Abb. 2: Wirkungsgrad der verschiedenen BHKW Konzepte bei Teillast bezogen auf die Leistung

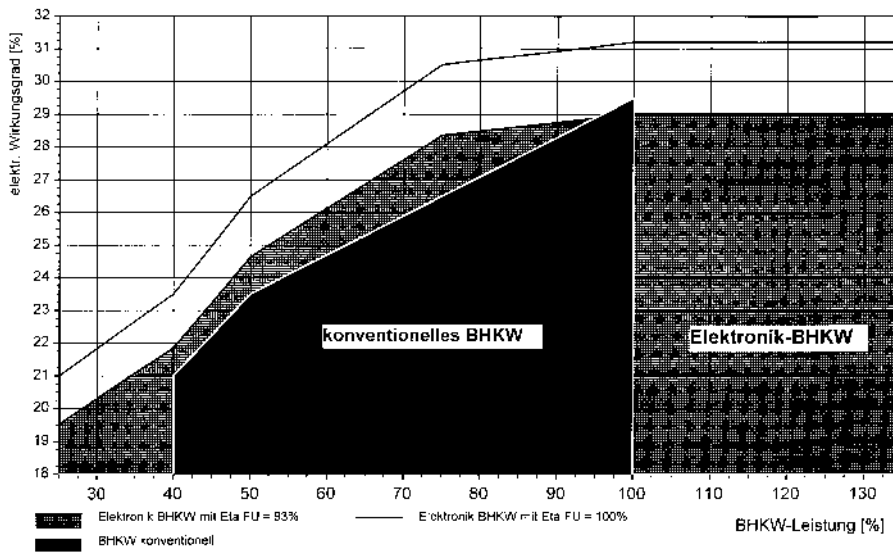


Abb. 3: Wirkungsgrad der verschiedenen BHKW Konzepte bei Teillast normiert



Neben dem Vorteil des besseren Wirkungsgrades bei Teillast ermöglicht die Frequenzumrichtertechnik auch eine deutliche Leistungssteigerung durch Erhöhung der Drehzahl von z. B. 2.200 1/min auf 2700 1/min (ca. 122 %) oder 3000 1/min (ca. 136 %). Wie weiter oben bereits erwähnt ist es nicht sinnvoll, solch hohe Drehzahlen im Dauerbetrieb zu fahren. Zur Abdeckung von kurzzeitigen Leistungsspitzen kann dies jedoch durchaus sinnvoll sein. Der bei dieser Betriebsweise zweifellos ansteigende Verschleiß und die dadurch steigenden Wartungskosten könnten vor dem Hintergrund von Leistungspreisen im Bereich von 200,- bis 300,- DM/kW toleriert werden.

4 Einsatzbereich des Elektronik BHKW

Es ist deutlich geworden, daß die Vorteile des Elektronik-BHKW in dessen gutem Teillastverhalten und in der kurzzeitig möglichen Spitzenlastabdeckung liegen. Der relativ hohe technische Aufwand der für ein Elektronik-BHKW notwendig ist, läßt sich jedoch nur rechtfertigen, wenn diese Stärken für den Betreiber der Anlage einen nennenswerten wirtschaftlichen Nutzen bringt. Nach den Erwartungen der energiewerkstatt wird sich das Elektronik-BHKW vor allem für die schon eingangs erwähnte Direktversorgung von 30 bis 200 Wohneinheiten eignen.

Um dies zu erläutern, hier noch einmal das bewährte Grundkonzept für den wirtschaftlichen Betrieb von BHKW im Wohnbereich, wie es die energiewerkstatt seinen Kunden empfiehlt: Der Grundgedanke ist stets den Strombedarf des zu versorgenden Objektes möglichst zu einem großen Teil mit dem BHKW-Strom zu decken und die dabei anfallende Wärme sinnvoll zu nutzen (Stromgeführt). Wird mehr Strom benötigt, als vom BHKW geliefert werden kann, so wird dieser aus dem EVU-Netz bezogen. Bedingt durch die bei Klein-BHKW relativ hohen Stromgestehungskosten macht es wirtschaftlich keinen Sinn evtl. überschüssigen Strom in das EVU-Netz einzuspeisen. Dies gilt sowohl für die üblichen Einspeisevergütungen $< 10 \text{ Pf/kWh}$ als auch für Vergütungen von ca. 15 Pf/kWh , wie sie z. B. von den Stadtwerken Hannover gezahlt werden. Speist man bei diesen Vergütungen ein, so können damit bestenfalls die Selbstkosten gedeckt werden. In der Regel macht der Betreiber beim Einspeisen jedoch Verluste. Aus diesem Grund sollte für den Fall, daß mehr Wärme benötigt wird als das BHKW ohne Netzeinspeisung liefern kann, die Wärme immer über die Heizungskessel bereitgestellt werden.

Möchte man diese Vorgaben im Regelungskonzept der BHKW-Zentrale berücksichtigen, so kann man nicht mehr nur zwischen den beiden bekannten Betriebsweisen „Stromgeführt“ und „Wärmegeführt“ unterscheiden. Es entsteht eine Mischung aus diesen beiden Betriebsweisen. Der übliche stromgeführte Betrieb gilt solange bis entweder die Wärme nicht mehr vom Heizungssystem aufgenommen werden kann (Wär-



megeführt), oder die untere Regelgrenze des BHKW nennenswert über der vom versorgten Objekt benötigten Stromleistung liegt (BHKW Abschaltung trotz Strom und Wärmebedarf).

Betrachtet man unter diesen Gesichtspunkten den Tages- und Jahres- Strom- und Wärmelastgang im Wohnbereich, so wird deutlich, welche Anforderungen an ein BHKW in diesem Bereich gestellt werden. In Abb. 4 und Abb. 5 ist jeweils der maximale und der minimale Monatsmittel-Tages-Strom- und Wärmelastgang von 64 Wohneinheiten dargestellt. Der geringe Wärmebedarf (trotz zentraler Warmwasserbereitung) in den Sommermonaten ist ein bekanntes Problem und führt bei den meisten Anlagen zu sehr begrenzten Laufzeiten in den Monaten Juni, Juli und August. Möchte man auch in diesen Monaten hohe BHKW Laufzeiten erreichen, so führt dies zwangsläufig zu einer Unterdimensionierung des BHKW und dazu, daß das Energiesparpotential des Objektes durch Eigenstromerzeugung nicht annähernd ausgenutzt werden kann. Somit wird auch ein Großteil der mögliche Gewinne durch den Stromverkauf an die Mieter oder Eigentümer nicht entsprechend genutzt. Zudem werden die Anlagen sehr klein (in diesem Beispiel ca. 8.5 KW elektrisch) und somit spezifisch noch teurer, wodurch ein wirtschaftlicher Betrieb weiter erschwert wird.

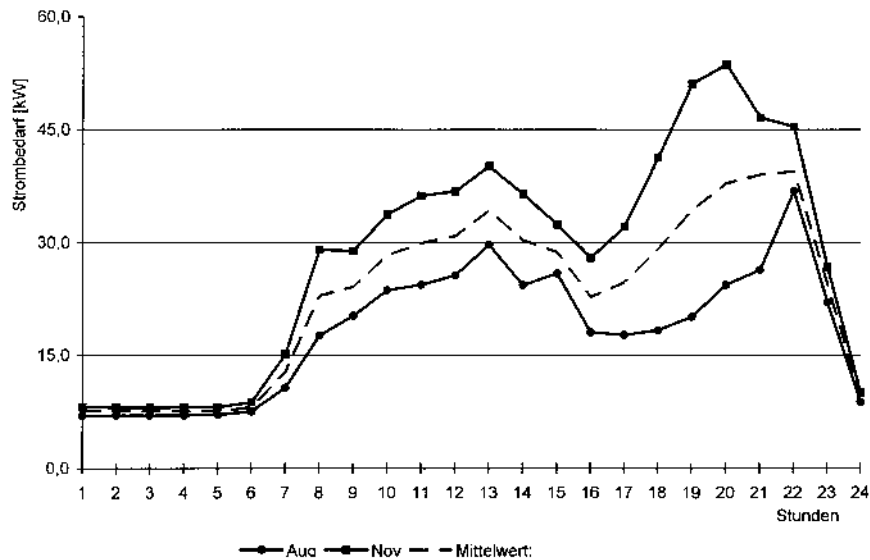


Abb. 4: Maximaler und minimaler Monatsmittel-Tages-Stromlastgang von 64 Wohneinheiten

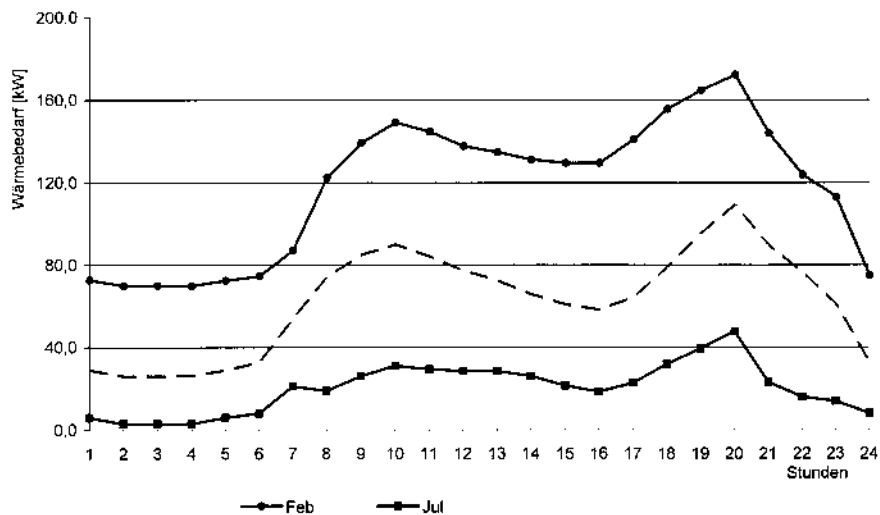


Abb. 5: Maximaler und minimaler Monatsmittel-Tages-Wärmelastgang von 64 Wohneinheiten

In den Wintermonaten ist der Wärmebedarf auch bei gutem Isolationsstandard der versorgten Häuser oder Wohnungen in der Regel so groß, daß der benötigte Strom mit dem BHKW abgedeckt werden könnte (in diesem Beispiel ca. 50 kW elektrisch). Ein so großes BHKW würde jedoch, bedingt durch seine große Wärmeleistung, keine hohen Jahres-Betriebsstunden erreichen. Zudem müßten große Strommengen in das EVU-Netz eingespeist werden. Ein wirtschaftlicher Betrieb wäre daher kaum zu erreichen. Richtig ist hierbei der goldene Mittelweg. Als Faustregel für eine grobe BHKW-Dimensionierung kann von ca. 0,4 bis 0,5 kW_{elektrisch}/WE und ca. 15 – 20 % der benötigten Wärmespitzenleistung (je nach Isolationsstandard) ausgegangen werden. Für das hier aufgeführte Beispiel würde dies zu einem BHKW mit ca. 30 kW elektrischer Leistung führen. Geht man von einer unteren Regelgrenze von ca. 40 % (12 kW_{elektrisch}) aus, müßte jedoch, wegen der relativ geringen Nachtgrundlast von 7 bis 9 kW_{elektrisch} (immerhin ca. 6 Stunden täglich oder ca. 15.000 kWh/a), entweder der überschüssige Strom eingespeist werden (dies sollte aus oben genannten Gründen vermieden werden) oder das BHKW in diesen Zeiten abgeschaltet werden. Möchte man dies vermeiden und trotzdem die Stromgrundlast in den Nachtstunden abdecken, so müßte bei den üblichen BHKW eine Anlage mit zwei Modulen realisiert werden. Die Stromgrundlast wird dann jeweils nur von einem Modul abgedeckt. Mit einer solchen Anlage (2 * 14



$\text{kW}_{\text{elektrisch}}$) wurde die Versorgung des hier als Beispiel aufgeführten Projektes realisiert (Europahaus Langenhagen). Durch die Installation einer Mehrmodulanlage erreicht man zwar eine gewisse Ausfallsicherheit (n-1), die Kosten für eine solche Anlage sind jedoch deutlich höher als für ein einzelnes größeres Modul. Dennoch arbeiten die beiden BHKW-Module in diesem Projekt wirtschaftlich. Die Analyse der Daten der ersten zwei Betriebsjahre haben die Vorhersagen bestätigt. Der BHKW-Betrieb erwirtschaftet einen Überschuß von 20.650 DM im Jahr. Durch diesen Deckungsbeitrag amortisiert sich die Investition in die BHKW-Module ohne Berücksichtigung von Zins- und Steuer-effekten in ca. 6,5 Jahren.

Bedingt durch den großen Regelbereich des Elektronik-BHKW können Projekt wie diese mit einem Modul (28 kW - 7 kW) realisiert werden. Hierdurch wären die spezifischen Investitions- und Wartungskosten deutlich geringer, wodurch die Refinanzierungszeiten verkürzt werden können. In Objekten bei denen mit konventionellen BHKW keine akzeptablen Refinanzierungszeiten zu erzielen sind, könnte dies mit dem Elektronik-BHKW möglich sein. Hierdurch würde die BHKW-Technik für die Investoren noch attraktiver und die Anzahl der potentiellen Versorgungsobjekte wäre deutlich größer.

Neben dem großen Regelbereich bietet das Elektronik-BHKW die Möglichkeit der kurzzeitigen Leistungserhöhung durch Anheben der Drehzahl über die Nenndrehzahl hinaus. Realistisch ist eine Leistung von 120 bis 130 % zu erreichen. Da der Verschleiß bei den hohen Drehzahlen zunimmt, sollte jährlich nicht mehr als 0,5 bis 1 % der Betriebsstunden mit diesen Leistungen gefahren werden. Aus diesem Grund sollte diese Leistungsreserve ausschließlich zur Vermeidung von hohen $\frac{1}{4}$ Stunden Maxima (Leistungspreis) genutzt werden. Die Anforderung der Leistungsreserve könnte entsprechend zu den Algorithmen der Lastabwurfgeräte erfolgen. Die Leistungsvorgabe sollte stufenlos sein, um unnötig hohe Belastungen zu vermeiden.

5 Zusammenfassung

Das Konzept des drehzahlvariablen Elektronik-BHKW erlaubt es BHKW mit einem sehr großen Regelbereich von ca. 25 bis 130 % Leistung zu realisieren. Es eignet sich vor allem für die Direktversorgung von 30 bis 200 Wohneinheiten. Solche Projekte weisen ausgeprägte Strom- und Wärmebedarfsschwankungen über den Tag und über das Jahr auf. Mit dem Elektronik-BHKW können, nach den Erwartungen der energiewerkstatt, die Investition und Betriebskosten bei gleicher installierter Leistung deutlich reduziert werden, und der Anteil des BHKW-Strom am Gesamtstrombedarf des versorgten Objektes kann im Vergleich zu konventionellen BHKW, um ca. 10 % erhöht werden. Zur Vermeidung von hohen $\frac{1}{4}$ Stunden Maximalleistungen und somit hohen Leistungspreisen kann die BHKW-Leistung kurzzeitig auf bis zu 130 % angehoben werden. Ins-



gesamt können hierdurch die Refinanzierungszeiten um ein bis zwei Jahre verkürzt werden.

Das Konzept des Elektronik-BHKW eignet sich für Gas-Otto-Motoren mit ca. 1.500 bis 4.000 cm³ Hubraum und somit für BHKW mit Nennleistungen zwischen ca. 15 bis 40 kW_{elektrisch}.

Für BHKW mit Leistungen über 50 kW_{elektrisch}, Grundlast- oder Spitzenlast-BHKW eignet sich dieses Konzept nicht. Das Elektronik-BHKW soll nicht die konventionellen BHKW ersetzen, sondern dort eingesetzt werden, wo es seine Vorteile deutlich ausspielen kann.

6 Literaturhinweis

Alle Diagramme und Daten entstammen internen Unterlagen der energiewerkstatt GmbH.



Einsatz von Speichern für ein Energiemanagement in verzweigten Energieversorgungsnetzen

P.W. Schneider
Elektrizitätswerk Hammermühle
56242 Selters/Ww
Tel.: (02626) 7609-0, Fax: (02626) 7238

Prof. Dr. Z. Styczynski
Otto-von-Guericke Universität Magdeburg
39016 Magdeburg/PF 4120
Tel.:(0391) 6718866, Fax.(0391) 6712408
e-mail:sty@e-technik.uni-magdeburg.de

1 Einführung

Die elektrische Energieversorgung muß für die ständig wechselnde, probabilistische Nachfrage der Kunden die elektrische Leistung bereitstellen, so daß der gelieferte Strom auch die verlangte Qualität hat. Da die Betriebsmittel aber nur über sehr geringe Speichermöglichkeiten verfügen, muß die Stromproduktion in den Kraftwerken laufend der Nachfrage angepaßt werden. Eine solche Vorgehensweise verlangt unter anderem eine Überdimensionierung der Erzeugungs- und Betriebsmittel. Das erhöht die Kosten für die elektrische Energie. Könnte die elektrische Energie, um die Änderungen der Nachfrage auszugleichen, nahe bei den Kunden gespeichert werden, so wäre - rentabler Betrieb einer hierfür eingesetzten Energiemanagement - Anlage vorausgesetzt – ein Betrag zur Senkung der Strompreise zu erwarten. Auch eine dezentrale Energieerzeugung, die auf Änderungen des Energiebedarfes schnell reagieren kann, würde diesen Effekt haben.

Die bisherigen Untersuchungen haben gezeigt /SCHNEIDER 1996/, /HAUBRICH 1996/, daß man durch dezentrale Energieerzeugung bzw. Speicherung wirtschaftliche Effekte erzielt, wenn die Anlagen für den lokalen Spitzenlastabbau genutzt werden. Dazu müssen die Anlagen entsprechend bemessen sein. Auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung der dezentralen Erzeugung und Speicherung haben die letzten Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz einen großen Einfluß ausgeübt.

Als dezentrale Energiespeicher kommen Batterien, SMES, Schwungrad und Hochleistungskondensatoren in Frage /HANDSCHIN 1993/. Im industriellen Maßstab können



aber heute nur Batterien (besonders Bleibatterien) verwendet werden /HAUBRICH 1996/. Die anderen Techniken befinden sich noch in der Entwicklungsphase. Für die Erzeugung nahe beim Kunden kann man sowohl Dieselgeneratoren als auch Solar- und Windanlagen in Betracht ziehen. Die beiden letztgenannten sind aber stark von lokalen Bedingungen abhängig und dadurch ortsgebunden.

2 Die Auswirkung der Liberalisierung auf ein Verteilerunternehmen

Die Liberalisierung des Energiemarktes verursacht durch das Wegfallen des Energie-monopols neue wettbewerbsorientierte Energieerzeugungs- und verteilungsstrukturen. Die gesetzlich festgeschriebene Möglichkeit der Durchleitung durch fremde Netze gibt auch den Verteilerunternehmen die Möglichkeit des Lieferantenwechsels und damit des preiswerteren Stromeinkaufs. In absehbarer Zeit wird auch der Kauf von Spotmengen möglich sein. Diese neue Situation ist Voraussetzung für die von den Kunden geforderte und bereits jetzt in erheblichem Umfang eingetretene Senkung der Energiepreise.

Da die Durchleitung mit den Netzbetreibern sämtlicher an der Durchleitung beteiligten Netze und Spannungsstufen abgestimmt werden muß, sind - sofern annähernd Vollstrombezug angestrebt wird - "Fahrpläne" für die durchzuleitende Energie notwendig /www.enbw.de/. D. h. es wird vom Lieferanten nach einem vom abnehmenden Unternehmen festgelegten Leistungsfahrplan in ein an der Durchleitung beteiligtes Netz eingespeist und nach diesem Leistungsfahrplan mit dem abnehmenden EVU abgerechnet. Da die Fahrpläne in der Regel einen Tag vor Inanspruchnahme der Leistung festgelegt werden müssen – ggf. mit zeitnaher Anpassungsmöglichkeit -, müssen möglichst genaue Prognoseverfahren eingesetzt werden.

In Abb. 1 ist ein solcher für Elektrizitätswerk Hammermühle (EWH) Fahrplan - unter Berücksichtigung des Einflusses des dort eingesetzten Lastmanagementsystems - gezeigt. Der Fahrplan wird – aus Sicherheitsgründen – für 7 Tage entwickelt und mindestens täglich - roulierend - erneuert.

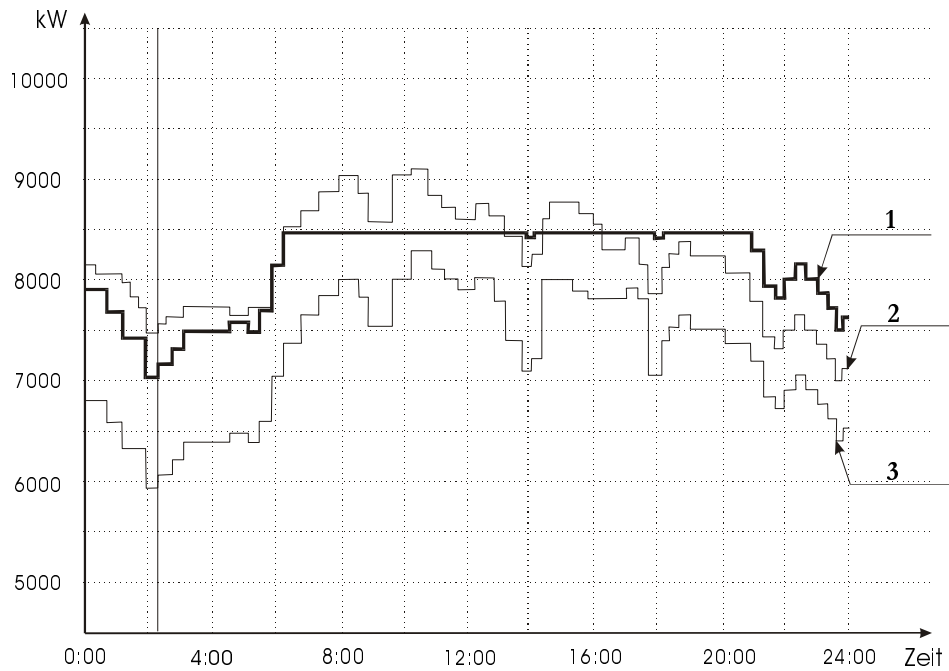


Abb. 1: Lastprognose und Fahrplan in einem EVU

1- statistische Prognose, 2- aktuelle Prognose, 3- Bezugsplan (unter Berücksichtigung des Spitzenlastabbaus).

Das von EWH in der Basisversion zum Einsatz im Spitzenlastbetrieb entwickelte und zwischenzeitlich zum Fahrplanbetrieb erweiterte Verfahren hat 3 Stufen:

- Die sogenannte **statistische Prognose** – entwickelt aus den Tageslastprofilen der letzten 10 Wochen – steht bereits sechs Tage von Inanspruchnahme der Leistung zur Verfügung.
- Die sogenannte **aktuelle Prognose** passt die $\frac{1}{4}$ Std. Leistungswerte zeitnah an die tatsächliche Netzlast an und ist somit **rückwirkend** mit der Netzlast identisch.

Insoweit wurde das Verfahren seit Jahren zum reinen Spitzenlastmanagementbetrieb eingesetzt und hat sich hervorragend bewährt.

Die Erweiterung zum Fahrplanbetrieb ist nun durchaus nicht unproblematisch, da in der Regel eine Vorlaufzeit von mindestens 16 Stunden gefordert ist, in Ausnahmefällen eine Anpassung mit Vorlaufzeit 1 Stunde ermöglicht wird.

Ein unter den vorstehenden Prämissen entwickelter Tagesfahrplan wird zu Vergleichszwecken zusammen mit dem tatsächlichen Lastprofil in Abb. 2 dargestellt.

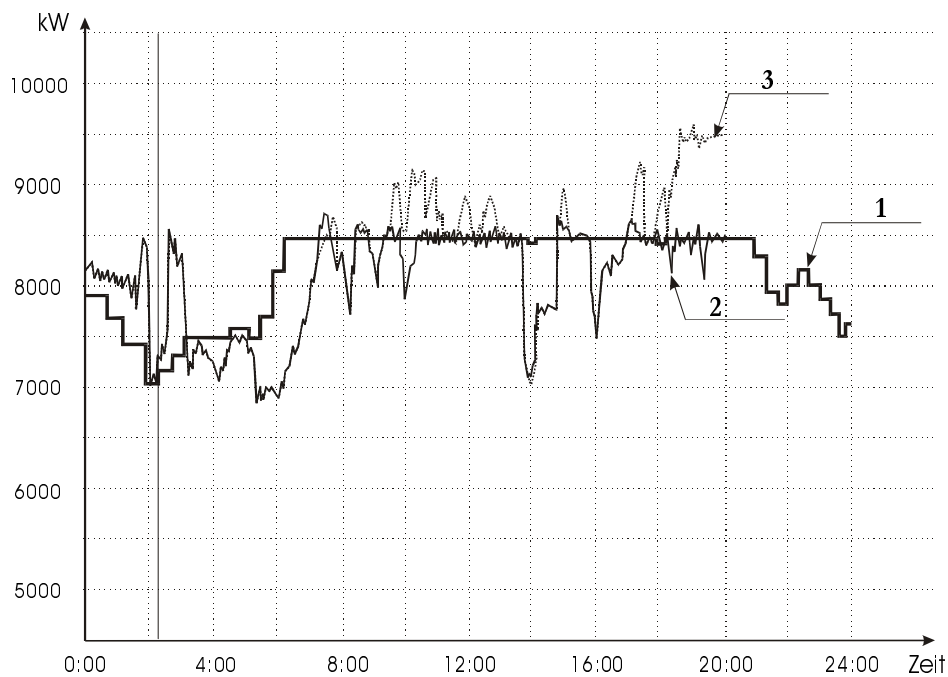


Abb. 2: Fahrplan und Lastprofil

- 1 Bezugsplan (unter Berücksichtigung von Spitzenlastabbau),
- 2 Bezug,
- 3 tatsächliches Lastprofil.

Der Bilanzstromausgleich zwischen tatsächlichem Lastgang und Fahrplan kann entweder von außen oder durch eigenes Lastmanagement erfolgen. Inwieweit die eine oder andere Möglichkeit zum Tragen kommt, bleibt letztlich einer Optimierung nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten vorbehalten. Da mit zunehmender Abweichung zwischen Lastprofil und Fahrplan in der Regel erhebliche Poenalen gefordert werden – einer der



großen Übertragungsnetzbetreiber fordert hier neben einem Arbeitspreis (Pfg/kWh) bis zu 250,00 DM/kW - kann hier die bei EWH entwickelte Technik des ENERGIE- MANAGEMENT-SYSTEMS (EMS) - eine rechnergestützte Kombination aus Stromerzeuger (hier Dieselaggregate), Batteriespeicher und Stromrichter vorteilhaft zum Einsatz kommen. Die Konfiguration und Funktion der Anlage wird später kurz erläutert.

Der durch die Liberalisierung erzeugte Wettbewerbsdruck wirkt sich unmittelbar auf die Bereitschaft zu Netzinvestitionen aus. Da Zuverlässigkeit der Versorgung und Spannungsqualität jedoch nicht abnehmen sollten, sollten bei der Netzplanung Konzepte der dezentralen Energiespeicherung bzw. -erzeugung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten geprüft und in Erwägung gezogen werden.

Allgemein können die dezentralen Energiespeicher und -Erzeuger für folgende Aufgaben im Netz eingesetzt werden /HANDSCHIN 1993/, /SCHNEIDER 1996/.

- **Spitzenlastabbau:**
 - Zeitliche Verschiebung der notwendigen teuren Netzinvestitionen (Kabel, Transformatoren)
 - Verringerung der Leistungskosten
 - Verringerung der Netzverluste
- **Fahrplan – Bilanzstromausgleich** (wie beschrieben)
- **Energiequalitätsverbesserung:**
 - Verbesserung der lokalen Einspeisezuverlässigkeit
 - Pufferung schwankender Erzeugung bei regenerativen Energiequellen
 - Lokale Kompensation von Oberschwingungen.

Die o.g. Vorteile lassen sich in vielen Fällen kombinieren. Dadurch entstehen Effekte, die den wirtschaftlichen Einsatz derartiger Betriebsmittel ermöglichen /HAUBRICH 1996/.

3 Bisherige Erfahrungen des EWH mit dem EMS

Elektrizitätswerk Hammermühle ist ein relativ kleines Elektrizitätsversorgungsunternehmen der Verteilerstufe, gegründet 1901 von Louis Schneider, seit 1972 GmbH & Co. KG und nach wie vor in Familienbesitz. Seit Herbst 1998 ist EWH Partner des finnischen Energie Konzerns Fortum Oy, eines weltweit tätigen Unternehmens mit z. Z. 19.000 Mitarbeitern. Die Stromlieferung an EWH erfolgt nun ausschließlich durch Fortum Power and Heat.

Über ein Mittelspannungsnetz mit Betriebsspannung 20 kV, 40 Umspannstationen und über 2 Ortsnetze werden die Gemeinden Selters und Maxsain im Westerwald mit Strom

versorgt. 1998 wurden 50 Mio kWh an Tarif- und Sondervertragskunden geliefert bei einer Bezugsleistung von 7.200 kW und einer maximalen Netzlast von 8.070 kW. Die Differenzleistung wurde durch das EWH Lastmanagement-System erbracht. Zur Zeit beträgt die maximale Netzlast ca. 9,1 MW.

EWH betreibt eine im Hause entwickelte Batteriespeicheranlage zur Spitzenlastdeckung seit 1980. Die hervorragende Wirtschaftlichkeit der Anlage ergab sich bisher aus den hohen Leistungspreisen für fremdbezogene Leistung in einem durch langfristige Konzessionsverträge abgesicherten Liefergebiet. Unter diesen Voraussetzungen hatte diese Technologie ihre wirtschaftliche Daseinsberechtigung mit den typischen Anlagenkriterien:

- hohe Anlagenlebensdauer, über 15 Jahre;
- hohe Anlagekosten - Kapitalkosten ca. 1200 DM/kW;
- niedrige Betriebskosten -Verbrauchs- und Wartungskosten;

In Tab. 1 ist ein Vergleich der Wirtschaftlichkeitsrechnung der Batterieanlage zusammengestellt, und zwar bei Projektierung 1979 und als Nachkalkulation mit fiktiven Neuwerten 1995.

Tab 1: Wirtschaftlichkeit des BES-400-kW

	1979 Nutzungsdauer 10 Jahre	1995 Nutzungsdauer 15 Jahre
Investitionskosten (DM)	370.000,-	550.000,-
Bezugskosteneinsparung (DM/a)	100.000,-	148.000,-
Wartung (DM/a)	2.000,-	3.000,-
Pay-off-Zeit (Jahre)	3,8	3,8
Zinssatz (%)	8	7 (inflationber.)
Kapitaldienst (DM/a)	54.760,-	59.950,-
Ertrag (DM/a)	43.240,-	85.050,-



Die EWH-Batteriespeicheranlage wurde mit Bleibatterien bestückt und hat eine Leistung von 400 kW bei einer Kapazität von 750 kWh/4h. Innerhalb des bisherigen Betriebs hat die Anlage einen Entladedurchsatz von 320.000 kWh und einen Ladedurchsatz von 860.000 kWh gefahren. Sie hat sich als weitgehend zuverlässiges Betriebsmittel erwiesen /SCHNEIDER 1996/. Mit einem mittleren Leistungspreis von 380 DM/kW•Jahr - bis 1998 im RWE Vertriebsgebiet üblich - betrug die Pay-Back-Zeit ca. 3,8 Jahre. Die Anlage wurde bisher im reinen Spitzenlastdeckungsbetrieb betrieben. Mit der Liberalisierung des Strommarktes und der bereits erwähnten Möglichkeit der sogenannten Durchleitung, wird nun die Aufgabenstellung der Lastmanagementanlage erheblich erweitert und kompliziert.

Die Konfiguration der Steuerung der dezentralen Komponenten der Anlage (Batterie, Dieselaggregate) ist in Abb. 3 schematisch dargestellt. Die Batterieanlage selbst besteht aus 114 Batteriezellen, einem Umkehrstromrichter und einem Steuerungs- und Kontrollsystem. Sie ist niederspannungsseitig an eine Sammelschiene angeschlossen. Bei der derzeitigen Spitzenlast des EWH von ca. 9,1 MW deckt die reine Batterieanlage ca. 4 % des Leistungsbedarfs in der Spitzenzeit.

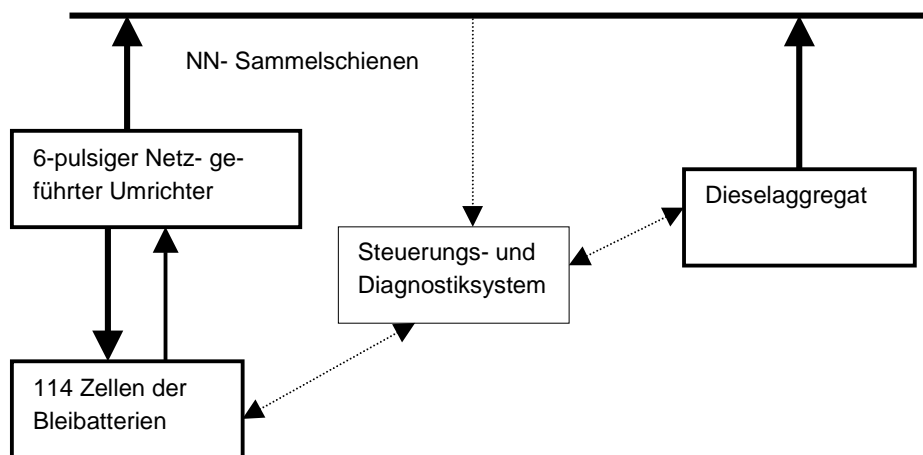


Abb. 3: Konfiguration des dezentralen Speicherung und Erzeugung beim EWH

Durch die Ergänzung dieser Anlage mit Dieselaggregaten von 2 x 400 kW + 250 kW und die Erweiterung zum Bilanzstromausgleichsmanagement wurden weitere Vorteile erzielt.



Nach wie vor wird die Bezugsleistung auf den Maximalwert der bestellten Leistung begrenzt. Zusätzlich muß jedoch in jedem Bezugslastintervall (15 min) die Abweichung zwischen Bezug und Fahrplan innerhalb einer vorgegebenen Bandbreite eingegrenzt werden. Das erfordert die laufende Überwachung der Bezugsleistung in Relation zum Fahrplan, und zwar auch in lastschwachen Zeiten, ein erheblich höherer Energiedurchsatz des Energiemanagementsystems ist die Folge.

Abgesehen von der Möglichkeit theoretisch unbegrenzter Energiebereitstellung durch die Dieselaggregate, kann das EMS bei vollem Einsatz kurzzeitig bis zu 1,4 MW, entsprechend ca. 15 % der Netzlast, bereitstellen.

4 Technische und wirtschaftliche Voraussetzungen für den Einsatz eines EMS

Mit Wegfall der langfristigen Quasi-Abnahmegarantie und der Tendenz in einem deregulierten Energiemarkt zur Verlagerung von Leistungskosten auf die Verbrauchskosten ist eine Abkehr von langfristiger Kapitalbindung und Hinwendung zu geringen Anlagekosten unter Inkaufnahme höherer Verbrauchs- und Wartungskosten angesagt.

Dieser Tendenz trägt die bei EWH entwickelte Technik des EMS Rechnung. Leider ist hiermit auch eine höhere Umweltbelastung durch die zwangsläufig bei der Stromerzeugung durch Dieselaggregate auftretenden Abgase verbunden. Abb. 4 zeigt den vollautomatischen Einsatzes von Batteriespeicher und Dieselaggregaten mit

- Batterieentladestrom
- Dieselleistung
- Netzlast (als 10 sec. Mittelwert).

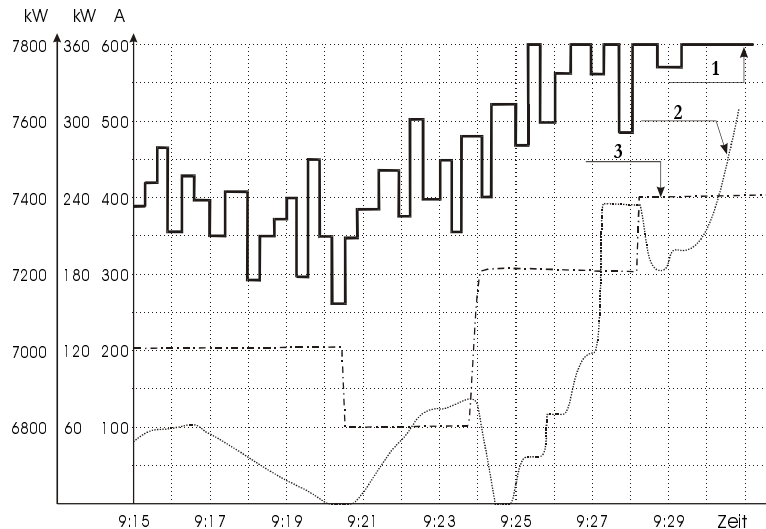


Abb. 4: Einsatz des Batteriespeicher und der Dieselaggregate.

1- Lastgang, 2- Diesellast, 3- Batteriestrom

Aufgabe der bei EWH entwickelten Software für das "EMS" ist unter anderem, den Betrieb der eingesetzten Komponenten so zu koordinieren, daß gute Wirtschaftlichkeit mit bester Verfügbarkeit kombiniert wird.

Die „Feinarbeit“ sowohl bei der Begrenzung der Lastspitzen als auch im Fahrplan-Bilanzausgleichsbetrieb übernimmt die mit geringer Trägheit arbeitende Batterieanlage. Die Kompensation der begrenzten Energiekapazität sowie die Erhöhung der Spitzenlast auf mehr als 1 MW wird durch die Dieselaggregate gewährleistet und zwar nach folgenden Kriterien:

- Falls nach Prognose der Tageslastganglinie die Batteriekapazität nicht ausreicht, arbeiten die Dieselaggregate zusätzlich im Grundlastbetrieb.
- Falls im Meßintervall (15min) die programmierte Lastabsenkung durch die Batterie nicht erreicht wird: Dieseleinsatz in Stufen, wobei die Last-Feinregulierung durch die Batterie übernommen wird.
- Die Einschaltsschwelle des Dieselaggregates wird in Abhängigkeit von der vorhandenen Batterie-Restkapazität verändert.

Wie bereits erwähnt, ist der Einsatz der "EMS" sowohl zur Einhaltung eines festen Leistungsgrenzwertes (Spitzenlast-Einsatz) als auch mit 15minütig wechselnden Grenz-



werten (Fahrplaneinsatz) vorgesehen. Aufnahme von Überschußstrom ist im Fall des Fahrplaneinsatzes nur in sehr begrenztem Umfang - begrenzte Ladeenergie - möglich.

5 Anlagendimensionierung

Im Folgenden soll kurz auf das Verfahren zur Anlagendimensionierung eingegangen werden, das unter dem Gesichtspunkt des ursprünglichen Einsatzgebietes, nämlich der reinen Spitzenlastbegrenzung entwickelt wurde.

Die Auswirkung des inzwischen erweiterten Einsatzbereiches auf die Dimensionierung einer Neuanlage unter streng wirtschaftlichen Gesichtspunkten kann zur Zeit nur qualitativ beurteilt werden, eine Quantifizierung steht noch aus.

Das EMS, das am Anfang nur aus dem Batteriespeicher bestand, wurde so dimensioniert, daß man ein optimales Verhältnis zwischen der Anlagengröße und den Kosten für die bestehende Lastganglinie erzielte. Die ausgewählte kritische Lastganglinie (besonders im Winter) bildete die Grundlage für das Optimierungsverfahren. Die wirtschaftlich optimale Größe des Speichers ergibt sich aus der Kostenrechnung, und kann, wie in Gleichung 1 dargestellt, bestimmt werden.

$$\max[P_S \cdot K_P \cdot T - (P_S \cdot k_{PS} + W_S \cdot k_{WS} + \sum_{i=1}^T K_E (1+p)^{-i})] \quad (1)$$

wobei: P_S, W_S – Leistung [kW] und Energie [kWh] des Speichers
 K_P – tariflicher Leistungspreis [DM/kW * Jahr]; T – Nutzungsdauern [Jahre];
 K_{PS}, K_{PW} – spezifische Leistung- [DM/kW] und Energiekosten [DM/kWh];
 p – Diskontsatz; K_E – Exploationskosten [DM/ Jahr].

Die Pay-Back-Zeit ergibt sich aus dieser Rechnung, wenn der Gewinn zu Null gesetzt wird. Der Zusammenhang zwischen Speicherleistung und Speicherenergie, die für das Optimierungsverfahren maßgeblich ist, wird unter Berücksichtigung der kritischen Lastganglinie bestimmt, wobei ein Lade- /Entlade-Wirkungsgrad der Anlage von 0,7 - 0,9 zu berücksichtigen ist. Dies soll nicht mit den Ladeverlusten, die größtenteils im Standby-Betrieb verursachen, verwechselt werden.



Für die Dimensionierung des erweiterten EMS unter strenger Beachtung von Wirtschaftlichkeits-Gesichtspunkten sind unbedingt folgende Grundlagen und Informationen erforderlich:

- voraussichtliche Lastganglinie, z. B. mit neuronalen Netzen /STYCHYNSKI 1996/
- voraussichtliche Tagesfahrpläne
- Leistungs- und Arbeitspreise für Vollstrombezug
- Leistungs- und Arbeitspreise für Zusatzstrombezug bzw. Überschußstromabgabe
- vorgesehene Zusatznutzung des Dieselaggregates (Notstromeinsatz etc.)

Zusammen mit den spezifischen Preisen der Anlagenkomponenten - nach Leistungsgrößen gestaffelt – kann so die Ermittlung einer wirtschaftlich optimalen Anlagenkonfiguration entwickelt werden. Auf keinen Fall können hier irgendwelche pauschalen Schätzwerte als Dimensionierungsgrundlage dienen.

6 Schlußfolgerungen

- Die Liberalisierung des Energiemarktes stellt neue Herausforderungen an die Versorgungsunternehmen, die ihre Kunden unter starkem Preisdruck versorgen müssen. Hier können dezentrale Energiespeicher und -Erzeuger einen wesentlichen Beitrag leisten.
- Die verschiedenen Vorteile dezentraler Speicherung bzw. -Erzeugung können kombiniert werden, so dass diese Anlagen mittelfristig wirtschaftlich arbeiten. Bei Anwendung der bisherigen Batteriespeichertechnik wurden Pay-Back-Zeiten von ca. 3,5 - 4,0 Jahre erreicht, allerdings unter Zugrundelegung bisher üblicher hoher Leistungspreise. Fallende Leistungspreise machen hier ein Überdenken der Technologie notwendig.
- Besondere Zukunftschancen haben mobile Energiespeicher bzw. -Erzeuger, die durch flexible Ortswechsel über eine längere Zeit und für verschiedene Aufgaben im Netz benutzt werden können. Hierfür sind in Containern untergebrachte entsprechende Anlagen in Entwicklung. Durch Synergieeffekte können ggf. noch bessere wirtschaftliche Vorteile erzielt werden.

7 Literatur

- /BANSCH 1993/ Banschbach W., Freund H., Wolff H.-P.: Höhere Auslastung von Betriebsmitteln in der elektrischen Energieverteilung, ETG-Fachtagung, 1993. S. 59-64.
- /FESER 1993/ Feser K., Styczynski Z.: Planning of Medium Voltage Power Systems with Energy Storage for Load Levelling. 11th Power Systems Computation Conference, Avignon, September 1993 (Paper No. PSCC -93-215)
- /HANDSCHIN 1993/ Handschin E.: Energiespeicher in der elektrischen Energieversorgung. Bulletin SEV [VSE 7] 1993, S. 23-27.
- /HUBRICH 1994/ Haubrich H.-J., Krämer K., Dominik H., Pech H.: Batterien in elektrischen Netzen - Erfahrung und Perspektiven. VDE Kongress, München
- /TSAI 1995/ Tsai M. T., Liu C. E., Tsai W. I., Haang C. L.: Design and Implementation of a Demand-Side Multifunktion Battery Energy Storage Systems. IEEE Transaction on Industrial Electronics. Vol. 42, No. 6, December 1995, pp. 642-652
- /HAUBRICH 1996/ Batterie-Energiespeicher in der Elektrizitätsversorgung - Kompendium. Hrsg. H.-J. Haubrich., Verlag Mainz, Aachen
- /SCHNEIDER 1996/ Schneider P.W.: Betriebserfahrungen mit einer Batterieanlage zum Spitzenlastausgleich Symposium 96, Wirtschaftlichkeit elektrischer Energiespeicher. HannoverMesse 96. S. 99-110. Hrsg. EUS, Gelsenkirchen
- /KRÄMER 1997/ Krämer K., Schneider P., Styczynski Z.: Use of Energy Storage in the Power System and Options for the Polish Power System. 8th International Conference APE'97, Danzig-Jurata, June 1997
- /BUNDESRAT 1997/ Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechtes. Drucksache 941/97. Bundesrat, Bonn, Dezember 1997
- /www.enbw/ http://www.enbw.de/industrie/durch_industrie.html
- /STYCHYNSKI 1996/ Styczynski Z., Freund H., Welfonder T.: Nutzung eines Neuronale-Netze-Verfahrens zur Lastmodellierung für die Netzplanung, Elektrizitätswirtschaft 4/96.
- /STYCHYNSKI 1996/ Styczynski Z.: Distribution Planning with Energy Storage. PowerTech '95, Stockholm, 06.1995. S. 838-843.



Dezentrales „Power Quality Management“ im öffentlichen Niederspannungsnetz

R. Harke
EUS GmbH – Wirtschaftspark Rheinelbe
Munscheidstr. 14, 45886 Gelsenkirchen

Th. Stephanblome
EUS GmbH – Wirtschaftspark Rheinelbe
Munscheidstr. 14, 45886 Gelsenkirchen
Tel.: (0209) 167-2200, Fax: (02902) 167-2201
e-mail: info@eusde

Power Quality Management

- Wo wird Power Quality Management eingesetzt?
 - Anwendungsbereiche
- Wie wird Power Quality nachgewiesen?
 - Messung, Monitoring
- Wie wird Power Quality erreicht?
 - dezentrale Maßnahmen



Übersicht





Versorgungsqualität und Wirtschaftlichkeit

- Versorgungsqualität ohne Kundennutzen wird nicht honoriert.
- Versorgungsqualität wird vor allem vom Netz beeinflusst. Optimierung der Netzgestaltung, Instandhaltung und Betriebsführung.
- Differenziertes Angebot für Kunden mit Sonderwünschen und Kunden mit Normalwünschen.
- Maßgebend für netztechnische Grundkonzepte sind die Kunden mit Normalwünschen.
- Angebote für Kunden mit Sonderwünschen setzen auf punktuelle Lösungen auf, und die Zusatzkosten müssen geeignet integriert werden.
- Für Kunden, die Netzurückwirkungen verursachen, gelten Begrenzungsregeln.

Spannungsfeld



Power Quality Management

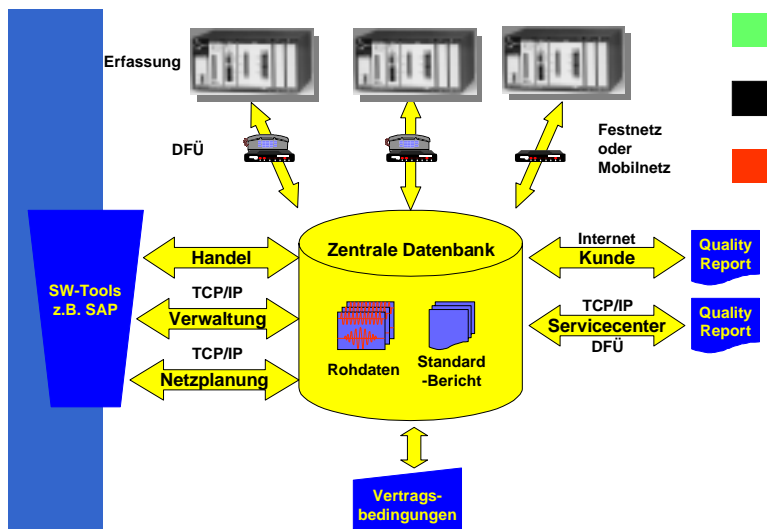
- Wie wird Power Quality nachgewiesen?
 - Messung, Monitoring

Teil II



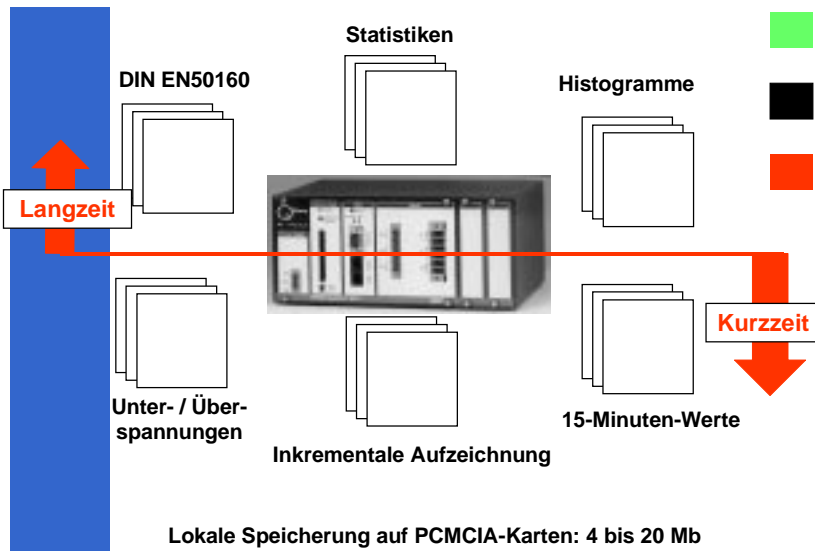


Meßgeräte für mobile Einzelmessungen



Topologie eines Monitoring-Systems





Gemessene Parameter



Datenbanktools: schnelle Ereignisisolation

örtlich

zeitlich

elektr. Parameter

Leistungsfähigkeit





Vorteile der dezentralen Datenerfassung

- Kosteneffizientes, schnell anpaßbares und verfügbares automatisiertes Basissystem.
- Das System gestattet eine einfache Korrelation zwischen der Änderung der Versorgungsqualität und Vorgängen im Netz.
- Der Vergleich der Daten repräsentativer Netzknoten liefert wichtige Daten für Netzbetrieb, Netzplanung, Handel und Marketing
- Präventive Kundenberatung im Sinne der energienahen Dienstleistungen.
- Die Beobachtung der Entwicklung der Versorgungsqualität im Langzeitbereich ermöglicht ein frühzeitige schadensverhindernde Reaktion.
- Die aufgebaute Wissensbasis dient zur Optimierung der Investitionen.
- Das Zusammenwachsen von Zähler und Meßsystem läßt weitere Kostendegression erwarten.



Monitoring-System mit QWave



Versorgernutzen

- Die Liberalisierung erfordert erweiterte Kenntnisse über die Versorgungsqualität beim Übergang zum Kunden.
- Die dezentral erfaßten Daten können bei zentraler Ablage zur Abrechnung und zum Nachweis der gelieferten Versorgungsqualität dienen.
- Die erfaßten Daten können bei Rechnungslegung mit den kunden-spezifischen Vertragsmerkmalen verbunden werden.
- Die zentral abgelegten Daten erlauben eine zuverlässige Aussage über die Versorgungsqualität, die einem potentiellen Kunden garantiert werden kann.
- Die zukünftige Netzplanung kann auf Grundlage dieser Daten in Zusammenschau mit dem Lastverhalten in einem Netzbereich wirtschaftlich optimiert werden.



Power Quality Management aus Versorgersicht

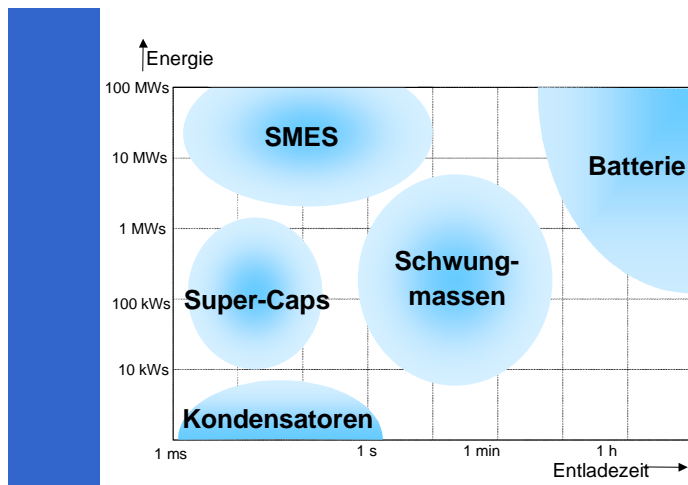


Power Quality Management

- Wie wird Power Quality erreicht?
 - dezentrale Maßnahmen

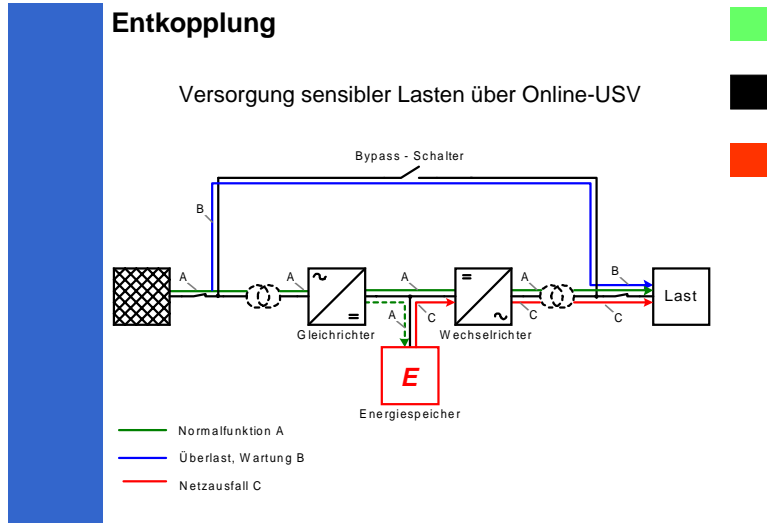


Teil III

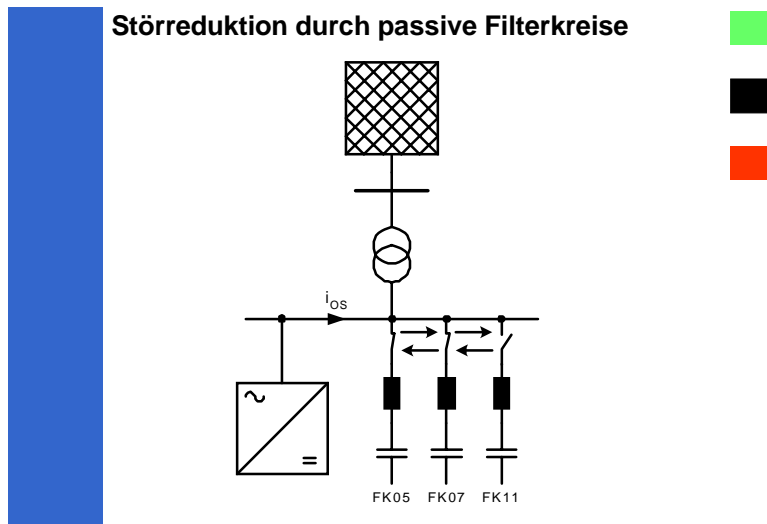


Speichereinsatz für Power Quality





Maßnahmen: Entkopplung durch USV

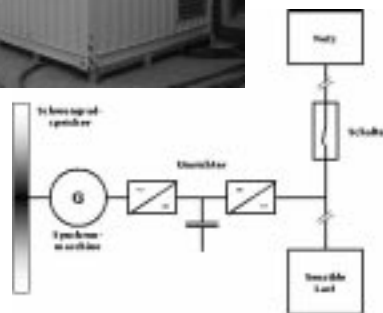


Maßnahmen: passive Filterkreise (Saugkreise)

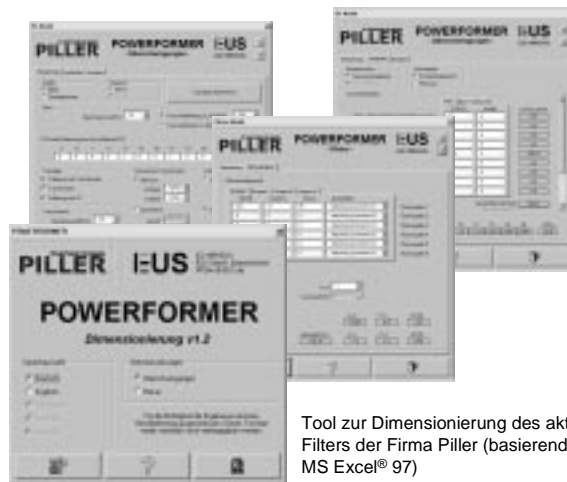




Prototyp einer mobilen Containerlösung eines aktiven Filters



Maßnahmen: aktives Filter (mit Speicher)



Tool zur Dimensionierung des aktiven Filters der Firma Piller (basierend auf MS Excel® 97)



Maßnahmen: Dimensionierungstool





Power Quality Management

- Dezentrales kontinuierliches Erfassen der Power Quality ermöglicht Aussagen über Power Quality im gesamten Netz.
- Nachweismöglichkeit zwischen Versorger und Kunde
 - Qualitätseinhaltung
 - Störprotokolle
 - Basis für Rechnungstellung
- Aufzeigen von Netzstellen mit Handlungsbedarf (akut und langfristig)
 - Netzplanung
 - Optimierung
- Punktuelle Anpassung der Power Quality durch lokale Maßnahmen



Zusammenfassung



Marktsituation dezentraler Energieversorgung mit BHKWs in Deutschland

N. Nordmeyer
 Köhler & Ziegler Anlagentechnik GmbH
 Auweg 10 c, 35457 Lollar
 Tel.: (06406) 9103-0, Fax: (06406) 9103-30
 e-mail: n.nordmeyer@koehler-ziegler.de

1 Einleitung

Ausgehend von dem Titel des ebenfalls bei dieser Veranstaltung gehaltenen Vortrages „Vorteile durch Nutzung drehzahlvariabler BHKWs in Verbindung mit Stromrichtern“ soll hier die Gesamtsituation der Kraft-Wärme-Kopplung mit Blockheizkraftwerken (BHKWs) im Markt dargestellt werden.

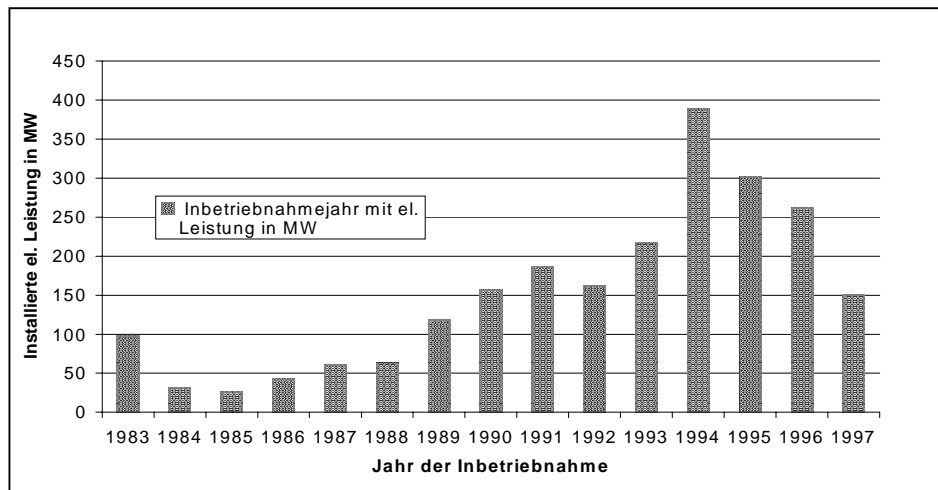


Abb. 1: BHKW-Leistung – Inbetriebnahmejahr mit el. Leistung in MW /ASUE 1998/

Auffallend und in letzter Zeit beängstigend ist der Rückgang der neu installierten BHKW in Deutschland seit 1995 (Abb. 1).



Die Bundesregierung wird ihr anspruchsvolles Ziel, bis zum Jahr 2010 die Kohlendioxid-Emissionen auf der Basis von 1995 um 25 % zu reduzieren, nur mit zusätzlicher KWK erreichen können. Dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird in dem neuen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ausdrücklich hohe Bedeutung zugemessen. Warum geschieht dieser erforderliche Ausbau dann nicht?

Der Markt ist nicht etwa gesättigt; in den Nachbarländern Dänemark und den Niederlanden ist der Anteil der KWK an der Stromerzeugung mit 30 bis 40 % trotz niedrigerer Strompreise (ohne Steuern) deutlich höher als in Deutschland (12 bis 14 %) /GOLBACH 1999/, /TRAUBE 1999/. Blockheizkraftwerke haben hier derzeit gegen Hemmnisse in mehreren Bereichen gleichzeitig anzukämpfen. Worauf diese Behinderungen zurückzuführen sind und wie der Ausbau von KWK dennoch wieder forciert werden könnte, soll im Folgenden beschrieben werden.

2 Grundsätzliche Marktsituation

Unsere Kunden wollen sparen und etwas für die Umwelt tun – meist in dieser Reihenfolge. Hohe Umweltverträglichkeit verbunden mit höheren Kosten und geringerem Kundennutzen wird vom Markt nicht akzeptiert /E&M 1999/. So führen sinkende Strompreise zu weniger Gutschrift und damit zu weniger BHKW-Neuinstallationen.

Wie sehen also die Einflüsse auf Ökonomie und Ökologie aus?

Die Betrachtung der KWK ist bereits aufgrund der Notwendigkeit der gleichzeitigen Abnahme von Strom und Wärme in einem mehr oder weniger festen Verhältnis sowie der Grund- und Spitzenbedarfsabdeckung komplex. BHKW haben daher vor allem in objektbezogenen Anlagen und ggf. kurzen Wärmeleitungen und hoher Benutzungsdauer ihre Berechtigung. Für Motor-BHKW hat sich Erdgas als Brennstoff weiter entwickelt /ASUE 1998/ (Abb. 2). Zusätzlich wird der Markt für BHKWs von mehreren Faktoren geprägt, die sich teilweise gegenseitig beeinflussen. Hier seien genannt:

Umweltpolitik, volks- und betriebswirtschaftliche Ansätze (spez. Investitionen, Zinssatz, Förderung, Finanzierungsmodelle wie z. B. Contracting, Löhne, besonders jedoch die aktuell auf breiter Front gesunkenen Strompreise), Besonderheiten der Technik und der Brennstoffe, Steuergesetzgebung und deren praktische Durchführung, Konzessionsabgabenverordnung, behördliche Genehmigungspraxis (BImSchG, TA Luft, Zollerklärungen) usw.

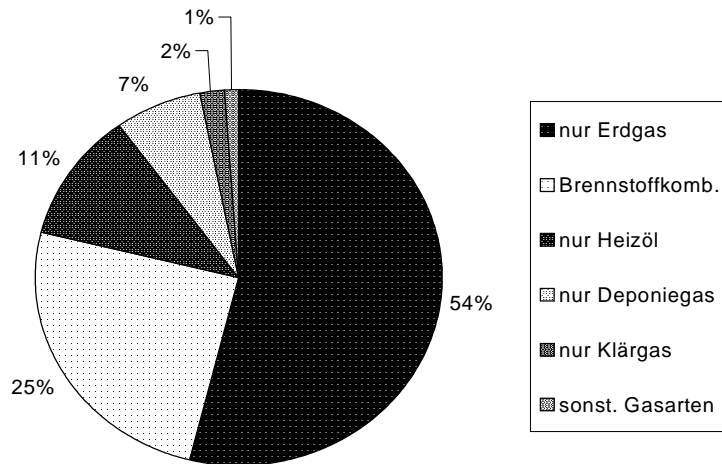


Abb. 2: Brennstoffeinsatz in BHKW

/ASUE

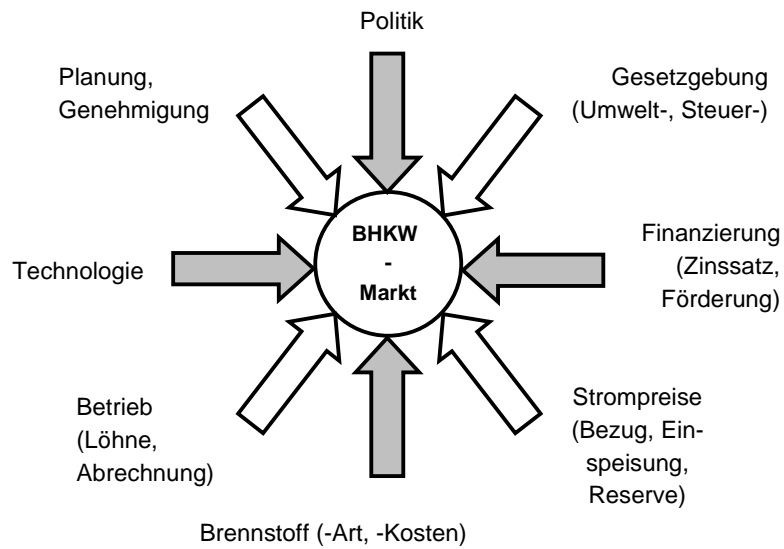


Abb. 3: Einflußfaktoren auf den BHKW-Markt



Betrachtet werden müssen auch die sich weiterentwickelnden Wettbewerbstechnologien (z. B. GuD, Brennwertkessel). Schließlich spielt die Beschäftigungspolitik eine Rolle (Abb. 3).

Die Wärmeschutzverordnung 1995 und noch stärker die Ansätze für Niedrigenergiehäuser beeinflussen den Markt für BHKW. Für Wärmerversorgungsnetze gibt es oft nicht mehr die erforderliche flächenspezifische Abnahme. Andererseits steigen auch die anlegbaren Kosten der konventionellen Versorgung, z. B. für die Erschließung mit Erdgasleitungen und den konkreten Anschluß, so dass intelligente Konzepte mit BHKW durchaus realisiert werden können.

Industrielle Großunternehmen haben schon immer Eigenerzeugungsanlagen betrieben – oft mit Turbinen in Kraft-Wärme-Kopplung. Seit ihrer Markteinführung Anfang der 80er Jahre hatten jedoch Motor-Blockheizkraftwerke gegen Widerstände zu kämpfen. Stadtwerke realisierten eigene Anlagen, um auch Leistungsspitzen damit abdecken zu können. Andere EVU ließen einen Parallelbetrieb mit ihrem eigenen Netz nur zögerlich zu. Später gab es hierzu eine Verbändevereinbarung (VDEW, VIK und BDI). Immer noch verhinderten hohe Kosten für Zusatz- und Reservestrombezug und geringe Vergütungen für eingespeisten Strom einige Projekte. Oft wurden solche Anlagen kleiner dimensioniert und mit entsprechenden Steuerungen versehen, um die Stromeinspeisung zu vermeiden. In dieser Phase gab es in vielen Bundesländern eine Investitionsförderung für BHKW-Projekte. In das Stromeinspeisungsgesetz vom Dezember 1990 wurden Blockheizkraftwerke nicht grundsätzlich aufgenommen; dieses Gesetz gilt nach wie vor nur für Biogas-BHKW (auch Klär- und Deponiegas). In den Neuen Bundesländern gab es zudem Ersatzbedarf für alte Fernwärmeanlagen. Der Markt hatte sich jedoch schließlich eingespielt.

Für 1995 wurde ermittelt, daß KWK gegenüber konventioneller Erzeugung zwischen 14 % und 20 % Primärenergie (2 bis 3,1 Mio. t SKE) und natürlich die damit verbundenen Schadstoffemissionen vermieden hat /BAER 1999/. Jede Kilowattstunde Strom aus einer modernen KWK-Anlage spart im Erdgasbetrieb durchschnittlich 0,5 kg CO₂ ein /GOLBACH 1999/.

3 Marktentwicklung und energiepolitisches Umfeld von 1996 bis heute

Obwohl durch Herstellerbemühungen die Investitionskosten immer weiter heruntergesetzt werden konnten, weisen seit 1995 die Statistiken eine rückläufige Zahl an Neuinstallationen von BHKW aus /ASUE1998/. Zum Teil mag dieser Rückgang auch durch die immer weiter reduzierte Förderung für diesen Bereich verursacht worden sein.



Nachstehend werden die Zeitabschnitte dargestellt, die die deutsche Energiewirtschaft insgesamt maßgeblich beeinflussten und beeinflussen:

19. Februar 1997 Strom-Binnenmarktrichtlinie
(Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt)

Bei BHKW-Interessenten entstand Verunsicherung. Angesichts der vielen Gerüchte um die Liberalisierung und Deregulierung im Strombereich verschoben sie ihre Investitionsentscheidungen, stornierten Aufträge. Es baute sich ein Investitionsstau auf, der sich in der Zwischenzeit etwas auflöste. In einigen Projekten wurden allerdings konventionelle Anlagen installiert, so dass diese Plätze für Jahrzehnte für die KWK verloren sind.

Einige EVU verhinderten immer noch durch gezielte Angebote an potentielle BHKW-betreiber die Umsetzung von KWK-Projekten. Andere, besonders Stadtwerke und Regional-EVU, sahen in BHKW und damit verbunden in Contractinglösungen bereits Dienstleistungsangebote, die zukünftig eine Kundenbindung erzeugen könnten. Daher wurden von diesen Unternehmen weiterhin BHKW-Lösungen umgesetzt.

28. April 1998 Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes EnWG (von 1935) /BGBl 1998/

Mit dem Fall der Monopole, der Öffnung des Strommarktes durch das neue Energiewirtschaftsgesetz, kam es jedoch zu einem Wettbewerb, der in dieser Phase immer noch ausschließlich bei der Preisbildung ausgetragen wird. Zum Hintergrund gehören u. a. die Überkapazitäten aus z. T. abgeschriebenen Kraftwerken. In dieser Zeit ließen auch oder gerade EVU von BHKW-Lösungen ab, obwohl im Gesetzestext, § 2 Abs. 4 explizit für KWK ausgeführt ist: „Der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien kommt dabei besondere Bedeutung zu“ /BGBl 1998/. Es gibt jedoch keinen wirksamen Schutz für Kraft-Wärme-Kopplung. Das darin enthaltene sogenannte Durchleitungs-Verweigerungsrecht ist grundsätzlich marktfeindlich und damit systemfremd /MÖLLER 1999/.

In der Koalitionsvereinbarung der jetzigen Bundesregierung wurde hierzu folgendes Bekenntnis abgegeben /VDMA 1999/: „Die neue Bundesregierung wird die Hemmnisse beseitigen, die heute noch eine verstärkte Nutzung regenerativer Energien und den breiten Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung behindern“. Vor diesem Hintergrund sind die entsprechenden Passagen der ‚Ökosteuer-Gesetzgebung‘ zu sehen:



- 01. April 1999 Inkrafttreten des Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform
 Artikel 1 – Stromsteuergesetz
 Artikel 2 – Änderung des Mineralölsteuergesetzes
- 22. Juni 1999 Vier weitere Stufen werden für die Jahre 2000 bis 2003 beschlossen

Die Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke hat im Vorfeld auf die Wichtigkeit der KWK hingewiesen /WEBER 1998/. In dem ‚Ökosteuergesetz‘ wurden die BHKWs unter 700 kW elektrischer Leistung und mit einem Jahresnutzungsgrad von über 70 % komplett von der Steuer befreit. Auch die Forderung der Hauptzollämter nach dem „ortsfesten“ Einsatz wurde in diesem Zusammenhang aufgegeben. Umgerechnet nur auf die Stromerzeugung bedeutet dies im Moment einen Vorteil von ca. 4 Pf/kWh – im Jahr 2003 werden es ca. 6 Pf/kWh sein (Abb. 4).

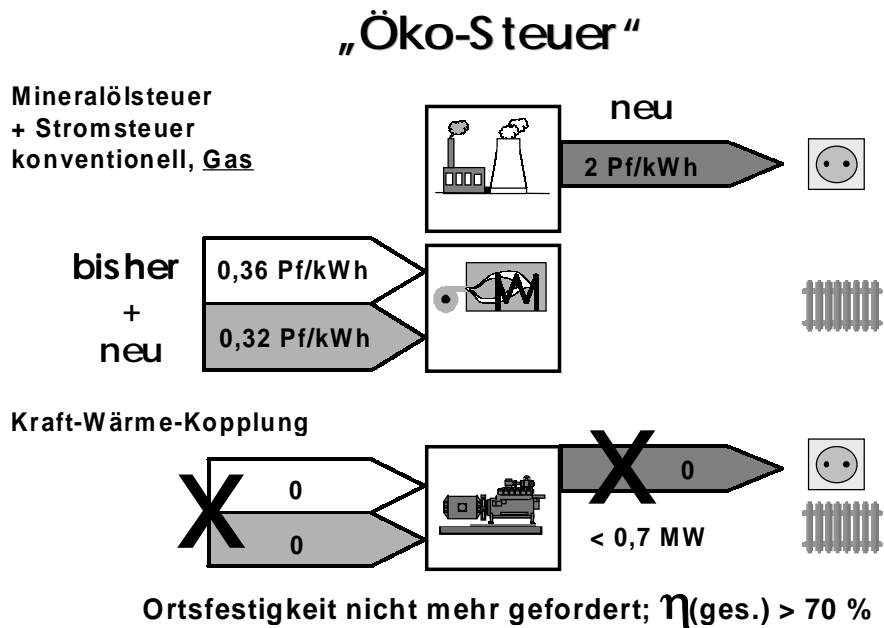


Abb. 4: Auswirkungen der Stromsteuer und Mineralölsteuer bei BHKWs (Beispiel)

Hierdurch ergab sich eine starke Nachfrage, gerade von privaten Betreibern. Allerdings fehlt immer noch eine vernünftige Regelung für die Durchführung dieses Gesetzes (z. B. für den Nachweis des Jahresnutzungsgrades ohne erhöhten messtechnischen Aufwand oder für die Stellung von Contractoren). Beim Produzierenden Gewerbe fallen die Gutscheine aufgrund niedrigerer Steuerbelastung sehr gering aus.

Diese Gutscheine für BHKW reicht im Moment daher bei den meisten Anlagen nicht aus, um ohne weiteres eine Wirtschaftlichkeit darzustellen. Etliche Betreiber denken sogar daran, laufende BHKW abzuschalten /BAER 1999/. Die dabei entstehenden „stranded investments“ sind problematisch /GOLBACH 1999/.

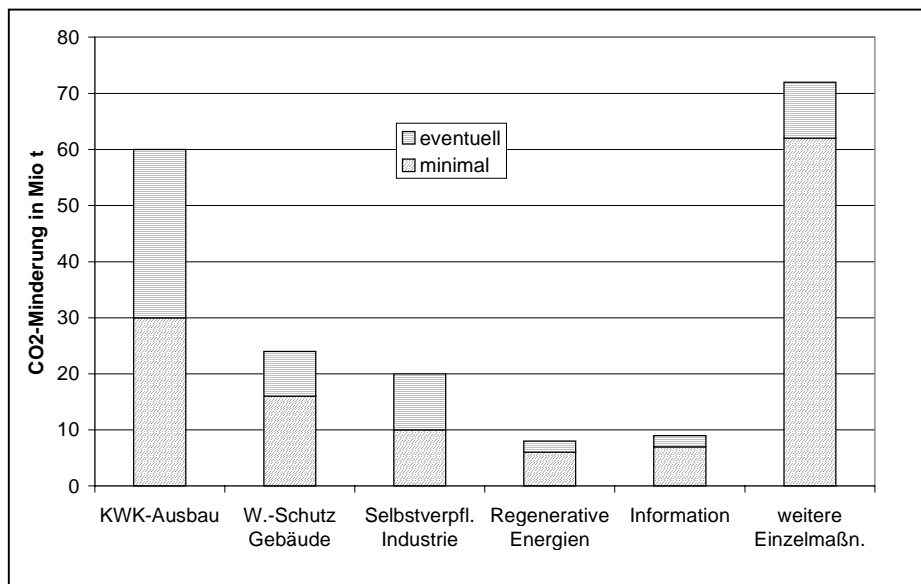


Abb. 5: Maßnahmen zur Erreichung des CO₂-Minderungsziels bis 2005 lt. Kabinettsbeschluss vom 06.11.1997 /GOLBACH 1999/

Am 25.10.1999 wurde in Bonn die 5. UN-Klimakonferenz als Nachfolgeveranstaltung von Toronto (1988), Rio de Janeiro (1992), Kyoto (1997) und Buenos Aires (1998) eröffnet. Der in den USA bereits praktizierte Handel mit Emissionsrechten wurde als grundsätzliche Möglichkeit vorgesehen. 1990 lagen die gesamtdeutschen CO₂-Emissionen bei 1.022.000.000 t, 25 % davon sollen nach Willen der Bundesregierung bis zum Jahr 2005 eingespart werden. Die gesamte EU will bis zum Jahr 2010 15 % einsparen /IZE 1997/. Von ihrem Ziel ist die Bundesregierung noch weit entfernt. Ohne KWK-Ausbau ist dieses Ziel nicht zeitgerecht zu erreichen! Allein der Ausbau von KWK



könnte nach einer Studie der interministeriellen Arbeitsgruppe CO₂-Reduktion (IMA) mit einer Reduktion von 30 bis 60 Mio. t CO₂ den größten Einzelbeitrag zu den noch erforderlichen 130 Mio. t erzielen (Abb. 5) und dies zu den spezifisch günstigsten Kosten (DM / t CO₂) /GOLBACH 1999/. Der Handel mit Emissions-Zertifikaten bringt auch eine Möglichkeit für einen wettbewerbsgerechten Abbau der Hemmnisse für BHKW. Die Länder Schleswig-Holstein (und Berlin) haben im September 1999 eine Bundesratsinitiative mit dem Titel „Quote für Kraft-Wärme-Kopplung“ ins Leben gerufen /MÖLLER 1999/.

In diesem Zusammenhang wird auch die jeweils übliche Nutzungsdauer von technischen Anlagen relevant: Werden z. B. erneuerungsbedürftige Heizanlagen, die im Moment unwirtschaftlich und umweltschädigend betrieben werden, nicht durch BHKW ersetzt sondern wieder durch konventionelle Anlagen, so ist das entsprechende Projekt mindestens für eine Zeitdauer von ca. 20 Jahren bis zur nächsten Erneuerung für KWK blockiert. Daher ist schnelles Handeln erforderlich.

4 Ausblick – Anforderungen an zukünftige BHKW

Wie lange niedrige Strompreise angesichts der Fusionen bei EVU und mittelfristig erforderlicher Ausbaumaßnahmen im Netzbereich den Rahmen prägen, muß beobachtet werden. Gaspreissenkungen werden zukünftig positive Auswirkungen auf den BHKW-Markt haben. Vermutlich finden sie aber nicht in so starkem Maße wie beim Strom statt. /HNA 1999/,/EBERHARD 1999/.

Sobald der Preiskampf ausgefochten ist, wird sich der Preis auf einem niedrigeren Niveau stabilisieren, das aber über dem zwischenzeitlichen Tiefstand liegen wird. Derzeit liegen Strompreise teilweise so niedrig, daß mittelfristig und langfristig die Frage erlaubt sein muß, ob die bisher gewohnte Versorgungsqualität auf so hohem Niveau gehalten werden kann, wenn Investitionen nicht mehr erfolgen (können) und Personal weiterhin eingespart wird. Die volkswirtschaftlichen Aspekte seien hierbei noch ausgeklammert.

Die Möglichkeit für Unternehmen, sich im später einsetzenden Dienstleistungswettbewerb zu differenzieren und Kundenbindung zu erzeugen, bieten Contractinglösungen, z. B. mit BHKW. Gerade die jetzigen EVU und Gasversorger, bei denen ein ähnlicher Wettbewerb noch aussteht, sind hier die Zielgruppe /BAAS 1999/. Mit sinkenden Gaspreisen und etwas steigenden Strompreisen steigt dann auch wieder die Wirtschaftlichkeit der BHKW.

BHKW können nur im zukünftigen Energiemarkt ihre Rolle weiter spielen, wenn Hemmnisse beseitigt und Stärken ausgebaut werden – z. B. auch durch technische Verbesserungen mit drehzahlvariablen Antrieben. Wichtig ist ferner, daß nicht die Module an sich



optimiert werden, sondern daß funktionierende Systeme möglichst umfassenden Nutzen bieten (z. B. Versorgungssicherheit durch Notstromfunktion, zusätzliche Kälteversorgung usw.).

Anbieter von Blockheizkraftwerken müssen ihre Technik auch zukünftig weiterentwickeln und verbessern. Die Drehzahlvariabilität ist ein Ansatz von vielen – bis hin zur Drehzahl Null: Brennstoffzellen für Kraft-Wärme-Kopplung sind eine Zukunftsoption. Genauso wie bei einem Verbrennungsmotor-BHKW ist auch hier jeweils das Gesamtsystem zu beachten, Reformier und Konverter, Pumpen, Lüfter usw. müssen berücksichtigt werden. Von den Preisen her müssen sich Brennstoffzellenkonzepte mittelfristig mindestens an denen für Motor-BHKW orientieren.

Der Strommarkt bietet auch jetzt bereits Chancen. So sind mehrere BHKW-Hersteller bereits von „Ökostrom“-Händlern angesprochen worden, um eine zugeordnete Erzeugung zu vereinbaren. GREENPEACE verlangt in seinem Ansatz 50 % dieses Stromes aus Kraft-Wärme-Kopplung, die Marburger Grünen sind sogar bereit, bis zu 80 % aus BHKW aufzunehmen /H. ANZ. 1999/. Auch der Betrieb durch IPP und die Durchleitung bieten durchaus Möglichkeiten /WIETSCHHEL 1999/. Schließlich können sich auch BHKW-Betreiber zu einem Pool zusammenschließen.

Die BHKW-Hersteller sind aktiv. Neben weiterer Verbesserung der Technik arbeiten wir an den genannten System-Angeboten. In der Fachgemeinschaft Kraftmaschinen des VDMA zusammen mit der Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke haben wir ein Positionspapier zur Kraft-Wärme-Kopplung mit begründeten Empfehlungen zum Abbau von Hemmnissen ausgearbeitet /VDMA 1999/. Dieses wurde gerade erst am 26. Oktober anlässlich eines Parlamentarischen Abends mehreren Bundestagsmitgliedern vorgestellt und mit ihnen diskutiert. In Rahmen des VDMA wollen die Hersteller auch das Image der KWK noch weiter verbessern: Solaranlagen sieht z. B. jeder auf den Dächern – BHKW verschwinden als „graue Maus“ in den Heizkellern. Aus dieser Versenkung müssen wir sie im übertragenen Sinn herausholen.

Wir haben das von Prof. K. Traube entwickelte Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten /TRAUBE 1999/, das Basis für die schleswig-holsteiner Initiative war, intensiv studiert. Wir sehen Vorteile gegenüber einer Bonus-Lösung in Anlehnung an das Strom-einspeisungsgesetz (Zahlung einer erhöhten Einspeisevergütung) und einem Fördermodell. Das Quotenmodell schreibt einen Prozentsatz der im jeweiligen Land aus KWK zu erzeugenden Strom fest. Innerhalb der Quote existiert weiterhin Wettbewerb. Dieses dürfte das Hauptargument auch gegenüber Brüssel sein.

Der spezielle Markt für Deponiegas-BHKW wird sich in Deutschland nicht erholen können. Durch die TA Siedlungsabfall (TA Si) fehlt die organische Masse und damit der



Kohlenstoff im Abfall als Voraussetzung für die Methan-Entstehung. Im Klärgasbereich sollte auch weiterhin die energetische Nutzung des klimarelevanten Methans durch Kraft-Wärme-Kopplung mit Notstromfunktion erfolgen. Der Brennstoff steht hier kostenlos und steuerfrei zur Verfügung. Nur das Hemmnis einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung selbst für kleinere Anlagen muss ausgeräumt werden.

5 Zusammenfassung

Der Absatz von Blockheizkraftwerken hat einen Einbruch erlebt. Hersteller, Planer, Interessenten und Betreiber sowie deren Verbände unternehmen Anstrengungen, von der Politik vorhandene Hemmnisse beseitigen zu lassen. Ungeachtet dessen erfolgt seitens der Hersteller die technische Weiterentwicklung hin zu Systemlösungen. Blockheizkraftwerke mit neuen Verfahren, drehzahlvariablen Antrieben oder zukünftig mit Brennstoffzellen bieten ein enormes Potential für Ökonomie und Ökologie, Versorgungssicherheit und Kundenbindung.

Kraft-Wärme-Kopplung mit Motor-BHKW und Brennstoffzellen ist und bleibt die Brücke zu einer nachhaltigen nutzenorientierten Dienstleistung von morgen. Später einmal werden Lösungen auch mit „solarem Wasserstoff“ möglich.

Zwischenzeitlich benötigt KWK dringend politische Vorgaben, um das entsprechende Potential auch zu erhalten.

6 Literatur

- /ASUE 1998/ ASUE – Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch: BHKW-Marktübersicht '98.
- /ASUE 1999/ ASUE – Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch: Die „Ökologische Steuerreform“ – Vorteil für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. 1999
- /ASUE 1999/ ASUE – Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch: Genehmigungsverfahren für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. 1999
- /BAAS 1999/ Baas, H.; Herdan, T.; Krieger, G.: Hersteller sind zuversichtlich (Interview), Betrieb & Energie 3/99
- /BAER 1999/ Baer, E.; Felwor, P.; Kirchhoff, H.; Ziegelmann, G.: Ende oder Fortbestand der KWK-Fernwärmeversorgung?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5. Duisburg 1999



- /BGBl 1998/ Bundesgesetzblatt Jg. 1998 Teil I Nr. 23, Bonn am 28.04.1998
- /EBERHARD 1999/ Eberhard, U. (Interview): Die Wahrheit des Wettbewerbs, Energie Spektrum 5/1999
- /E&M 1999/ Der Markt für Brennstoffzellen lodert, Energie & Management, 1999
- /GOLBACH 1999/ Golbach, A.: Eine zielorientierte KWK-Vorrangpolitik ist energie- und umweltpolitisch unverzichtbar, Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke. 1999
- /GOLBACH 1999/ Golbach, A.: Stand und Perspektiven der KWK im liberalisierten Strommarkt, Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke. 1999
- /H. ANZ. 1999/ Hinterländer Anzeiger: Müller: Ökostrom muss günstig sein, 1999
- /HNA 1999/ Studie: Gaspreise werden fallen, Hess. Niedersächs. Allgemeine – HNA, v. 19.10.1999
- /IZE 1997/ Stromthemen – Informationen zu Energie und Umwelt. Informationszentrale der Energiewirtschaft e.V. – IZE. Frankfurt/M. (Monatshefte, dto. 1998 und 1999)
- /MÖLLER1999/ Energieminister Claus Möller bringt Bundesratsinitiative ein: Quote für Kraft-Wärme-Kopplung, Ministerium für Finanzen und Energie des Landes Schleswig-Holstein. Kiel, 24. September 1999
- /NITSCH 1999/ Nitsch, J.; Walbeck, M.; Birnbaum, U.; Staiß, F.: Die Marktsituation von Brennstoffzellen, FVS-Jahrestagung 15.-16. September 1999. Ulm 1999
- /TRAUBE 1996/ Traube, K.: Zur Behinderung der Eigenerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung durch die Gestaltung von Stromlieferungsverträgen . Bremer Energie Institut. Bremen 1996
- /TRAUBE 1999/ Traube, K.: Zu den Behinderungen des Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung, Manuskript. Bremen 1999
- /VDMA 1999/ VDMA – Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V., Fachgemeinschaft Kraftmaschinen: Anforderungskatalog zur umwelt- und wirtschaftspolitisch gewollten Stärkung der Kraft-Wärme-Kopplung. Frankfurt 1999



- /VIK 1999/ VIK - Verband Industrieller Kraftwirtschaft, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im liberalisierten Markt, VIK Mitteilungen 3/99
- /WEBER 1998/ Weber: Stellungnahme zu dem Entwurf eines Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform, Fördergemeinschaft Blockheizkraftwerke. Berlin 1998
- /WIETSCHEL 1999/ Wietschel, M.; Balduf, J.; Schöttle, H.; Rentz, O.: Least-Cost Planning und Contracting im liberalisierten Markt, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5. Karlsruhe 1999

7 Internet-Adressen (Auswahl)

- <http://www.asue.de> ASUE – Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, Kaiserslautern
- <http://www.bhkw-info.de> ZSW, Stuttgart
- <http://www.bhkw-infozentrum.de> BHKW-Infozentrum, Rastatt
- <http://www.strom.de> VDEW - Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, Frankfurt/M.



Regelungstechnische Aspekte des Parallelbetriebs von Stromrichtern

Dipl.-Ing. A. Engler
Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.
Königstor 59
34119 Kassel
Tel.: (0561) 7294-222, Fax: (0561) 7294-100
e-mail: aengler@iset.uni-kassel.de

Die Bereitstellung elektrischer Energie kann nach den technischen Anforderungen in die Aufgaben

- Einspeisung in leistungsstarke Netze,
- Versorgung einzelner Lasten und
- Bildung von Inselnetzen

unterteilt werden. Während ein leistungsstarkes Netz die Netzgrößen vorgibt und zur Einspeisung die Netzanschlußbedingungen - im wesentlichen für Oberschwingungsgehalt und Leistungsfaktor - eingehalten werden müssen, orientiert sich die Versorgung einzelner Lasten allein an deren Anforderungen. Um Inselnetze bilden zu können, muß die elektrische Energie dagegen in definierten Toleranzen von Frequenz und Spannung bereitgestellt werden /SACHAU91/.

Die Aufgabe der Netzregelung ist die Beibehaltung von *Netzfrequenz* und *-spannung*. Da in einem Inselsystem mit erneuerbaren Energien die erzeugte Leistung aus PV, Wind, Wasser usw. entsprechend dem Dargebot schwankt und nicht der Verbraucherleistung nachgeführt werden kann, ist ein Energiespeicher für den Ausgleich der *Leistungsbilanz* erforderlich. Dieser Ausgleich muß momentan erfolgen; d. h. Netzregelung erfordert schnelle Regler.

Der modulare Aufbau von Inselnetzen mit verschiedenen Komponenten, also der Aufbau hybrider Systeme, läßt verschiedene Betriebsarten der Netzbildung mit den Vorteilen erhöhter Versorgungssicherheit und Redundanz zu. Im folgenden wird ein kurzer Überblick über die Randbedingungen einer Parallelschaltung und mögliche Ansätze für die Regelung von Komponenten modularer Systeme gegeben.



1 Komponenten modularer Systeme

Die Forderung nach standardisierten Schnittstellen für Energiekopplung und Betriebsführung von erneuerbaren Energieversorgungssystemen ist vor allem mit der Notwendigkeit einer einfachen Erweiterbarkeit der Systeme mit modularen Komponenten begründet. Hier stellt sich sofort die Frage, wie solche Systeme erweitert werden können. Dieses erfordert die Klassifizierung der Komponenten und geeignete Komponentenmodelle.

1.1 Klassifizierung der Komponenten

In Abb. 1 wird ein schematisiertes modulares Inselnetz (AC-seitige Energiekopplung und Betriebsführung) dargestellt. Zur systematischen Behandlung wird es in

- netzparallele Einheiten,
- netzstützende Einheiten und
- netzbildende Einheiten

eingeteilt. Dieses ist eine Definition von Systemkomponenten nach ihren regelungstechnisch/elektrischen Eigenschaften; für Betriebsführungszwecke kann eine andere Definition sinnvoll sein /KLEINKAUF96/.

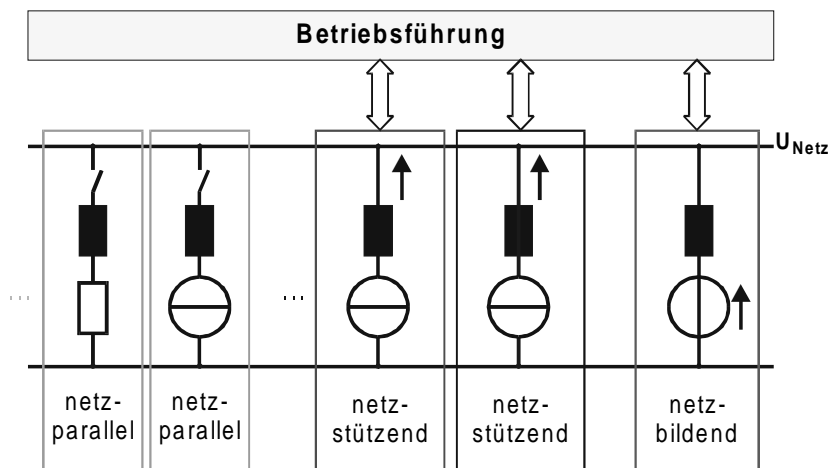


Abb. 1: Regelungstechnisch/elektrisches Schema eines einfachen modularen Systems



Netzbildende Einheiten: Diese Komponenten werden auf die Ausgangsspannung geregelt, haben also eine Spannungsquellencharakteristik. Sie bestimmen Spannung und Frequenz im Netz und balancieren Energiedargebot und Verbrauch aus. Dazu benötigen sie einen Speicher. Aufgrund ihrer Flexibilität sind Batteriestromrichter ideale netzbildende Einheiten. Auch kommen Dieselaggregate und Wasserturbinen in Frage. Da sowohl bei Dieselaggregaten als auch Wasserturbinen keine Rückspeisung möglich ist, muß durch die Betriebsführung und eventuell Dumploads sichergestellt werden, daß im Inselnetz kein Energieüberangebot auftritt. Windenergiekonverter und Photovoltaik sind nur bedingt für die Netzbildung geeignet, da sie über wenig Speicherkapazität verfügen.

Netzstützende Einheiten: Diese Einheiten werden so gesteuert, daß sie einen zum Verbrauch proportionalen Leistungsbeitrag zur Verfügung stellen. Dies ist gleichbedeutend mit einer Leistungsaufteilung zwischen den Komponenten. Die Steuerung der Komponenten kann auf verschiedene Art und Weise geschehen. Ähnlich der konventionellen Energieversorgungstechnik können die Komponenten Wirk- und Blindleistungsstatiken enthalten; ihre Sollwerte werden dann aus den Netzgrößen Frequenz und Spannung abgeleitet /ISET97/. Eine andere Möglichkeit wären Komponenten, die über ein schnelles Bussystem oder über eine eigene Meßeinrichtung Sollwerte erhalten, die eine Leistungsaufteilung zwischen den Komponenten bewerkstelligen /CHEN93/, /BROECK98/.

Kommerziell sind die netzstützenden Komponenten nicht verfügbar; denkbar wären hier modifizierte PV-String-Wechselrichter, Windenergiekonverter oder Wasserturbinen. Netzstützung würde mitunter ein Abregeln von erneuerbaren Ressourcen bedeuten!

Netzparallele Einheiten: Hierunter fallen Lasten und nicht steuerbare Generatoren; die Lasten entnehmen dem System soviel Leistung wie sie benötigen und die Generatoren speisen so viel wie möglich ein (**Maximum Power Point**). Am einfachsten werden diese Generatoren als Stromquellen ausgeführt.

Einen Sonderfall stellen Dumploads dar. Da sie gesteuert eingeschaltet werden können, unterstützen sie zwar das Netzmanagement, tragen aber nicht in Echtzeit zur Netzbildung bei, d. h. sie leisten keinen zum Verbrauch proportionalen Leistungsbeitrag (Primärregelungsbeitrag).

1.2 Systemauslegung

Bei der üblichsten Form erweiterbarer Systeme kann man verallgemeinern, daß sie eine netzbildende Einheit mit Spannungsquellencharakteristik enthalten; alle weiteren Erzeuger haben Stromquellencharakteristik, d. h. es wird ein Master/Slave-Verfahren mit netzparallelen Komponenten verwendet. Die Größe einer netzbildenden Einheit ist bei



diesem Verfahren durch die maximale Gesamtlast oder das maximale Gesamtleistungsdargebot (Blind- und Wirkleistung) des Versorgungssystems bestimmt:

$$S \geq \sum_{i=1}^n S(\text{Load}_i)$$

im Fall dominierender Lasten oder

$$S \geq \sum_{j=1}^m S(\text{Generator}_j)$$

im Fall dominierender Generatoren mit S für die Scheinleistung.

Diese einfachen Systeme können allerdings nur dann mit zusätzlichen Komponenten erweitert werden, wenn die netzbildende Einheit überdimensioniert wurde. Eine Erweiterung ohne Austausch der netzbildenden Einheit ist mit netzstützenden Komponenten möglich. Die Entwicklung von netzstützenden Komponenten würde also deutlich zur Flexibilität modularer Systeme beitragen.

2 Möglichkeiten des Parallelbetriebs von Stromrichtern

2.1 Parallelbetrieb einer Spannungs- mit zusätzlichen Stromquellen (Master/Slave-Verfahren)

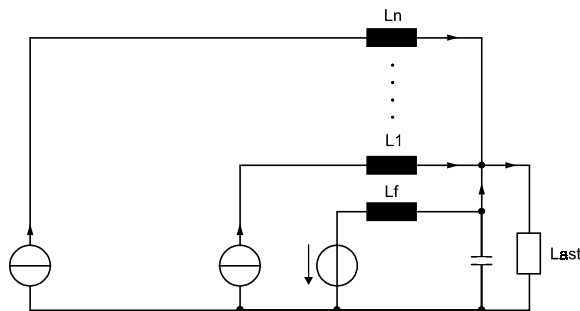


Abb. 2: Master/Slave-Verfahren

Wie oben angedeutet, zeichnet sich das Master/Slave-Verfahren dadurch aus, daß die Netzbildung von einer Spannungsquelle, nämlich dem Master, übernommen wird; alle weiteren Stromrichter arbeiten als Stromquellen (Slaves). Der Referenzwert des Stro-



mes für die Slaves kann auf verschiedene Art und Weise bestimmt bzw. festgelegt werden:

1. Es wird ein sinusförmiger, aus dem Netzspannungsverlauf abgeleiteter Strom ins Netz eingespeist. Von diesem Konzept wird bei den Stringwechselrichtern für die Netzeinspeisung von Photovoltaik Gebrauch gemacht. Bei der Einspeisung von Photovoltaik in Netze wird versucht, die maximale Leistung zu erzielen (MPP). Da kein Primärregelungsbeitrag geleistet wird, handelt es sich nach obiger Definition dann um netzparallele Komponenten.
2. In /CHEN93/ wurde eine Anordnung mit Lastrechner (Betriebsführung) vorgestellt. Dieser bestimmt in Echtzeit die Stromsollwerte der einzelnen Stromrichter. Diese können entsprechend der Stromrichterleistung gewichtet sein. Hierbei ist eine schnelle Kommunikation erforderlich. Da der Strom nicht notwendigerweise sinusförmig ist, kann auch ein Verzerrungsleistungsbeitrag von den Slaves erbracht werden. Erfolgt die Festlegung der Stromsollwerte proportional zur Belastung des Masters, dann leisten die Stromquellen einen Primärregelungsbeitrag, d. h. das Netz wird gestützt.
3. Eine weitere Möglichkeit /BROECK98/ den Stromsollwert der Slaves zu generieren, ist das Messen des Stroms des Masters, und diesen oder einen entsprechend gewichteten Wert als eigenen Sollwert zu nutzen. So erfolgt automatisch eine dynamische Leistungsaufteilung, d. h. die Slaves leisten auch einen Verzerrungsbeitrag. Da die Leistung der Stromquellen proportional zur Leistung des Masters ist, leisten sie einen Primärregelungsbeitrag. Nachteil ist die Verkabelung der Strommeßsensoren.
4. Ein kommunikationsloser Betrieb ist durch die Verwendung von mit Statiken gesteuerten Stromquellen möglich (s. Kapitel 4). Es liegt eine erhöhte Redundanz vor, da weder Verkabelung für Sensoren oder Kommunikation mit Bussystemen zwischen den Stromrichtern notwendig ist. Nachteilig ist, daß diese Stromquellen zur Netzstützung ausschließlich Grundschwingungsleistung zur Verfügung stellen.

Der größte Vorteil des Master/Slave-Konzeptes sind die einfachen Regelungskonzepte (Strom- u. Spannungsregelung) in den Komponenten.

2.2 Parallelbetrieb von Spannungsquellen

Ein weiterer Ansatz für die Parallelschaltung von Stromrichtern verwendet gleichberechtigte Spannungsquellen, die mit Frequenz- und Spannungsstatiken versehen sind. Dieses Konzept lehnt sich an das in der traditionellen Energieversorgungstechnik übliche Verfahren an. Aufgrund der Gleichberechtigung der Komponenten kann nicht mehr



zwischen Netzbildung und –stützung unterschieden werden. Mit Hilfe der Frequenzstatiken wird der Wirkleistungsfluß und mit Hilfe der Spannungsstatiken wird der Blindleistungsfluß gesteuert. In /KAWABATA83/ werden die in Abb. 3 dargestellten Statiken verwendet. Auffällig ist ihr sehr flacher Verlauf, der sehr genaue Referenzen in den einzelnen Geräten erfordert. Die Energieübertragungsmechanismen zwischen den Stromrichtern oder zwischen den Stromrichtern und Lasten können mit induktiv gekoppelten Spannungsquellen erklärt werden.

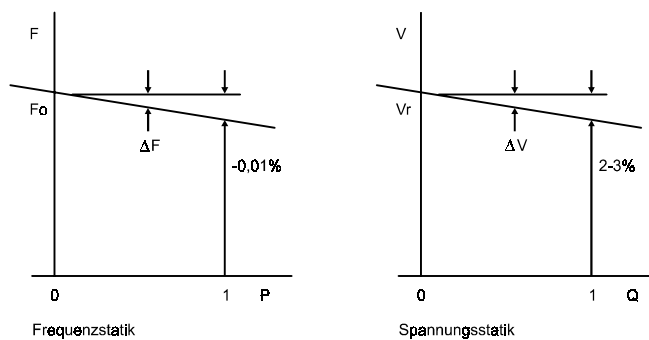


Abb.3: Statiken für die Steuerung von Spannungsquellen /KAWABATA83/

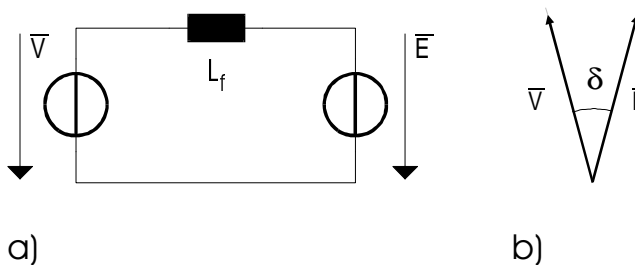


Abb. 4: a) Über eine ideale Induktivität gekoppelte Spannungsquellen b) Zeigerdiagramm zu Spannungsverhältnissen

2.2.1 Induktive Kopplung von Spannungsquellen

Die induktive Kopplung von Komponenten, insbesondere von Spannungsquellen, beschreibt viele Mechanismen der elektrischen Energieübertragung. Die Ersatzschaltung in Abb. 4 a) kann die Kopplung von Spannungsquellen über eine Leitung, die Kopplung einer Synchronmaschine an ein starres Netz und wie in dem hier erörterten Fall, die Parallelschaltung von Stromrichtern über ihre Filterinduktivitäten beschreiben. Im letzten

Fall ersetzen die Spannungsquellen in Abb. 4 a) in guter Näherung die Brücken mit den Leistungshalbleitern in den Stromrichtern.

Die Spannungsquellen in Abb. 4 a) können unterschiedliche Amplituden und eine Winkeldifferenz δ in ihren Phasenlagen aufweisen. Dies wird im Zeigerdiagramm in Abb. 4 b) verdeutlicht. Die in Abhängigkeit des Winkel δ , der Amplitudendifferenz und der Koppelinduktivität auftretende Wirk- und Blindleistung läßt sich wie folgt bestimmen

$$P = \frac{V \cdot E}{\omega \cdot L_f} \cdot \sin(\delta) \quad \text{und}$$

$$Q = \frac{V^2}{\omega \cdot L_f} - \frac{V \cdot E}{\omega \cdot L_f} \cdot \cos(\delta).$$

Für kleine Winkel δ gilt, daß die Größe der Wirkleistung durch den Winkel δ und die der Blindleistung hauptsächlich durch die Amplitudendifferenz bestimmt wird. Dies wird durch die Ebenen in Abb. 5 und in Abb. 6 verdeutlicht. Bei dieser Betrachtung wurde eine ideale Induktivität mit 1,6 mH angenommen. Somit entspricht die Skalierung den Verhältnissen bei der Kopplung zweier Batteriestromrichter *Sunny Island* der Fa. SMA (3,3 kVA Nennleistung, 8,33 kHz Regelungstakt und 0,8 mH Ausgangsinduktivität). Da es sich bei den Graphen näherungsweise um Flächen handelt, liegt eine weitgehende Entkopplung der Wirk- und Blindleistungsübertragung vor. Diese Entkopplung ermöglicht eine separate Beeinflussung von Wirk- und Blindleistung. Die induktive Kopplung von Spannungsquellen soll an einem Beispiel mit dem Batteriestromrichter *Sunny Island* verdeutlicht werden. Ist die Erzeugung der Sinusfunktion zwischen zwei Stromrichtern um einen Regeltakt verschoben, so stellt sich folgende Winkeldifferenz ein:

$$\delta = \frac{T_{\text{samp}}}{T} * 360^\circ = \frac{120\mu\text{s}}{20\text{ms}} * 360^\circ = 2,16^\circ.$$

Aufgrund dieser Winkeldifferenz fließt ein Wirkstrom, der einer Leistung von 3967 W entspricht. Bei dem oben genannten Stromrichter erfolgt die Erfassung der Spannung von -500 - 500 V mit Hilfe eines 10bit AD-Wandlers. Damit ergibt sich die effektive Differenzspannung bezogen auf ein LSB wie folgt:

$$\frac{1000V}{1024 * \sqrt{2}} = 0.691V_{\text{eff}}.$$

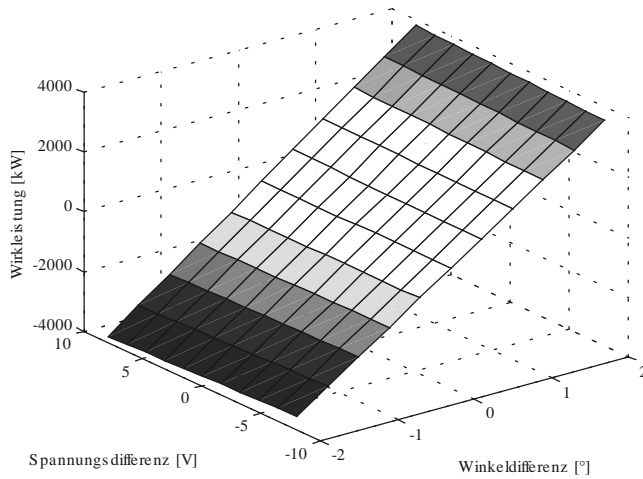


Abb. 5: Wirkleistung als Funktion der Winkel- und Spannungsdifferenz von gekoppelten Spannungsquellen ($L_r=1,6\text{mH}$, $U_{\text{nenn}} = 230\text{V}$)

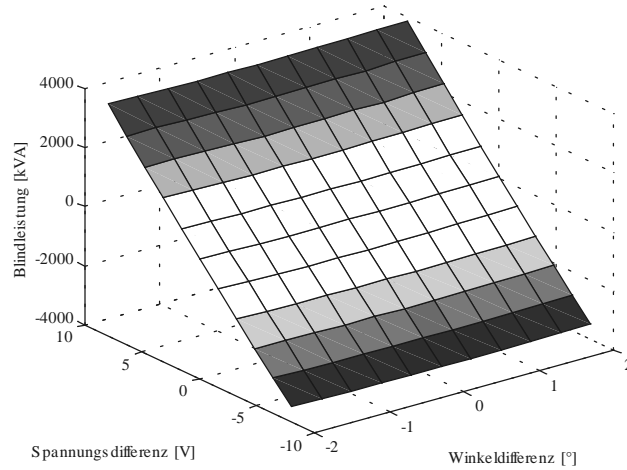


Abb. 6: Blindleistung als Funktion der Winkel- und Spannungsdifferenz von gekoppelten Spannungsquellen ($L_r=1,6\text{mH}$, $U_{\text{nenn}} = 230\text{V}$)

Aufgrund der Spannungsdifferenz von einem LSB fließt bei der Parallelschaltung von zwei *Sunny Islands* ein Blindstrom, der einer Leistung von 316 VA entspricht.



Wie das Beispiel zeigt, verursachen schon die geringsten Differenzen in Spannung und Phase nicht vernachlässigbare Ströme zwischen den Stromrichtern. Es werden demnach hohe Anforderungen an die Mikrorechner (DSPs), Halbleiterschalter und Algorithmen gestellt, um eine schnelle und genaue Regelung zu ermöglichen.

2.2.2 Synchronisierte Spannungsquellen

Beim Parallelbetrieb von Spannungsquellen bereitet die phasengenaue Steuerung der Spannungsquellen große Probleme. Man kann dieses Problem entschärfen, indem man die Stromrichter mit einem Signal synchronisiert /AEG/. Es verbleibt die Aufgabe einer genauen Spannungsregelung um Ströme (Blindleistung) zu vermeiden. Dies kann mit begrenzter Kommunikation zwischen den Stromrichtern erfolgen. Auch sind hiervon leicht modifizierte Verfahren /WALLACE99/ möglich. Bei diesen Verfahren bleibt der Regelungsaufwand begrenzt. Die Systeme weisen eine hohe Redundanz auf, da es keinen Master gibt.

3 Parallelbetrieb in modularen Systemen

3.1 Kommunikation zwischen den Komponenten

Bestandteil der Abb. 1 ist eine Betriebsführung, die über ein Bussystem mit den einzelnen Komponenten kommuniziert. Von der Leistungsfähigkeit des Bussystems hängt es ab, wie mächtig die Betriebsführung sein kann, in welchem Umfang ein Monitoring möglich ist und ob Regelungsaufgaben über das Bussystem wahrgenommen werden können.

Eine erschwerende Randbedingung ist das Ziel *standardisierter modularer Komponenten*, was ebenfalls eine *standardisierte Kommunikation* erfordert. Deshalb wurde im Rahmen eines Arbeitskreises am ISET ein standardisiertes Kommunikationsmodell (s. Abb. 7) erarbeitet. Um einfache Bussysteme zuzulassen, wurde lediglich von langsamen Schaltbefehlen ausgegangen.

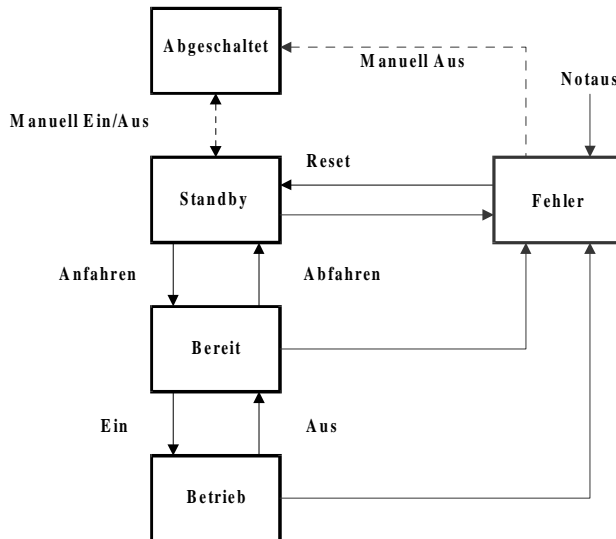


Abb. 7: Zustandsautomat Kommunikation mit einheitlichen Schaltbefehlen /ISET97/

Ein mögliches Bussystem ist der *Europäische Installations Bus (EIB)*. Für ihn sprechen folgende Gründe /ENGLER97/:

- Es stehen industrielle Komponenten verschiedener Hersteller zur Verfügung.
- Es existieren akkreditierte Testlabore.
- Der EIB ist ein *Multi-Master-System* mit den Vorteilen wie z. B. Redundanz.
- Der EIB kann durch das Elektrohandwerk installiert werden.
- Für Lastmanagementaufgaben stehen schon viele Elemente zur Verfügung.

Bei der Entscheidung für ein Verfahren, das den Parallelbetrieb von Stromrichtern ermöglicht, sollten die Bemühungen um eine standardisierte Kommunikation berücksichtigt werden.

3.2 Vergleich und Einsatz der Verfahren

Kriterien für den Parallelbetrieb von Stromrichtern sind

- der Kommunikationsaufwand,
- der Verkabelungsaufwand (Strommessungen, Synchronisationsleitungen, lokale Distanz der Komponenten),



- der Regelungsaufwand (Hardwareaufwand u. regelungstechnische Beherrschbarkeit),
- der Grad der erzielbaren Redundanz und
- die Art des Leistungsbeitrages (Grundschwingungsleistung, Verzerrungsleistung).

An dieser Stelle ist anzumerken, daß der Begriff Redundanz weiter gefaßt werden sollte. Da sich die Stromrichter, die als Spannungs- oder Stromquelle betrieben werden, nur in der Regelung unterscheiden, technisch sonst aber gleich ausgeführt sind, kann z. B. nach Ausfall des Masters im Master/Slave-Betrieb das System neu konfiguriert werden. Ein anderer Stromrichter kann dann die Netzbildung übernehmen. Mit Hilfe von geeigneten Betriebsführungsstrategien wäre nur ein kurzer Netzausfall die Folge, was in den meisten erneuerbaren Inselversorgungssystemen tolerierbar ist.

Die Tabellen 1 und 2 geben eine Übersicht über die Vor- und Nachteile der Konzepte.

Für viele Anwendungen - insbesondere in der USV-Technik - wird man dem Master/Slave-Verfahren wegen der guten technischen Beherrschbarkeit Vorrang geben; ist größere Redundanz gefragt, so wird man räumlich nah angeordnete und synchronisierte Spannungsquellen bevorzugen.

Die Randbedingungen von dezentralen erneuerbaren Versorgungssystemen machen den Einsatz von als Spannungsquellen ausgeführten Stromrichtern mit Statiken aus folgenden Gründen wünschenswert

- geringer Kommunikationsaufwand,
- absolut dezentrales Konzept und
- vollständige Redundanz.

Hier ist die erreichbare Qualität der Netzregelung und der dazugehörige technische Aufwand, insbesondere der Hardwareaufwand, zu bewerten.

In verteilten Systemen, wo es nicht ausschließlich auf Redundanz ankommt, können auch Stromquellen mit Statiken eingesetzt werden. In diesem Fall entfällt der Aufwand für Kommunikation oder Verkabelung von Sensoren.



Konzept	Vorteile	Nachteile
<u>Master/Slave</u> (Spannungsquelle plus Stromquellen)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ einfache Regelungskonzepte in den Komponenten 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ hoher Kommunikationsaufwand wegen Verkabelungsaufwand ➤ dezentral schwer einsetzbar ➤ keine vollständige Redundanz ➤ selbst kleine Systeme benötigen eine Betriebsführung
<u>Statiken</u> (ausschließlich Spannungsquellen)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ wenig Kommunikation (langsam) ➤ vollständige Redundanz ➤ einfache Erweiterbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ lange Einschwingzeiten (PLL) ➤ eventuell Ströme zwischen Stromrichtern ➤ komplizierte Regelungsalgorithmen ➤ hohe Anforderungen an Frequenz- und Spannungsreferenzen

Tabelle 1: Möglichkeiten für Parallelbetrieb von Stromrichtern (klassisch)

Konzept	Vorteile	Nachteile
<u>Synchronisierte Spannungsquellen</u>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ hohe Redundanz ➤ bessere Beherrschbarkeit im Vergl. zu P(f)-Statik ➤ einfache Erweiterbarkeit ➤ leistet auch einen Verzerrungsleistungsbeitrag 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Kommunikationsaufwand (schnell) wegen Verkabelungsaufwand ➤ dezentral schwer einsetzbar ➤ eventuell Ströme zwischen Stromrichtern
<u>mit Statiken gesteuerte Stromquellen</u>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ wenig Kommunikation (langsam) ➤ erhöhte Redundanz ➤ einfache Erweiterbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ hohe Anforderungen an Frequenz- und Spannungsreferenzen ➤ stellt nur Grundschwingungsleistung zur Verfügung

Tabelle 2: Möglichkeiten für Parallelbetrieb von Stromrichtern (Mischformen)

4 Netzstützende Stromquelle mit Statiken

Wie in Kapitel 3.2 ausgeführt wurde, stellt eine mit Statiken gesteuerte, netzstützende Stromquelle eine pragmatische Lösung dar. Sie kann problemlos in verteilten Systemen eingesetzt werden, da sie ohne zusätzlichen Verkabelungsaufwand oder Kommunikation auskommt. Weiterhin ist der Parallelbetrieb mit Stromquellen nicht kritisch. Deshalb wird im folgenden für eine solche einphasige Komponente ein Regelungskonzept vorgestellt.

Für die Simulation des Leistungsteils der netzstützenden Stromquelle (s. Abb. 8) wird die H-Brücke durch eine Spannungsquelle und die Koppelinduktivität durch einen Widerstand und eine Drossel nachgebildet. Für die Regelung wird der Strom in das Netz ($AM1$) und die Spannung am Netzkoppelpunkt ($VM1$) gemessen.

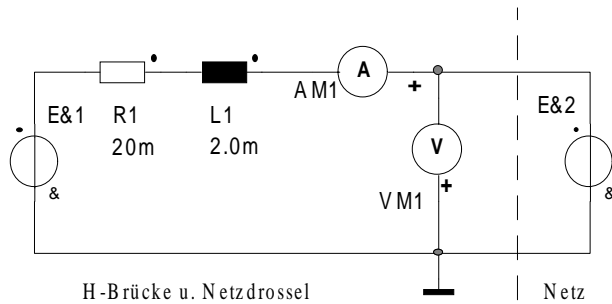


Abb. 8: Simulationsmodell des Leistungsteils der Stromquelle (SIMPLORER)

Geregelt wird das Leistungsteil durch die Vorgabe der Spannung $E&1$ in Abb. 8. Dies entspricht physikalisch der Vorgabe eines bestimmten Tastverhältnisses der PWM. Die Regelung ist kaskadiert aufgebaut und besteht aus der Leistungsregelung und einer unterlagerten Stromregelung (s. Abb. 9). Die Stromregelung besteht aus einem P-Regler mit Netzspannungsvorsteuerung und steuert die PWM. Die Leistungsregelung erfolgt entkoppelt für Wirk- und Blindleistung. Dazu werden PI-Regler verwendet, deren Ausgangswerte (Gleichgrößen) mit entsprechenden, aus der Netzspannung abgeleiteten Sinusfunktionen multipliziert werden. Die Leistungsvorgabe erfolgt mit Hilfe von Statiken, die in Abhängigkeit der Netzgrößen Wirk- und Blindleistungssollwerte ermitteln:

$$P(f) = (f_0 - f) * k_1 \text{ und}$$

$$Q(f) = (U_0 - U) * k_2 .$$

mit f : Frequenz, U : Spannungsbetrag, P : Wirkleistung, Q : Blindleistung, $k_{1,2}$: Statikfaktoren.

In Abb. 10 wird die Reaktion einer solchen Stromquelle auf eine Netzspannungsänderung dargestellt. Zum Zeitpunkt $t = 45 \text{ ms}$ erhöhte sich die Spannung sprunghaft um 2%. Nach 5 ms ist die neue Leistungsvorgabe aus der Spannungsänderung berechnet und nach weiteren 5 ms wird ca. 90% des entsprechenden Stroms eingespeist. Die Ausregelung der Netzspannungsänderung kann also innerhalb einer Netzperiode erfolgen.

Anzumerken ist hier, daß zur Bestimmung des Betrags der Spannung, der Wirk- und Blindleistung schnelle Algorithmen notwendig sind. Dies ist insbesondere bei einphasigen Systemen schwierig. Ohne eine schnelle Bestimmung dieser charakterischen Größen ist die Regelung von netzstützenden Komponenten nicht möglich. Für die Steuerung der Wirkleistung muß die Netzfrequenz bestimmt werden, was mit einer PLL geschehen kann.

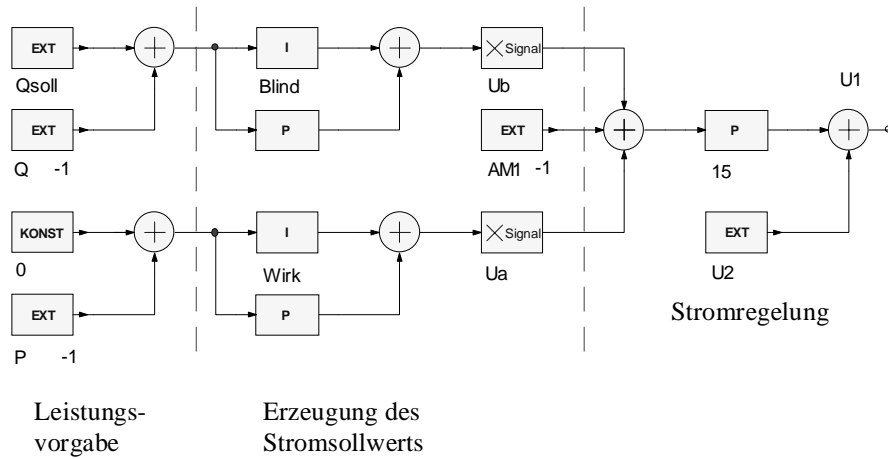


Abb. 9: Regelungsstruktur für netzstützende Stromquelle (SIMPLORER)

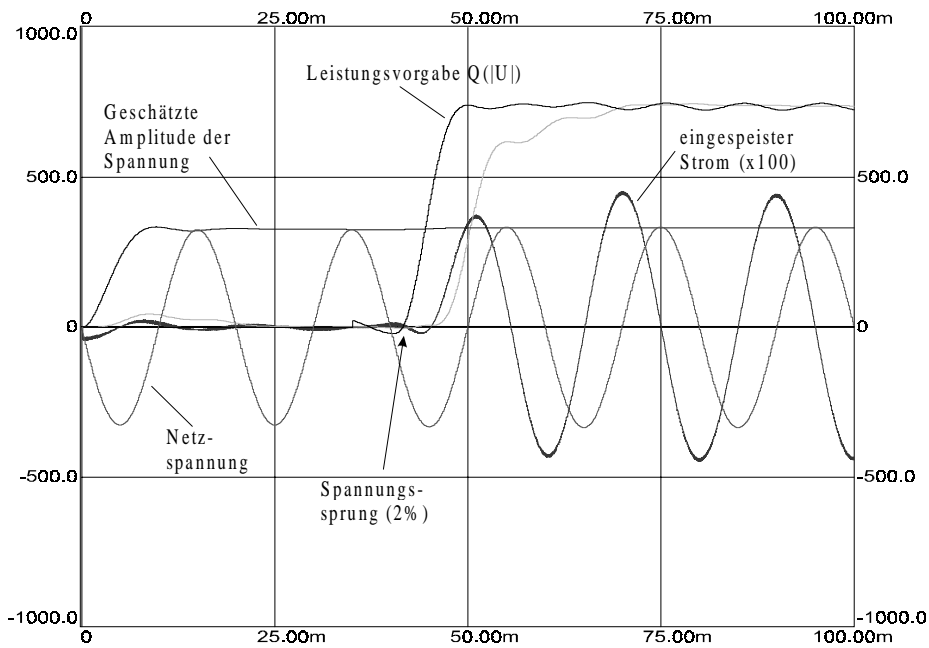


Abb. 10: Simulationsergebnis bei Spannungsänderung des Netzes (SIMPLORER)

5 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wird gezeigt, daß eine besonders einfache Erweiterung von modularen Systemen mit netzstützenden Komponenten, also Komponenten die ihre Sollwerte aus den Netzgrößen Spannung und Frequenz ableiten, möglich ist. Solche Komponenten sind kommerziell nicht erhältlich. Die Parallelschaltung von Stromrichtern mit Spannungsquellencharakteristik stellt hier eine optimale Lösung dar; jedoch sind hier noch erhebliche regelungstechnische Anstrengungen notwendig. Ein Konzept für eine netzstützende Stromquelle wurde kurz vorgestellt und mit einer Simulation verifiziert. Die Regelung von einphasigen Systemen erfordert zusätzlich Algorithmen zur schnellen Bestimmung der charakteristischen elektrischen Größen (z. B. P, Q, |U|), die in dreiphasigen Systemen momentan bestimmt werden können.

6 Literatur

- /AEG/ Schulungsunterlagen zur Compuserve-USV-Familie
- /BROECK98/ Broeck, Heinz van der, U. Broeke: A Simple Method for Parallel Operation on Inverters, Philips Research Laboratories Aachen, Intelc 1998, San Fransico, CA.
- /CHEN93/ Chen, J. F., C. L. Chu: Combination of voltage controlled and current controlled PWM inverters for parallel operation of UPS, IEEE Transaction on Power Electronics, 1993
- /ENGLER97/ Engler, A, O. Haas, B. Kansteiner, W. Kleinkauf, F. Raptis, J. Sachau, P. Zacharias: Standard Interface for PV-Hybrid Systems, EPVSEC, Barcelona, 1997
- /ISET97/ ISET, CRES, ITER, WIP: Development and Test of Modularly Expandable Generally Adaptable Hybrid Systems, Final Report EC-project: jou2-ct94,0402), 1997
- /KAWABATA83/ Kawabata, T. et al.: Large Capacity Parallel Redundant Transistor UPS, IPEC, Tokyo, 1983
- /KLEINKAUF96/ Kleinkauf, W., F. Raptis: Electrification with Renewable Energies; Hybrid Plant Technology for Decentralized Grid-Compatible Power supply, Exerpt for Themes 96/97 Solar Energy Research Association, Germany



- /SACHAU91/ Sachau, J: Netzbildung mit Synchronmaschine und batteriegekoppeltem Stromrichter zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Dissertation, Kassel, 1991
- /WALLACE99/ Wallace, Ken, G. Mantov: Wireless Load Sharing of Single Phase Telecom Inverters, IEEE, 1999



Netzregelung mit regenerativen Energieversorgungssystemen

Gunter Arnold
Universität Gesamthochschule Kassel, FB 16
Elektrische Energieversorgungssysteme
Wilhelmshöher Allee 71, 34109 Kassel
Tel.: (0561) 804-6512, Fax.: (0561) 804-6521
e-mail: garnold@iset.uni-kassel.de

Siegfried Heier
Universität Gesamthochschule Kassel, FB 16
Elektrische Energieversorgungssysteme
Wilhelmshöher Allee 71, 34109 Kassel
Tel.: (0561) 804-6345, Fax.: (0561) 804-6521
e-mail: garnold@iset.uni-kassel.de

1 Einführung

Bei der regenerativen Stromerzeugung mit Windkraft-, Photovoltaik-, Deponiegasverstromungsanlagen (DGVA) oder Kleinwasserkraftwerken wird die Netzeinspeisung am Primärenergieangebot orientiert. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken speisen Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen ohne Berücksichtigung des Netzzustandes die gesamte vom Wind bzw. der Sonne angebotene Energie in das Netz ein. Außerdem können durch die übergeordnete Netzleitstelle im allgemeinen keine Eingriffe zur Netzregelung oder zum Einspeisemanagement durchgeführt werden. Bei der Netzhaltung wird bisher davon ausgegangen, daß Windkraftanlagen und andere Kleinkraftwerke nicht zur Stützung der Netzgrößen (Frequenz, Spannung) durch einstellbare Wirk- und Blindleistungslieferung beitragen können. Sie werden wie beliebig zuschaltbare, negative Verbraucher behandelt.

In Windkraftanlagen und anderen Kleinkraftwerken kommen als mechanisch-elektrische Wandlerysteme zunehmend Synchrongeneratoren (Enercon, Lagerwey, Genesys, Frisia) oder doppeltgespeiste Asynchrongeneratoren (TW 1.5, Südwind, Dewind, Windtec) mit Netzanbindung über selbstgeführte Pulsumrichter zum Einsatz. Derartige leistungselektronische Energieaufbereitungssysteme, die auch bei PV-Anlagen zum Standard geworden sind, bieten vielfältige, konventionellen Kraftwerken ähnliche Eingriffs-



möglichkeiten im Hinblick auf die Energieabgabe an das Netz, wie z.B. die Einstellbarkeit von Spannung und Blindleistung sowie die Steuerung der Wirkleistungseinspeisung. Diese technischen Möglichkeiten werden bisher jedoch nur in seltenen Fällen genutzt.

Im Rahmen des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens „**Grid Control**“ wurde ein Konzept für eine Netzregelung entworfen. Darauf aufbauend wird momentan eine **Grid Control Unit (GCU)** mit hard- und softwaremäßiger Umsetzung des zuvor erarbeiteten Konzeptes entwickelt. Abschließend ist eine eingehende praktische Erprobung des Netzregelungssystems vorgesehen. Die praktischen Untersuchungen werden an verschiedenen Standorten in Deutschland und auf den Kanarischen Inseln durchgeführt. Unterschiedliche Netzkonfigurationen, meteorologische und geographische Gegebenheiten können dabei berücksichtigt werden. Folgende Standorte sind für die praktische Erprobung des Systems ausgewählt worden:

- Friedland-Deiderode in Südniedersachsen
- ITER-Windpark bei Granadilla im Süden von Teneriffa
- Wasserversorgungskraftwerk im Nordwesten von La Palma

Die neuentwickelte Grid Control Unit (GCU) hat die Aufgabe, das Betriebsverhalten erneuerbarer, dezentraler Erzeugungsanlagen, insbesondere von Windkraft- und Photovoltaikanlagen konventionellen Kraftwerken anzugleichen und sie aktiv an der Netzstützung (Netzspannung, Leistungsfaktor, Wirk- und Blindleistung) zu beteiligen.

2 Bestandsaufnahme des Standortes Friedland-Deiderode

Aufgrund der meteorologischen Randbedingungen sowie der besonders günstigen Anlagen- und Netzkonfiguration haben die deutschen Partner Friedland-Deiderode für die Demonstration der Grid Control Unit ausgewählt. Dort befinden sich nahe der Ortschaft Deiderode im Landkreis Göttingen (Niedersachsen) mehrere erneuerbare Energieerzeugungsanlagen. Der Standort sowie die umliegenden Gemeinden gehören zum Versorgungsbereich der Energie-Aktiengesellschaft Mitteldeutschland (EAM).

Im Hinblick auf die Entwicklung der Grid Control Unit war es unerlässlich im Vorfeld der praktischen Realisierung verschiedene theoretische Voruntersuchungen durchzuführen. Im Rahmen dieser Vorarbeiten wurde zunächst die Struktur des relevanten Teilnetzes im Bereich Friedland-Deiderode, sowie die Daten der dort verwendeten Netzkomponenten (Transformatoren, Schaltstationen, Kabel und Freileitungen) und der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (WKA, DGVA) erfaßt. Diese Daten bildeten die Grundlage für die nachfolgenden Simulationsrechnungen (Kurzschlußleistung, Lastfluß etc.), mit denen charakteristische Netzkenngößen ermittelt wurden. Diese rechnerisch er-

mittelten Kenngrößen wurden anschließend durch Messungen im relevanten Teilnetz verifiziert.

Vier Windenergieanlagen, die sich auf einem windgünstigen Höhenzug in unmittelbarer Nähe der zentralen Abfalldeponie des Landkreises Göttingen befinden, sowie eine Deponiegasverstromungsanlage, die von der EAM im Auftrag des Landkreises betrieben wird, bilden die für das Vorhaben relevanten dezentralen Erzeugungsanlagen in Friedland-Deiderode. Diese Anlagen besitzen folgende Daten:

Anlage	Anzahl	Typ	Nennleistung	Betreiber
WEA	1	Enercon E30	200 kW	EAM
WEA	1	Enercon E40	500 kW	privat
WEA	2	AN Bonus 600/44	600 kW	privat
BHKW	2	Deutz-MWM	440 kW	EAM

Tabelle 1: Daten der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen nahe Deiderode

Abb. 1 gibt einen Überblick über das 20 kV-Mittelspannungsnetz im Bereich Friedland-Deiderode. Als Netzpunkt, auf den die Grid Control Unit einwirken soll, wurde aufgrund seiner zentralen Lage und Funktion für den relevanten Netzbereich die Sammelschiene 1 der Schaltstation Friedland ausgewählt. Im Normalbetrieb wird das relevante 20 kV-Teilnetz über einen im Umspannwerk (UW) Göttingen-Grone installierten 40 MVA-Transformator aus dem 110 kV-Netz versorgt. An diesem Netzpunkt beträgt die Kurzschlußleistung S_k auf der 20 kV-Ebene 326 MVA bei einer Betriebsspannung von 20,8 kV. Die für das Vorhaben maßgebliche Sammelschiene 1 der Schaltstation Friedland ist über zwei unterschiedlich verlaufende, 22,6 km bzw. 23 km lange 20 kV-Leitungstrassen mit dem UW Grone verbunden. Auf beiden Trassen sind eine größere Anzahl von 20 kV-Trafostationen (23 bzw. 27 Stück) zur Versorgung untergeordneter Niederspannungsnetze angeschlossen. Alle oben beschriebenen Erzeugungsanlagen speisen gemeinsam über eine 20 kV-Stichleitung auf die Sammelschiene 1 der Schaltstation Friedland ein. Dabei hat der Leitungsabschnitt von der Schaltstation Friedland zur nächstliegenden Erzeugungsanlage (DGVA) eine Länge von 3,7 km. Zur am weitesten entfernten Erzeugungsanlage (AN Bonus 600) beträgt der Abstand von der SST Friedland ca. 5,5 km. Zwei weitere 20 kV-Leitungstrassen gehen ebenfalls von dieser Sammelschiene ab und versorgen über Stichleitungen mehrere kleine Niederspannungsnetze.

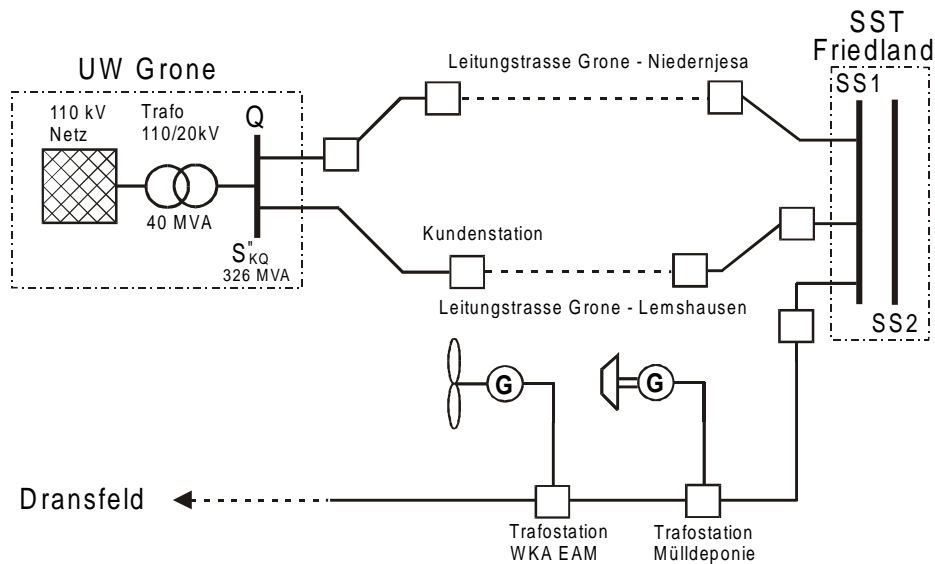


Abb. 1: Struktur des Netzbereiches Friedland-Deiderode

Die Belastungsverläufe der Niederspannungsnetze im Teilnetz Friedland-Deiderode, die Rückschlüsse auf die Charakteristik der Verbraucher zuläßt, spiegeln den ländlichen Raum mit vereinzelt kleineren Ortschaften und geringer Industrieansiedlung wieder.

3 Hardware-Entwicklung

Zunächst war ein Hardwarekonzept für das Netzregelungssystem zu erarbeiten. Das ausgewählte Konzept sieht vor, daß das Netzregelungssystem im wesentlichen aus einem zentralen GCU-Computer und dezentralen, jeweils an den Energieerzeugungsanlagen stationierten Meßwerterfassungseinheiten bestehen soll. Der Datenaustausch zwischen der GCU-Zentraleinheit und den dezentral angeordneten Meßwerterfassungseinheiten erfolgt über einen RS485-Bus.

In Abb. 2 ist die Hardwarekonfiguration des Netzregelungssystems für Friedland-Deiderode dargestellt. Das System besteht aus dem zentralen GCU-Computer und sechs Meßwerterfassungseinheiten.

Drei dieser Einheiten werden direkt über Datenkabel an den RS485-Bus angeschlossen. Drei weitere Meßstellen, an der Enercon E40 und den beiden AN Bonus Windkraftanlagen, die nicht über einen Anschluß an die Datenleitung verfügen, werden über Funkmodems an den seriellen Bus angekoppelt.

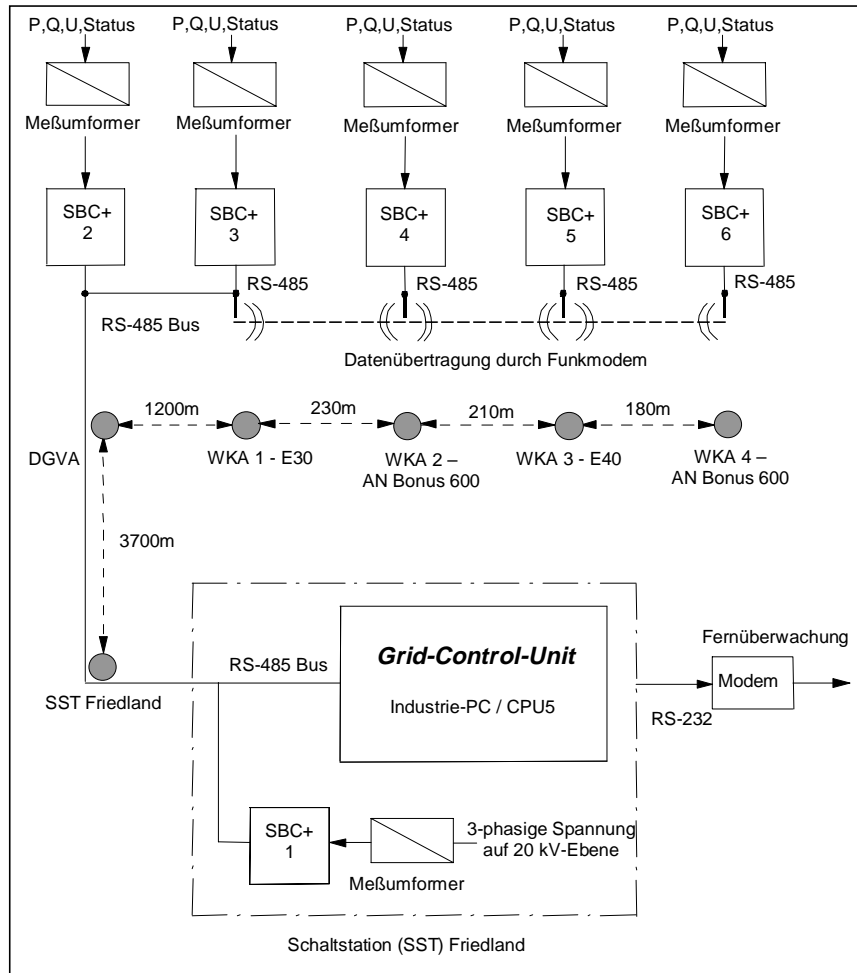


Abb. 2: Struktur des Netzregelungssystems in Friedland-Deiderode

An den in Abb. 2 dargestellten Netzpunkten werden die Leistungsdaten der Energieerzeugungsanlagen und die Netzspannung meßtechnisch erfaßt. Um aus diesen Starkstromgrößen Meßsignale zu generieren, werden Wandler und Umformer benötigt. Die Meßdaten können dann der GCU-Zentraleinheit zur Aufbereitung und Überwachung zugeführt werden. Dazu müssen die Daten von den weit entfernten Anlagen über eine Entfernung von einigen Kilometern zur GCU-Zentraleinheit übertragen werden. Die für diese Aufgaben erforderlichen Komponenten sind in einem Schaltschrank eingebaut



und bilden zusammen die Meßwerterfassungseinheit. Im wesentlichen kommen dabei die drei folgenden Geräte zum Einsatz:

- der *Sunny Boy Control Plus* (SBC+) arbeitet als Datenlogger zur Zwischenspeicherung und zur Analog-Digitalwandlung,
- der Meßumformer *SIMEAS T* mit Strom- und Spannungseingängen wird zur Leistungsmessung und Signalerzeugung eingesetzt, und
- das Funkmodem *ELPRO 405U* wird zur seriellen Datenübertragung über weite Entfernungen benutzt.

Die für jeden Meßpunkt benötigte Meßwerterfassungseinheit wurde in einem freien Schaltschrank oder in den Trafo-Kompaktstationen der Windkraftanlagen installiert. Die Meßwerterfassungseinheiten für die SST Friedland und die DGVA der Zentraldeponie Deiderode unterscheiden sich gegenüber der oben beschriebenen Ausführung. Zwischen diesen beiden Anlagen ist eine Datenleitung verlegt ist. Dadurch entfallen hier die Funkmodems. Um die Leistungsdaten der zwei Generatoren einzeln zu erfassen, ist die Meßwerterfassungseinheit für die DGVA mit zwei *SIMEAS T* ausgestattet.

Datenlogger – Sunny Boy Control Plus

Im Grid Control-Projekt kommen die neuentwickelten Datenlogger ***Sunny Boy Control Plus*** (SBC+) von SMA zum Einsatz. Hierbei handelt es sich um intelligente Datenerfassungsgeräte mit integriertem Meßwerterfassungssystem. Für die Meßwerterfassung stehen 8 analoge Eingänge mit anschließender A/D-Wandlung und 8 digitale Ein- und Ausgänge zur Verfügung.

Je nach Anzahl der zur Speicherung ausgewählten Kanäle können die aufgenommenen Meßdaten mehrere Wochen oder sogar Monate im integrierten Meßdatenspeicher verbleiben und zusätzlich über eine serielle RS232-Schnittstelle jederzeit von einem anderen Computer abgerufen werden. In unserem Fall wurden die Datenlogger so konfiguriert, daß von den zur Datenarchivierung aktivierten Kanälen 5-Minuten-Mittelwerte berechnet und im Meßdatenspeicher abgelegt werden.

Meßumformer – SIMEAS T

Der Meßumformer *SIMEAS T* wird zur dreiphasigen Leistungsmessung an den zu erfassenden Anlagen benutzt. Dazu müssen die Spannungen aller drei Phasen L1, L2 und L3 und des Neutralleiters, sowie die drei Lastströme I_{L1} , I_{L2} , und I_{L3} angeschlossen werden. Die maximale Eingangsspannung darf 500 V / 50-60 Hz betragen, der Eingangsstrom darf 10 A nicht überschreiten. Für die Verwendung bei höheren Spannungen oder Strömen, wie z.B. beim Anschluß an Energieerzeugungsanlagen sind zusätzliche Meßwandler vorzuschalten. Je nach Anlagentyp sind Stromwandler der Typen



1000 A / 5 A, 500 A / 5 A oder 50 A / 5 A und Spannungswandler vom Typ 20 kV / 0,1 kV erforderlich.

In unserem Fall wurden die SIMEAS T-Meßumformer so konfiguriert, daß an den drei analogen Ausgängen die entsprechenden Ausgangssignale der Wirkleistung, der Blindleistung und der Spannung als Stromsignale im Bereich von 0 mA bis +20 mA zur Verfügung gestellt werden. Die erfaßten Starkstromgrößen (Spannungen und Ströme) der Anlagen werden somit in Gleichstromsignale umgeformt. Die analogen Ausgänge des SIMEAS T können direkt an die analogen Eingänge des Datenloggers *Sunny Boy Control Plus* angeschlossen werden.

Eingesetzte Datenübertragungstechniken

Für den Anschluß der E-30-Windkraftanlage und der Deponiegasverstromungsanlage (DGVA) an den GCU-Zentralcomputer in der Schaltstation Friedland (SST) werden die existierenden Fernmeldekabel als Datenleitung benutzt. Die dabei zu überbrückende Entfernung beträgt insgesamt 4,9 km. Um diese Entfernung mit einem RS485-Bus zu realisieren, war es unumgänglich, die Datenübertragungsrate auf dem RS485-Bus auf 9600 Bit/s herunter zu setzen.

Da zwischen den einzelnen Windkraftanlagen am Standort Deiderode keine privaten Fernmeldekabel verlegt sind, werden die ENERCON E-40- und die beiden AN Bonus 600-Windkraftanlagen über eine Funkverbindung an den RS485-Bus angeschlossen.

Dafür werden professionelle Funkmodems (ELPRO 405U) der Firma Westermo eingesetzt. Sie arbeiten mit einer Kanal-Bandbreite von 12,5 kHz \pm 1 kHz im 400 MHz-Band (Sendefrequenz: 433,15 MHz) und besitzen eine Sendeleistung von 10 mW. Aufgrund dieser geringen Sendeleistung können sie in Deutschland genehmigungsfrei betrieben werden. Der große Vorteil dieser Funkmodems ist die Tatsache, daß damit Multipoint-Verbindungen aufgebaut werden. Die Funkübertragungsrate richtet sich nach der zu überbrückenden Entfernung und ermöglicht bei einer Übertragungsstrecke von etwa 1000 m einen Wert von 4800 Bit/s.

4 Software-Entwicklung

Im Hinblick auf die vielfältigen Aufgaben und Anforderungen, die an das Netzregelungssystem und damit vor allem an die GCU-Zentraleinheit gestellt werden, kommt der Softwareentwicklung eine besondere Bedeutung zu.

Die Software des Netzregelungssystems wurde mit **BridgeView 2.1** von National Instruments erstellt. BridgeView basiert auf der besser bekannten Software LabView und ist



eine sehr leistungsfähige Entwicklungsumgebung für Software-Anwendungen auf dem Gebiet der Datenerfassung, Automatisierung und Prozeßsteuerung.

Die neuentwickelte Anwendungssoftware für die GCU-Zentraleinheit besitzt folgende Hauptfunktionen: Sie ist zuständig für die Datenerfassung, die Datenverarbeitung und Archivierung und für die Visualisierung der Meßgrößen. Darüber hinaus sind in der GCU-Software verschiedene Funktionen zur Ermittlung ausgewählter Netzgrößen sowie der Regelungsalgorithmus zur Netzregelung implementiert.

Im Unterschied zu LabView ist BridgeView mit einer OPC-Schnittstelle ausgerüstet. Bei dieser handelt es sich um eine standardisierte Software-Schnittstelle, die eine Kommunikation verschiedener Softwareanwendungen über einen sogenannten OPC-Server ermöglicht. Im Projekt *“Grid Control”* wird diese Eigenschaft genutzt, um den Datenaustausch zwischen der GCU-Zentraleinheit und den am RS485-Bus angeschlossenen SBC+-Datenloggern abzuwickeln.

Für die Kommunikation der SBC+-Datenlogger mit der GCU-Zentraleinheit über den seriellen RS485-Bus wird das *SUNNY Net Protokoll* verwendet, das von SMA speziell für diese Art von Anwendungen entwickelt wurde.

Um eine reibungslose und fehlerfreie Datenübertragung über die BridgeView OPC-Schnittstelle zu gewährleisten, war es daher notwendig, einen auf die vorgesehene Anwendung angepaßten OPC-Server zu entwickeln, der insbesondere das *SUNNY Net Protokoll* verarbeiten kann. Der im Projekt eingesetzte OPC-Server wurde von SMA erstellt. Er muß die Anforderungen der OPC-Spezifikation, wie Echtzeitdatenzugriff, Verwaltung von Ereignissen und Alarmmeldungen sowie Zugriff auf eine historische Datenbasis erfüllen.

Die mit BridgeView erstellte GCU-Software zur Datenerfassung und Datenarchivierung wurde so konfiguriert, daß aus den im Sekundentakt erfaßten Meßdaten 5-Minuten-Mittelwerte berechnet werden. Diese werden zusammen mit den Rohdaten in der GCU-Zentraleinheit abgespeichert.

Abb. 3 verdeutlicht den oben beschriebenen Datenaustausch zwischen den SBC+-Datenloggern und der GCU-Zentraleinheit.

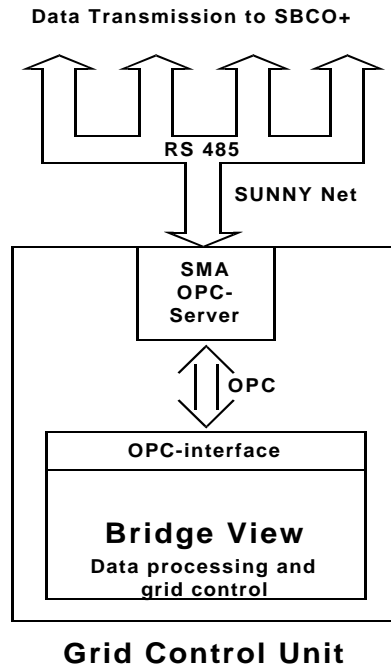


Abb. 3: Datenaustausch zwischen den SBC+ und der GCU

5 Erste Meßergebnisse aus Friedland-Deiderode

In diesem Abschnitt werden anhand von zwei Diagrammen erste Ergebnisse der mit dem GCU-Zentraleinheit in Friedland-Deiderode erfaßten Meßdaten exemplarisch dargestellt.

In Diagramm 1 sind die gemessenen Leistungsdaten einer ENERCON E-30 Windkraftanlage abgebildet. Dabei ist der proportionale Zusammenhang zwischen der Wirkleistung P und Blindleistung Q ersichtlich. Bei günstigen Windverhältnissen wird sowohl mehr Wirkleistung als auch mehr Blindleistung erzeugt. Aus diesen beiden Meßgrößen kann der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ ermittelt werden. Die starke Dynamik des Leistungsverhaltens wird durch die Änderung der Wirkleistung binnen weniger Sekunden um Werte in der Größenordnung von 150 kW verdeutlicht.



Positive Werte für Wirkleistung P und induktive Blindleistung Q (im VZS) bedeuten aus Sicht des Erzeugers eine Einspeisung von Wirk- und induktiver Blindleistung in das Energieversorgungsnetz, negative Werte entsprechen einem Bezug.

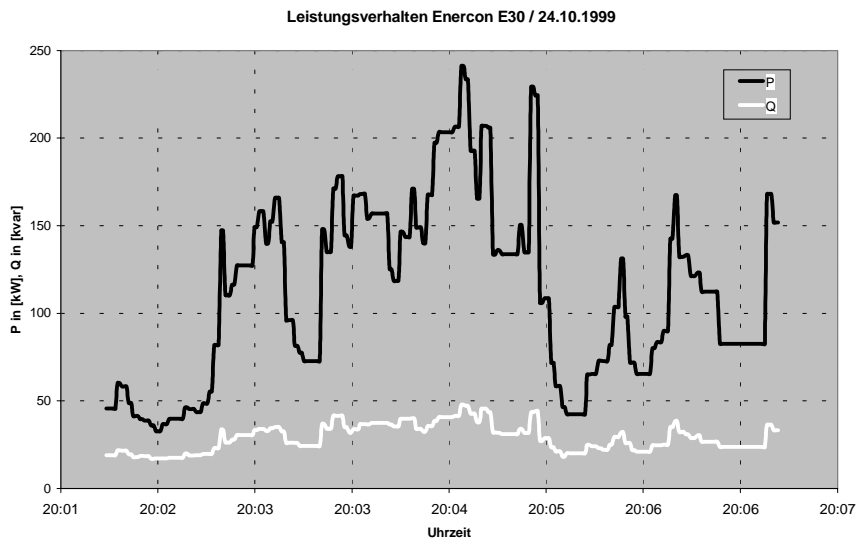


Diagramm1: Wirk- und Blindleistung der ENERCON E-30 Windenergieanlage

Die in Diagramm 2 dargestellten Verläufe der verketteten Spannung \underline{U}_{12} in der Schaltstation Friedland auf 20 kV-Ebene wurden über den Zeitraum von mehreren Tagen aufgezeichnet. Dabei ist je nach Lastsituation ein von der Tageszeit abhängiger Spannungsverlauf zu erkennen. Die übrigen beiden Phasen \underline{U}_{23} und \underline{U}_{31} zeigen identisches Verhalten. Starke Abweichungen vom Spannungsmuster können zum einen durch Umschaltvorgänge oder Störfälle im Netz (z.B. am 2.11. zwischen 11:00 und 12:00 Uhr), zum anderen aber auch durch starke Einspeisung der regenerativen Energieerzeugungsanlagen hervorgerufen werden. Dies war z.B. am 2.11. zwischen 0:00 und 6:00 der Fall. Hieraus wird deutlich, daß insbesondere in Schwachlastzeiten hohe Einspeisleistungen deutliche Spannungsanhebungen verursachen.

Nach Inbetriebnahme des Meßdatenerfassungssystems in Friedland-Deiderode und Abschluß der Hardwareanpassungen an den dezentralen Energieerzeugungsanlagen zur Netzregelung werden im Winter 1999/2000 erste Versuche zur Stabilisierung der Netzspannung unternommen.

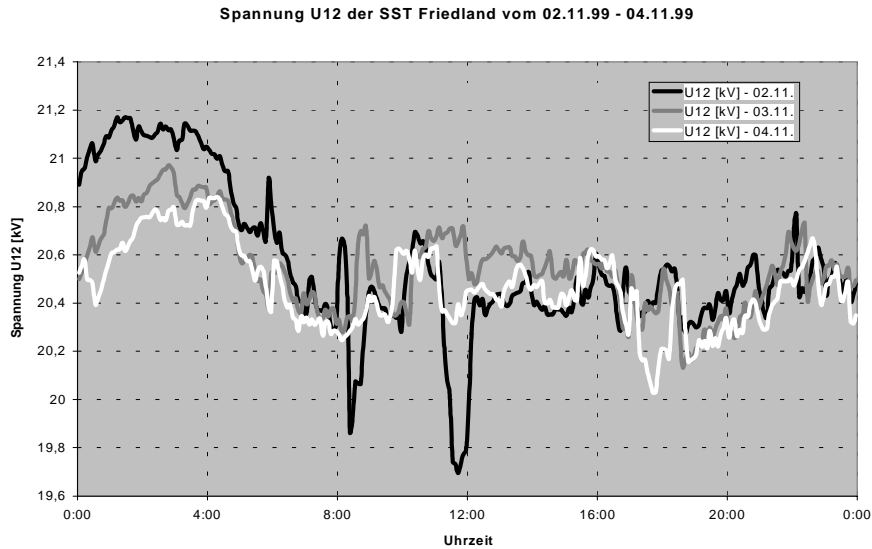


Diagramm 2: Leiterspannung \underline{U}_{12} der SST Friedland auf der 20 kV-Ebene

6 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Beitrag wurde ein Netzregelungssystem für regenerative Energieerzeugungsanlagen vorgestellt, das momentan im Rahmen des EU-Forschungsvorhabens „Grid Control“ entwickelt wird. Ein Schwerpunkt der Ausführungen liegt dabei auf der Beschreibung des deutschen Standortes Friedland-Deiderode, an dem das neuentwickelte Netzregelungssystem erstmalig in der Praxis erprobt wird.

Nach Abschluß der theoretischen Entwicklungsarbeiten wurden im Herbst 1999 die Hardwarekomponenten des Netzregelungssystems am Standort Friedland-Deiderode installiert und in Betrieb genommen. Längerfristige Erfahrungen mit der Meßwerterfassung liegen daher noch nicht vor. Bislang arbeiten die Hard- und Softwarekomponenten fehlerfrei.

Die an den Erzeugungsanlagen erforderlichen Hardwareanpassungen wurden ebenfalls begonnen. Von den insgesamt sechs Erzeugungsanlagen in Friedland-Deiderode werden zunächst nur die beiden DGVA-Module in ihrem Leistungsverhalten beeinflusst. Im weiteren Verlauf des Vorhabens werden auch die beiden Enercon-WKA zur Netzstüt-



zung herangezogen. Dabei sollen die Möglichkeiten und Grenzen des Verfahrens allgemein und standortspezifisch untersucht sowie Einsatzbereiche herausgearbeitet werden.

Das Marktpotential für Netzregelungssysteme bei erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen ist erheblich. Insbesondere bei großen Windparks im Binnenland, Off-shore- und Küstenbereich mit installierten Leistungen z.B. ab 10 MW und in hoch ausgelasteten Netzbereichen bietet der Einsatz derartiger Netzregelungssysteme Vorteile. Technische Verbesserungen lassen sich durch Netzstützung, höhere Netzverträglichkeit, etc. erreichen. Darüber hinaus bieten derartige Netzregelungssysteme durch die Einsparung von Netzausbaukosten und einer möglichen Vergütung der Blindleistungsregelung im Vergleich zu den relativ geringfügigen Mehrkosten hervorragende Wirtschaftlichkeitsperspektiven.