

Inselanlagen - Was kosten sie ?

Georg Bopp, Klaus von Dohlen**, Georg Hille, Hans-Georg Puls*,
Dirk Uwe Sauer, Martin Schulz

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Oltmannsstr. 5, D-79100 Freiburg
Tel.: 0761 / 45 88-219, Fax : 0761 / 45 88-217, email : sauer@ise.fhg.de

* freier Mitarbeiter am Fraunhofer ISE; ** ENNOS GmbH, Freiburg

1. Einleitung

Analysen über die Stromgestehungskosten in photovoltaischen Stromversorgungen für abgelegene Berghütten, Wandergaststätten und Wohnhäuser werden vorgestellt. Wartungs-, Betriebs- und Reparaturkosten in 30 langjährig betriebenen Inselanlagen wurden ermittelt und dienen gemeinsam mit der Analyse der Kosten für Planung, Installation und Komponenten als Basis für Optimierungsrechnungen, die eine systematische Untersuchung des Einflusses verschiedener Randbedingungen ermöglichen. Diese Berechnungen liefern auch die Stromgestehungskosten, die sich bei optimaler Auslegung des Systems und der Betriebsführung ergeben.

Die Untersuchungen zeigen als wichtigstes Ergebnis, daß ein Hybridsystem aus Photovoltaik(PV)- und Motorgenerator mit Batterie in allen realistischen Fällen für die untersuchten Anlagenklassen zu günstigeren Kosten führt, als ein reines Motorgenerator-Batterie-System.

2. Untersuchungen zum Wartungsbedarf und zu den Installationskosten

Als Grundlage für die im folgenden vorgestellten Berechnungen dienen Ergebnisse aus langjährigen intensiven Beobachtungen und Analysen des Betriebsverhaltens von 30 PV-Hybridsystemen [1]. Hauptaugenmerk der Untersuchungen liegt einerseits auf Anzahl und Qualität der auftretenden Störungen und andererseits auf dem zur Minimierung der Störungen und damit der Betriebskosten notwendigen Wartungsumfang. Das Spektrum der untersuchten Systeme erstreckt sich von sehr kleinen Anlagen zur Beleuchtung von Selbstversorgerhütten des Deutschen Alpenvereins über privat genutzte Wohnhäuser bis hin zu bewirtschafteten Objekten mit einem elektrischen Energiebedarf von bis zu 20 000 kWh/a.

Hauptunterscheidungsmerkmale neben der Anlagengröße sind sehr verschiedene Dimensionierungsbandbreiten (jährliche Solare Deckungsraten von 30 bis 85%), die unterschiedliche Nutzungsdauer (saisonal / ganzjährig), die Zugänglichkeit (erhöhte Zugangskosten) und die Größe des eingesetzten Zusatzenergieerzeugers im Verhältnis zur Speichergröße bzw. zur Wechselrichternennleistung.

Die Ergebnisse aus diesen Untersuchungen wurden monetär bewertet und dienen der Ermittlung der Stromgestehungskosten der betrachteten Systeme.

Die Wartungskosten (auch für Einzelkomponenten) wurden auf Basis existierender Wartungsverträge zwischen Anlagenerrichtern und örtlichen Elektrofachbetrieben sowie den

Kundendienstniederlassungen für motorische Stromerzeuger bestimmt.

Zur Ermittlung des Reparaturaufwands wurde jeder einzelnen Störung im Rahmen der Statistik der Kostenaufwand zugeordnet. Somit sind die durchschnittlichen Reparaturkosten für die Einzelkomponenten bekannt.

Teilweise sind die betrachteten Systeme seit über zehn Jahren in Betrieb und zwischenzeitlich ebenso wie moderne Anlagen sehr viel zuverlässiger geworden. Diese Entwicklung wurde durch eine Anpassung der Reparaturkosten an den heutigen Stand der Technik berücksichtigt.

Die verfügbaren Angaben zu den Investitionskosten wurden mit Hilfe eines aktuellen Ausschreibungsergebnisses validiert und den Einzelgewerken zugeordnet.

Zur Bestimmung der Stromgestehungskosten nach der Annuitätenmethode sind die aktuellen Investitionskosten der untersuchten Anlagen auf ein Baujahr (1998) umgerechnet, um die Vergleichbarkeit der Systeme unterschiedlicher Baujahre untereinander und mit den Optimierungsrechnungen zu gewährleisten. Das Ergebnis ist in Abbildung 1 dargestellt.

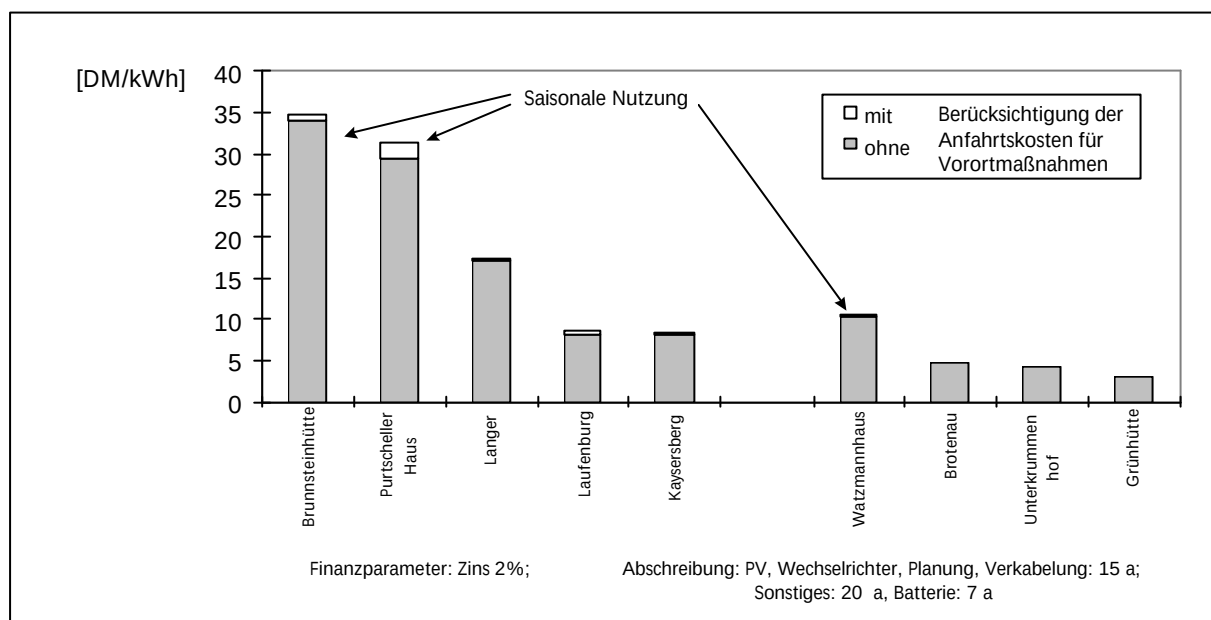


Abbildung 1: Ermittelte Stromgestehungskosten für einige ausgewählte Anlagen

Im linken Block sind die kleineren Objekte mit einem Jahresstromverbrauch zwischen 500 und 1600 kWh/a bei einer solaren Deckungsrate von mindestens 80% aufgetragen, während sich die Werte für den rechten Block zwischen 3300 und 9000 kWh/a bei einer solaren Deckung zwischen 35 und 70% bewegen. Die Kosten bei der saisonalen Nutzung (ca. 4 Monate pro Jahr bei Hütten des DAV) sind ungleich höher als bei der ganzjährigen Nutzung.

3. Methodik der Optimierung und der Kostenberechnung

Basierend auf der zuvor erläuterten Datenbasis wurden Optimierungsrechnungen nach betriebswirtschaftlichen Kriterien über die Systemlebensdauer durchgeführt. Der Optimierung liegt eine vollständige Systemsimulation zu Grunde, in der alle Komponenten durch detaillierte Modelle repräsentiert werden. Für die Batterie und den Dieselgenerator

werden Alterungsmodelle verwendet. Zudem beinhaltet das System eine komplexe Betriebsführung. Die Berechnungen werden unter Berücksichtigung aller Randbedingungen mit dem Ziel einer Kostenminimierung für eine Stromversorgungsaufgabe durchgeführt, die durch eine Lastzeitreihe repräsentiert wird. Die Optimierung erfolgt mit einer Evolutionsstrategie, einem Verfahren der nichtlinearen Optimierung [2],[3]. Dabei kann bei allen Komponenten zwischen verschiedenen Produkten gewählt werden, die Größe der Komponenten ergibt sich aus der Optimierung. So steht es der Optimierung z.B. völlig frei, ob sich eine Systemkonfiguration mit oder ohne PV-Generator ergibt. Wenn ein System ohne PV-Generator unter den gegebenen Randbedingungen günstiger ist, dann wird sich der PV-Generator „wegoptimieren“.

Für jeweils veränderte Randbedingungen wurde eine eigenständige Systemoptimierung vorgenommen. Dies ist notwendig, weil starke nichtlineare Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Parametern bestehen. So führt z.B. eine Erhöhung des realen Kapitalzinssatzes zu geringeren Erstinvestitionen, d.h. zu einem kleineren PV-Generator und somit einer kleineren solaren Deckungsrate, die längere Motorlaufzeiten und somit höhere Betriebskosten verursachen.

Bei geringeren solaren Deckungsraten können kleinere Batteriespeicher eingesetzt werden, dies zieht wiederum eine Anpassung der Ladegerätegröße nach sich. Gleichzeitig muß eine für diese Bedingungen geeignetere Betriebsführung gefunden werden.

Die hier für die Berechnung der Kosten und der Auslegung der Anlage verwendete Systematik unterscheidet sich von einfacheren Ansätzen, in denen die komplexen Wechselwirkungen insbesondere zwischen der Batteriealterung und der Motorgeneratorwartung nicht berücksichtigt werden können [6]. Dies führt insbesondere zu einer positiveren Bewertung des Einsatzes eines PV-Generators in den Systemen.

4. Systeme, Parameter und Randbedingungen

Für die Untersuchungen wurden zwei Referenzsysteme definiert, die sich im jährlichen Energieverbrauch und der AC-Anschlußleistung (Nennleistung des Wechselrichters) unterscheiden.

Bezeichnung	Energieverbrauch	Anschlußleistung	Referenz für Lastzeitreihe
System Groß	11 000 kWh / Jahr	10 kW	Rotwandhaus [4]
System Klein	1 500 kWh / Jahr	3 kW	Energieautarkes Solarhaus Freiburg [5]

Die folgende Tabelle zeigt die Randbedingungen der Referenzsysteme und die durchgeführten Variationen.

Parameter	Referenz	Varianten
Standort	Freiburg	Mexiko Stadt
realer Kapitalzins	6%	2%
Treibstoff	0,60 DM / l	1,20 DM / l, 1,50 DM / l
Personaltag	700 DM / Tag	1200 DM / Tag
Nutzungsart	ganzjährig	saisonal (4 Monate im Sommer)
Kosten PV-Generator	11,- DM / Wp	5,50 DM / Wp
Motorgeneratorleistung	Ladegeräte + Wechselrichterleistung	1. nur Ladegeräte, 2. Ladegeräte und doppelte Wechselrichterleistung

Freiburg wird als typischer mitteleuropäischer Standort angenommen, Mexiko im Vergleich dazu als sonnenreicher Standort mit knapp doppeltem Energieangebot pro Jahr. Der Zinssatz von 6% entspricht etwa dem Darlehenszins für Kleinkredite im langjährigen Mittel. Ein Zinssatz von 2% entspricht dagegen dem Kapitalzins für Guthaben. Die Dieseltreibstoffkosten für die Stromerzeugung liegen in Deutschland bei ca. 60 Pf, da diese Anwendung derzeit noch mit Heizöl betrieben werden darf. Der höhere Preis von 1,20 DM / l entspricht dem aktuellen Dieselpreis incl. Mineralölsteuer, 1,50 DM / l ist nach moderaten Steuererhöhungen realistisch. Die Kosten für einen Personaltag ergeben sich aus den durchschnittlichen Kosten für einen ausgebildeten Handwerker (ca. 85 DM / Stunde), der erhöhte Satz berücksichtigt den schweren Zugang zu einer Anlage mit jeweils mehrstündiger An- und Abreise. Die ganzjährige Nutzung der Anlage ist der Standardfall, die saisonale Nutzung gibt die Bedingungen von Alpenhütten wieder, die nur im Sommer bewirtschaftet werden. Die Kosten für den PV-Generator entsprechen dem aktuellen Preis für den Ankauf von PV-Generatoren für Einzelanlagen (kein Großhandelspreis, incl. USt.). Der günstigere Preis von 5,50 DM/Wp ist eine optimistische Abschätzung für die Zukunft.

Die Größe des Motorgenerators (MG) wird im Referenzsystem so definiert, daß er gleichzeitig die Batterie laden und das Hausnetz versorgen kann, sofern die Hausnetzleistung nicht die Wechselrichternennleistung übersteigt. Die Größe ergibt sich also aus der Nennleistung des Wechselrichters zuzüglich der AC-Nennleistung der Batterieladegeräte. Läuft der MG, wird das Hausnetz direkt vom Generator versorgt. Dies hat auch den Vorteil der Redundanz für den Fall, daß ein Defekt am Wechselrichter auftritt. Das Haus kann dann durch den MG versorgt werden. Als Varianten wurden zwei weitere Fälle untersucht. Im ersten Fall ist die Leistung des MG so gewählt, daß nur die AC-Leistung des Ladegerätes aufgebracht werden kann. Eine Direktversorgung des Hausnetzes ist nicht möglich, auch wenn der MG läuft. Im zweiten Fall wird die Größe des MG so gewählt, daß die doppelte Wechselrichterleistung zusätzlich zur Batterieladung übernommen werden kann. Dies entspricht der Realität vieler Anlagen, in denen neben den normalen Verbrauchern, die über den Wechselrichter versorgt werden können, noch Großverbraucher wie Pumpen, Materialseilbahnen oder Werkstattgeräte vorhanden sind. Deren Leistung ist höher als die Wechselrichternennleistung und diese können nur betrieben werden, wenn ein starker MG eine Direktversorgung garantiert.

Für die weiteren Komponenten werden die folgenden Kosten angenommen :

Planung (großes System)	15 000 DM	Ladegerät	1,50 DM / W
Planung (kleines System)	8 000 DM	Batterie	410 DM / kWh
AC-Installation (großes System)	11 300 DM	Motorgenerator	2,50 DM / W
AC-Installation (kleines System)	6 300 DM	Gestell PV-Generator	1,50 DM / Wp
		Wechselrichter	1,30 DM / Wp
DC-Installation (incl. Laderegler)	2 200 DM + 0,80 DM / W (PV) + 60 DM / kWh (Batterie)		

In der DC-Installation ist der Laderegler mit enthalten. Die Kosten richten sich nach der Größe des PV-Generators und der Batterie, da je nach Größe unterschiedlich hohe Ströme auftreten können. Daraus ergeben sich entsprechende Anforderungen an Kabelquerschnitte, Sicherungen, usw.

Für die Komponenten werden die in der folgenden Übersicht aufgeführten Lebensdauern (Abschreibungszeiten) angenommen :

PV-Generator	20 Jahre	Wechselrichter	15 Jahre
AC-Installation	15 Jahre	DC-Installation	15 Jahre
Ladegeräte	15 Jahre		
Batterie	abhängig von Betriebsweise, Austauschparameter		
Motorgenerator	10 000 Betriebsstunden, maximal 50 Jahre		

Für Batterie und Motorgenerator sind jeweils Alterungsmodelle in der Systemsimulation berücksichtigt, so daß sich die Lebensdauern aus den jeweiligen Betriebsbedingungen ergeben.

Des weiteren werden die einzelnen Komponenten durch weitere Parameter bzgl. der Installations-, der Wartungs- und der Reparaturkosten charakterisiert. Exemplarisch zeigt die folgende Übersicht die Struktur für das Ladegerät :

	Kostenart	Einheit
Investitionspreis	leistungsabhängig	1,50 DM / W
Installation	Sockelbetrag +	210,- DM
	leistungsabhängiger Betrag	0,10 DM / W
Wartung pro Jahr	Festbetrag	0,2 Arbeitstunden / Jahr
Reparatur pro Jahr	prozentual	0,8 % von Investitionspreis

Alle Parameter wurden aus den in Abschnitt 2 beschriebenen Untersuchungen an realen Anlagen und aktuellen Angeboten gewonnen.

5. Ergebnisse

Abbildung 2 zeigt den Vergleich der Stromgestehungskosten für das kleine und das große Referenzsystem. Dargestellt sind auch die Komponentengrößen (Einheitenlos) und die solaren Deckungsraten, die sich bei den jeweils optimalen Systemen unter den Referenzbedingungen ergeben. Für das kleine System (PV: 1,8 kW_p; Batt: 19 kWh; WR: 3 kW) ergeben sich bei einer solaren Deckungsrate von etwa 70% Stromgestehungskosten von 6,48 DM/kWh und für das große System (PV: 6,7 kW_p; Batt: 75 kWh; WR: 10 kW) Stromgestehungskosten von 3,00 DM/kWh bei 52% solarer Deckungsrate.

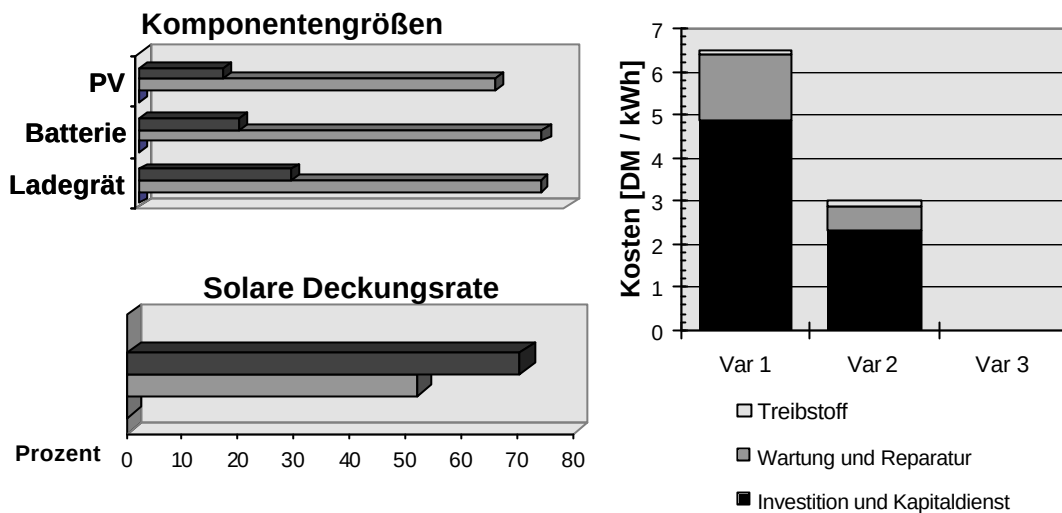


Abbildung 2 : Vergleich zwischen dem „kleinen System“ (Var 1) und dem „großen System“ (Var 2) für die Referenzbedingungen (siehe Kapitel 4). Die Graphik oben links zeigt die Größenverhältnisse für die Hauptkomponenten für das kleine (dunkle Balken) und das große System (helle Balken). Die Graphik unten links zeigt in gleicher Weise die solare Deckungsrate für die beiden Systeme. Die Stromgestehungskosten und deren Anteile durch Treibstoff, Wartung und Reparatur sowie Investition und Kapitaldienst sind in der rechten Graphik dargestellt.

Im folgenden werden die Ergebnisse der Variationen von Randbedingungen, wie sie in Kapitel 4 angegeben sind, für die beiden Systeme aufgeführt. Dabei ist jeweils gegenüber dem Referenzsystem nur der in der Spalte „Variante“ aufgeführte Parameter geändert worden. Die Größen der einzelnen Komponenten unterscheiden sich in den jeweils optimalen Systemen, sind hier aber nicht explizit angegeben.

System	Variante	Stromkosten	solare Deckung
1-groß	Referenz großes System	3,00 DM/kWh	52 %
2-groß	Kosten für PV-Generator 5,50 DM/Wp anstelle von 11 DM/Wp im Referenzfall	2,65 DM/kWh	66 %
3-groß	Saisonbetrieb 4 Monate im Sommer bei gleichbleibendem Energieverbrauch in den entsprechenden Monaten wie im Referenzfall	5,73 DM/kWh	56 %
4-groß	Standort Mexiko anstelle von Freiburg im Referenzfall	2,61 DM/kWh	77 %
5-groß	reines Batterie-Diesel-System	3,29 DM/kWh	0 %
6-groß	Motorgenerator kann nur die Batterie laden und nicht gleichzeitig das Haus versorgen	2,68 DM/kWh	65 %
7-groß	Motorgenerator kann die Batterie laden und die doppelte Leistung des Wechselrichters an das Hausnetz liefern	3,33 DM/kWh	62 %
8-groß	Realzins 2% anstelle von 6% im Referenzfall	2,43 DM/kWh	62 %
9-groß	Treibstoffkosten 1,20 DM/l Diesel anstelle von 0,60 DM/l bei 2% Realzins (Vergleich mit System 8-groß)	2,52 DM/kWh	65 %
10-groß	Treibstoffkosten 1,50 DM/l Diesel anstelle von 0,60 DM/l bei 2% Realzins (Vergleich mit System 8-groß)	2,57 DM/kWh	68 %
11-groß	Kosten für Personaltag 1200 DM/Tag anstelle von 700 DM/Tag bei 2% Realzins (Vergleich mit System 8-groß)	2,65 DM/kWh	71 %

1-klein	Referenz kleines System	6,48 DM/kWh	70 %
2-klein	Kosten für PV-Generator 5,50 DM/Wp anstelle von 11 DM/Wp im Referenzfall	5,91 DM/kWh	77 %
3-klein	Saisonbetrieb 4 Monate im Sommer bei gleichbleibendem Energieverbrauch in den entsprechenden Monaten wie im Referenzfall	13,97 DM/kWh	78 %
4-klein	reines Batterie-Diesel-System	8,25 DM/kWh	0 %
5-klein	Realzins 2% anstelle von 6% im Referenzfall	5,19 DM/kWh	75 %
6-klein	Treibstoffkosten 1,20 DM/l Diesel anstelle von 0,60 DM/l bei 2% Realzins (Vergleich mit System 5-klein)	5,25 DM/kWh	74 %
7-klein	Treibstoffkosten 1,50 DM/l Diesel anstelle von 0,60 DM/l bei 2% Realzins (Vergleich mit System 5-klein)	5,29 DM/kWh	74 %
8-klein	Kosten für Personaltag 1200 DM/Tag anstelle von 700 DM/Tag bei 2% Realzins (Vergleich mit System 5-klein)	5,92 DM/kWh	74 %

Tabelle 1 : Übersicht über die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für verschiedene Randbedingungen für das „kleine“ und das „große“ Referenzsystem

Aus den in der Tabelle 1 dargestellten Ergebnissen lassen sich folgende Schlüsse ziehen :

- PV-Hybridsysteme sind betriebswirtschaftlich die günstigste Lösung zur netzfreien Stromversorgung in den hier untersuchten Anlagenklassen für die unterstellten Randbedingungen insbesondere zum Batteriealterungsmodell und den Annahmen zur Wartung des Motorgenerators.
- Für das kleine Referenzsystem ergeben sich Stromgestehungskosten von 6,48 DM/kWh und für das große Referenzsystem von 3,00 DM/kWh.
- Solare Deckungsraten über 80% sind unter fast allen Randbedingungen unwirtschaftlich.
- Je kleiner der jährliche Energieverbrauch ist, desto höher ist der PV-Anteil bei der wirtschaftlichsten Lösung.
- Durch die erhöhte Versorgungssicherheit bei Auslegung des Motorgenerators derart, daß die Batterie geladen und gleichzeitig das Haus voll versorgt werden kann (Redundanz gegenüber Wechselrichterausfall), erhöhen sich die Stromkosten um etwa 10%.
- Die Erhöhung des Kraftstoffpreises um 150% führt bei kleinen Systemen zu etwa 2% Mehrkosten, bei großen Systemen zu 6% Mehrkosten.
- Der Kapitalzins (Realzins) ist der wichtigste Einflußfaktor auf die Stromkosten. Ein Zinssatz von 6% erhöht die Kosten um 20 bis 25% gegenüber einem Zinssatz von 2%.
- Eine Kostensenkung der PV-Modulpreise um 50% führt nur zu einer Reduktion von 10% in den Stromkosten.
- Die Stromgestehungskosten für große Systeme liegen in sonnenreichen Gebieten nur um etwa 10% unter den Kosten in Mitteleuropa.
- Der Saisonbetrieb verdoppelt die Stromkosten.
- Reine Diesel-Batterie-Systeme sind in allen untersuchten Fällen die teurere Lösung.
- Erst bei höheren Jahresverbräuchen (ca. 15 000 kWh / Jahr) könnte das optimale System auch ein Diesel-Batterie-Systeme sein.
- An abgelegenen Standorten erhöhen sich die Stromgestehungskosten durch die hohen Kosten für die Anreise des Wartungspersonals um 10 bis 15%.

Weitere Untersuchungen haben ergeben, daß ein reines Diesel-Batterie-System für das große System nur dann ökonomischer ist, wenn die Motorgeneratoren mindestens 20 000 h Lebensdauer erreichen, Während dieser Zeit keine Reparaturkosten anfallen und eine Wartung nur alle 500 Betriebsstunden (Referenz 200 h) notwendig ist. Bei den kleinen Systemen ist selbst bei diesen für den Motorgenerator sehr idealisierten und kaum realisierbaren Annahmen ein PV-Hybridsystem die günstigere Lösung für die gegebene Energieversorgungsaufgabe.

Gegenüber einfacheren Rechenansätzen ergeben sich bei unseren Rechnungen Unterschiede in den Stromgestehungskosten von etwa 10% und Vorteile für die PV-Hybridsysteme gegenüber reinen MG-Batterie-Systemen. (vergleiche auch [6]).

6. Zusammenfassung

Eine Minimierung der Stromgestehungskosten ist nur möglich, wenn die Auslegung der Anlage und die Festlegung der Betriebsführung für die jeweiligen Randbedingungen (Standort, Komponentenpreise, Kapitalkosten, Wartungskosten) optimiert wird. Für diese Aufgaben steht jetzt am Fraunhofer ISE ein Werkzeug zur Verfügung.

PV-Hybridsysteme sind die betriebswirtschaftlich günstigste Lösung für Energieversorgungssysteme bis mindestens 15 000 kWh / Jahr. Dabei haben der Standort, die Treibstoffkosten und auch die Modulkosten jeweils für sich nur einen Einfluß von maximal 10% auf die Kosten. Zusammengenommen haben sie einen ähnlichen Einfluß wie der Finanzierungzinssatz. Insgesamt eröffnet aber die Optimierung der Systemauslegung und der Betriebsführung in Bezug auf die Anforderungen des Nutzers und der Berücksichtigung aller Randbedingungen ein Einsparpotential von bis zu 25% gegenüber einer nicht optimierten Anlage.

Darüber hinaus können deutliche Kosteneinsparungen nur erzielt werden, wenn die Kosten für Planung, Elektroinstallation und alle Komponenten gesenkt und der Wartungsaufwand reduziert werden kann.

Stromgestehungskosten unter 2 DM / kWh in Inselanlagen mit weniger als 15 000 kWh Jahresverbrauch bei einem Zinssatz von 6% sind in absehbarer Zeit mit der verfügbaren Technik an keinem Standort zu erreichen.

Die Arbeiten wurden im Rahmen des vom BMBF geförderten Projekts „Qualitätssicherung von photovoltaischen Energieversorgungssystemen“ durchgeführt.

- [1] G. Bopp, R. Neufeld, S. Senft, M. Schulz, *Langjährige Betriebserfahrungen mit 30 Photovoltaischen Energieversorgungssystemen*, 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1998
- [2] G. Bopp, H.-G. Puls, D.U. Sauer, *Optimierungswerkzeug für Auslegung und Betriebsführung - Kostenrechnung und Batteriemodell inklusive*, 13.
- [3] A. Armbruster, G. Bopp, R. Kaiser, H.-G. Puls, D.U. Sauer, *New Concepts for System Design and Operation Control of Photovoltaic Systems*, 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, 1997
- [4] G. Bopp, M. Rehm, E. Rössler, *Erste Erfahrungen mit dynamischen Stromtarifen in autonomen PV-Wind-Diesel-Systemen*, 11. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1996
- [5] A. Armbruster, G. Bopp, A. Goetzberger, H. Lehmberg, J. Luther, K. Voss, *The Self-Sufficient Solar Hous Freiburg: Results and Experience with the PV/Hydrogen System*, 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nizza, 1995
- [6] H. Gabler, *Autonome Stromversorgung mit Photovoltaik: Photovoltaik für die ländliche Elektrifizierung - Realität und Vision*, 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1998