

太陽光・マイクロ水力発電ハイブリッドシステムの経済性に関する一考察

Consideration concerning with economy of a grid-connected hybrid power system with photovoltaic and micro-hydroelectric power system

銭谷順平^{*1} 保坂純哉^{*1} 宮下真吾^{*2} 山崎重人^{*2} 鮎澤優輔^{*3} 谷 辰夫^{*4}
J. ZENIYA J. HOSAKA S. MIYASHITA S. YAMAZAKI Y. AIZAWA T. TANI

Abstract

As a part of various electric power sources, photovoltaic power system (PV system) and micro-hydroelectric system (MH system) are expected to be one of the important systems in distributed and renewable power systems. The authors have analyzed economy of a grid-connected hybrid power system (HB system) with PV and MH systems from point of view of electric energy cost using various conversion efficiencies of system components useful life, annual charge ratio and so on. It is found that HB system in the system which was excellent in economical efficiency with all synergistic effect of PV and MH systems. Furthermore, it was shown that convention efficiency improvement and like extension of the system make cost cheaper.

キーワード：太陽光発電システム、マイクロ水力発電システム、ハイブリッド発電システム、発電コスト

Key Words: photovoltaic power system, micro-hydroelectric power system, hybrid power system, energy cost

1. まえがき

先に筆者等は太陽光発電（以下PVという）とマイクロ水力発電（以下MHという）とを組み合わせた太陽光・マイクロ水力発電ハイブリッドシステム（以下HBシステムという）を提案し、PVシステム、MHシステムとHBシステムの諸特性を比較し考察した。その結果、HBシステムは、安定して電力を供給することが可能であることや発電電力量を負荷へ直接供給する割合が多く発電電力量を有効に利用できる。また、商用電源から負荷への電力供給量の年間CO₂排出量に比べ約53%削減できるなど望ましいシステムであることが分かった¹⁾。

本論文では、まずHBシステムを構成する要素機器の効率やコストモデルなどを用いて、HBシステムの発電コスト算定式を示した。また、PVシステムを構成する太陽電池モジュールの高効率化やシステムの長寿命化が発電コスト低減につながることを定量的に述べた。さらに、PVシステム、MHシステム、HBシステムの各要素機器の効率、コストモデルなどをベースにして、HBシステムの発電コストを求め論述した。

その結果、PV、MHシステムの発電コストは互いにマスキングされて、今後の技術開発の進展によっては現用の商用電源の発電コストと比肩する発電コストを実現する可能性があることが分かった。

なお、本提案の系統連系型ハイブリッドシステムは、設置場所が限定されるものの、民家近くを流れる有効落差、水量、流速が十分である河川でのマイクロ水力発電の設置を想定しており、ハイブリッドシステムからの出力を配電するためのコストは建設コストに含まれるものとした。

2. HBシステムの構成と発電コスト算出手法

HBシステムは図1に示すように、PVシステムとMHシステムとを組み合わせ構成されたものであり、一台のパワーコンディショナで両システムの電力が調整される。また、発電した電力量はできるだけ直接負荷に供給されるよう制御されるが、発電電力量の余剰、不足量は商用電源と売買電する系統連系方式である。

^{*1} 諏訪東京理科大学卒研（2007年度）

^{*2} 諏訪東京理科大学卒研（2008年度）

^{*3} 諏訪東京理科大学院生

^{*4} 諏訪東京理科大学教授

〒391-0292 長野県茅野市豊平5000-1)

E-mail: tani@rs.suwa.tus.ac.jp

(原稿受付：2009年3月16日)

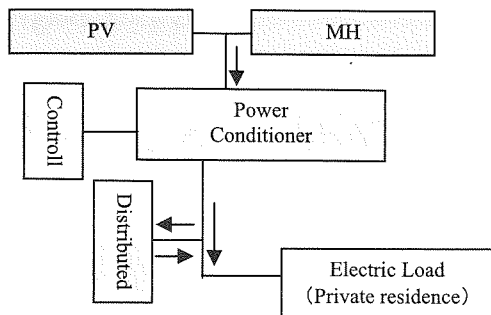


Fig.1 HB system configuration

発電コストは主に建設費、設備利用率、資本回収係数に関係し、建設費が安価なほど、設備利用率が大きいほど、資本回収係数が小さいほど安価になる²⁾。各単独システムの発電コストはPVシステムの発電コストを E_1 (円/kWh)、MHシステムの発電コストを E_2 (円/kWh) とするとこれらは式(1)、式(2)で表わされる。

$$E_1 = \frac{M(r_c + O \& M)}{8760 \times C_{f1}} [\text{円} / \text{kWh}] \quad (1)$$

$$E_2 = \frac{M(r_c + O \& M)}{8760 \times C_{f2}} [\text{円} / \text{kWh}] \quad (2)$$

(1)、(2)式は以下のように説明できる。これらの算定式では、設置に必要な資金は金融機関等から調達するものとし、システムの耐用年数、原価償却費、金利、保守点検費などを考慮して支出総額を求める。一方、耐用年数での発電量と発電コストとを掛けた値を収入総額とし、支出総額と収入総額が釣り合うように発電コストを決めている。(1)、(2)式で用いられている記号については、 M は各システムの総建設費 (円) であり、 r_c は資本回収係数である。

r_c は調達した資金の金利や場合によっては保険や取得税などが含まれる。さらに残存価格率が含まれるが、この値にはシステムの原価償却費 (返還金額) が関係する。本論文では、システムの耐用年数を将来の技術開発を想定して 20 年から 50 年とした。残存価格率はこれらの耐用年数 1 年前のシステム価格が当初価格の 10% とする定額年賦法 (直線法) を用いている。例えば、耐用年数 20 年のとき、保険や取得税が建設費に含まれているとすると、 r_c の金利の 0.037 と、残存価格率の 0.084 との和である 0.121 となる。 $O \& M$ は運転保守費であり、PV、MH システムに対しては、それぞれ 0.005 (0.5%)、0.01 (1.0%) とした²⁾。

また、これらの式に含まれる、 C_{f1} と C_{f2} は PV システムと MH システムの設備利用率であり、これらの値は(3)式で表わされるように、年間発電量、定格容量 R [kW]、8,760 時間 (1 年間の時間数) に関係する。

$$C_f : \text{設備利用率} = \frac{\text{年間発電量}}{R \times 8760} \quad (3)$$

一方、HB システムの発電コストは、単独システムの各々の発電コストとそれぞれの設備利用率から式(4)で計算されるとした。この式は HB システムの発電コストが各単独システムの設備利用率で重み付けされた値である。

$$E = \frac{E_1 \times C_{f1} + E_2 \times C_{f2}}{C_{f1} + C_{f2}} [\text{円} / \text{kWh}] \quad (4)$$

なお、本論文の発電コストは、発電コストに基準値を設け、この値と求めた発電コスト値との比で表わされる発電コスト比で表示した。詳細については結果と考察のところで述べる。

3. システムの概要

図 1 に示すように、本論文で対象にした HB システムの電流の流れは矢印の方向であり、HB システムを構成する PV システム、MH システムの仕様は表 1 のようであり、HB システムの設置場所として長野県茅野市 (東経 138 度 10 分、北緯 35 度 59 分、標高約 800m) を選んだ。

Table.1 Specifications

MH system	Rated capacity : 1kW×4 Operation hours : 7:00 to 21:00 Type : cross flow Diameter of water wheel : 0.4m Available heads : 1.5m Conversion efficiency (Water mill) : 0.6 Conversion efficiency (Generator) : 0.85
PV system	Rated capacity : 17kW Air mass : 1.5 Conversion efficiency (PV) : 0.10~0.22 Conversion efficiency (Power conditioner) : 0.71 Environmental data : METPV・Suwa ²⁾
HB system	MH system plus PV system

3. 1 PV システム

HB システムを構成する PV システムは次のようである。システムを構成する太陽電池アレイは多結晶シリコン太陽電池である。システムの年間発電量は、システムを構成する各部の効率と後に述べる諏訪市の 1 時間毎の傾斜面全天日射量と外気温度などの環境データを用いて、1 年間 (8760 時間) の繰り返し計算で求めている。この時の太陽電池アレイの 1 時間毎の発電量は式(5)、式(6)で求めた。

$$P(n) = \eta P_0 \{1 - \alpha (t + 2.5)\} \quad (5)$$

$$P_0 = I S p \eta \eta_T$$

(6)

ここで、 $P(n)$: 1月1日零時から1時間後の太陽電池アレイの発電量 [kW]、 P_0 : 外気温度 25°C の太陽電池アレイの発電量 [kW]、 η : 太陽電池モジュールの基準条件のときの変換効率 (後ほど述べる)、 α : 温度係数、一般に太陽電池アレイの出力は、太陽電池モジュールに組み込まれているセルの温度上昇に伴って、低下するためこの係数で補正している。 t : 外気温度 [°C]、 I : 1時間当たりの傾斜面全天日射量 [kW/m²]、 S : 太陽電池アレイ面積 [m²]、 η_T : 統合変換係数でシステム各部の各効率をまとめたものであり、後ほど説明する。

システムの定格容量は 17kW である。発電コストは太陽電池モジュールの変換効率の変化に伴って発電コストに大きく関係する。本論文では、太陽電池モジュールの変換効率は 10~22% であるとした。ただし、これらの値はセル温度が 25°C、基準日射強度が 1000W/m²、エアマスが 1.5 のときの値である。一般に太陽電池モジュールの α は負の温度係数を持つが、本論文では使用した太陽電池モジュールは多結晶シリコン太陽電池モジュールであり、この値を 0.005 であるとした。

パワーコンディショナの変換効率などを含めた統合変換係数 η_T を定義し、その値は 0.71 であるとした。ここで、統合変換係数とは、システム各部の効率をまとめたもので次の積とした。まず、フロントガラスの塵埃などによる汚れ係数を 0.93、日射強度の強弱、負荷の重い軽いにかかわらずパワーコンディショナの変換係数を 0.91 とした、また、太陽電池アレイ出力の集電用導線、配線による損失をまとめて配線係数として 0.94、とした。さらに、太陽電池アレイ出力と負荷との不整合性をアレイ負荷整合係数とし、この値を 0.88 とした²⁾。

入力する環境データは(財)日本気象協会(JWA)が開発した太陽光発電システム用標準データ(METPV)を用いた³⁾。このデータは全国 150 地点の気象データベースで傾斜面全天日射量、傾斜面直達日射量、外気温度、風向、風速などが 1 年分のデータとして、1 時間毎に整理されている。本論文で用いたデータは、長野県諏訪市に真南にしかも傾斜角度 30 度で設置された太陽電池アレイに対する傾斜面全天日射量と外気温度のデータである。これらのデータによって求めた設備利用率は 0.134 となった。

3. 2 MHシステム

MH システムの設置場所は茅野市内を流れる上川(鬼場橋付近)とした。マイクロ水力発電の定格容量は 1kW であり、形式はクロスフロー型を想定した。これは、低落差で流量が豊富な里山に近い河川に適用することにある。マイクロ水力発電の発電量は設置場所河川の流量、有効落差などに関係し、式(7)、式(8)のように表される^{(4),(5)}。

$$Q = SN$$

(7)

$$P = 9.8QH \eta_t \eta_g$$

(8)

ここで Q : 河川の平均流量 [m³/s]、 S : 水車の断面積 [m²]、 N : 河川の平均流速 [m/s]、 P : 発電出力 [kW]、 H : 有効落差 [m]、 η_t : 水車効率、 η_g : 発電機効率

上川の年間平均流速の測定値は 0.87m/s であり、6 月中旬の梅雨期では短期間 20% 程度の流速の増加が測定されたが、年間を通して、ほぼ一定の流速を得ることが出来ることがわかった¹⁾。また、有効落差は 1.5m とした。水車効率、発電効率をそれぞれ 0.6、0.85 とした。

MH システムの定格出力を 1kW とするとこれらのデータにより、クロスフロー型の水車の直径は 0.4m となる。本論文では、このようなマイクロ水力発電装置を 4 台設置するとした。また、定期点検、台風などによる増水などに起因する運転不能期間を考慮して、年間を通して 7 時 00 分に起動し、21 時 00 分に停止する運転パターンとした。その結果 MH システムの設備利用率は 0.58 となった。今後、マイクロ水力発電の技術開発や導入が進み、運転実績データが蓄積されれば、本論文で示した設備利用率が大幅に改善される可能性がある。

3. 3 モジュール変換効率・定格容量とモジュールコスト

図 2 は太陽電池モジュール変換効率とモジュール 1W 当たりのコストの調査結果である^{6),(7)}。図の横軸は太陽電池モジュールの変換効率であり、縦軸はモジュールの 1W 当りの価格である。調査したデータの変換効率は 9% から 17% であったが、近い将来の技術開発によって 17% から 22% まで上昇し、価格は調査データの延長線(点線)にあるとした。図 3 は太陽電池モジュール変換効率に対するモジュール一枚当たりの定格容量と太陽電池モジュールコスト比の関係である。いま、変換効率が 14% のときのモジュール一枚あたりの定格容量を 150W とし、変換効率が 22% のときのそれを 240W とする。この間、図のように変換効率の上昇に従って直線的に定格容量が増加すると仮定すると、変換効率が 20% の太陽電池モジュール一枚当たりの定格容量は約 215W となる。一方、図 2 の太陽電池モジュールの 1W 当たりのコストを参照して、図 3 で太陽電池変換効率が 14% の太陽電池モジュール一枚当たりコストを 1.0 とすると、20% の太陽電池モジュールの一枚のコスト比は約 1.2 となる。

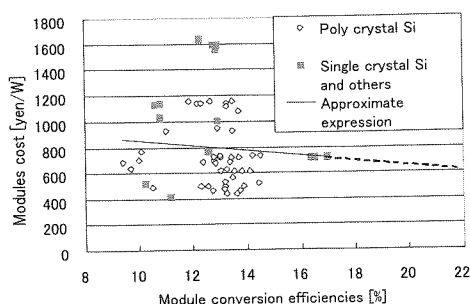


Fig.2 Relationship between module conversion efficiencies and cost per W

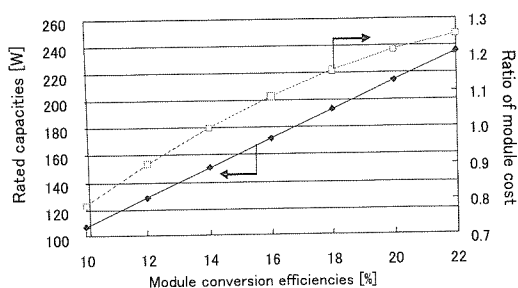


Fig.3 Relationship between module conversion efficiencies and rated capacities, ratio of module cost

3. 4 パワーコンディショナ等のコストモデル

パワーコンディショナ等のコストダウンは技術開発等の進展によっており、明確に示されていないのが現実である。ただ、ともすれば太陽電池モジュールの変換効率向上やコストダウンに関心が払われがちであるが、本論文では全建設費の 40% がパワーコンディショナ等の費用と仮定しており、この値は無視しうるものではない。しかし、パワーコンディショナの変換効率に関しては、各種の技術開発が進み今後大きく上昇することは考え難い状況にある。

一方、太陽光発電システムの長寿命化のための技術開発が期待されており、パワーコンディショナのコストダウンは構成要素のスリム化や高い信頼性の部品採用、大量生産などで図られるものとし、大胆であるが、現状の単位容量当たりのコスト比を 1.0 としたとき、3 年後にコスト比が 0.88、5 年後にはそれが 0.8 となると仮定した。

4. 年間負荷電力量と軒数

対象にした個人住宅の年間消費電力量は 4000kWh であり、システムは何れも系統連系方式とした。また、現在のわが国の実情に合わせて、売買電力単価を同一価格とした。

われわれの生活パターンに対応して日負荷パターンが設定できる。本論文で解析したこれらのシステムは系統連系方式であり、発電電力量の一部は商用電源を介して売買されるが、結果的にはすべて住宅負荷へ供給されるため図 4 の 1 種類とした⁶⁾。日負荷パターンは 1 年間で約 90 日間に分割

し、それぞれ春・秋季、夏季、冬季の 3 種類とした。この電力パターンの年間電力量の各季の割合は、春・秋季を 1.0 としたとき、夏季が約 1.40、冬季が約 1.13 である⁸⁾。

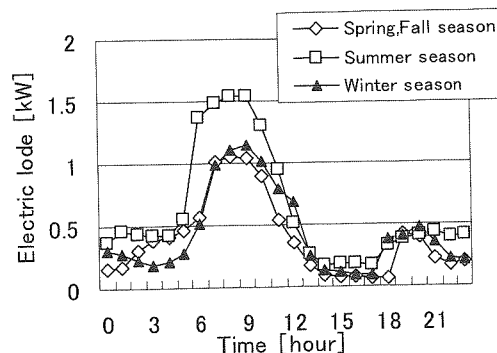


Fig.4 Daily electric load patterns

電力供給される住宅軒数は、単独システム (PV システムと MH システム) ではそれぞれ 5 軒、HB システムでは 10 軒とした。

各システムの発電コストの計算は、傾斜面全日射量、河川の流速データなどの環境データ、年間の日負荷パターン、PV システム、MH システム各部の変換効率などの特性、各システムのコストモデルなどが主要データである。計算は 8,760 時間 (365 日×24 時間) の繰り返し計算を行い、年間発電量、式 (1) から (4) より各システムの発電コストを求めている。

5. 結果と考察

5. 1 PV システムのモジュール変換効率と発電コスト

PV システムの発電コストを低減するには、システムを構成する太陽電池モジュール変換効率の高効率化があげられる。図 5 は PV システムの太陽電池モジュール変換効率に対する発電コスト比の関係である。図の横軸は太陽電池モジュールの変換効率であり、縦軸は発電コスト比である。発電コスト比とは以下の条件のもとで計算した発電コストを基準 (1.0) にして、比で表示した値である。

①太陽電池モジュールの変換効率が 14% ②年間消費電力量 4,000kWh を供給する PV システムの定格容量が 3.4 kW ③太陽電池モジュール 1 枚の定格容量が 150W でアレイは 23 枚で構成 ④システムの耐用年数が 20 年 ⑤1kW 当たりの建設費の 60% が太陽電池アレイ価格、残りの 40% がパワーコンディショナなどの価格であるとしている。

建設費が 65 万円/kW のとき、発電コストは約 50 円/kWh となる。以下にこの値を基準値 (1.0) として用いた。この図から太陽電池モジュールの変換効率が改善されるに従い、太陽電池モジュールの必要枚数が減少し、その結果発電コスト比が小さくなるのが分かる。たとえば、太陽電池モジュールの変換効率が 14% から 20% に改善すること

により、発電コストが 18% 程度低減される。

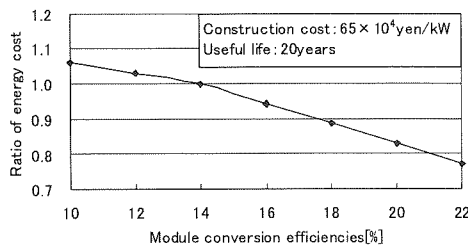


Fig.5 Relationship between module conversion efficiencies and Ratio of energy cost

5. 2 MH システムの発電コスト

近い将来、MH システムが導入されれば重要な小容量電源としてその活用が期待できる。このシステムの最大の特徴は年間の設備利用率が PV システムのそれに比べ 4 倍以上大きいことであり、発電コストも安価になる。

図 6 は MH システムの建設費に対する発電コスト比の関係である。横軸は建設費であり、縦軸は発電コスト比である。発電コストの基準値 (1.0) は PV システムの基準の発電コストである 50 円/kWh である。

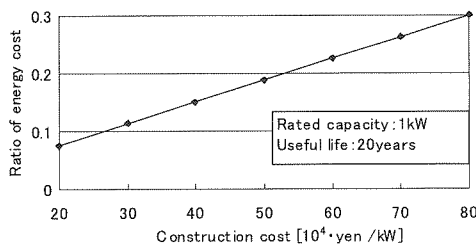


Fig.6 Relationship between construction cost and ratio of energy cost for micro hydroelectric power system

MH システムでは発電コストに大きく関係するのは設備利用率である。本論文ではこの値が 0.58 であるため、建設費が 80 万円/kW のときの発電コスト比は約 0.3 (発電コストが約 15 円) となった。なお、このときの定格容量、耐用年数はそれぞれ 1kW、20 年である。

5. 2 PV システム・MH システムの寿命延長と発電コスト

式 (1) から明らかなように発電コストを低減する方法の他の一つはシステムの長寿命化を図り資本回収比率を下げることである。図 7 は PV システムの耐用年数に対する発電コスト比の関係である。横軸は耐用年数であり、縦軸は PV システムと MH システムの発電コスト比率である。縦軸の基準値 (1.0) は 50 円/kWh である。また、MH システムの建設費は 80 万円/kW である。図から、技

術開発が進み、耐用年数が 20 年から 40 年に延長できたとすると、両システムとも発電コスト比が約 30% 低減できることになり、システムの寿命延長も大きな要素に成り得ることを示している。

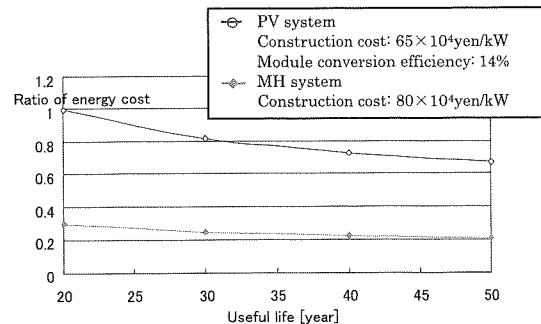


Fig.7 Relationship between useful life of system and ratio of energy cost

5. 3 PV システムのモジュール変換効率・耐用年数・発電コスト

図 8 は PV システムの太陽電池モジュール変換効率[%]、耐用年数[年]、発電コストの関係である。

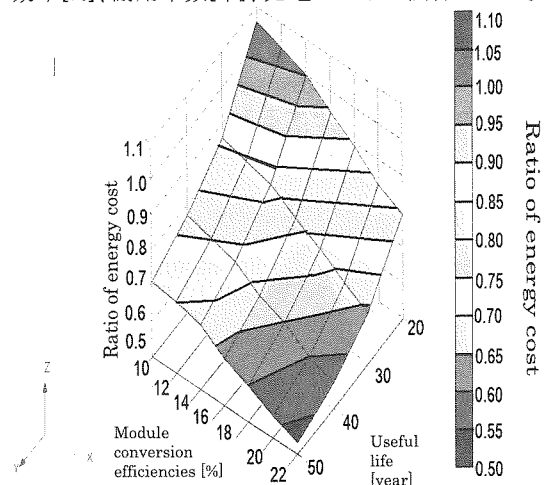


Fig.8 Relationship of conversion efficiencies, useful life and ratio of energy cost for PV system

図の X 軸は太陽電池モジュールの変換効率であり、Y 軸は耐用年数、Z 軸は発電コスト比である。Z 軸の発電コスト比の基準 (1.0) は太陽電池モジュールの変換効率を 14%、耐用年数を 20 年とした時の値である。右側の帯は発電コスト比を 1.1~0.5 の範囲で色別に帯状で示している。図より太陽電池モジュールの変換効率を 10~22% とし、システムの耐用年数を 20~50 年としたが、これらの値は将来の技術開発成果を想定したものである。その結果、これらの 2 つのパラメータは発電コストの低減に大きく寄与する事が分かった。例えば、太陽電池モジュールの変換効率を 14% から 20% に改善し、

耐用年数を 20 年から 40 年に延長できたとすると発電コスト比率を約 40%低減させることができる。発電単価で表わすと約 50 円/kWh から 30 円/kWh になると計算された。

5. 4 HBシステムの発電コスト比

図 9 は HB システムの発電コスト比を示したものである。図の X 軸は PV システムの太陽電池モジュールの変換効率[%]であり、Y 軸はマイクロ水力発電の建設費[万円/kW]、Z 軸は HB システムの発電コスト比である。発電コスト比の基準(1.0)は発電コストが 50 円/kWh としたときの値である。図のコスト比は 0.45~0.20 の範囲で右側に色別に帯状で示してある。なお、図 9 は HB システムの耐用年数が 20 年の時の関係を示している。例えば、太陽電池モジュールの変換効率が 14%、MH システムの建設費が 80 万円/kW のとき HB システムの発電コスト比は約 0.43 (発電コスト 21.3 円/kWh) であり、基準値の 1.0 に比べ大きく低減される。また、太陽電池モジュールの変換効率が 14%から 20%に改善されたとすると、発電コスト比は約 0.40 (20 円/kWh) になることも分かる。これは両システムを組み合わせることによって、両者の設備利用率が大きく影響し HB システムの発電コスト比は大きく低減されることを示している。

一方、HB システムの耐用年数が 20 年から 40 年に寿命延長できたとすると、発電コスト比は基準値に比べ 72%低減され、発電コストが 35.6 円/kWh 安価となった。

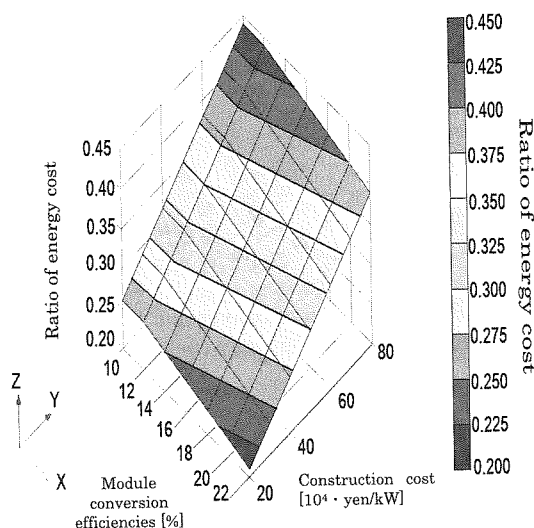


Fig.9 Relationship of conversion efficiencies, contraction cost and ratio of energy cost HB system

6. まとめ

本論文で明らかにしたことは次の通りである。

- 1) 太陽光・マイクロ水力発電ハイブリッドシステム (HB システム) の発電コスト算定式はこのシステムを構成する PV システム、

MH システムの発電コストを求め、各システムの設備利用率で重み付けすることにより導いた。

- 2) PV システムの太陽電池モジュールの変換効率を改善することにより、発電コストを低減することができる。例えば、現状の建設費 65 万円/kW、耐用年数 20 年、太陽電池モジュール変換効率 14%の発電コストは約 50 円/kWh であり、変換効率が 20%に改善されると、この値は約 18%低減される。
- 3) システムの寿命延長が発電コストの低減に大きく寄与することが分かった。例えば、PV システム、MH システムともに、耐用年数を 20 年から 40 年に延長することによって、発電コストが約 30%低減させることができる。
- 4) HB システムを構成することによって、両システムの発電コストが互いにマスキングされて、現用の商用電源コストに比肩する発電コストを実現する可能性があることが分かった。さらに太陽電池モジュールの変換効率の改善や長寿命化を図ることによって、その可能性がさらに高まることが期待できる。

参考文献

- 1) 花岡、三井、谷、平田：マイクロ水力・太陽光発電ハイブリッドシステム特性の一考察 太陽エネルギー 第 33 巻、第 3 号 p63~ (2007 年 5 月)
- 2) 島田、小林、沖村、鮎澤、谷：太陽光発電システムの発電コスト及び CO₂削減率に関する一考察 太陽光エネルギー 第 34 巻、第 5 号 p51~ (2008 年 11 月)
- 3) NEDO; NEDO 資料「標準気象データ(METPV-2)」
<http://www.nedo.go.jp/METPV2.exe>
- 4) 電気学会編：発変電工学〔改訂版〕電気学会 P.95 (1990.9)
- 5) 清水幸丸編：再生型自然エネルギー利用技術 パワー社 P. 149 (2006. 4)
- 6) 各 PV システム販売会社に対する調査結果；シャープ <http://www.sharp.co.jp/sunvista/index.html> など (2009.1 月現在)
- 7) S 社よりの私信；(2008 年 8 月、2009 年 1 月)
- 8) (社)日本建築学会 住宅内のエネルギー消費量に関する調査研究委員会；住宅におけるエネルギー使用費データベース(2006.8.19 取得)
<http://tkkankyo.eng.niigata-u.ac.jp/HP/HP/datab ase/index.htm>