

# PV-Hybrid-Dorfstromversorgung in Laos – Profitabel für Versorgungsunternehmen mit bezahlbaren Preisen für die ländliche Bevölkerung?

Andy Schröter<sup>1</sup>, Soulya Nanthavong<sup>2</sup>, Sebastian Gölz<sup>3</sup>, Brisa Ortiz<sup>3</sup>, Matthias Vetter<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Sunlabob Rural Energy Systems Co.,Ltd

P.O.Box 9077, Vientiane / Lao PDR

Tel: +856 21 313874, Fax: +856 21 314045, Mob:+856 20 5518016

E-mail: [andy.schroeter@sunlabob.com](mailto:andy.schroeter@sunlabob.com), [www.sunlabob.com](http://www.sunlabob.com)

<sup>2</sup>Lao Institute for Renewable Energy LIRE, Vientiane, Lao PDR

<sup>3</sup>Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

## 1. Profitable und bezahlbare ländliche Elektrifizierung in Laos

Die ländliche Elektrifizierung mit Photovoltaik-Hybrid-Dorfnetzen ermöglicht in netzfernen Regionen die ländliche Bevölkerung derart mit Strom zu versorgen, dass nicht nur der Haushaltsbedarf sondern auch der Bedarf gewerblicher Anwendungen gedeckt wird. Ein bisheriges Hindernis der Verbreitung dieser Dorfstromsysteme bestand in einem hohen Subventionsaufwand der Initialinvestitionen und auch der Betriebskosten – oder in hohen Tarifen für die Endnutzer. Dies führt dazu, dass bisher weltweit sehr wenige Unternehmen bereit sind, PV-Hybrid-Dorfnetze zu betreiben. Die Firma Sunlabob Rural Electrification Systems ist ein laotisches Unternehmen, das ohne staatliche Subventionen Energiedienstleistungen für die ländliche Bevölkerung in Laos anbietet. Sunlabob entwickelt gezielt mit Dorfgemeinschaften wirtschaftliche Anwendungen, mit denen aus der produzierten Energie Mehrwert erwirtschaftet wird, zum Beispiel mit Wasserpumpen, Reismühlen und holzverarbeitenden Maschinen. Die Kunden verdienen so nicht nur das Geld für den Strombezug, sondern schaffen auch die Voraussetzung für wirtschaftliche Entwicklung im Dorf und Erweiterung der Anlagen.



## PPP für netzferne Dorfstromnetze

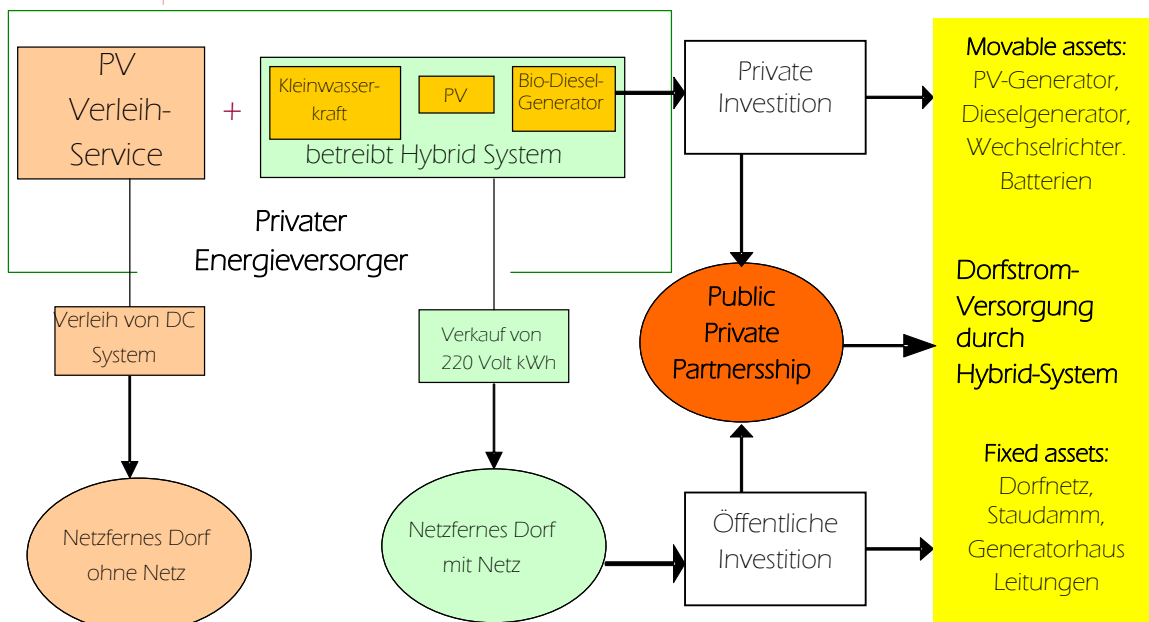


Abbildung 1: Schema zu PPP von Sunlabob Rural Electrification Systems in Laos

Sunlabob bietet seit 2006 Energiedienstleistungen auf Basis von Dorfstromanlagen an. Für Dorfstromversorgungen hat Sunlabob eine Private-Public-Partnership (PPP) entwickelt, das einen dauerhaften Betrieb zu wirtschaftlichen Bedingungen und eine für alle Beteiligten akzeptable Risikoverteilung ermöglicht (Abbildung 1). In diesem PPP Ansatz werden dauerhaft installierte Komponenten - fixed assets - für die Dorfstromversorgung (z.B. Netz oder Gebäude für Erzeugung) von der öffentlichen Hand finanziert, die transportablen Komponenten (Generatoren, Batterien, etc) – moveable assets – und alle Kosten für Ersatz von Komponenten, wie beispielsweise der Batterie, übernimmt der privatwirtschaftliche Betreiber.

## **2. Simulationsstudien zu profitabler Versorgung zu bezahlbaren Preisen**

Ländliche Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien und insbesondere mit Solarenergie hat immer noch hohe Investitionskosten, auch wenn sie bei einem Vergleich mit dem Netzausbau meist die ökonomischere Variante darstellt. So ist es eine Herausforderung und Motivation zugleich, einen Ansatz zu finden, bei dem der Preis und das Versorgungssystem so optimiert werden, dass noch ein gewinnbringendes Geschäft möglich ist. Ein wichtiger Baustein eines solchen Ansatzes ist der schon zu Beginn geförderte produktive Nutzen der Stromversorgung. Der Preis muss so gewählt werden, dass produktive Anwendungen überhaupt möglich sind. Gelingt dies, so sorgen genau diese produktiven Verbraucher schon zu Beginn für einen entsprechend hohen Energieumsatz, was zur Senkung der spezifischen Energiekosten führt. Somit kann auch der Preis für die privaten Bewohner der Dörfer auf ein erschwingliches Niveau gesenkt werden.

Bisher gibt es erste Ansätze zu PPP-Modellen in der ländlichen Elektrifizierung, aber keine Erfahrungen mit deren Umsetzung für Dorfstromnetze. Umso wichtiger ist es, auf Basis von detaillierten Simulationsstudien, Lebensdauerkostenrechnungen und der Erstellung von Businessplänen wichtige Erkenntnisse zu erarbeiten. Im Rahmen dieses Beitrages wird anhand von Simulationsergebnissen und den Kalkulationen des Businessplans gezeigt, ob und wie ein profitables Betreibergeschäft mit PV-Hybrid-Dorfstromanlagen heutzutage schon umsetzbar ist.

### **2.1 Ergebnisse zu PV Diesel Hybrid Grids in Luang Prabang, Laos**

Im Rahmen des von der EU geförderten Projektes DELTA PRO RES hat das Fraunhofer ISE Möglichkeiten für eine kosteneffiziente ländliche Elektrifizierung auf Basis von Dorfstromanlagen in Laos untersucht [1]. Die Herausforderung liegt bei einer technisch optimalen und kosteneffizienten Auslegung und der Ermittlung eines – für den Betreiber – profitablen und – für die Endnutzer – bezahlbaren Tarifs. Mit Hilfe des Einsatzes der Simulationswerkzeuge Homer [2] und Talco [3] gepaart mit praktischen Betriebserfahrungen mit PV-Hybridssystemen wurde eine Machbarkeitsstudie für die laotische Provinz Luang Prabang zur Versorgung von 1700 Haushalten erarbeitet. Unter Berücksichtigung aller verfügbaren technischen, sozialen und ökonomischen Daten war es dabei möglich, eine technisch-ökonomische optimale Lösung auf Basis der erneuerbaren Energiere Ressourcen vor Ort zu entwickeln [4].

Durch eine den lokalen Randbedingungen angepasste Konzeption der Anlagen, die aus Photovoltaik, Dieselgenerator und Batterien bestehen, wird eine drastische Senkung des Erzeugungspreises ermöglicht. Der Anteil der Photovoltaik an der Gesamtversorgung wurde stark vergrößert, die Batteriekapazität stark verkleinert (Reduzierung der Autonomiezeit auf

einen statt drei Tage). Der photovoltaisch erzeugte Strom wird größtenteils tags in gewerblichen Anwendungen (vor allem Wasserpumpen zur Bewässerung) genutzt, die Betriebszeit des Dieselgenerators wurde reduziert, dieser läuft nur noch abends zur Deckung der Spitzenlast (Abbildung 2).

Besondere Aufmerksamkeit in der simulationsbasierten Auslegung und der Entwicklung des dazugehörigen Businessplans wurde auf die Betriebsstrategien des PV Hybrid Mini-Grids gelegt. Die Betriebsstrategie wurde so entwickelt, dass während der einstrahlungsärmeren Monate der Regenzeit bestimmte Lasten steuerbar sind und bei ungünstigen Bedingungen zeitlich verschoben oder abgeschaltet werden können. Dadurch konnte sowohl der kostspielige Dieselbetrieb reduziert, aber auch durch angepasste Ladestrategien die Lebensdauer der Batterie deutlich gesteigert werden, so dass ein Ersatz erst nach 7 Jahren notwendig wird. Eine Einbuße durch die Reduzierung der Bewässerungsleistung ist in der Regenzeit ebenfalls vertretbar.

Simulation eines Tages

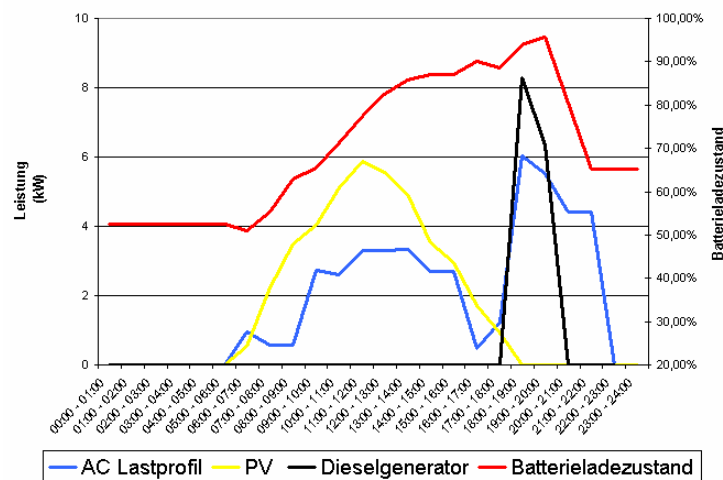
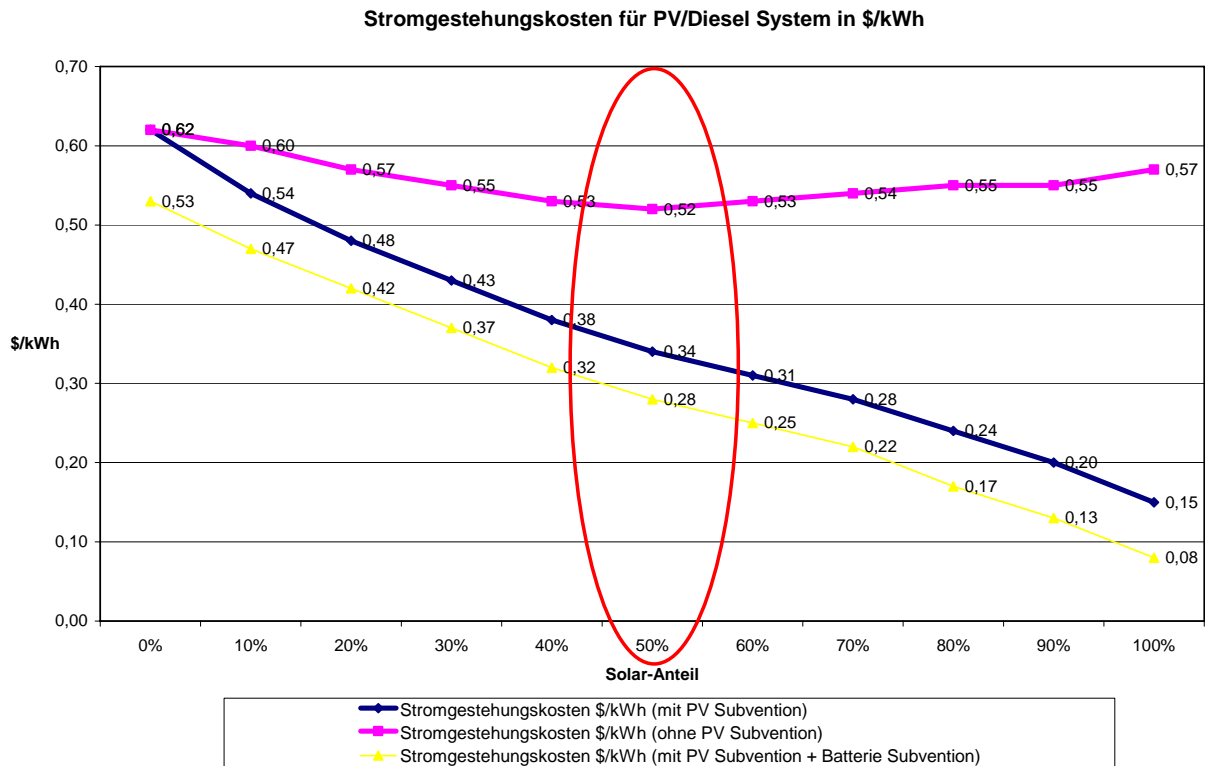


Abbildung 2: Simulation eines Tagesganges für ein Dorf in Laos mit 60 Haushalten. Das System besteht aus einem PV-Generator (6,25 kWp), Dieselgenerator (10 kW), Speicher (28,8 kWh) und Wechselrichter (5 kW)

Die Kosten des technisch-ökonomisch optimierte PV Hybridssystem wurden nun unter verschiedenen Finanzierungsstrategien analysiert. Neben einer Vollkostenrechnung wurde eine Anfangssubvention für die PV-Module zu 100% und eine 100% Anfangssubvention von PV-Module und Batterien kalkuliert (der Ersatz von Batterien muss vom Betreiber getragen werden). Die anhand einer Sensitivitätsanalyse ermittelten Stromgestehungskosten der PV-Dieselanlagen liegen danach zwischen ca. 30 und 50 US Cent/kWh, abhängig vom Subventionsumfang (Abbildung 3).



**Abbildung 3: Sensitivitätsanalyse für ein PV-Diesel-Dorfsystem in Laos mit 60 Haushalten. Das Optimum der Gestehungskosten wurde durch eine technisch-ökonomische Optimierung bei einem Solaranteil von 50% erreicht (rot).**

Die Simulationsstudien zeigen, dass es für einen privaten Betreiber ohne finanzielle Unterstützung (Anfangssubvention von PV-Modulen, Batterien und Wechselrichtern) nicht möglich ist, mit den bestehenden (und quantitativ bekannten Energieressourcen) in der Provinz Luang Prabang ein annähernd wirtschaftliches Geschäft mit Dorfstromanlagen auf Basis von PV-Diesel-Systemen zu betreiben. Eine Tarifbildung auf Basis dieser Stromgestehungskosten<sup>1</sup> wurde von den laotischen Projektpartnern für die Dorfbevölkerung als zu hoch und nicht erschwinglich beurteilt.

Stehen weitere lokale Energieressourcen, wie beispielsweise Wasserkraft zur Verfügung, können dagegen schon heute Hybridsysteme wirtschaftlich betrieben werden. Dabei kann weitestgehend auf teure Batterien verzichtet werden, weil die Stromerzeugung durch Wasserkraft nicht wie Photovoltaik tagesabhängig ist sondern kontinuierlich Strom erzeugen kann. Dass dies möglich ist, zeigt die folgenden Simulationsstudie für ein laotisches Dorf.

## 2.2 Simulationsstudie zu einem PV Hydro Village Grid in Nam Ka Village, Laos

In Laos existieren bereits zahlreiche Kleinwasserkraftanlagen zur (netzfernen) Dorfstromversorgung. Zahlreiche dieser Anlage werden aufgrund ungenügender Wartung zurzeit nicht in ihrer vollen Kapazität betrieben. Die Regierung bzw. der staatliche Stromversorger EdL ist daran interessiert, diese Anlagen an Privatbetreiber zu veräußern.

<sup>1</sup> Die bisherigen Kalkulationen basieren auf Anlagen- und Betriebskosten ohne Finanzierungskosten.

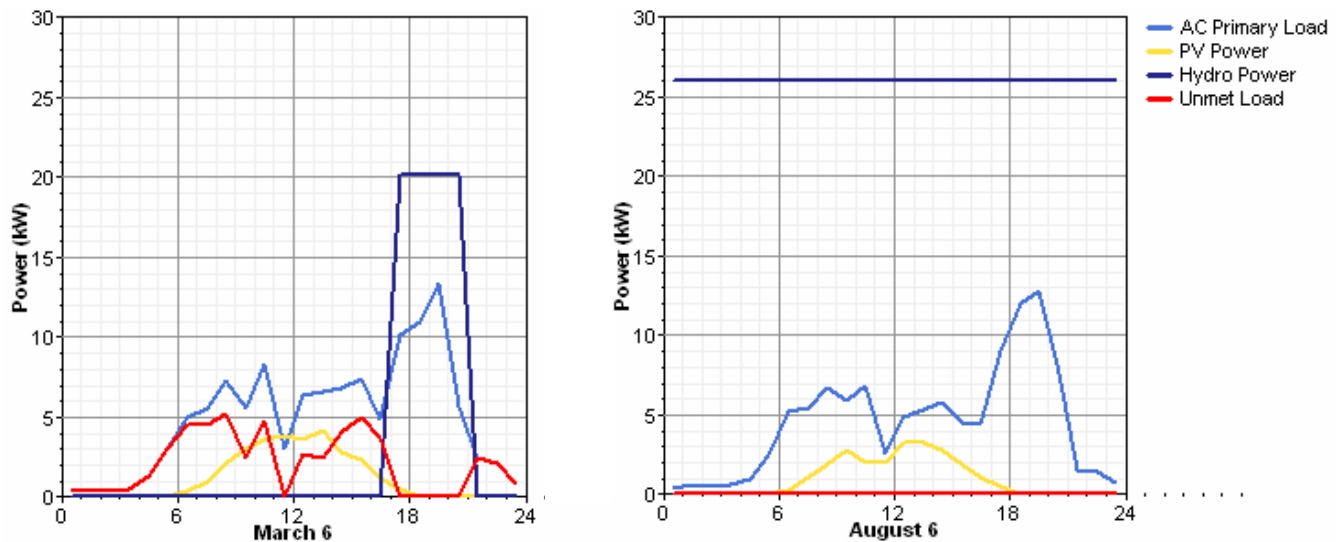
Diese Option ist für Sunlabob als Energieversorger interessant, birgt jedoch eine große Herausforderung: Für Sunlabob liegt die Hauptpriorität bei der Planung von Dorfstromnetzen in einer langfristigen Stromversorgung möglichst ohne Kapazitätsausfälle. Der Ansatz von Sunlabob beinhaltet neben dem Betrieb auch eine systematische Entwicklung von produktiven Verbrauchern zum Wohle der Dorfontwicklung und der eigenen Rentabilität. Erst durch die produktive Nutzung von Strom in größerer Kapazität (Nutzung zur Holzverarbeitung, Betrieb von Reismühlen und Bewässerungssystemen) kann ein wirtschaftlich tragfähiger Betrieb des Dorfstromnetzes erreicht werden. Im Falle der Kleinwasserkraftanlagen bedeutet das für Sunlabob, dass eine 2. Energiequelle hinzugefügt werden muss, um eine kontinuierliche Stromversorgung während der Trockenzeit zu garantieren. PV und Dieselgeneratoren wurden als geeignete Komponenten in Betracht gezogen. Für das Dorf Nam Ka wurden verschiedene Systemvarianten analysiert.

Nam Ka Village befindet sich im Paxay District, Xiengkhuang Provinz in Nordlaos. Das Dorf besteht aus 95 Haushalten mit 585 Personen. Das Weben von Röcken und Tüchern stellt im Moment die einzige Einkommensgrundlage dar. Großes Interesse wurde an der Holzverarbeitung zur Möbelherstellung und an der Nutzung von Reismühlen geäußert [5]. Als Hauptenergiequelle dient eine Kleinwasserkraftanlage mit 26kW, welche das Dorf mit Strom versorgt. In den Monaten Februar und März liefert die Kleinwasserkraftanlage aufgrund der geringen Flussrate (L/s) nicht genügend Strom, um die komplette Nachfrage zu decken. Auf Grund des Wasserreservoirs ist es aber möglich die Anlage in den Abendstunden für 4 Stunden zu betreiben. Die abendliche Spitzenlast kann somit komplett gedeckt werden. Allerdings ist ein wirtschaftlicher Betrieb zu bezahlbaren Preisen (unter 0,2 USD / kWh) durch die fehlenden Einnahmen aus der Produktivnutzung unmöglich.

Wird nun zur Kleinwasserkraft eine PV Anlage von 4 kWp zur Deckung der Tageslast in den Monaten Februar und März ergänzt, sind bezahlbare Stromkosten von unter 0,2\$/kWh durchaus möglich und wirtschaftlich. PV liefert tagsüber ausreichend Strom für Lasten aus den Haushalten und sozialen Gemeinschaftseinrichtungen. Allerdings kann in den Monaten Februar und März tagsüber die bisherige Stromnachfrage nicht komplett gedeckt werden (eine Zunahme an Produktivnutzung ist dabei noch unberücksichtigt). Abbildung 4 veranschaulicht den Sachverhalt an Hand eines Beispiels während der Trocken- und Regenzeit. Die Stromgestehungskosten könnten in diesem Szenario aber unter 0,2 USCent/kWh realisiert werden. Dennoch wird dieses Energiesystem den Ansprüchen von Sunlabob nicht gerecht, da mindestens 2 Monate auf produktive Verbraucher verzichtet werden muss. Auch die Hinzunahme einer Batterie bietet keine befriedigende Lösung, da sie schon bei einer kleinen Kapazität die Stromgestehungskosten über 0,2 USD steigen lässt.

Um die Verfügbarkeit von Produktivstrom ganzjährig zu gewährleisten, ist es für Nam Ka zwingend notwendig einen Motorgenerator in das Hybrid System mit einzubeziehen.

Der Dieselgenerator mit relativ geringen Initialinvestitionen garantiert zwar mit ganzjähriger Verfügbarkeit von Produktivstrom, verursacht aber aufgrund der hohen Dieselpreise hohe Lebenszykluskosten für den Motorgenerator, da er jedoch nur etwa 2 Monate im Jahr benötigt wird, sind diese Kosten besser zu rechtfertigen als ein PV Generator in vergleichbarer Kapazität. Lokal produzierter Biodiesel aus Jatropha könnte teuren Diesel zum Teil ersetzen und zu einer Kostenreduzierung der Strompreise beitragen.



**Abbildung 4: Links: Simulation eines Tagesganges für Nam Ka während der Trockenzeit. Rechts: Simulation eines Tagesganges während normalem Wasserstand. PV-Generator (4 kWp), Kleinwasserkraft (26 kW), in rot der ungedeckte Energiebedarf**

### 3. Voraussetzungen für weitere Verbreitung von PV Hybrid Dorfstromnetzen

Die oben beschriebenen Untersuchungen zeigen, dass ländliche Elektrifizierung auf Basis von PV-Hybrid-Dorfnetzen die Nutzung von Strom für Produktivanwendungen mit moderater Kapazität ermöglicht und somit wesentlich zur Entwicklung der Dörfer und der Regionen beitragen kann. Sollen diese Dorfnetze von privaten Firmen wie beispielsweise der Firma Sunlabob in Laos betrieben werden, müssen die anfallenden Kosten (Investitionskosten der „movable assets“ wie in Abbildung 1 und Betriebskosten für Treibstoff, Wartung und Instandhaltung) durch die Stromtarife gedeckt werden, die für die Dorfbevölkerung erschwinglich sein müssen. Die in diesem Beitrag vorgestellten Untersuchungen zeigen allerdings, dass Dorfnetze versorgt mit PV-Hybrid-Anlagen für private Betreiber immer noch Kosten verursachen, die für die ländliche Bevölkerung zu nicht bezahlbaren Strompreisen führen. Sind Ressourcen wie Kleinwasserkraft, Wind oder zukünftig Biomasse verfügbar, können dagegen schon heute für private Betreiber profitable PV-Hybrid-Dorfnetze mit moderaten Strompreisen für die Endnutzer realisiert werden. Sind allerdings lokal weder Wasserkraft noch Windkraft nutzbar, reicht die Aufteilung in „fixed assets“ und „movable assets“ aus nicht aus. Trotz sinkender Photovoltaiksystemkosten und steigender Dieselposten hängt die Verbreitung von Photovoltaik-Hybrid-Dorfnetzen von zwei wesentlichen Voraussetzungen ab: Angemessener Finanzierungsmaßnahmen und der Vergleich verschiedener Versorgungsansätze und –technologien für die jeweiligen geographischen, klimatischen und sozio-ökonomischen Bedingungen anhand von Simulationsstudien.

#### 3.1. Finanzierungsansätzen

In Deutschland und mittlerweile in einigen anderen europäischen Ländern wie Spanien, Italien oder Griechenland wird die netzgekoppelte Nutzung erneuerbarer Energien durch eine Einspeisevergütung von bis zu 50 Eurocent/kWh gefördert. Die entstehenden Kosten werden in Deutschland von den Energieversorgern durch ein Umlageverfahren auf alle Endkunden gleichmäßig aufgeteilt. Für Inselsysteme werden auf europäischer Ebene

innerhalb der „Working Group 4 Developing Countries der PV Plattform“ ähnliche Möglichkeiten diskutiert (vgl. [1] und [7]). Durch einen derartigen Ansatz könnte theoretisch die Verbreitung von Photovoltaik in der ländlichen Elektrifizierung auf Basis von Dorfstromversorgungen gefördert werden, indem private Betreiber von Dorfnetzen eine zusätzliche Vergütung für die photovoltaisch erzeugte und genutzte Energie erhalten, die auf alle Stromkunden im Land umgelegt wird. Die Umsetzung dieses Ansatzes ist leider in vielen Schwellen- und Entwicklungsländern allerdings nicht ganz unproblematisch, da in vielen Ländern eine Umlage volkswirtschaftlich nicht vertretbar ist (in Laos kostet die kWh im Netz maximal einen USCent), zudem fehlt die politische Bereitschaft, zuverlässige und langfristige rechtliche Rahmenbedingungen für ein Umlageverfahren zu schaffen, um sowohl private Betreiber als auch die notwendigen Investoren dafür zu begeistern. Wie durch die beschriebenen Simulationen deutlich wird, ist eine Vergütung von mehr als 35 USCent/kWh des PV Stroms in PV-Hybrid-Dorfnetzen notwendig - eine solche Vergütung kann nur von wenigen Ländern im Umlageverfahren erbracht werden.

Eine andere Finanzierungsstrategie ist die Initialsubvention, wie sie bisher in vielen Ländlichen Elektrifizierungsprojekten realisiert wird. Bei dieser Strategie ist entscheidend, dass ein nachhaltiger Betrieb und Ersatz von Komponenten ohne weitere Subvention möglich ist. Nur dadurch kann ein privater Anlagenbetreiber eine dauerhafte zuverlässige Stromversorgung garantieren.

Zahlreiche Finanzdienstleister verfolgen die Entwicklung im Markt der ländlichen Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien mit großem Interesse, Modellen wie das eingangs dargestellte PPP steht mittelbare beträchtliches Kapital zur Verfügung – so lange es gelingt, die dargestellte Profitabilität des Privatbetreibers zu erreichen.

### **3.2. Vergleichende Machbarkeitsstudien**

Ländliche Elektrifizierung wird erfolgreich, wenn eine optimale Systemlösung für die verfügbaren Energieressourcen, den (existierenden oder erwartbaren) Energiebedarf für Haushalts- und produktive Lasten (und damit eine Stärkung der Zahlungsbereitschaft der Endkunden) und einem erschwinglichen und profitablen Strompreis bildet. Um die verschiedenen existierenden Bedingungen – auch „existing assets“ – systematisch zu berücksichtigen und in einer entsprechenden Machbarkeitsstudie zu integrieren, ist die Simulation von Systemkonfigurationen und deren technisch-ökonomische Optimierung eine notwendige Voraussetzung für die sinnvolle Auswahl von Investitionen. Bereits in dieser Phase kann die Qualitätssicherung von Energieversorgungsanlagen eine Schlüsselrolle für Erfolg oder Niederlage spielen.

### **4. Schlussfolgerungen:**

Die oben dargestellten Arbeiten zeigen ebenso wie Studien in Mexiko [8], dass profitable und erschwingliche ländliche Elektrifizierung in der Kombination von Photovoltaik, Kleinwasserkraft und (Bio-) Dieselgeneratoren in Dorfnetzen unter bestimmten Randbedingungen möglich ist. Bisher sind erste Pilotanlagen in Laos in der Implementierungsphase, die von Investoren und Banken mit großem Interesse verfolgt werden.

Aus den bisherigen Studien und Feldaktivitäten können folgende Schlussfolgerungen für eine profitable, bezahlbare und nachhaltige ländliche Elektrifizierung gezogen werden:

- Netzferne Dorfstromnetze mit erneuerbarer Energieerzeugung sind die Zukunft der netzfernen ländlichen Elektrifizierung, da sie wirtschaftliche Entwicklung und Einkommen für die Dorfbevölkerung generieren.
- Wasserkraft ist dabei die günstigste Ressource, da sie im optimalen Fall 24 h zur Verfügung steht. Wasserkraftbetriebene Dorfstromnetze können heute bereits als profitable PPP realisiert werden.
- Unter bestimmten Bedingungen kann Kleinwasserkraft in Kombination mit PV und anderen Ressourcen ebenfalls auf günstige Stromgestehungskosten kommen, so dass auch diese mit einem PPP realisierbar sind. Solche Systeme müssen mit Simulation und eventueller Optimierung vorab auf ihre Profitancen geprüft werden. Dabei sollte die Entwicklung von einkommensteigernder Produktivnutzung im Gesamtkonzept integriert sein. Nur durch die produktive Nutzung entsteht die Kaufkraft bei den Dorfbewohner für die Energiekosten. Ist die Machbarkeit gegeben, sind (Hybrid-) Dorfstromnetze immer anderen Energiesystemen (SHS, Picohydro, etc) vorzuziehen.
- Gibt es keine profitable Dorfstromlösung, sind andere Systemlösungen (SHS, Solarlampen, wie sie Sunlabob im Portfolio hat, zur ländlichen Entwicklung einzusetzen, auch wenn damit die sozio-ökonomische Entwicklung der ländlichen Regionen weniger stark unterstützt werden kann wie mit Dorfstromnetzen.

## 5. Literatur

- [1] Weber, C.: Technische und ökonomische Betrachtung für die Projektplanung von profitabler und erschwinglicher ländlicher Elektrifizierung in Laos, unveröffentlichte Bachelorarbeit, Fraunhofer ISE, Freiburg, 2006
- [2] National Renewable Energy Laboratory NREL, HOMER, The Micropower Optimization Model, USA, 2005 [www.nrel.gov/homer](http://www.nrel.gov/homer)
- [3] Puls, H.G., Sauer, D.U., Bopp, G., Proceedings 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, München, 2001
- [4] Gölz, S.; Maigne, Y; Mozas, K.: Success factors for sustainable Private business operation of Decentralised Rural electrification with PV – Results from the project “Delta PRO RES” In the lower Delta Mekong countries, in: Proceedings, 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference & Exhibition, Dresden, 2006
- [5] Sundqvist, E., Warlind, D.: Report Nam Ka, Sunlabob, Vientiane, Laos, 2006
- [6] B. Ortiz, M. Vetter, G. Ebert: Research and Technology Development to operate Mini-Grids, based on Renewable Energies, with new Financing Schemes that support Rural Areas of the Developing World. Diskussionspapier der „PV Platform Working Group 4 Developing Countries“, Nov. 2006.
- [7] [www.eupvplatform.org](http://www.eupvplatform.org).
- [8] B. Ortiz: Can carbon credits contribute to finance projects for rural development? in: Proceedings, 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference & Exhibition, Dresden, 2006