

## 太陽電池による水素生産コストの試算

伊原征治郎<sup>1)</sup>, 若松清司<sup>2)</sup>, 金竹隆志<sup>3)</sup>,  
鈴木譲<sup>4)</sup>, 太田時男<sup>5)</sup>

<sup>1)</sup>日本工業大学 埼玉県南埼玉郡宮代町, <sup>2)</sup>太陽光発電技術研究組合  
東京都文京区音羽, <sup>3)</sup>新三国機械 大阪市淀川区, <sup>4)</sup>鈴木商館 東京都  
板橋区, <sup>5)</sup>横浜国立大学 横浜市保土ヶ谷区

### Cost Estimate of Photovoltaic Hydrogen Production

Seiji Iihara, Seiji Wakamatsu, Ryuji Kanatake  
Jou Suzuki, and Tokio Ohta

The cost of liquid hydrogen from water electrolysis is estimated assuming the electricity is produced from photovoltaic power plant located in an overseas desert. The assumed system consists of the plants of solar cells, storage batteries, seawater desalination, water electrolysis, hydrogen liquefaction, liquid hydrogen holders, and ocean cryo-tankers. The calculated CIF price of liquid hydrogen is compared with that of the fossil fuels. Effect of carbon tax on the break-even point of the price of hydrogen is briefly discussed.

#### 1. はじめに

太陽エネルギーとその搬送媒体に最も適した水素エネルギーは、資源制約が無く環境汚染もない理想的なエネルギーであるが、現状では価格が高過ぎるために積極的な導入の動きは生じていない。しかし、従来の市場価格に含まれていない社会コストを定量化する研究が数年前から進みはじめ、この隠れたコストを燃料価格の比較で考慮すれば、太陽エネルギーと水素エネルギーが結局は経済的になるという期待が現れた。それにともなって、太陽／水素エネルギーシステム自体のコストが再び関心の対象になってきた。

太陽／水素エネルギーが化石燃料を代替できる量は、年間日射量と利用可能な用地面積に依存する。先進工業国の多くは太陽放射密度が低い低緯度地帯に位置し、晴天日数も比較的少なく、利用できる日射量が少ない。たとえば、日本の中心部の年間平均日射量は豪州の砂漠に較べると半分以下である。したがって単純に考えると、太陽発電プラントの設備費が日本では砂漠の2倍以上になる。逆に言えば設備費が半分以下になる可能性があるので、砂漠に太陽発電プラントを建設する提案がこれまでにしばしばなされている。

日射が豊富で広大な砂漠はいずれも日本とは遠く海を隔てているので、適当な長距離エネルギー輸送方式が必要になるが、技術的に実現性が高いと思われるのは、太陽電池と水の電気分解設備で生産した水素を、液化してタンカーで運ぶ方法である。このようなシステムによって日本に運び込む水素の経済性を評価する

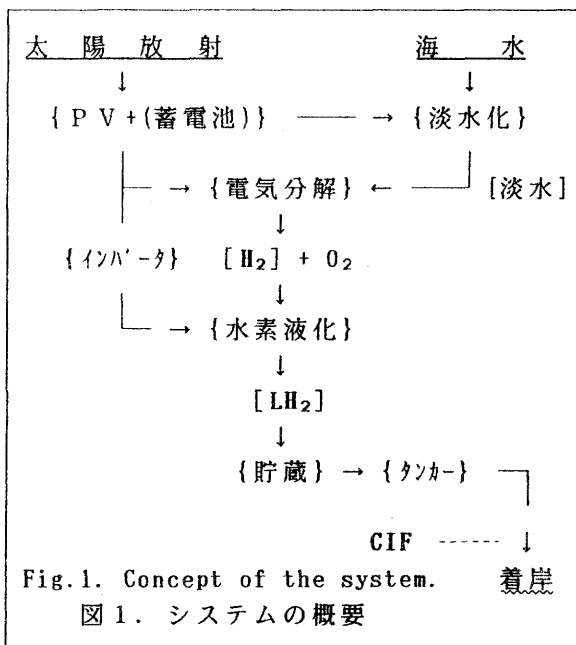
のが、本文の目的である。10～20年後の技術として実現可能と思われるシステム構成要素を選び、一般に推定されているそれらのコストと効率の値を用いて水素の価格試算を行う。

## 2. システムの概略

検討するシステムの概略を図1に示す。海外の砂漠に設置した太陽電池{PV}から得られる電力で、海水淡水化と電気分解を行い水素を生産する。この水素を液化して緩衝用のタンクに貯え、クライオタンカーで日本に輸入する場合の着岸点に於けるCIF (Cost+Insurance+Freight) 価格を試算する。淡水、NaCl、O<sub>2</sub>、冷熱等に考えられるクレジットは計算に入れない。

PVプラントの設置場所を、南緯23°48' (豪州) の砂漠とすると、平均日射量は2,199 [kWh/m<sup>2</sup>・年]あるいは約6 [kWh/m<sup>2</sup>・日]の実測値がある<sup>1)</sup>。これより年間連続平均値は0.251 [kW/m<sup>2</sup>]である。日射ピーク値1 [kW/m<sup>2</sup>]を仮定すると、平均晴天時間は6 [時間/日]である。

タンカー巡航速度15 [knot]、往復距離14,000 [km]、荷揚・卸2日とすれば、輸送1サイクルが23日及び15 [航海/年/隻]となる。予備的試算により、タンカーの積載容量9,415 [ton・LH<sub>2</sub>/隻]、および3隻の順次輸送を仮定した。輸送容量の6%が往復の燃料に消費されて輸送量は8,850 [ton・LH<sub>2</sub>/隻]になり、液体水素の年間輸入量は398,250 [ton]、エネルギー量にすると56.5 [PJ/年]である。



## 3. コスト計算

### 3.1. データ

計算に用いるデータを要約して表1に示す。外国のコストデータを多く参照したが、それらは年率1.37%のescalation rateで1985年価格に換算した。

### 3.2. タンカー輸送

LH<sub>2</sub>タンカーの輸送量8,850 [ton・LH<sub>2</sub>/隻]は、およそ125,000 [m<sup>3</sup>・LH<sub>2</sub>]である。この総トン数は約121,000 [GT]と推定される<sup>13)</sup>。燃料消費量42 [kJ/ton・km]より往復14,000 [km]の所要燃料を求めると71,148 [GJ]で、積載エネルギー量1,255,461 [GJ]の6%になる。すなわち輸送効率は94%である。LH<sub>2</sub>タンカー建造費は135,000 [m<sup>3</sup>]のLNGタンカー価格350 [億¥/隻]より推定する。LH<sub>2</sub>の場合は10%高、およびスケールファクタ0.5として、船価 (350×1.1×(125,000/0.94/135,000)<sup>0.5</sup>) 382 [億¥/隻]を得る。

輸送コストは年経費率16%および船出費5%より、 $382 \times 10^8 [\text{¥/隻}] \times 3 [\text{隻}] \times 1.05 \times 0.16 / 56.5 \times 10^{15} [\text{J}] = 3.408 \times 10^{-7} [\text{¥/J}] = 341 [\text{¥/GJ}]$ , である。

### 3.3. 貯蔵タンク

LH<sub>2</sub>生産量と輸送量8,850[ton·LH<sub>2</sub>/隻]の調整用として, 9日間程の緩衝貯蔵タンクをLH<sub>2</sub>生産プラント側に設ける。タンカー燃料6%, 蒸発損失1%, 荷役時損失2%, 合計9%の増加分を見込むと貯蔵容量9,646.5[ton], これを二重壁真空パーライト断熱型の容量46,800m<sup>3</sup>(3,300[ton·LH<sub>2</sub>])タンク3基で貯える。表1のデータより貯蔵タンクの価格は, 合計約50[億¥]とする。

表1. 参照データ

太陽光発電システム <sup>2-4)</sup>	
・セル効率 <sup>2)</sup> :	①現状19%(2cm角20.5%), ②目標23%, ③タンデム型の目標40%
・7レイ効率 ( $\eta_p = (0.783(\text{占積率}) \times \text{セル効率})$ ):	① $\eta_p = 0.15$ , ② $\eta_p = 0.18$ , ③ $\eta_p = 0.31$
・モジュール価格 <sup>2)</sup> $c_m$ :	①200,000[¥/kW], ②&③120,000[¥/kW]
・架台価格(含工事費) <sup>3)</sup> :	20,000[¥/m <sup>2</sup> ]
・PV7レイ価格 ( $A = \text{モジュール価格 } c_m + \text{架台価格}$ ):	
① A1 =	$200,000 [\text{¥/kW}] + 20,000 [\text{¥/m}^2] / 0.15 [\text{kW/m}^2] = 0.333 [\text{M¥/kW}]$
② A2 =	$120,000 [\text{¥/kW}] + 20,000 [\text{¥/m}^2] / 0.18 [\text{kW/m}^2] = 0.231 [\text{M¥/kW}]$
③ A3 =	$120,000 [\text{¥/kW}] + 20,000 [\text{¥/m}^2] / 0.31 [\text{kW/m}^2] = 0.185 [\text{M¥/kW}]$
・年間連続平均日射に対する発電量 ( $0.251 [\text{kW/m}^2] \times 7\text{レイ効率}$ ):	①0.038[kW/m <sup>2</sup> ], ②0.045[kW/m <sup>2</sup> ], ③0.078[kW/m <sup>2</sup> ]
・インバータ:	効率 $\eta_i = 0.98$ , 出力P[kW]の価格 $C = 200,000 P^{0.5} [\text{¥}]$ 価格 $c_i = 0.2 [\text{億¥/10MW}]$
・蓄電池:	鉛蓄電池またはリチウムイオン型電池 10,000[¥/kWh] 効率 $\eta_b = 0.8$ (充電0.9, 放電0.9)
海水淡水化 <sup>5-7)</sup>	
・方式:	2段逆浸透法(RO)とイオン交換樹脂(IER)のカスケード
・IERプラント運転電力:	5[kWh/ton·H <sub>2</sub> O]
・2段ROプラント運転電力:	前段10.4[kWh/ton·H <sub>2</sub> O], 後段12.5[kWh/ton·H <sub>2</sub> O]
・価格:	40~48[億¥] / 24,000[ton·H <sub>2</sub> O/day]プラント, スケールファクタ 0.8
水の電気分解 <sup>8)</sup>	
・方式:	SPE(高分子固体電解質)水電解プラント
・効率:	$\eta_e = 0.825 = 4 [\text{kWh/Nm}^3 \cdot \text{H}_2]$ at 1.65V
・価格:	110[億¥] / 産出量32,000[Nm <sup>3</sup> ·H <sub>2</sub> /hr] (=105.6[MW]), スケールファクタ 0.7
水素液化 <sup>8,9)</sup>	
・104.2[ton/h] Claude Cycleプラント価格:	1.108[億¥], スケールファクタ 0.8
・効率:	0.4 = 9.93[kWh/kg·H <sub>2</sub> ]
貯蔵タンク <sup>8,10)</sup>	
・方式:	二重壁真空パーライト型, 蒸発率0.06[%/日], 荷役時蒸発損失2%
・容量46,800m <sup>3</sup> (3,300[ton])建設コスト:	16.7[億¥], スケールファクタ 2/3
LH <sub>2</sub> タンカー <sup>11-13)</sup>	
・135,000[m <sup>3</sup> ] LNGタンカー-建造費350[億¥], 液体水素タンカーの場合10%高を仮定	
・スケールファクタ 0.5, 年経費率(燃料費除く) 16%, 乗出費5%	
・燃料消費量42[kJ/ton·km] (10万[GT]級)	
コスト係数	
・水素生産システム投資回収係数0.087 (寿命20年, 利子率6%), O&M(補修費, 人件費, 一般管理費, 保険等) 10%	
・タンカー年経費率16%, 船出費5%	

### 3.4. LH<sub>2</sub>生産システムの条件

設備容量をそれぞれ、水素液化機 $X_L$  [MW], 水の電気分解 $X_E$  [MW], 海水淡水化 $X_D$  [MW], 蓄電池 $X_S$  [MWh], 及びPVアレイ $X_P$  [MW]で表し、まず、生産量およびエネルギーの収支の条件を次のように求める。

23[日/航海/隻], 3[隻]の輸送に整合するLH<sub>2</sub>の生産量は、1日平均1,218[ton]=48,000[MWh/day]必要であるから、 $24[h] \times X_L \geq 0.257 \times 48,000$  [MWh]すなわち、

$$X_L \geq 514 \text{ [MW]} \quad \text{----- (1)}$$

水電解プラントの水素ガス生産量は48,000[MWh/day]であるから、 $24[h] \times X_E \geq (1/0.825) \times 48,000$  [MWh]より、

$$0.825X_E \geq 2,000 \text{ [MW]} \quad \text{----- (2)}$$

淡水化の電力原単位は表1より28[kWh/ton·H<sub>2</sub>O], これは水素ベースに換算すると、0.0064[MWh/MWh·H<sub>2</sub>]であるから、 $24[h] \times X_D \geq 0.0064 \times 48,000$  [MWh]。したがって、

$$X_D \geq 12.8 \text{ [MW]} \quad \text{----- (3)}$$

日照時間以外に液化機、水電解プラント、及び淡水化プラントを運転するための蓄電池容量を、それぞれ $X_{SL}$ ,  $X_{SE}$ , 及び $X_{SD}$  [MWh]と置く。

液化機運転エネルギーは  $6X_L + 0.9X_{SL} = 0.2926 \times 48,000$  [MWh]であるから、

$$6X_L + 0.9X_{SL} = 12,336 \text{ [MWh]} \quad \text{----- (4)}$$

水電解プラントでは  $0.825 \times (6X_E + 0.9 X_{SE}) = 48,000$  [MWh]すなわち、

$$4.95X_E + 0.7425X_{SE} = 48,000 \text{ [MWh]} \quad \text{---- (5)}$$

淡水化プラントでは  $6X_D + 0.9X_{SD} = 0.006395 \times 48,000$  [MWh]より、

$$6X_D + 0.9X_{SD} = 306.96 \text{ [MWh]} \quad \text{----- (6)}$$

PVアレイは、日照時間(平均6[h/day])に液化機、水電解プラント、及び淡水化プラントを運転すると同時に、日照時間以外のそれらの運転電力を蓄電池に充電するので、 $6X_P = 6X_L + 6X_E + 6X_D + (X_{SL} + X_{SE} + X_{SD})/0.9$ より、

$$5.46X_P - 5.4X_L - 5.4X_E - 5.4X_D - X_{SL} - X_{SE} - X_{SD} = 0 \quad \text{--- (7)}$$

### 3.5. LH<sub>2</sub>生産システム価格の予備計算

まず、システム構成要素の価格係数(単位容量当たりの価格[¥/MW])を表1のデータから次のように求める。

・水素液化機 $X_L$  [MW]の価格係数: 液化の電力原単位は $9.93 \text{ [MWh/ton} \cdot \text{H}_2] = 0.252 \text{ [MWh/MWh} \cdot \text{H}_2]$ とインバータ効率98%より、 $0.252 \text{ [MWh/MWh} \cdot \text{H}_2] / 0.98 = 0.257 \text{ [MWh/MWh} \cdot \text{H}_2]$ である。これより、日産量2,500[ton/day](=4,105[MW])の液化所要電力1,056[MW]を得る。液化機1,108[億¥]およびインバータ価格0.2[億¥/10MW]より、水素液化システムの価格は(1,108+1,056×0.2/10=)1,129[億¥]。したがって、 $1,129 / 1,056 = 1.069$  [億¥/MW]。

・水電解プラント $X_E$  [MW]の価格係数: 入力(105.6/0.825=)128[MW]の価格110[億¥]より、0.859[億¥/MW]。

・海水淡水化 $X_D$  [MW]の価格係数: 1,000[ton·H<sub>2</sub>O/day]プラント価格2[億¥], 所要入力(28[kWh/ton·H<sub>2</sub>O]×41.67[ton·H<sub>2</sub>O/hr]=)1.167[MW]より、1.714[億¥/MW]。

・蓄電池 $X_S$  [MWh]の価格係数: 10,000[¥/kWh]より、0.1[億¥/MWh]。

以上の価格係数とPVアレイのユニット価格A(3.333; 2.311; 1.845[億¥/MW])を用いて、LH<sub>2</sub>生産システムの合計価格が次の式で書き表せる。

$$Z = AX_P + 1.069X_L + 0.859X_E + 1.714X_D + 0.1(X_{SL} + X_{SE} + X_{SD}) \text{ [億¥]} \quad \text{----- (8)}$$

(1)～(7)の条件下でシステム価格Zが最小になる各機器の容量を求め、費用最小のシステム構成を決める。解は線形計画法によって簡単に求めることができ、Aの値が3種類の場合とも、システム価格は次の場合に最小値を示す。

$$X_P = 11.813[\text{MW}], \quad X_L = 2.056[\text{MW}], \quad X_E = 9.697[\text{MW}]$$

$$X_D = 12.79[\text{MW}], \quad X_{SL} = X_{SE} = 0[\text{MWh}], \quad X_{SD} = 256[\text{MWh}].$$

この解は、水素液化機と水電解プラントには蓄電池を設けずに日照時間6[h/day]だけ運転し( $X_{SL}=X_{SE}=0$ )、淡水化プラントだけは蓄電池を設けて24[h]運転する( $X_{SD}=256$ [MWh])のが、最も経済的であることを示している。

上で求めた液化、水電解、淡水化各プラントの最適容量は、価格係数を決めたデータ(表1)の容量から大幅に異なるので、スケールファクタによる補正を施して再計算を行う必要がある。

### 3.6. LH<sub>2</sub>生産システム価格

システム価格最小の近傍での価格係数の補正は次のように行う。

・水素液化機2.056[MW]: 液化量は  $(2.056[\text{MW}] \times 0.98 \times 10^6[\text{W}] \times 24[\text{h}] / 9.930[\text{Wh/kg} \cdot \text{H}_2]) = 4.870[\text{ton} \cdot \text{H}_2/\text{day}]$ 。2,500[ton·LH<sub>2</sub>/day]プラント価格1.108[億¥]より、 $1.108 \times (4.870/2,500)^{0.8} = 1.889$ [億¥]。これにインバータ価格  $(0.2[\text{億¥}/10\text{MW}] \times 2.056[\text{MW}]) = 41$ [億¥]を加え1,930[億¥]。以上より  $1.930[\text{億¥}] / 2.056[\text{MW}] = 0.939$ [億¥/MW]。

・水電解プラント9.697[MW]: H<sub>2</sub>生産量は  $(9.697 \times 10^6[\text{W}] \times 0.825) = 8.000$ [MW]である。320[MW/基]のプラント25[基]で構成すると仮定して、生産量105.6[MW]プラントの価格110[億¥]とスケールファクタ0.7より、 $110[\text{億¥}] \times (320/105.6)^{0.7} = 239$ [億¥]。したがって、 $239[\text{億¥}/\text{基}] \times 25[\text{基}] / 9.697[\text{MW}] = 0.616$ [億¥/MW]。

・淡水化プラント12.79[MW]: 水素生産1,218[ton·H<sub>2</sub>/day]に必要な原料水は10,963[ton·H<sub>2</sub>O/day]、スケールファクタ0.8より価格は  $48[\text{億¥}] \times (10,963/24,000)^{0.8} = 25.65$ [億¥]。したがって、 $25.65[\text{億¥}] / 12.79[\text{MW}] = 2.005$ [億¥/MW]。

以上より、LH<sub>2</sub>生産システムの合計価格の式(8)は次のように変わる。

$$C = AX_P + 0.939X_L + 0.616X_E + 2.005X_D + 0.1(X_{SL} + X_{SE} + X_{SD})[\text{億¥}]. \quad \text{----- (9)}$$

再び線形計画法によって、(1)～(7)の条件下で(9)式のCが最小になる解を求めると、X<sub>P</sub>、X<sub>L</sub>、X<sub>E</sub>、X<sub>D</sub>、およびX<sub>S</sub>の値はすべて予備計算の場合と同じになる。Cの最小値はZと異なり①A1=3.333[億¥/MW]のとき47.321[億¥]、②A2=2.311[億¥/MW]のとき35.248[億¥]、③A3=1.845[億¥/MW]のとき29.743[億¥]となる。

LH<sub>2</sub>生産システムの建設費は、Cの最小値に貯蔵タンク価格を加えて、①47,371[億¥]、②35,298[億¥]、および③29,793[億¥]である。システムの初期投資額としては、非常に大きな値であることを指摘すべきであろう。

## 4. LH<sub>2</sub>のコスト

プラントの建設費(P)と、LH<sub>2</sub>生産量8,000[MW]、および年間運転時間2,199[h]より、LH<sub>2</sub>生産コストは次の式で計算される。

$$P \times 1.1 \times 0.087 / (8,000 \times 10^6 \times 2,199) = 1.511 \times 10^{-9} \times P \quad [\text{¥/GJ}]$$

この式にタンカー輸送コスト341[¥/GJ]を加えた値を、LH<sub>2</sub>の輸入コストとする。計算結果は次のようになる。

- ①  $A1=0.333$  [M¥/kW] のとき,  $CIF_{A1} = 7,495$  [¥/GJ] =  $31$  [¥/Mcal],
- ②  $A2=0.231$  [M¥/kW] のとき,  $CIF_{A2} = 5,672$  [¥/GJ] =  $24$  [¥/Mcal],
- ③  $A3=0.185$  [M¥/kW] のとき,  $CIF_{A3} = 4,841$  [¥/GJ] =  $20$  [¥/Mcal].

1GJ当たりのLH<sub>2</sub>コストの内訳を、図2に示す。積重ね棒グラフは下から順に、PV架台 (PV Frame)、PVパネル (PV Panel)、水電解 (Electrolysis)、水素液化 (Liquefaction)、タンカー輸送 (Ocean trans.) のコストを表す。最も大きな比率を占めるのは予想通りPVパネルである。架台の価格は一定と仮定したが、太陽電池の効率上昇に従って当然小さくなる。

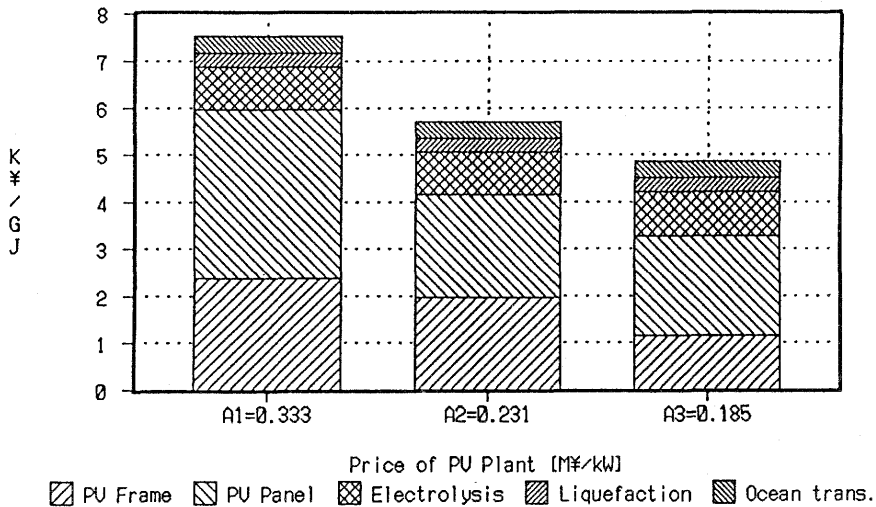


Fig.2. Cost of the liquid hydrogen.

図2. 液体水素コスト内訳

日本ではLNGのCIFが527 [¥/GJ]前後 (1990年価格) であり、これと比較すると太陽/水素エネルギーは9~14倍の価格になる。現状では高過ぎると言わざるをえないが、エネルギー資源問題には解決が困難な多くの課題があり、現在コスト高と見なされるエネルギーが、将来は経済的に妥当となるケースがさまざまに考えられる。たとえば地球温暖化の問題は、対策の進め方如何によらず、将来のエネルギーコストを高騰させる可能性を示している。現実には、CO<sub>2</sub>温室効果対策として、化石燃料に0.2~8 [¥/kg·CO<sub>2</sub>]の程度の炭素税を実課している国々もある。炭素税は将来の化石燃料のコストをどれくらい引き上げるであろうか。

化石燃料の正味発熱量当たりのCO<sub>2</sub>排出量を排出係数と呼ぶ。平均的な排出係数を1GJ当たりに発生するCO<sub>2</sub>のkg数 [kg·CO<sub>2</sub>/GJ]で表すと、石炭92.2, 原油78.5, およびLNG56.2である。仮に炭素税の値を6 [¥/kg·CO<sub>2</sub>]としてそれぞれの税額を求め、利率6%で将来の額を現在価値に換算して、化石燃料の価格を描くと図3のようになる。現在は石炭 (Coal) が最も安く、石油 (Oil), LNGの順に高くなっているが、炭素課税が加わると長期的には価格の高騰とともに、この関係が逆になる。

化石燃料の投影価格と比較するため、図3には太陽電池価格A1 (0.333 [M¥/kW]), A2 (0.231 [M¥/kW]), およびA3 (0.185 [M¥/kW]) に対して計算された太陽/水素エ

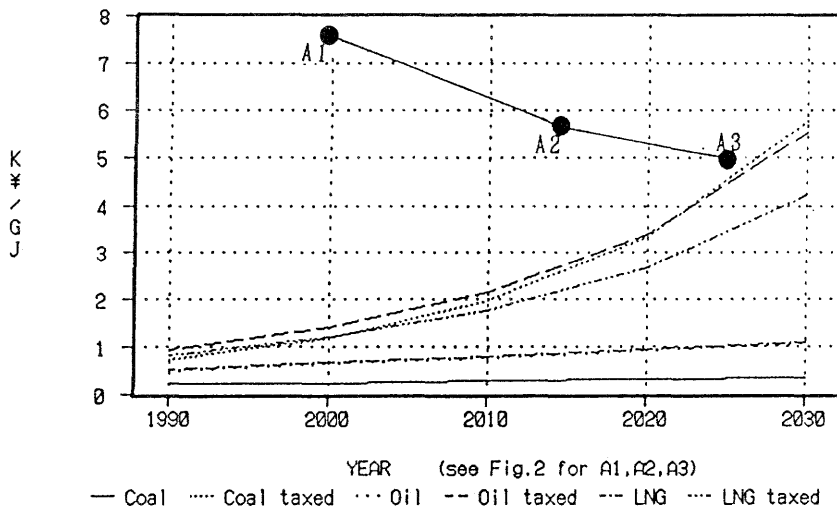


Fig. 3. Fuel prices projected with carbon tax of 6,000 [¥/ton·CO<sub>2</sub>]  
 図 3. LH<sub>2</sub>と化石燃料のコスト比較 (CIFベース)

エネルギーの価格を示した。A1~A3を記入した年代(横軸)は、太陽電池研究開発の一般的な目標価格と目標達成時期の概略の関係を考慮して決めたものであるが、このような推定によれば、経済的平衡点が2020年代の中頃以降に見られる。

現在のエネルギー利用には、市場価格に反映されていない多くのコストがある。たとえば、Hohmeyer<sup>14)</sup>は外部コストあるいは社会コストと呼ばれるコストを列挙し、一部については数値を推定している。それによると大気汚染に関するコスト、および課徴金に換算した資源枯渇のコストが特に大きな値になるようである。炭素税の他にこれらを加えると、経済的平衡点はもっと近い将来になるものと考えられる。

言うまでもなく、列挙される社会コストをそのまま燃料価格に加える考え方は現代の経済では許容されていないが、長期的将来に亘るエネルギーを選択する場合には、この種のコストが選択基準として不可欠になるであろう。

#### 4. 結論

太陽電池発電、海水淡水化、水の電気分解、および水素液化からなるプラントを海外の砂漠に設置して液体水素を生産し、クライオタンカーで日本に輸入するシステムの液体水素価格を推定した。

太陽電池の価格と効率の値には、一般に引用される目標値をパラメータとして用いたが、その結果推定された液体水素コストのうち、太陽光発電のコストが占める割合はおよそ79~68%であった。水電解と液化による液体水素生産コストが約16~25%、海洋輸送コストは5~7%程度になる。

着岸時の液体水素コストの計算値は、日本に輸入している液化天然ガス(LNG)のCIF価格よりも一桁高い値を示した。現在の汎用燃料には受け入れ難いコストであるが、化石燃料利用に伴う外部コストを考慮すれば、エネルギー開発に必要なリードタイムに相当する程度の将来に、化石燃料コストと経済的に平衡する可能

性が見られる。

検討対象の太陽／水素エネルギーシステムに必要な初期投資は、現在価格で3～4.7兆円程度と試算された。これは実現を考える上で難点となるように思われる。国内のオンサイト分散型にすれば、太陽放射量が少なくなるのでコストは高くなる反面、初期投資額の問題はなくなる利点があるので、この種のシステムの経済性についても検討を行う必要がある。さらに、湿式太陽電池や光合成メカニズムなどの、太陽放射から直接水素を製造する各種の原理について研究開発を展開することも、初期投資軽減の可能性を見きわめる上で重要であろう。

#### 参考文献

- 1) H.Z.Tabor: Report of the Solar Power Committee, World Energy Council, p.5, January 1990.
- 2) 電気学会雑誌: 太陽光発電システムの現状と将来問題特集号, 112巻12号, pp.937-949, 1992.
- 3) 滝川, 小林, 橋本: 日本太陽エネルギー学会, 日本風力学会合同研究会講演論文集, 1991年9月 (pp.53-56).
- 4) 電気学会技術調査報告: 第141号, 1982年 (p.28 Fig.28).
- 5) 太田編: 海洋水素生産のためのポルシコンビナート計画, アイビーシー, 1981.
- 6) Technical and Economic Evaluation of Portable Water Production Through Desalination of Sea Water by Using Nuclear Energy and Other Means, 1992.
- 7) サンシャインジャーナル, Vol.13, No.1, pp.23-24, 1992.
- 8) 新エネルギー産業技術総合開発機構報告書: NEDO-P-9006, 1992年3月.
- 9) J.Hord ed.: Selected Topics on Hydrogen Fuel, NBS Special Publication 419, May 1975.
- 10) J.H.Kelly and E.A.Laumann: Hydrogen Tomorrow, JPL 1975.
- 11) J.Hord and W.R.Parish: Hydrogen. Its Technology and Implication, Vol. 5, CRC Press 1979.
- 12) 日刊工業新聞: 1992年6月28日.
- 13) K.Hiraoka他: Energy Analysis and CO<sub>2</sub> Emission Evaluation of a Solar Hydrogen Energy System for the Transportation System in Japan - II. Evaluation of the System, Int.J.Hydrogen Energy, Vol.16, No.11, pp.755-764, 1991.
- 14) O.Hohmeyer: Energy Policy, 20(4), 365-375(1992).