

Wie man Aiolos nachahmt

Energiekonditionierung in dezentralen Energieversorgungssystemen mit stochastischem Primärenergieangebot

Von Constantis Sourkounis, Jan Wenske und Hans-Peter Beck

Das stochastisch fluktuierende Angebot regenerativer Energiequellen (z. B. Windenergie) begrenzt aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nennenswert den maximal einspeisbaren Energieanteil in die elektrischen Netze bzw. Inselnetze in Regionen mit guten Windverhältnissen. Aus technischer Sicht ruft das fluktuierende Energieangebot des Windes eine Minderung der Energiequalität in den elektrischen Netzen hervor. Diese äußert sich in Form von Spannungs- und Frequenzschwankungen (bei Inselnetzen). Darüber hinaus muß man je nach Art der eingesetzten Windenergiekonverter (WEK) mit der Ausbreitung von unerwünscht hohen Oberschwingungen im elektrischen Netz rechnen.

Die wirtschaftlichen Restriktionen liegen in der Tatsache begründet, daß das Energieverbrauchsprofil nicht mit dem fluktuierenden Energieangebot korreliert. Um die Energiebereitstellung zu sichern, müssen Kraftwerksreserven durch entsprechenden Aufwand abrufbar gehalten werden. In Zuge der Liberalisierung des Strommarktes besteht daher die Gefahr, daß Energien aus stochastisch fluktuierenden, regenerativen Quellen gegenüber schnell abrufbaren Energien (z. B. aus Gas- und Dampfkraftwerken) an Attraktivität verlieren.

Aus den genannten Gründen ist ein Konzept zur Energiekonditionierung in dezentralen elektrischen Netzen und Inselnetzen mit hohem Energieanteil aus fluktuierenden Quellen entwickelt worden. Das Konzept sieht eine Netzstützung bzw. -führung durch Blind- und Wirkleistungskompensation mit Hilfe von statischen Umrichtern („Elektronische Synchronmaschine“) (Wenske 1999) und Kurzzeitspeichern vor. Durch den elektrischen Vier-Quadranten-Betrieb des Umrichters können die kurzzeitigen, quellenbedingten Leistungsschwankungen sowie Laständerungen vor Ort abgefangen bzw. geglättet werden.

Durch Einbindung von Langzeitspeichern (z. B. Pumpspeicher) wird eine Zwischenspeicherung der stochastisch angebotenen Energie aus regenerativen Quellen vorgenommen. Die „niederwertige“ Energie kann somit zu hochwertiger abrufbarer Energie umgewandelt werden. Diese kann sogar zur Lastspitzendeckung eingesetzt werden. Der Ausgleich der Schwankungen zwischen Energieangebot und -verbrauch ermöglicht einen

konstanten Energiebezug aus dem Netz des Vorlieferanten. Damit kann der Leistungspreis nennenswert gesenkt werden.

Wandel des energiewirtschaftlichen Umfeldes

Mit der Liberalisierung des Strommarktes und der dadurch zu erwartenden Einführung einer Strombörse, an der Strompreise durch Nachfrage und Angebot festgelegt werden, entstehen neue Randbedingungen für die Nutzung von regenerativen Energiequellen zur Stromerzeugung. Ausgehend von der Entwicklung in den skandinavischen Ländern und den USA ist zu erwarten, daß durch die Existenz eines funktionierenden Spotmarktes bzw. Terminmarktes – wegen der fehlenden Speicherbarkeit der elektrischen Energie – Bedarfsunterdeckungen bzw. Überschüsse die Preise marktgerecht gestalten werden.

Die Liefersicherheit wird durch entsprechend höhere Preise angeboten bzw. gewährleistet. Man unterscheidet zwischen „festem Strom“ und „unterbrechbarem Strom“. Fester Strom darf nur in Fällen höherer Gewalt unterbrochen werden. Im Gegensatz dazu kann unterbrechbarer Strom theoretisch jederzeit und ohne Angabe von Gründen unterbrochen werden (von Kistowski 1998). Aus der Sicht des Energieanbieters (z. B. EVU) bedeutet fester Strom Deckung der Grundlast sowie der kurzfristigen Spitzenlast, welche durch die Möglichkeit, die Lieferung des unterbrechbaren Stromes abzustellen, leicht entschärft werden kann. Zur Deckung der Spitzenlast müssen entweder Leistungsreserven bereitstehen oder es muß auf dem Terminmarkt für die Dauer der Spitzenlast zu überhöhten Preisen Energie eingekauft werden.

In dieser Hinsicht kann Energie aus fluktuierenden Energiequellen (z. B. Wind) nur bedingt zur Deckung des Bedarfs an festem Strom eingesetzt werden. Für die Grundlastversorgung sind fluktuierende Energiequellen auf lokaler Basis nicht geeignet (Koschnik et al. 1997). Nur bei einer großräumigen Betrachtung kann z. B. die Windenergie mit 5 bis 10% der an Windenergiekonvertern installierten Leistung zur Grundlastdeckung beitragen. Der Einsatz fluktuierender Energiequellen zur Spitzenlastdeckung ist von der Tatsache abhängig, inwieweit zeitlich die Spitzenlasten mit dem fluktuierenden Energieangebot korrelieren. Diese Tatsache läßt nicht auf eine sichere Deckung der Spitzenlast schließen, auch wenn es

von der installierten Leistung her möglich wäre.

Aus der heutigen Sicht und den üblichen Nutzungsrandbedingungen kann elektrische Energie aus fluktuierenden Energiequellen den Verbrauchern nur als unterbrechbarer Strom mit entsprechend niedrigeren Preisen zur Verfügung gestellt werden.

Unter den zu erwarteten Randbedingungen des zukünftigen Energiemarktes ist bei einer breiten Nutzung regenerativer Energien neben den heute bekannten technischen mit zusätzlichen wirtschaftlichen Restriktionen zu rechnen; es sei denn, die fluktuierende Energie wird vor Ort konditioniert.

Regenerative Energiequellen zur dezentralen Energieversorgung

Aus den bisherigen Erfahrungen in Regionen mit einem hohen Anteil an Windenergie (z. B. Nordseeküstengebiet) kristallisieren sich Netzstabilitäts- bzw. Energiequalitätsprobleme heraus. Das stochastisch fluktuierende Angebot der Windenergie führt zu Spannungsänderungen im elektrischen, leistungsschwachen Netz, welche sich in Form von „Flickereffekten“ äußern. Im Falle der Inselnetze können die windbedingten Wirkleistungsänderungen auch zu Frequenzschwankungen führen. Um diese zu vermeiden, wird der Anteil der im Netz installierten Leistung regenerativer Energiequellen mit fluktuierendem Angebot begrenzt.

Die Integration der Wind- bzw. der Sonnenenergie in dezentrale Energieversorgungssysteme bzw. Inselnetze ist diesbezüglich noch kritischer. Bei den dezentralen Energieversorgungssystemen handelt es sich um Energieversorgungssysteme, welche in erster Linie das regionale bzw. lokale Energiepotential nutzen. Eine gesicherte Energiebereitstellung wird durch Anbindung an das öffentliche Netz (übergeordnetes Energiesystem) gewährleistet. Inselnetze werden durch ein geographisch begrenztes Dasein und eine relativ geringe installierte Leistung (bis zu einigen MW) charakterisiert. Sie verfügen über keinen Anschluß an übergeordnete Energieversorgungssysteme, oft bedingt durch geographische Gegebenheiten. Es handelt sich meistens um Wind-Diesel-Systeme mit einer relativ hohen installierten Leistung an Windenergiekonvertern (über 10% der gesamten installierten Leistung) (Betsios 1994).

Wind-Diesel-Systeme weisen meistens einen geringen Ausnutzungsgrad der Dieselgeneratoren auf, da diese auch bei einem ausreichenden Energieangebot des Windes zur Netzführung (Blindleistungskompensation) ständig mitlaufen müssen (s. Bild 1a). Am Beispiel des Wind-Diesel-Systems der Insel „Ikaria“ in der Ägäis mit einer installierten Leistung von 9,3 MVA (6,3 MW) und einer maximalen Last von ca. 4 MW, ist deutlich zu erkennen, daß durch einen hohen Blindleistungsbedarf ($\cos\varphi < 0,7$) mehrere Dieselgeneratoren (DG) mit ca. 50% Belastung betrieben werden müssen, um den Bedarf an Blindleistung zu decken und damit für Spannungsstabilität ▶

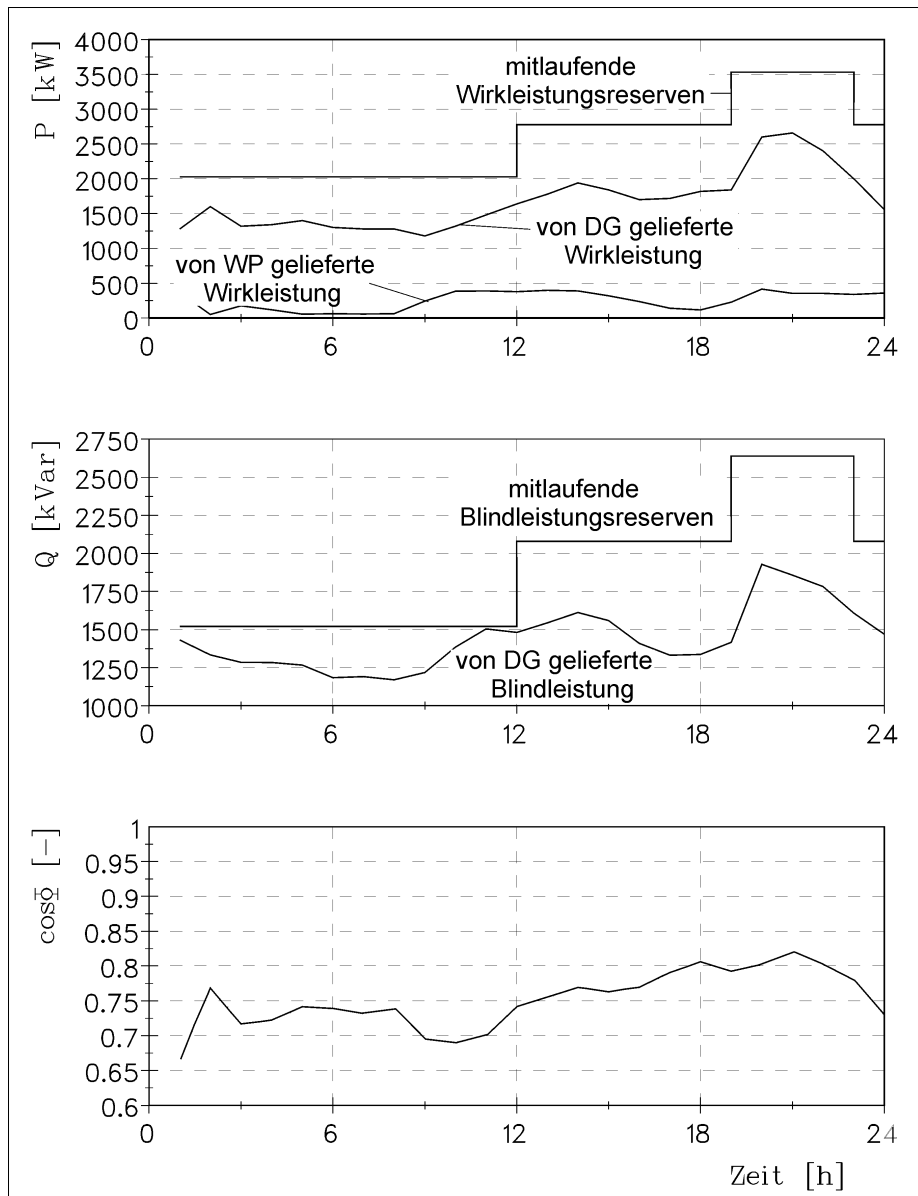


Bild 1a: Zeitverläufe des Energieverbrauchs auf der griechischen Insel Ikaria am 22. September 1997

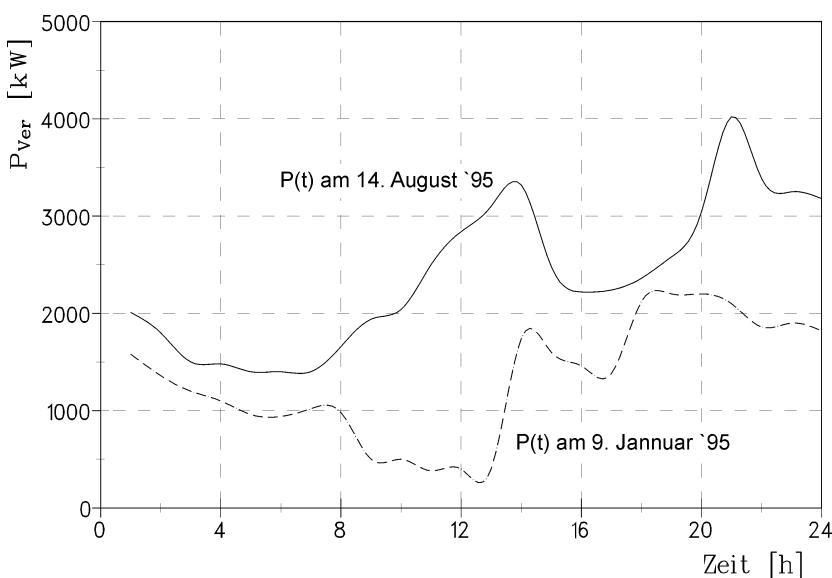


Bild 1b: Tagesverläufe des Energieverbrauchs (Auch die saisonalen Schwankungen werden deutlich)

zu sorgen. Die Nennleistung des in das Wind-Diesel-System integrierten Windparks beträgt 7×55 kW. Mit einer Gesamtleistung von 385 kW kann dieser bei guten Windverhältnissen mit ca. 9% Anteil für die Versorgung der Insel bei maximaler Last beisteuern.

Darüber hinaus werden dezentrale Energieversorgungssysteme bzw. Inselnetze durch starke Verbrauchsschwankungen charakterisiert (s. Bild 1b). Diese sind in zwei Kategorien einzuteilen. Einerseits ist das Tagesverbrauchsprofil, mit seinem absoluten Maximum zwischen 18:00 und 22:00 Uhr (saisonabhängig) und absoluten Minimum meistens während der Nacht, zu nennen und andererseits das Jahresprofil, welches den saisonabhängigen Verbrauch wiedergibt. Durch die genannten Verbrauchsschwankungen, welche wie auf der Insel „Ikaria“ (s. Bild 1b) bis zu 1050% betragen können, kann es unter Umständen zum Energieüberangebot kommen. Als Folge werden die Energiewandler für die regenerativen Energien abgeschaltet, obwohl günstige Bedingungen herrschen. Bild 1b zeigt im Zeitverlauf der Last am 9. Januar 1995 deutlich, daß diese zwischen 9:00 und 13:00 bis auf 380 kW gefallen ist. Demzufolge müßten der Windpark und alle Dieselgeneratoren bis auf einen mit 750 kW Nennleistung abgeschaltet werden. Trotz der gestaffelt verteilten Leistung auf mehrere Aggregate konnte während dieser Zeit kein höherer Ausnutzungsgrad des Dieselgenerators als 60% erreicht werden.

Die Erfahrungen mit den Wind-Diesel-Systemen in der Ägäis zeigen einen sehr geringen Nutzungsgrad der integrierten regenerativen Energiequellen auf (Betsios 1994). Bezogen auf die Windenergie kann nur ein Teil der durch die installierten WEK maximal nutzbaren Windenergie in das elektrische Netz eingespeist werden (s. Bild 2). Auf der Insel Ikaria kann bei ca. 9% installierter WEK-Leistung gegenüber der maximalen Verbrauchsleistung (4 MW) im Jahresdurchschnitt 60% der durch den Windpark (WP) maximal nutzbaren Windenergie vom Netz aufgenommen werden. Der Nutzungsgrad der regenerativen Energiequellen ist vom Verhältnis der an Windenergiekonvertern installierten Leistung gegenüber der installierten Gesamtleistung abhängig. Er nimmt mit steigendem Anteil der an regenerativen Energiequellen installierten Leistung gegenüber der Gesamtleistung ab, und damit auch die Wirtschaftlichkeit der genannten Energieversorgungssysteme.

Technische Beschreibung des Konzeptes

Ausgehend von den genannten technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen für die Einbindung von fluktuierenden, regenerativen Energiequellen in dezentrale Energieversorgungssysteme bzw. Inselnetze ist am Institut für Elektrische Energietechnik (IEE) ein Autonomes, Modulares Energieversorgungssystem (AMOEVES) konzipiert (Sourkounis 1995; Beck, Sourkounis: Patent 4232516) und mit Hilfe eines Versuchsmodells mit einer Nennleistung von 60 kVA unter-

sucht worden. Dabei wurden die bis dahin veröffentlichten Erkenntnisse und Erfahrungen mit sogenannten Hybrid-Energieversorgungssystemen (Cramer, Grebe 1990; Bezerra et al. 1992) in das Konzept mit eingearbeitet.

AMOEVES verfolgt einerseits das Ziel, den Nutzungsgrad von fluktuierenden regenerativen Energiequellen zu erhöhen und andererseits die Netzfürhung sowie die Energieversorgung ohne ständig mitlaufende Dieselgeneratoren zu gewährleisten. Neben dem Inselnetzbetrieb sieht das AMOEVES-Konzept auch den Betrieb als dezentrales Energieversorgungssystem mit Anbindung an das öffentliche Netz vor. In diesem Fall steht die Aufgabe der „Energiekonditionierung“ in Vordergrund.

In Bild 3 ist die aus den oben genannten Anforderungen resultierende Struktur des Energieversorgungssystems AMOEVES dargestellt, wie sie in der Versuchshalle des IEE aufgebaut und untersucht worden ist.

Die Spannungs- und Frequenzregelung innerhalb des Inselnetzes übernimmt die „Elektronische Synchronmaschine mit aktivem Dämpferkreis“ mittels des auf der Sekundärseite des Transformators angeschlossenen selbstgeführten Spannungsumrichters, welcher die im Netz benötigte Blindleistung dynamisch zur Verfügung stellt und somit maßgeblich die Netzspannung (Spannungskonstanz $\pm 10\%$ nach IEC für Niederspannungsnetze) in einem engen Toleranzband regelt (Wenske 1999). Durch den gekoppelten Kurzzeitspeicher ist es ferner möglich, Energieangebot und -nachfrage durch Wirkleistungsspeicherung je nach Auslegung im Sekunden- bis in den Stundenbereich zu entkoppeln. Die im Vergleich zum rotierenden Phasenschieber hohe Regeldynamik des selbstgeführten Umrichters gewährleistet eine hohe Energiequalität innerhalb des Inselnetzes.

Der selbstgeführte Wechselrichter kann im elektrischen Vierquadrantenbetrieb arbeiten, so daß er in der Lage ist, Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander zu liefern bzw. aufzunehmen. Der Betrieb des Kurzzeitspeichers gestattet folgende Funktionen:

- Entladen der Batterie durch Wirkleistungsabgabe
- Laden der Batterie durch Wirkleistungsaufnahme
- Betrieb als induktiver Blindleistungserzeuger (kapazitive Last)
- Betrieb als induktiver Blindleistungsverbraucher (induktive Last).

Damit erfüllt die Energiekonditionierungsanlage (Kurzzeitspeichersystem und selbstgeführter Wechselrichter) alle Voraussetzungen, um die Aufgabe der Netzfürhung im Inselnetz zu bewältigen. Diese arbeitet mit einer Netzspannungsregelung; dabei stellen sich Wirk- und Blindleistungsabgabe bzw. -aufnahme wie bei einer Synchronmaschine ein (Pesch 1990) (elektronische Synchronmaschine mit aktivem Dämpfer, ELSAD) (Wenske 1999). Wie das Funktionsdiagramm (Bild 4) zeigt, wird die Ausgangs-

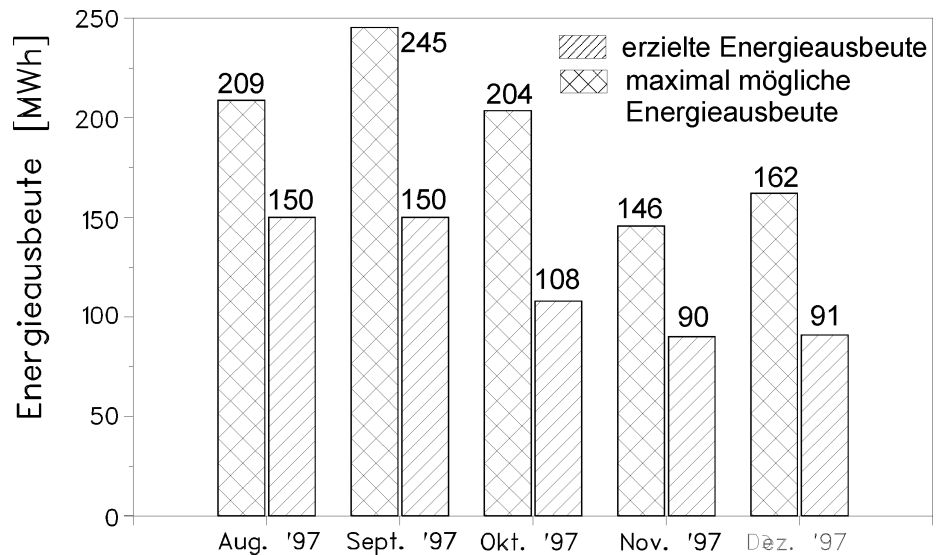


Bild 2: Energieausbeute des Windparks auf Icaria (7 WEK x 55 kW)

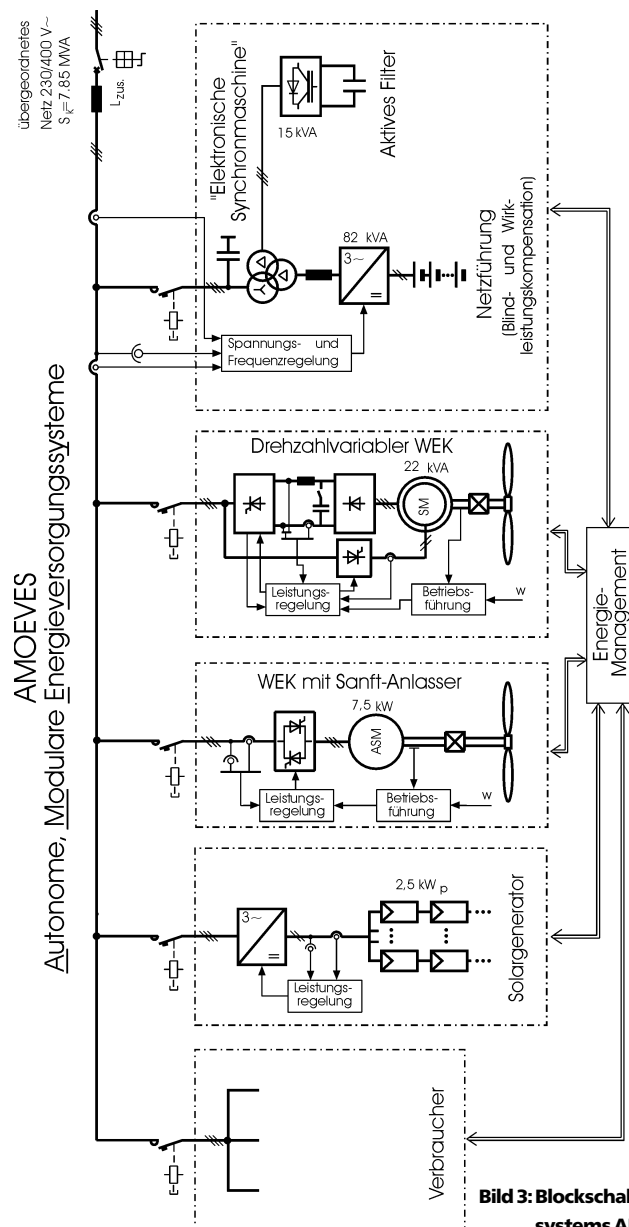


Bild 3: Blockschaltbild des Energieversorgungssystems AMOEVES (Sourkounis et al. 1998)

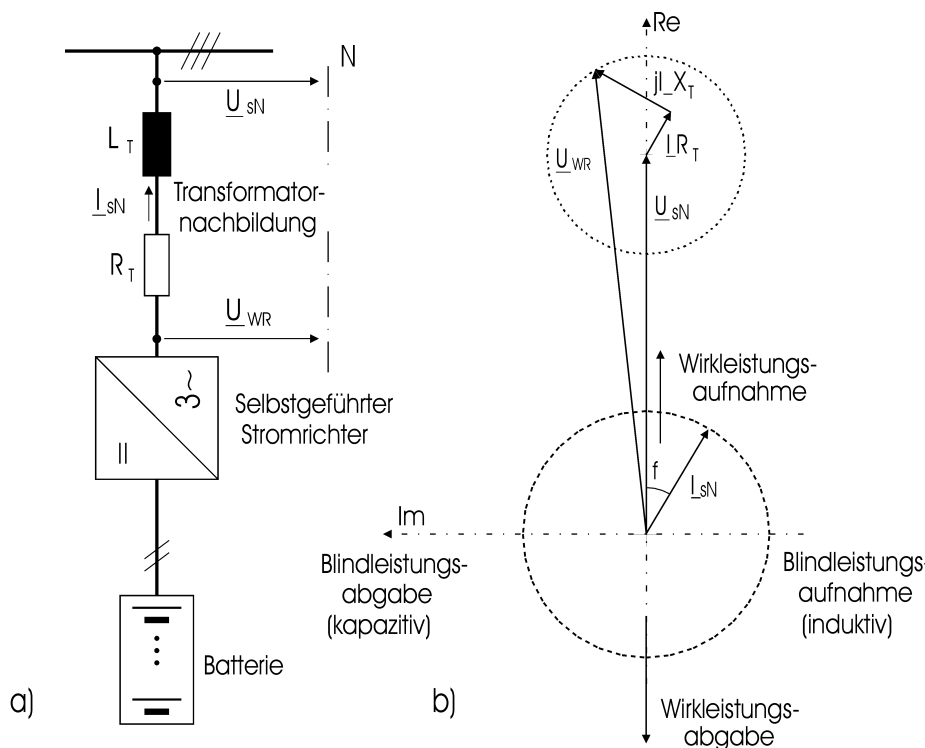


Bild 4: Vierquadrantenbetrieb beim selbstgeführten Stromrichter
a) Schaltung b) Funktionsdiagramm im Verbraucher-Zählpfeilsystem

spannung des Wechselrichters (U_{WR}) so eingestellt, daß eine Spannungsdifferenz zu der zu regelnden Netzspannung entsteht. Diese bestimmt den zur Konstanzhaltung der Netzspannung jeweils erforderlichen Strom in Amplitude und Phasenlage sowie die abgegebene bzw. aufgenommene Leistung.

Durch die starre Frequenzvorgabe des Umrichters wird keine Frequenzregelung innerhalb des Netzes erforderlich, und die von Verbundsystemen

bekannte Leistungs-Frequenz-Abhängigkeit entfällt hier. Wirklaständerungen im Netz haben im Gegensatz zu rotierenden Generatoren auf die Frequenz keinen Einfluß, solange der Strom den maximal zulässigen Wert nicht übersteigt.

Das Konzept der ELSAD (s. Bild 5) ist aufgrund seiner speziellen Reglerstruktur und Betriebsführung auch für den Netzparallelbetrieb mit geregelten Grundschwingungsleistungsflüssen am Netzanschlußpunkt (PCC) geeignet. Durch den

Kurzzeitspeicher ist es zum einen möglich, an der Schnittstelle zum übergeordneten Netz eine bestimmte Übergabeleistung anzuregeln; zum anderen wird durch die dezentrale Energiekonditionierung auch die Netzqualität im transienten und subtransienten Bereich verbessert. Ein schwacher Netzausläufer kann auf diese Weise ohne Netzausbau gestützt und die Versorgungsqualität erhöht werden. Umgekehrt können Netzstörungen innerhalb des übergeordneten Netzes z. B. durch fluktuierende Einspeisung regenerativer Quellen vermindert und das gesamte Erzeugerverhalten im Sinne einer übergeordneten Netzführung verbessert werden. Die ELSAD wird dabei kostengünstig aus standardisierten Betriebsmitteln der Stromrichtertechnik aufgebaut und erscheint aufgrund eines flexiblen Regelkonzeptes für die Teilaufgaben der Energiekonditionierung im Insel- und Verbundnetzbetrieb in den Leistungsklassen von 50 kVA bis 100 MVA als geeignet (Wenske 1999).

Erreicht wird dies durch eine schaltungstechnische Trennung der Energiekonditionierung in den Grundschwingungs- und Oberschwingungsbereich innerhalb elektrischer Netze. Dabei wird das für eine allgemeine Energiekonditionierung günstige Betriebsverhalten einer Synchronmaschine mit Dämpferwicklung elektronisch nachgebildet und das System durch den Einsatz des elektrochemischen Kurzzeitspeichers in seinen Funktionen ergänzt. Der universelle Energiekonditionierer sollte zur Netzstützung bestehender Versorgungsnetze mit beliebiger Kurzschlußleistung und zur Netzführung im Inselbetrieb eingesetzt werden können. Diese Forderungen mußten bei der Entwicklung eines geeigneten Regelkonzeptes für die ELSAD berücksichtigt werden. Aufgebaut ist die Elektronische Synchronmaschine mit aktivem Dämpferkreis im wesentlichen aus zwei selbstgeführten Spannungsumrichtern unterschiedlicher Leistung, einem Dreiwicklungsstromrichtertransformator der Schaltgruppe Ynd5d5 und zwei kombinierten passiven LC-Filtern (s. Bild 5).

Voraussetzung dafür ist eine entsprechend ausgelegte Drehzahl- bzw. Leistungsregelung. Wie die Versuchsergebnisse zeigen (Bild 6), kann durch den flexiblen Betrieb und die hohe Regeldynamik der elektronischen Synchronmaschine ein dem öffentlichen Netz vergleichbare Energieversorgungsqualität erreicht werden.

Ergebnisse der Studie zur Anwendung von AMOEVES auf der Insel Ikaria

Auf der Basis des AMOEVES wurde ein Energieversorgungssystem für die Insel Ikaria konzipiert und mit Hilfe der Simulation untersucht. Neben den Windenergiekonvertern und dem Kurzzeitspeicher mit dem selbstgeführten Wechselrichter, welcher die Aufgabe der Netzführung übernimmt (s. voriger Abschnitt), wurden in das Energieversorgungssystem ein Langzeitspeicher und die vorhandenen Dieselgeneratoren integriert. Als Langzeitspeicher soll ein Pumpspeicherwerk dienen. Die Bodenmorphologie der Insel ▶

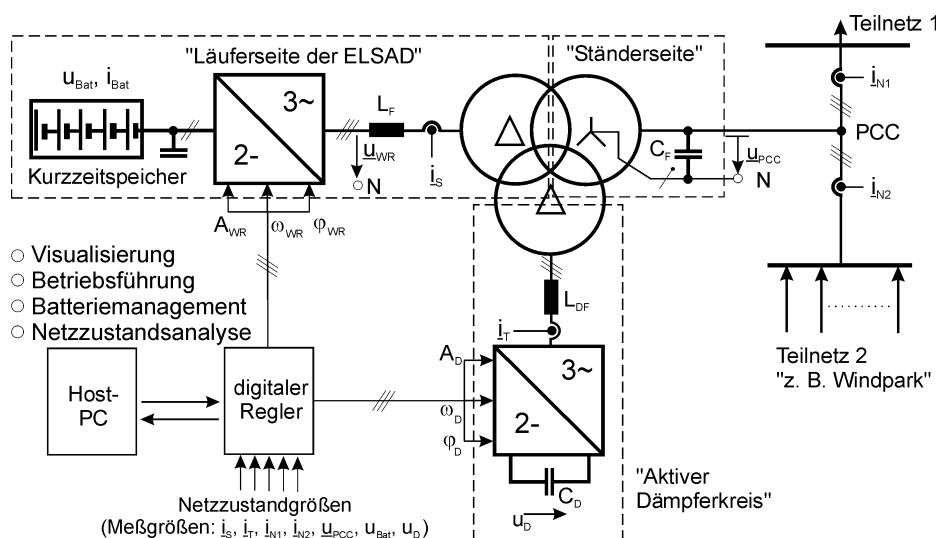


Bild 5: Vereinfachtes Schaltbild der Energiekonditionierungsanlage ELSAD (Wenske 1999)

begünstigt die Speicherung der überschüssigen Energie des Windparks in Form von potentieller Energie. Zwischen dem auf der Insel bestehenden Stausee, welcher als Oberbecken des Pumpspeicherwerks genutzt wird, und dem geplanten Unterbecken besteht eine Höhendifferenz von 520 m. Die große Fallhöhe und das Fassungsvermögen des Oberbeckens von 1 300 000 m³ geben dem Speicher eine hohe Energiespeichertiefe, so daß bei Windstille die Energieversorgung der Insel durch das Pumpspeicherwerk bis zu 50 h gewährleistet werden kann, ohne daß die Dieselgeneratoren in Betrieb genommen werden müssen.

Bei guten Windverhältnissen und Zeiten geringer Last reicht die Wirkleistung des Windparks aus, den Bedarf im Netz zu decken. Für den Fall, daß der Windpark mehr Wirkleistung liefert als benötigt, gehen die Pumpen des Pumpspeicherwerkes in Betrieb, und die überschüssige Energie wird in potentielle Energie umgewandelt, indem sie Wasser vom Unterbecken in das Oberbecken befördern. Die Energie steht für Zeiten mit Lastmaxima bzw. für Zeiten, in denen der Windpark den Bedarf im Netz nicht decken kann, zur Verfügung. Die Leistung ist innerhalb von einigen Minuten abrufbar.

Das Pumpspeicherwerk übernimmt bei Windstillzeiten die Energieversorgung der Insel je nach Last entweder vollständig im Alleinbetrieb oder im Parallelbetrieb mit den Dieselgeneratoren. Das Pumpspeicherwerk bleibt solange in Betrieb, bis der Windpark wieder ausreichend Wirkleistung liefert. Bei lange andauernden Windflauten wird die Betriebszeit des Pumpspeicherwerkes durch das Fassungsvermögen des Unterbeckens bestimmt. Nachdem die Kapazitäten des Speichers ausgeschöpft worden sind, übernehmen die Dieselgeneratoren die Energieversorgung.

Die Simulationsergebnisse des aus

- Dieselgeneratoren
(5 x 750 kW; 2 x 1280 kW)
- Windenergiekonverter
(6 x 500 kW; 7 x 55 kW)
- Pumpspeichersystem
(2 MW, 104 MWh, bezogen auf das untere Becken)
- Kurzzeitspeicher

bestehenden Energiesystems haben gezeigt, daß ca. 85% des Jahresenergiebedarfs durch den Windpark gedeckt werden können. Bei einem Jahresenergiebedarf von 14 Mio kWh würden der Simulation nach 11,8 Mio kWh vom Windpark direkt oder indirekt über die Speicher ins Netz gespeist. Gleichzeitig könnte der Nutzungsgrad der Windenergie von 60% auf ca. 86% gesteigert werden. Dieses ist nur durch den Einsatz des Kurz- und Langzeitspeichers mit entsprechenden Kapazitäten möglich. Gegenteiliges wäre zu erwarten, wenn keine oder nur ungenügende Speicher im Energieversorgungssystem integriert wären, weil das Verhältnis der installierten WEK-Leistung zur maximalen Last von 9% beim bestehenden System auf 84% gestiegen wäre.

Die genannten Verbesserungen spiegeln sich in der höheren Wirtschaftlichkeit des Energieversor-

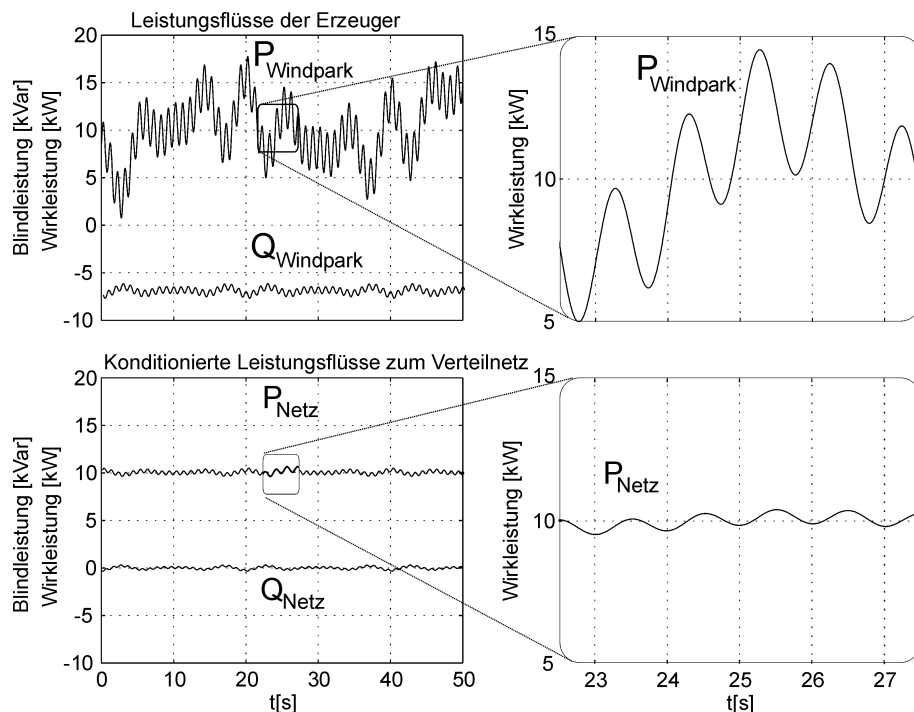


Bild 6: Leistungsflüsse beim Betrieb von AMOEVES am öffentlichen Netz mit und ohne Energiekonditionierung

gungssystems wider. Das heute bestehende Energieversorgungssystem (Wind-Diesel-System) weist Selbsterzeugungskosten um die 0,18 pro kWh auf. Bei dem geplanten Energieversorgungssystem würden diese um die 0,10 pro kWh betragen. Gerechnet wurde mit einer Amortisationszeit von 20 Jahren und einem Zinssatz von 10%.

Zusammenfassung

Ausgehend von den Erfahrungen und Erkenntnissen über dezentrale Energieversorgungssysteme bzw. Inselnetze, welche fluktuierende Energiequellen nutzen, ist ein Autonomes, Modulares Energieversorgungssystem (AMOEVES) im Institut für Elektrische Energietechnik der TU Clausthal entwickelt worden. Dabei sind neben den technischen auch wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt worden.

Die gesetzten Ziele reichen von der Netzfürung im Falle des Betriebes im Inselnetz bis hin zur Energiekonditionierung beim dezentralen Energieversorgungssystem mit Anschluß an das öffentliche Netz. Die Aufgabe der Netzfürung konnte durch den Einsatz eines Kurzzeitspeichers mit selbstgeführtem Wechselrichter gelöst werden, welcher durch den elektrischen Vierquadrantenbetrieb für Blindleistungskompensation ohne ständig mitlaufende Dieselgeneratoren sowie für Glättung kurz- und mittelfristiger Wirkleistungsdifferenzen im Inselnetz sorgt. Die Frequenz wird fest vom Wechselrichter vorgegeben. Bei der Energiekonditionierung im dezentralen Energieversorgungssystem konnte mit leichter Modifikation der Regelstruktur dafür gesorgt werden, daß die

Leistungsflüsse ins bzw. aus dem öffentlichen Netz keine nennenswerten kurz- und mittelfristigen Schwankungen aufweisen.

Am konkreten Beispiel der Insel Ikaria konnte mit Hilfe der Simulation gezeigt werden, daß das AMOEVES auch eine Verbesserung des Nutzungsgrades der Windenergie von ca. 60% bei dem bestehenden Wind-Diesel-System auf 84% bei dem geplanten AMOEVES erzielt. Dies wurde trotz gleichzeitiger Erhöhung der heute installierten WEK-Leistung von 9% gegenüber der maximalen Last von 4 MW auf 86% erreicht. Die Stromerzeugungskosten konnten dadurch von 0,18 auf ca. 0,10 pro kWh reduziert werden.

Anm. d. Red.: Auf Wunsch können über die Verfasser die vollständigen Literaturangaben bezogen werden.

Dr.-Ing. Constantis Sourkounis
Prof. Dr.-Ing. H.-P. Beck
Institut für Elektrische Energietechnik
Leibnizstraße 28
38678 Clausthal-Zellerfeld
Tel.: 05323/72-2594 (Sourkounis)
05323/72-2570 (Beck)
Fax: 05323/72-2104

Dr.-Ing. J. Wenske
Schmiedesberg 2 b
21465 Reinbek