

住宅用太陽光発電システムの経済性と環境負荷評価

Economic Evaluation and Environmental Burden of Grid-connected
PV Generation System for Residential Houses田中 昭雄 *¹
Akio TANAKA石原 修 *²
Osamu ISHIHARA酒井 孝司 *³
Koji SAKAI

Abstract

This study presents the economic performance and the life cycle CO₂ payback time (CO₂PT) of photovoltaic (PV) power generation systems. We analyzed the economic performance taking into consideration the initial capital cost, maintenance cost, interest rate, fuel inflation rate, direct economic interest due to energy incoming and a carbon tax, as well as indirect economic interests due to the improvement in contribution to the national policy. In addition, estimation on the CO₂PT is carried out through analysis of the life cycle of a photovoltaic power generation system with thin film polycrystalline Si solar cells and the input energy throughout the life cycle. The CO₂PT is estimated to be 2.7 years to substitute the current thermal power plant under the mean annual insolation in Japan.

キーワード：経済性評価、太陽光発電システム、ペイバックタイム、外部コスト、LCCO₂

Key Words : Economic evaluation, Photovoltaic power generation systems, Payback time,
External cost, Life cycle CO₂

1. はじめに

地球環境問題が深刻となってきた今日、太陽光発電システム（以下“PV システム”または“PV”）は、クリーンなエネルギー源として普及が期待されている。2002 年末現在 PV システムの累積導入量は全世界で 131.2 万 kWp であるが、我が国はその約 50 % を占める 63.7 万 kWp⁽¹⁾ に達している。しかし我が国が京都議定書の目標達成に掲げた『2010 年までに 482 万 kWp の導入』という数値は、我が国の累積導入量の 7 倍、世界の累積導入量と比較しても 3.5 倍と膨大な数字である。つまり議定書の目標達成にはこれまで以上の急速な普及が必要ということになるが、そのための最低条件は PV システムが投資回収可能なシステムであることであろう。

PV システムの設置コストは 2001 年度 4 月～7 月平均で 3kWp 当たり約 240 万円である⁽²⁾。PV システムからの期待収益としては売電収入と、購入電力量の削減が考えられる。しかし南向きで日射遮蔽物の無い理想的な設置条件下でも住宅用 PV システムの期待発電量は年間 3000kWh にすぎず、売電額 1kWh 当たり 25 円で金利を

考慮しない単純計算でも投資回収期間は 32 年かかる。更に金利や住宅の平均寿命を考慮すれば、現状のコストでは到底経済性を見込めないことは明らかである⁽³⁾。

そこで現実的な投資回収可能価格が問題となる。実際の PV の設置環境は多様で、周囲の地形や、建築物、樹木に発電量は大きく影響を受ける。特に大都市部では住宅規模が小さく、南面に十分な屋根面積が確保できないなど発電の阻害要因は多い。

また経済性を議論する上で電力料金制度も無視できない。2003 年現在、電力会社は住宅用 PV システムの発電電力逆潮流分を販売単価と同額で購入している。このため、時間別電灯契約が有利になると予想される。しかしこの契約は時間別発電量と住宅電力負荷のバランスで収益性が変わるので、この実態把握が必要になる。しかしこれまで運用実績に基づく検討例は少ない。また近い将来政府が市場メカニズムによる大幅な環境負荷削減を目的に炭素税などの環境税を導入する可能性が高い。例えば、環境省地球温暖化対策税制専門委員会では「2004 年に実施される（地球温暖化）対策の進捗状況の評価等において必要とされた場合には、第 2 ステップ（2005 年～2007 年）以降早期に、排出削減を主目的とした温暖化対策税を導入する」⁽⁴⁾を検討すべきだとしており、今後は炭素税も経済性を議論する上で不可欠な要素となろう。

PV システムが電力会社の発電所等のインフラ（外部コスト）を代替する効果分を設置者に還元するなどの政

*1 (株)住環境計画研究所主任研究員
(〒150-0012 渋谷区広尾 3-12-40 広尾ビル 5 階)
e-mail : atanaka@jyuri.co.jp

*2 熊本大学工学部環境システム工学科 教授

*3 大分大学工学部 助教授
(原稿受付：2003 年 5 月 21 日)

策も重要である。金山ら⁽⁶⁾は、ソーラーヒートポンプシステムの経済性評価に外部コストの考え方を導入している。

また経済性よりも環境負荷削減を設置目的とする場合もあるので、ライフサイクルから見ても環境負荷削減効果があることを定量的に示すことは今後の普及に弾みをつける上で意義は大きい。既往の研究として、PV システムのライフサイクル環境負荷をシリコン原料の輸入から設置まで検討した例⁽⁷⁾、火力発電所代替時の二酸化炭素ペイバックタイム（以下“CO₂PT”）の算定例⁽⁸⁾がある。しかしこれらの研究は、理想的な設置条件下での議論で、既設 PV の運用実績に基づく検討が必要である。また PV システムの設置、廃棄時の運搬による環境負荷も考慮する必要がある。

そこで本研究では、東京、神奈川地域の既設 PV システムの時間別発電実績、住宅電力負荷を計測し、発電量、売買電力量の期待値を求めるとともに、電力契約種別の発電収入期待値を予想する。更に外部コスト代替による社会的経済効果も考慮し総合的な経済性評価を行う。また PV システムの生産から廃棄までの LCCO₂ 評価と、発電実績に基づく CO₂PT を代替する電源別に検討する。

2. 研究手法

2.1 主な記号及び前提条件

[経済性評価]

- G : 初期投資額(販売価格と設置工事価格) [円]
- M : 年間設備補修費 [円/年]
- E : 3kWp システム年間発電量 [kWh/年]
- T : 電力購入にかかる炭素税 [円/kWh]
- V : 年間のシステムの総収入 [円/年]
- V_0 : 償却期間中システムに関わる総支出 [円]
- Y : 年間電力購入額 [円/年]
- Y_s : 年間電力販売額 [円/年]
(電力代純支出額 = $Y - Y_s$)
- O : 間接的経済利益 [円]
- D : 年間電力料金節減額 [円/年]
- C : 年間炭素税削減額 [円/年]

[添字]

- j : PV 導入年数
($j=0$ は PV 設置前年)

[前提条件]

- PV の容量 3.0kWp
- 電力契約 従量電灯契約 60A, 時間帯別電灯契約 (夜間 10 時間 型) 6kVA
- 炭素税 1.2 万円/t-C
- 火力発電所炭素発生量 188 g-C/kWh ※ 1
- 設備初期投資額 G 240 万円, 120 万円, 60 万円
- 初年度発電量 ※ 2 E_1 2,739 kWh/年
- 対前年発電率 d 99%
- 年間設備補修費 M 0.015 G [円/年]

※ 1 火力発電所平均値⁽¹⁰⁾, ※ 2 計測実績値からの推定

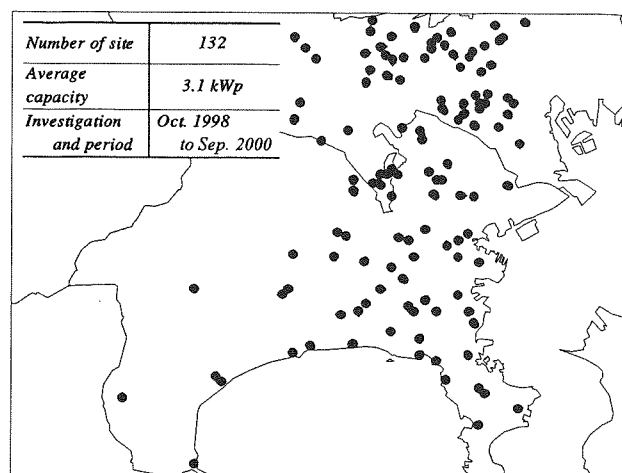


Fig. 1 Distribution of measured PV systems

図 1 計測 PV 設置住宅の配置図

なお電力料金の計算には東京電力の平成 14 年 4 月 1 日時点の料金表（従量電灯料金、時間帯別電灯契約）を用い、逆潮流する電力の購入価格は今後も販売単価と同額で推移すると考える。なお全電化住宅に対する割引契約もあるが十分な全電化住宅の運用実績データが得られないためここでは考慮しない。

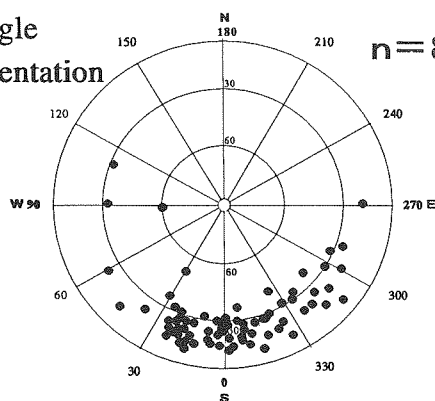
2.2 検討した既設PVシステムの概要

図 1 に検討した東京と神奈川地域の PV システム 132 件の位置を示す^{(11), (13)}。1997 年 10 月から 1999 年 5 月までに設置されたもので、1 システムの設備容量は平均 3.1kWp である。分析には 1998 年 10 月から 2000 年 9 月末までの時間別発電量、同売買電力量を用いた。

検討した PV システムの設置状況を図 2 に示す。図の内円はパネル傾斜角を示し大円は傾斜角 0 度を示す。例えば南面 30 度に設置されたパネルは、傾斜角 30 度を示す内円と NS 軸との S 軸寄りの交点に投影される。パネル設置は南向きが多いが東西南北にも設置されるなど多様である。パネルの組み合わせも 1 方向だけでなく 3 方位以上の場合がある。

各システムの定格容量は異なるので、住宅毎に容量を 3kWp とした時の発電量を比例計算で求め、時間帯別売買電力量を推定し直した。この時の住宅の電力需要、発電量、受電量の収支期待値を図 3 に示す。年間電力需要は 5,796kWh で、このうち 22 % の 1,301kWh が発電電力の自家消費でまかなわれる。52 % の 1,437kWh/年は売電される。表 1 は各住宅の電力収支の基本統計量である。個別に見ると発電量最大と最低では約 2 倍の差がある。また消費電力量では 10 倍以上の差がある。この原因は多様な家族構成、機器構成によるものである。電力収支の月別バランスの平均値を図 4 に示す。住宅電力負荷の発電電力の自家消費割合がもっとも高い月は 5 月で自家消費が電力負荷の 44 % である。次いで 7 月の 40% が高い。売電量が最も多いのも 5 月の 168kWh で、次いで 4 月の 142kWh と続く。

Single Orientation n=85



Plural orientation n=47

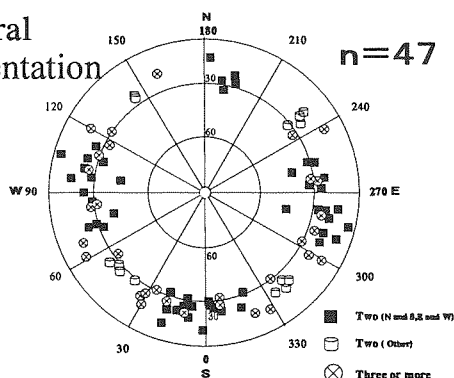


Fig. 2 Stereogram of PV panels dips

図2 パネル面の傾斜方位のステレオ投影図

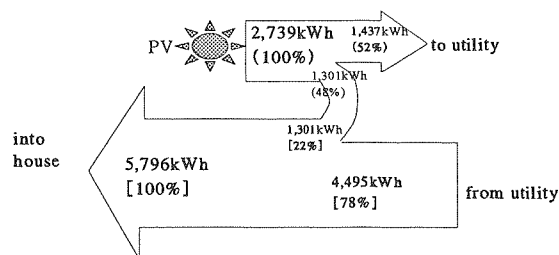


Fig. 3 Flow of Electricity

図3 電力の収支

Table 1 The Basic Statics of Electric Flow

表1 電力収支の基本統計量

	Unit: kWh/Year			
	Average	Maximum	Minimum	Standard deviation
Power generation	2,739	3,663	1,786	420
To Utility	1,436	152	2,503	542
From Utility	4,490	16,560	1,136	2,377
Into House	5,800	19,631	1,397	2,823

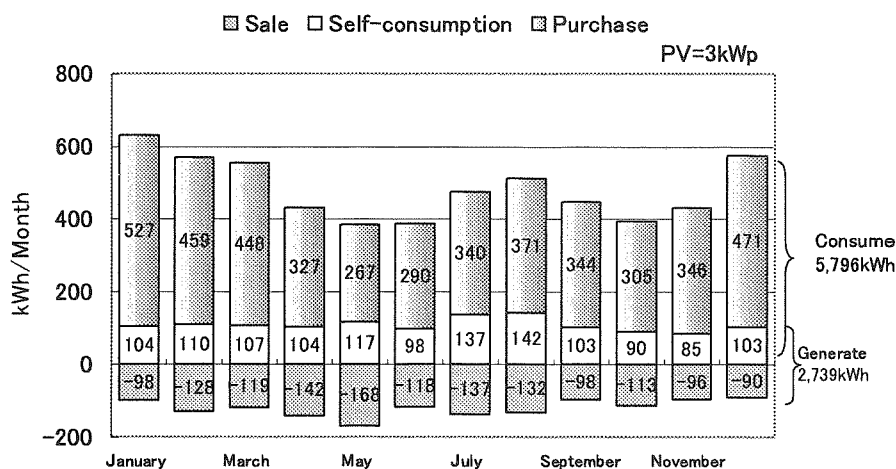


Fig. 4 Electricity consumption in a residence, sale and purchase

図4 住宅内消費電力と売買電力

2.3 経済性評価の方法

設備の経済性評価は、一般に償却年数をベースに行われ、償却年数はPVシステムの初期投資額とその利子増分及びシステムにより節約されるエネルギーの価格をベースに種々の要素を考慮し総合的に評価される。

外部コストを考慮した場合PVシステムの経済性成立条件は式(1)である⁹⁾。式(1)の左辺は償却期間中のシステムの総支出で、右辺は外部コストも含めた総収

入である。

$$G \frac{(1+r)^N}{(1+if)^N} + \sum_{j=1}^N M \frac{(1+r)^{j-1}}{(1+if)^{j-1}} < G' \frac{(1+r)^N}{(1+if)^N} + \sum_{j=1}^N M' \frac{[(1+r)(1+u)]^{j-1}}{(1+if)^{j-1}} \quad (1)$$

左辺の G は初期投資額、 M は経常的な支出を表す。右辺の G' は社会が外部コスト削減で得られる利益、 M'

は経年で得られる収益を表す。また N は稼働年数, r は金利, if はインフレ率, u は燃料価格上昇率である。

ここで, インフレ率 $if = 0\%$, 年金利 $r = 2\%$, 燃料価格上昇率 $u = 0\%$ とすると式 (1) は, 式 (2) の通り簡略化できる。

$$1.02^N G + \sum_{j=1}^N 1.02^{j-1} M < 1.02^N G' + \sum_{j=1}^N 1.02^{j-1} M' \quad (2)$$

3. PVシステムの経済性評価

PV システム設置者の経済利益を, 直接経済利益及び炭素税と間接経済利益に分けて検討する。

3.1 支出金額

(1) 初期投資額: G

初期投資額は 3kWp の PV パネルと付属機器 (インバータ等) 及びその設置価格の合計である。ここでは初期投資額 G が現状価格の 240 万円, その半額の 120 万円, 更にその半額の 60 万円の場合について検討する。

(2) 年間設備改修費: M

毎年の設備改修費 M についてはソーラーヒートポンプ PV システム⁽⁶⁾と同様に初期投資額の 1.5% ($M=0.015G$) とする。

3.2 収入

(1) 直接経済利益 (発電による電力料金節減額: D_j)

直接経済利益は, 発電電力の売電収入と, 購入電力量削減による電力購入代金の低下効果よりなる。

$$D_j = Y_0 - (Y_j - Y_{sj}) \quad (3)$$

① 発電量: E_j

3kWp システムを設置したときの, 東京と神奈川地域の初年度期待発電量 E_1 は, 表 1 より 2,739kWh である。

② 対前年発電率: d

アモルファス太陽電池では初年度発電効率が 5% から 6 年後に 4% に低下した例がある⁽¹⁴⁾。発電効率が経年で連続的に低下したと仮定すると $d=96.5\%$ である。結晶系太陽電池についても, 経年の効率低下の可能性はあるが^{(14),(15)}, 確認された訳ではないので安全サイドに評価して $d=99\%$ と仮定する。

③ 発電収入

東京電力の供給約款に基づき, 電力契約種別電力の純支出額と, 発電による電力料金節減額の合計 (ここでは "収入" と記す) を表 2 に示す。

電力代の純支出額は PV 導入前は従量電灯契約時で 13.3 万円である。PV 導入 1 年目は従量電灯契約のままでは純支出額は 7.0 万円, 時間帯別電灯契約に変更すると夜間 8 時間型で 4.9 万円, 夜間 10 時間型で 4.2 万円となる。発電収入は従量電灯契約で 6.2 万円/年,

Table 2 Net expenditure and income by electric contract classification

表 2 電力契約種別にみた電力代純支出額と収入

Unit: 1000 Yen

	PV 0kWp	PV 3kWp	
	Standard	Standard	Night 8 Night 10
Pure amount disbursed of electric power cost	133	70	49 42
Income by power generation	—	62	83 91

※Contract capacity 60A/6kVA

夜間 8 時間型で 8.3 万円, 夜間 10 時間型で 9.1 万円/年である。つまり時間帯別契約が年間 2 ~ 3 万円経済的である。

(2) 炭素税削減額及び間接経済利益

① 炭素税削減: C_j

炭素税は欧米先進国では 1 t 当たり 2,000 円 ~ 18,000 円⁽⁹⁾である。ここでは, 炭素税額を 1 t 当たり 12,000 円とする。また炭素税は, 電力会社が逆潮流分電力購入に取り削減される炭素排出量分の税額を購入電力価格に上乗せし各 PV に支払うものとする。自家消費分電力が購入予定電力分の炭素税支出を削減すると考える。

この時, PV の発電電力がどの電源を代替するかが問題となる。発電所タイプ別需要端の CO₂ 排出原単位⁽¹⁰⁾を表 3 に示す。原子力発電所も含めた全電源の炭素発生量は 98g-C/kWh で, 火力発電所平均では 188g-C/kWh である。PV システムの発電は昼のみのため, 主に負荷変動分を担っている火力発電所を代替するものとする。この時 j 年目の炭素税削減額 C_j は

$$C_j = T E_1 d^{j-1} \quad (4)$$

である。

② 間接経済利益

間接経済利益としては, 火力発電所の代替による建設費及び公害防止設備投資の削減, 国家備蓄への貢献などが考えられる。表 4 に外部コストの間接利益換算結果を示す。

a. 火力発電所の代替: O_1

我が国の火力発電所の建設に投入される金額は 3kW 設備で 63 万円である⁽⁵⁾。火力発電所の年間設備利用率は約 40%⁽¹⁷⁾であるが, 新設の場合はこれより大きいと考えられる。原子力発電所の設備利用率は 80%前後であるから, 新設火力発電所は原子力発電所よりやや低めの 70%と仮定する。また送電ロス (9 電力平均 5.5%) も考慮しなければならない。一方 PV システム 1 年目の設備稼働率は, 表 1 より 10%と計算できる。新設火力発電所の需要端発電量は, [定格発電能力 × 設備利用率 × (100% - 送電ロス)] であり,

Table 3 Carbon-dioxide emission intensity by power generation

表3 発電時のCO₂原単位⁽¹⁰⁾

Unit: g-C/kWh	
Coal-fired power plant	244
Oil thermal power plant	202
LNG thermal power plant	131
The average of a thermal power plant	188
The average of all plant	98

Table 4 External cost

表4 外部コスト

External cost		
Construction cost of a thermal power plant	O_1	99 × 1000 yen
Cost of prevention of pollution	O_2	0.8 × 1000 yen/year
Construction cost of a petroleum-reserves base	O_3	24 × 1000 yen
Purchase cost of crude oil	O_4	15 × 1000 yen

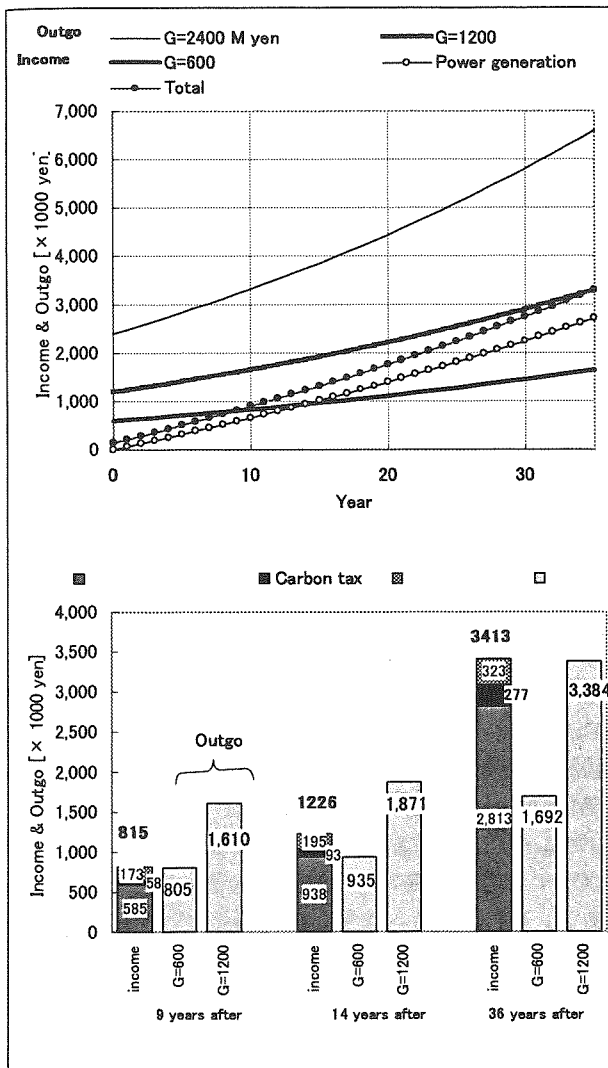


Fig. 5 Economic evaluation of PV generation system (Standard contract)

図5 PVシステムの経済性(従量電灯契約)

PVの期待発電量 = [火力発電所代替期待値] × 稼働率 × (1 - 送電ロス) であるから、1年目の火力発電所代替期待値は0.45kWとなる。これより $O_1 = 9.9$ 万円である。

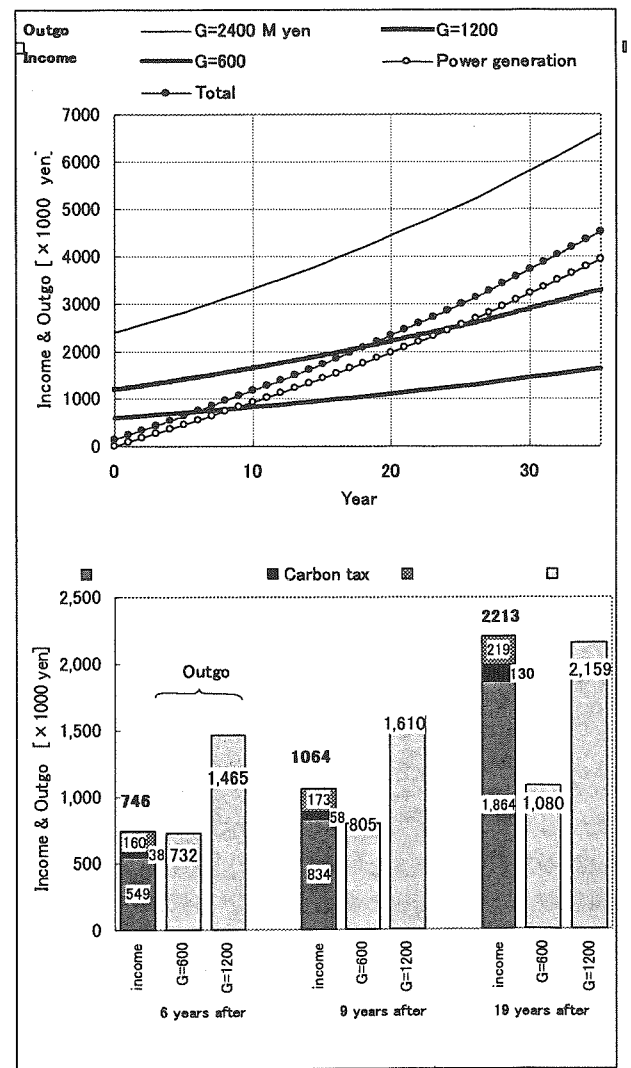


Fig. 6 Economic evaluation of PV generation system (Night 10)

図6 PVシステムの経済性(時間帯別10時間型)

b. 発電所の公害防止対策設備投資の削減: O_2

電力会社は、発電所の公害防止対策として脱硫・脱硝対策や水質汚濁防止対策、廃棄物対策など毎年多額の投資を行っている。東京電力の1999年度の公害防止対策費用は火力・水力発電所合計で481億円、火力

及び水力発電の年間発電量は 1,481 億 kWh である⁽¹⁸⁾。電力会社は、発電所建築時に既に大規模な公害防止対策を終えているので、481 億円を公害防止設備の維持管理コスト（人件費は除く）と見なすと、公害防止の維持管理コストは需要端あたりで 0.34 円/kWh となる。これより 3kWp あたり 0.084 万円/年となる。

c. 石油国家備蓄への貢献： O_3, O_4

我が国がエネルギー安全保障のために備蓄している石油は平均 170 日分（9300 万 kL）を保っている。このうちの約半分の 90 日分は国家備蓄であり、国は年間約 1 万円/kL の費用を支払っている⁽¹⁹⁾。火力発電所の発電効率は九電力平均で 2, 455kcal/kWh⁽¹⁷⁾であるから、石油備蓄 1L が火力発電所用として使用された場合、需要端で 3.7kWh の電力に相当する。つまり PV システム 3kWp の年間発電量は発電用石油 726L に相当する。PV システムは燃料が不要なので、緊急時にはその規模相当の火力発電所用燃料が代替できると考える。平成 12 年度の原油平均価格は 1.96 万円/kL である。原油価格を 2.0 万円/kL とすると、石油備蓄のための初期原油購入価格経費 $O_4 = 1.5$ 万円の購入コストが削減できることになる。また石油備蓄に係る建設コストは、菊間地下石油基地の場合で、150 万 kL 備蓄設備建設費用に約 500 億円を投じているから 1kL あたり 3.3 万円となる。このコストを PV の設置に充てるとすれば $O_3 = 2.4$ 万円となる。

3.3 経済性総合評価

本章での各要素の検討結果を式（2）にあてはめると、

$$1.02^N G + \sum_{j=1}^N 1.02^{j-1} M \\ < 1.02^N (O_1 + O_3 + O_4) + \sum_{j=1}^N 1.02^{j-1} (O_2 + C_j + D_j) \quad (5)$$

となる。

式（5）により初期投資額別に PV システムの経済性を検討した結果を図 5 と図 6 に示す。各図の上は経年での累積収入と累積支出の変化を示す。各図の下は経済収支の分岐点となる年の支出と収入の内訳を示す。

計算の結果、初期投資額（設置コスト）240 万円では、従量、時間帯いずれの電灯契約の場合も収入が支出を上回ることはいない。半額の 120 万円でも、従量電灯契約では、収入が支出を上回るのに 36 年かかる。この時支出は初期投資額、メンテナンス費用、炭素税も含め 338.4 万円であるが、収入は電力収入が 281.3 万円、炭素税削減分が 27.7 万円、外部コストが 32.3 万円である。時間帯別電灯契約（10 時間型）の場合 19 年で直接・間接収入の合計が支出を上回る。このとき支出額は 215.9 万円で収入は 221.3 万円である。収入の内訳は電力収入が 186.4 万円、炭素税が 13.0 万円、外部コストが 21.9 万円である。初期投資額が 60 万円となると、外部コストも含めた総収入が支出を上回るのに、従量電灯契約で 9 年、

時間帯別契約 10 時間型で 6 年となる。また発電収入のみでも、従量電灯契約で 14 年、時間帯別契約で 9 年で支出を上回る。新築住宅の平均寿命は約 26 年⁽¹²⁾、太陽電池の耐用年数は 20 年以上と言われるが、住宅用 PV システムの設置は既設住宅がまだ過半数を占めている⁽⁵⁾から、PV システムの実発電期間は平均 20 年以下となると予想される。PV 価格が現在の半額 120 万円で時間帯別電灯契約を利用した場合で、外部コストを含めた収益を考慮するとやっと実発電期間内に投資コストの回収を終える。このことから、現在の半額程度まで低下することが最低条件であるが、より望ましいのは直接収入だけで、10 年以内に投資回収が可能な 1/4 程度まで低下することである。

4. PV システムの LCCO₂ と CO₂PT

① LCCO₂

薄型多結晶シリコン 3kWp の原料輸入から廃棄、関連施設の製造・廃棄までの LCCO₂ 排出量の内訳を図 7 に示す。PV パネルの製造から関連設備の製造にかかる CO₂ 排出量はこれまでの研究⁽⁷⁾で 1,336kg-C/3kWp、インバータ製造時の CO₂ 排出量は 28kg-C/台である。これには施設の運搬・廃棄時の CO₂ 排出量は考慮されていないので、本研究ではこれを追加する。この計算の前提条件を表 5 に示す。架台も含めた 3Wp システムの総重量は 450kg⁽¹³⁾で、設置時、廃棄時の運搬物重量と運搬距離はほぼ同じと見なす。運搬距離は本藤他⁽²⁰⁾に従い片道 200km と計算する。トラックが 1 t の荷物を 1km 運搬するときの原単位は 905kcal/t-km⁽²¹⁾であるから、運搬・廃棄時の CO₂ 排出量合計は 12.4kg-C/件となる。この結果増加する LCCO₂ は約 1 % とその影響は軽微である。

② CO₂PT

図 8 に既存 PV システムの発電実態に基づき、代替する発電所タイプ別に算出した CO₂PT を示す。発電所タイプ別二酸化炭素代替量は表 3 による。

CO₂PT は最長で発電所全電源を代替する場合の 5.2 年である。PV システムは昼しか発電しないので、電力の負荷変動分を担う火力発電所の代替と考え、更に短く 2.7 年となる。最も短いのは石炭火力発電所を代替した場合で 2.1 年である。CO₂PT は運搬・廃棄時を考慮することで約 1 ヶ月長くなるが、その影響は軽微で、むしろ代替する電源を何と考えるかで、その評価が大きく左右されることがわかる。

5. まとめ

PV システムの現実的な投資回収可能価格を検討するため、東京、神奈川地域の既設 PV の運用実績から経年での経済収支を検討した。この際電力収入以外に炭素税、インフラ代替による経済利益（外部コスト）も検討対象に加えた。外部コストとしては火力発電所の代替、発電所の公害防止設備投資の削減コスト、国家備蓄設備代替を検討対象とした。

この結果 2001 年度上期現在の PV システムの設置価格 3kWp 当たり 240 万円では直接・間接利益を最大限に考慮してもその投資回収は望めないことがわかった。半額の 120 万円でも、時間帯別契約を利用してやっと投資回収年が 20 年以内になる。これが従量電灯契約のままなら 36 年でこの数値は新築住宅の平均寿命より長い。現在の 1/4 の 60 万円になると、時間帯別契約利用時に、発電収入だけで 9 年で投資回収が可能となる。炭素税や外部コストを考慮すればさらに 3 年短縮され 6 年となる。

このことから PV システムの大幅な普及促進のためには設置コストが現在の半分以上に成ることが最低条件で、10 年以内で回収するには、現在の 1/4 以下になる必要があることがわかる。しかし急速な価格低下が見込めないのであれば、炭素税導入時には炭素排出量削減相当額の税金を電力会社が購入電力料金に上乗せしたり、外部コスト代替による社会的経済利益分を行政が PV 設置時の補助金額上乗せするなどしてその条件の緩和に努める必要があろう。

また PV システムの CO₂ ペイバックタイム (CO₂PT) は、全電力源代替の場合で 5.2 年、石炭火力発電所代替の場合で 2.1 年となる。PV システムの設置・廃棄時の運搬による影響は軽微であり、発電電力がどの電源を代替するかが重要で CO₂PT には 2 倍以上の開きがでる。しかしいずれの電源を代替するにしても、CO₂PT は 6 年以内と短く PV が環境負荷が小さいクリーンなエネルギー源であることには変わりがない。PV システムの普及促進にあたってはこの部分の積極的な評価も今後重要となろう。

【謝辞】

本研究は、クリーンエネルギー普及調査会の太陽光発電モニター事業によるものであり協力いただいた皆様に深く感謝いたします。また住環境計画研究所 中上英俊所長、増田貴司氏、鶴崎敬大氏よりご助言をいただきました。ここに感謝の意を表します。

なおこの研究の一部は既に研究発表会で発表済みの内容⁽⁹⁾を加筆修正したものです。

(参考文献)

- (1) IEA, <http://www.iea-pvps.org>, (2003)
- (2) (財) 新エネルギー財団, http://www.solar.nef.or.jp/josei/ml2_price.htm, (2002)
- (3) 田中昭雄, 鶴崎敬大, 中上英俊, 石原修, 住宅用太陽光発電システムの経済性評価, 太陽/風力エネルギー講演論文集, (2001), 467-470, 香川.
- (4) 環境省地球温暖化対策税制専門委員会, 我が国における温暖化対策税制について (中間報告), (2002), 6
- (5) 総合資源エネルギー調査会. 総合部会報告書 (2001), 経済産業省
- (6) 金山公夫・趙春江・馬場弘・遠藤登, ソーラーヒートポンプ PV システムの経済性評価, 太陽エネルギー, 25-1 (1999), 43-48.

- From materials import to manufacture of PV system product
- Manufacture of various fixtures
- Manufacture of an inverter
- Conveyance at the time of installation
- Conveyance at the time of demolition

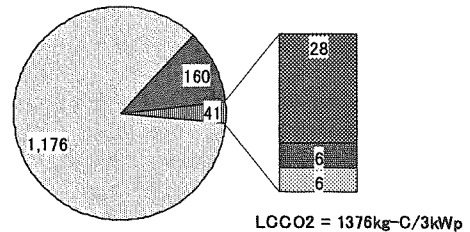


Fig. 7 The items of CO₂ emissions in PV system (3kWp) life cycle

図 7 PV システム (3kWp) の LCCO₂ 内訳

Table 5 Precondition of calculation for CO₂ emissions in transportation

表 5 設置・廃棄時運搬の CO₂ 排出量算出の前提条件

Gross weight of PV system	450 kg
Conveyance distance	200 km/One way
Mpg of a track	905 kcal/t-km
CO ₂ emissions coefficient of gasoline	0.77 kg-c/10 ⁴ kcal
CO ₂ emissions at the time of conveyance	6.2 kg-c/Unit

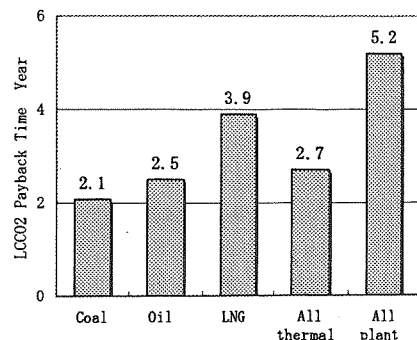


Fig. 8 CO₂ payback time by plant type for substitution

図 8 代替電力別 CO₂PT

- (7) 太陽光発電技術研究組合, 太陽光発電評価の調査研究 (1998), 126, 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 東京.
- (8) 手塚哲央・奥島啓介・佐和隆光, 炭素税による太陽光発電導入促進とその二酸化炭素排出削減効果, エネルギー資源, 22-5 (2001), 379-509.
- (9) 田中俊六, 太陽熱冷暖房システム, 憐オーム社, (1977), 170-172.
- (10) 鶴崎敬大・中上英俊, 地球温暖化対策評価における CO₂ 排出原単位に関する考察, エネルギー・資源学会第 19 回研究発表会論文集, (2000), 159-162, 東京.
- (11) 田中昭雄・酒井孝司・中上英俊・石原修, 首都圏に設置され

た住宅用太陽光発電システムの計測・解析—太陽光発電システムの住宅への応用に関する研究 その2—, 日本建築学会計画系論文集, 544(2001), 39-46.

- (12)建設省, 建設白書(平成8年度)(1998), 大蔵省印刷局, 東京
- (13)クリーンエネルギー普及調査会, 太陽光発電モニター事業報告書(最終版)(2001), 1-154, クリーンエネルギー普及調査会, 東京.
- (14)酒井孝司・石原修・清水淑子, 太陽光発電システムの発電効率と影響因子に関する計測・解析その5 太陽電池モジュールの発電効率に関する長期実測結果, 太陽/風力エネルギー講演論文集, (1999), 145-148, 京都.
- (15)守田賢吾・菱川善博・阪本貞夫・大城壽光, 結晶計太陽電池モジュールの屋外暴露による外観変化と出力低下の関係, 太陽/風力エネルギー講演論文集, (2000), 287-290, 金沢.
- (16)地球温暖化対策税制専門委員会, 我が国における温暖化対策税制について(中間報告), (2002), 13-20, 環境省.
- (17)資源エネルギー庁, 電力需給の概要2000 (2001), 413, 中和印刷㈱, 東京.
- (18)㈱東京電力, TEPCO環境行動レポート2000 (2001), 133, ㈱東京電力, 東京.
- (19)福田研二他, 太陽エネルギーの価値ならびに我が国における賦存量の評価と導入戦略, エネルギー・資源学会, 第18回研究発表会論文集, (1999), 407-412, 大阪.
- (20)本藤祐樹他, ライフサイクルCO₂排出量による発電技術の評価, (2000), 71, (財)電力中央研究所, 東京.
- (21)省エネルギーセンター, 省エネルギー便覧1999・2000年版, (2001), 95, (財)省エネルギーセンター, 東京.