

地上設置形太陽電池アレイの 最適傾斜角度に関する検討

(発電コストから見た最適角度)

Research on Optimum Tilt Angle of A Grounded Solar PV Array
(Optimum Tilt Angle From the Economical Point of View)

西川省吾
Shogo NISHIKAWA

Abstract

In most cases a tilt angle of PV array on a ground is adjusted to the angle that can gain a maximum irradiation. But it is not always an optimum tilt angle from an economical point of view now and in the future. Because the price of PV module has reduced, and a wind load and snow load on PV array change according to a change of the tilt angle besides irradiation, and it affects a construction cost of a support structure and foundation.

From the economical point of view, I studied the optimum angle of standard PV array on the ground at ten sites except heavy snow area in Japan. The construction cost was analyzed, and it was made clear the optimum economical angle.

Key words : PV array, Grounded type, Optimum tilt angle, Electrical energy cost

1. まえがき

これまでに設置されている地上設置形太陽電池アレイの傾斜角度は、多雪地帯を除くと、アレイ面への年間積算日射量が最大になるように設定されたケースがほとんどである。このように定められた傾斜角度は発電特性を重要視したものであり、太陽電池が周辺装置に比べて圧倒的に高価な場合には太陽電池の性能を最重要視する必要があることから、「最適傾斜角度」ということができる。

しかしながら太陽電池の価格が以前に比べて大幅に低下した現在、また更に低コスト化が見込まれる将来においては、必ずしも「最適傾斜角度」とは言えなくなる。これはアレイの傾斜角度が変わることにより、

- ① アレイに加わる外部荷重（風荷重など）が変われば、アレイ用支持物（架台、基礎）の重量・コストが変化する。
- ② アレイの影の長さが変わり、アレイフィールドの大きさが変化するため、電気工事コストも変

わる。

ためである。特に①はシステム建設コストに及ぼす影響が小さくなく、アレイ傾斜角度を決める場合には、これらのコストも考慮することが重要である。

本報告は、蓄電池無しシステムの地上設置形太陽電池アレイを対象に、（多雪地帯を除く）10箇所の気象条件を基に各地点における経済性から見た最適傾斜角度（発電コストが最小となる角度）について、基本的な検討を行ったものである。

2. アレイ傾斜角度とシステム建設コストの関係

2.1 システム建設コストの分析

先に示したように、アレイの傾斜角度(θ)は支持物や電気工事などのシステム建設コスト(C)に影響を与える。また今回のように、具体的な設置場所を決めてシステム建設コストを定量的にする場合には、設計風速(V), 設計積雪量(S_N)及び設置場所の緯度(ϕ)も重要な関数になる。システム建設コストをシステム構成要素毎に、アレイ傾斜角度、設計風速及び緯度の関数として表現すると以下のようになる。

$$\begin{aligned} C &= C_p + C_m + C_s + C_o \\ &= C_p + C_m + \{C_s(\theta, V, S_N) + C_{sc}\} \end{aligned}$$

*原稿受付、平成7年8月28日

(株)関電工 技術研究所

茨城県新治郡千代田町下稻吉西山2673-169

$$+ \{ C_o(\theta, \phi) + C_{oc} \} \quad (1)$$

ここに

C_p : 太陽電池コスト

C_m : インバータ、連系装置、制御装置等周辺機器

C_s : アレイ架台・基礎（組立を含む）

$$C_s = C_s(\theta, V, S_n) + C_{sc}$$

$C_s(\theta, V, S_n)$ は θ, V, S_n により変化する部分

C_{sc} は θ, V, S_n に無関係な部分

C_o : その他工事（モジュール・周辺機器設置、モジュール間・アレイ間などの電気配線など）

$$C_o = C_o(\theta, \phi) + C_{oc}$$

C_{oc} は θ と ϕ により変化する部分

C_{oc} は θ と ϕ に無関係な部分

厳密にいようと、モジュールやインバータなどの周辺機器にも、強度面から設計風速が関数になりうるが、ここでは極度に厳しい気象条件は考慮しないため無関係とした。

傾斜角度 θ に無関係な部分のコストは、設置場所の環境（塩害、工事環境など）、準拠基準などの諸条件により決定される。特に C_{sc} や C_{oc} は設置場所の形状・地質、工事を行う上での障害物の有無などが決定要因に含まれており C_p や C_m に比べると、一概に決定することは困難である。

2.2 アレイ傾斜角度と外部荷重の関係

ここでは多雪地帯を検討対象から除外していることから、アレイの強度検討を行う場合に考慮すべき外部荷重は、風荷重、積雪荷重及び地震荷重の何れか最大の荷重となる（多雪地帯では、積雪荷重と風荷重のベクトル和、または積雪荷重と地震荷重のベクトル和の何れか大きな荷重）。

従来のアレイ構造設計においては、積雪荷重と地震荷重の算出方法を「建築基準法・同施行令第86条（積雪荷重）、第88条（地震荷重）」に準拠する場合が大半であるが、風荷重についてはアレイ傾斜角度毎の風力係数が不明であったため適切な基準が無く、設計者の判断により、建築基準法・同施行令、建築物荷重指針、JEC-127（送電用支持物設計標準）などの既存の設計基準が適用されている。

ここでは風洞実験により明らかにした風力係数を引用するとともに、現在標準化（JIS化）が行われている「太陽電池アレイ用支持物設計標準（案）」⁽¹⁾と「建築基準法・同施行令」を基本とした。以下に計算式を示す。

$$W = C_w q A_w \quad (2)$$

ここに

W : 風荷重 (N)

C_w : 風力係数（風洞実験結果を引用）⁽²⁾

q : 設計速度圧 ($N \cdot m^{-2}$)、(3)式参照

A_w : 受風面積 (=アレイ面の面積) (m^2)

$$q = q_0 \alpha \quad (3)$$

ここに

q_0 : 基準速度圧 ($N \cdot m^{-2}$)、(4)式参照

α : 高さ補正係数、(5)式参照

$$q_0 = \frac{1}{2} \rho V_0^2 \quad (4)$$

ここに

ρ : 空気密度 ($1.225 N \cdot s^2 \cdot m^{-3}$)

V_0 : 基準地上高 (10m) での風速 (m/s)

$$\alpha = \left[\frac{h}{h_0} \right]^{(1/\beta)} \quad (5)$$

ここに

h : アレイの地上高 (m)

h_0 : 基準地上高 (10m)

β : 高さによる遞増の度合いを示す指数 5

日本気象協会の検討結果を参照

ここで V_0 (m/s) を 30, 45, 60 と仮定した場合のアレイ傾斜角度と風圧荷重の関係を図1（正圧荷重；アレイ面を押す方向の荷重、負圧荷重；アレイ面を引き上げる方向の荷重）に示す。

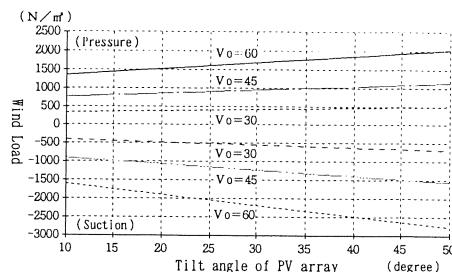


図1 傾斜角度と風圧荷重の関係

上図で傾斜角度の範囲を $10^\circ \sim 50^\circ$ としているのは、実際の風洞実験での測定範囲を考慮し、誤差が大きくならないように決めたためである。

なお複数のアレイが設置される場合には、前後左右（東西南北）を他のアレイに囲まれたアレイと、囲まれないアレイとでは受ける風荷重が異なる。しかしながら低コスト化を考えた場合、同一仕様のものを多く製作することが重要であるため、ここでは風荷重が最も強くなる周辺部のアレイに加わる値を引用した。

また地震荷重は、ほとんどのケースにおいて風荷重

や積雪荷重よりもかなり小さいため無視した。

3. 検討条件

3.1 発電コストの計算方法

ここでは発電コスト E_C を計算するに当たり、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）で定められた以下の方法を適用した。

$$E_C (\text{円}/\text{kWh}) = \frac{\text{年間経費 } K (\text{円})}{\text{年間総発電量 } A (\text{kWh})} \quad (6)$$

$$K = \sum C_i ((1 - Z)D(n) + rZ) + P_r + F(0.55C_i + P_r) + O + M + N + S \quad (7)$$

ここに

C_i : 装置 i の建設費

$D(n)$: 資本回収係数

$$r(1+r)^n / \{(1+r)^n - 1\}$$

n : 装置 i の耐用年数

r : 金利

Z : 残存価格比率

F : 固定資産税率

P_r : 土地購入費

O : 人件費 ($= \phi K$)

ϕ : 人件費率

M : 修繕費 ($= \gamma C$)

γ : 修繕比率

C : 総建設費

N : 用地借用費

S : 一般管理費 $\{ = 0.05(O + M + N)\}$

なお各装置の耐用年数を同一と考えると、 $\sum C_i = C$ と置き換えられ、(7)式は以下のとおりになる。

$$\begin{aligned} K &= C((1-Z)D(n) + rZ) + P_r + F(0.55C \\ &\quad + P_r) + \phi K + \gamma C + N + 0.05(\phi K + \gamma C + N) \\ &= C((1-Z)D(n) + rZ + 0.55F + 1.05\gamma) \\ &\quad + P_r(r + F) + 1.05\phi K + 1.05N \end{aligned}$$

K を左辺にまとめると、(8)式が求められる。

$$K = \{C((1-Z)D(n) + rZ + 0.55F + 1.05\gamma) + P_r(r + F) + 1.05N\} / (1 - 1.05\phi) \quad (8)$$

3.2 年間経費 K の計算条件

年間経費を定量化するためには、(7)式に示すシステムの建設費と耐用年数、金利などの各種パラメータを定める必要がある。

システムの建設費を定めるためには、システム構成要素のコスト、工事方法を含めたシステムの仕様を決定する必要がある。但し、全ての仕様をここで列挙す

ることは数が多くて事実上不可能であるため、コストに比較的大きく影響を与える項目についてのみ表1～表3のとおり定めた。

表1 システム仕様

項目	仕様
①アレイ形状	図2のとおり
②アレイ寸法	H: 50cm, L: 2.5m (図2参照)
③アレイの方位	真南
④モジュール寸法	1200×400mm程度
⑤架台の材料	亜鉛めっきを施した鉄
⑥準拠基準	太陽電池アレイ用支持物設計標準(案) 建築基準法・同施行令
⑦システム出力	数十kW程度 但しアレイ容量(標準状態)とインバータの定格容量の比は1.2:1とする。
⑧システム生産量	1, 10, 100MW/年
⑨設置環境	平地、堅固な地盤、塩害無し、工事を行う上で障害物無しなど。 多雪地帯を除く(積雪量は40cm、但し那覇は0cmとする)。
⑩工事方法	モジュール裏面からのボルト締め 架台の基礎 電気配線
－モジュール取付 －架台の基礎 －電気配線	重機を使用した掘削・埋め戻し CVケーブル、コネクタ接続

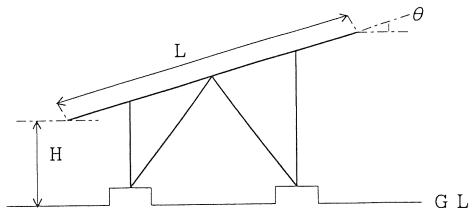


図2 アレイ(架台)の形状

表2 システム構成要素のコスト

システム構成要素 (将来技術を考慮)	コスト(円/W, 経費含)		
	1 MW	10 MW	100 MW
太陽電池(多結晶)	686	480	269
インバータ	118	51	22
連系保護装置	11	8.5	6.5
制御装置	56	23	10

表3 パラメータの設定値

項目	設定値
①システム耐用年数	20(年)
②金利	6(%)
③残存価格比率	10(%)
④人件費率	5(%)
⑤固定資産税率	1.4(%)
⑥修繕費率	1(%)
⑦用地借用費	0
⑧間接費率	5(%)

アレイ（架台）形状は、現時点でも最も一般的な形状とした。アレイの大きさは、積雪や雑草などがはえること、作業性（アレイ組立）を考慮した。モジュール寸法は現在電力用として最も出回っている規模を想定した。また、架台の材料は最も多く使用されているものとした。

準拠基準は、従来多く適用されていた建築基準法・同施行令と、現在策定中の太陽電池アレイ用支持物設計標準（案）を引用した。

設置環境は構成機器の仕様や工事に大きな影響を与える重要な要因である。ここでは基本的検討ということで、良好な環境を想定した。

工事方法は、特にアレイの建設コストに大きな影響を与えるが、現状で最も一般的な方法とした。

なおシステム構成要素のコストは、（財）電力中央研究所がNEDOの受託研究の中で試算した値⁽³⁾に、経費として一律30%を考慮した。また土地代は考慮しないこととした。

3.3 年間総発電量A_sの計算条件

年間総発電量の計算方法として(9)式を適用した。

$$A_s = \sum_{n=1}^{12} \{ I(n) \times \eta_A(n) \} \times S_A \times \eta_i \quad (9)$$

ここに

A_s : 年間総発電量 (kWh)

I(n) : 月間積算傾斜面日射量 (kWh/m²)⁽⁴⁾

$\eta_A(n)$: 各月のアレイ効率 (%)

標準状態における（電池温度25°C時）効率を12%，温度係数を-0.5%/°Cと仮定

S_A : アレイ面積 (m²)

η_i : インバータ実効変換効率 (0.85)

システム運転中の平均太陽電池温度については、およそ（平均気温+15°C）で近似できるとの報告⁽⁵⁾があるが、ここでは（平均気温+20°C）で仮定した。これはモジュール特性のアンバランスや汚損など、各種の損失を無視していることから、その分アレイ効率を低めに設定した。

インバータの実効変換効率は、年間を通じて一定とした。

詳細な発電量の計算を行うと値は異なってくるが、数%程度の差ではアレイの最適傾斜角度に与える影響は小さいと考えられるので、ここでは無視した。

3.4 検討対象場所

今回は検討対象場所として、表4に示す10箇所を選定した。選定に当たっては、気象条件が最適傾斜角度にどのように関係するかを把握するため、日射量や風

速などが異なるように考慮した（多雪地帯を除く）。

表4 検討対象場所と気象条件

場所	緯度 (北緯)	年間日射量 (kWh/m ²) ^{*1}	基準風速 (m/s) ^{*2}
①仙台	38°15'	1,248	32.8
②東京	35°41'	1,270	32.4
③桃子	35°43'	1,299	50.3
④浜松	34°42'	1,398	41.8
⑤神戸	34°41'	1,351	43.9
⑥潮岬	33°27'	1,442	59.8
⑦広島	34°21'	1,383	47.0
⑧高知	33°34'	1,420	52.3
⑨宮崎	31°55'	1,449	43.4
⑩那覇	26°14'	1,467	70.7 ^{*3}

*1: 水平面全天日射量⁽⁴⁾

*2: 地上高10mに換算した値（高さ補正係数が1/10の場合。速度圧qでは1/5となる）

*3: 基データの測定位置を地上高15mと仮定

4. 検討結果

4.1 年間経費Kの近似式

年間経費Kは(8)式に表3の値を代入して求めると、(10)式のとおりになる。

$$K = 0.1084 \times C \quad (10)$$

ここに C : システム建設コスト

システム建設コストは(1)式で表したとおり、θ, V, S, φが独立変数となる。具体的な近似式については、以下に示すとおり、最初にシステム構成要素毎に近似式を定めた後、それらの和として求めた。

ここでは各構成要素のコストの近似式を、(11)～(15)式で表せることとした。

$$C_p \doteq x_1 P' = x_1 \times 1.2 P \quad (11)$$

$$C_m \doteq x_2 P \quad (12)$$

ここに

x₁ : 太陽電池の単位出力当たりのコスト（表2参照）

x₂ : 周辺機器の単位容量当たりのコスト（表2参照）

P : システム定格出力

C_pとC_mはシステム定格出力Pに比例する。そして表1の⑦で述べたように、太陽電池出力とシステム出力の比率は1.2:1なので、C_pは1.2Pに比例する。

C_sは外部荷重条件により、以下の通り想定した。（風荷重≥積雪荷重の場合）

$$C_s \doteq a_0 + a_1 \theta + a_2 \theta^2 + a_3 V + a_4 V^2 + a_5 \theta V + a_6 \theta^2 V^2 \quad (13)$$

（風荷重<積雪荷重の場合）

$$C_s \doteq b_0 + b_1 \theta + b_2 \theta^2 \quad (14)$$

2.2で述べたように、風荷重と積雪荷重の何れか大きい方が構造設計条件になる。そして（風荷重 \geq 積雪荷重）の場合、 θ と V が各々単独で及ぼす影響と相乗効果による影響を考慮して仮定した。（風荷重 $<$ 積雪荷重）の場合は検討条件で積雪量を0cm（那覇）と40cm（那覇以外）に定めているので、 θ だけを独立変数とした。

$$C_s = e_0 + e_1 \phi + e_2 \theta \quad (15)$$

C_s の内、 θ と ϕ で変化する部分（ $e_1 \phi + e_2 \theta$ ）はアレイの影の長さ（D）の変化分に比例する。そして設置場所が決まると緯度（ ϕ ）が決まるため C_s の独立変数は θ だけとなる。影の長さの算出式を(16)式に示す⁽⁶⁾。

$$D = L \cdot \sin \theta \times \cot h_s \quad (16)$$

$$h_s = \sin^{-1}(\sin \phi \cdot \sin \delta + \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cosh H) \quad (17)$$

ここに

D：影の長さ

L：アレイの大きさ(2.5m)

θ ：アレイ傾斜角度

h_s ：太陽高度

ϕ ：緯度

δ ：視赤緯

H：時角

4.2 各地点における年間経費K

4.1で仮定した近似式について、検討条件またはコスト試算結果より、各係数を明らかにした。

(1) 太陽電池コスト C_p

太陽電池の生産量別コストを表5に示す。

表5 太陽電池コスト C_p

生産量 (MW/年)	1	10	100
C_p (千円/kW)	823	576	323

(2) 周辺機器コスト C_m

周辺機器（インバータ、連系保護装置、制御装置）の生産量別コストを表6に示す。

表6 周辺機器コスト C_m

生産量 (MW/年)	1	10	100
C_m (千円/kW)	185	83	39

(3) 架台・基礎コスト C_s

C_s の係数 $a_0 \sim a_2$ と $b_0 \sim b_2$ を決定するに当たっては、実際にいくつかのケースについてコスト試算を行った。その結果、アレイ傾斜角度が $10^\circ \sim 50^\circ$ （但し

風速が30m/s以上）の範囲では、(13)式だけで近似できることを把握した。

また C_s の内、架台の製作に係わるコストは生産量により変化するが、その他（架台の現地組立作業、基礎の材料・現地製作）に関するコストはほとんど変化しない。このため C_s 全体で見た場合には、生産量の影響は C_p や C_m に比較すると非常に小さいことから、ここでは生産量には無関係とした。

$$C_s = 4.703\theta - 0.2\theta^2 + 5.086V + 0.023V^2 - 0.289\theta V + 0.013\theta^2 V + 0.004\theta V^2 - 0.0001\theta^2 V^2 \quad (18)$$

そして C_s は設置場所毎に V が決まり、表7のとおりになる。

表7 各地点における C_s の近似式

場所	C_s (千円/kW)
①仙台	$172.6 - 0.362\theta + 0.099\theta^2$
②東京	$170.7 - 0.347\theta + 0.097\theta^2$
③銚子	$281.9 - 0.135\theta + 0.186\theta^2$
④浜松	$227.2 - 0.501\theta + 0.150\theta^2$
⑤神戸	$240.9 - 0.454\theta + 0.160\theta^2$
⑥潮岬	$346.3 + 0.848\theta + 0.212\theta^2$
⑦広島	$260.5 - 0.333\theta + 0.174\theta^2$
⑧高知	$294.9 + 0.019\theta + 0.193\theta^2$
⑨宮崎	$237.5 - 0.469\theta + 0.158\theta^2$
⑩那覇	$423.7 + 2.704\theta + 0.222\theta^2$

(4) その他の工事 C_o

C_o については、冬至の午前9時（又は午後3時）における影の長さを前後方向のアレイ間隔として、各地の近似式を表8のとおりとした。なお C_o は C_s と同様、生産量の影響を受けない。

表8 各地点における C_o の近似式

場所	C_o (千円/kW)
①仙台	$141.4 + 1.9\theta$
②東京	$122.4 + 1.7\theta$
③銚子	$127.8 + 1.7\theta$
④浜松	$122.4 + 1.7\theta$
⑤神戸	$122.4 + 1.7\theta$
⑥潮岬	$114.3 + 1.5\theta$
⑦広島	$125.2 + 1.5\theta$
⑧高知	$119.8 + 1.5\theta$
⑨宮崎	$109.9 + 1.5\theta$
⑩那覇	$92.7 + 1.1\theta$

(5) システム建設コスト C

各地点での建設コスト C は、表5～表8の合計で、表9～表11のとおりになる。

表9 システム建設コストC(生産量1MW/年)

場所	C(千円/kW)
①仙台	1322.0 + 1.538θ + 0.099θ²
②東京	1301.1 + 1.353θ + 0.097θ²
③銚子	1417.7 + 1.565θ + 0.186θ²
④浜松	1357.6 + 1.199θ + 0.150θ²
⑤神戸	1371.3 + 1.246θ + 0.160θ²
⑥潮岬	1468.6 + 2.348θ + 0.212θ²
⑦広島	1393.7 + 1.167θ + 0.174θ²
⑧高知	1422.7 + 1.519θ + 0.193θ²
⑨宮崎	1355.4 + 1.031θ + 0.158θ²
⑩那覇	1524.4 + 3.804θ + 0.222θ²

表10 システム建設コストC(生産量10MW/年)

場所	C(千円/kW)
①仙台	973.0 + 1.538θ + 0.099θ²
②東京	952.1 + 1.353θ + 0.097θ²
③銚子	1068.7 + 1.565θ + 0.186θ²
④浜松	1008.6 + 1.199θ + 0.150θ²
⑤神戸	1022.3 + 1.246θ + 0.160θ²
⑥潮岬	1119.6 + 2.348θ + 0.212θ²
⑦広島	1044.7 + 1.167θ + 0.174θ²
⑧高知	1073.7 + 1.519θ + 0.193θ²
⑨宮崎	1006.4 + 1.031θ + 0.158θ²
⑩那覇	1175.4 + 3.804θ + 0.222θ²

表11 システム建設コストC(生産量100MW/年)

場所	C(千円/kW)
①仙台	676.0 + 1.538θ + 0.099θ²
②東京	655.1 + 1.353θ + 0.097θ²
③銚子	771.7 + 1.565θ + 0.186θ²
④浜松	711.6 + 1.199θ + 0.150θ²
⑤神戸	725.3 + 1.246θ + 0.160θ²
⑥潮岬	822.6 + 2.348θ + 0.212θ²
⑦広島	747.7 + 1.167θ + 0.174θ²
⑧高知	776.7 + 1.519θ + 0.193θ²
⑨宮崎	709.4 + 1.031θ + 0.158θ²
⑩那覇	878.4 + 3.804θ + 0.222θ²

表9～11より、アレイ傾斜角度θに対する建設コストCの変化状況の例(東京)を図3に示す。

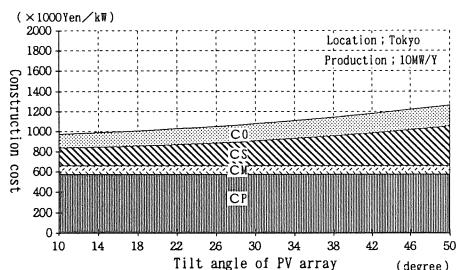


図3 θとCの関係(東京, 生産量10MW)

これよりアレイ傾斜角度の上昇に伴い、建設コストが増加することが分かる。これは傾斜角度が大きくなるほど、アレイに加わる風圧荷重が大きくなり、そのため架台・基礎が大きくなることが主な原因である。

なお図3では、傾斜角度の変化と共に架台・基礎のコストも滑らかに変化しているが、実際には架台の部材として汎用品を使用する場合、その種類は有限であることから架台のコスト変化はステップ状になる。しかしながら、ここでは最適傾斜角度を求めるため、便宜上、連続的に変化するものとした。

生産量に対するCの変化の状況を図4、図5に示す。

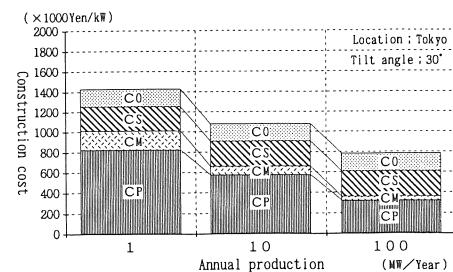


図4 生産量とCの関係(東京, 傾斜角30度)

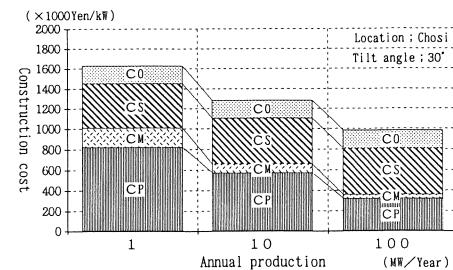


図5 生産量とCの関係(銚子, 傾斜角30度)

以上より生産量の増加に伴い、太陽電池や周辺機器の全体に占める割合が大幅に低下していることが分かる。また銚子における架台・基礎の割合が、東京に比べ大きいが、これは銚子の風速が東京よりもかなり強く、架台・基礎が大きな物になるためである。

(6) 年間経費K

各地点における年間経費Kは、(10)式より表9～11で示している値に0.1084を乗じた値になる。

4.3 各地点における年間総発電量A

(9)式に基づいた計算結果より、各検討対象場所におけるアレイ傾斜角度とシステムの年間総発電量の関係を(19)式で近似できることを確認した。

$$A \approx A_0 + A_1 \theta + A_2 \theta^2 \quad (19)$$

ここに

A : アレイ面積 1 m²当たりのシステム年間総発電量 (kWh/m² , システム年間総発電量をアレイ面積で割った値)

θ : アレイ傾斜角度 (度)

A_0 , A_1 , A_2 : 設置場所の気象条件により決まる任意の係数 (表12参照)

表12 各地点における係数の値

場所	A_0	A_1	A_2
①仙台	120.5	0.9900	-0.0144
②東京	119.2	1.0200	-0.0156
③銚子	123.4	0.9267	-0.0147
④浜松	131.3	1.1767	-0.0180
⑤神戸	126.4	1.0533	-0.0173
⑥潮岬	132.9	1.2100	-0.0193
⑦広島	131.4	0.9100	-0.0153
⑧高知	131.8	1.1800	-0.0187
⑨宮崎	133.5	1.1467	-0.0191
⑩那覇	133.1	0.5533	-0.0151

4.4 各地点における発電コスト EC

(6)式及び4.1, 4.2より, 発電コスト ECは(20)式で求められる.

$$EC = \frac{K}{10A} \quad (20)$$

分母で A, アレイ面積 1 m²当たりのシステム年間総発電量 (kWh/m²) を10倍しているのは, システム出力 1kWに対応するアレイ面積 S_Aが(21)式で示すように 10 m²になるためである.

$$S_A = \frac{P'}{I \times \eta_A} = \frac{1.2}{1 \times 0.12} = 10 \quad (21)$$

ここに

P' : 太陽電池容量 (1.2kW)

I : 基準日射強度 (1kW/m²)

η_A : 標準アレイ効率 (0.12)

以上のことより求めた各地点におけるアレイ傾斜角度 θ と発電コスト EC の関係例を図6に示す.

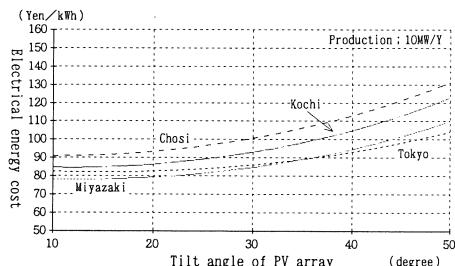


図6 θ と EC の関係例 (生産量 10MW)

図6よりアレイ傾斜角度の上昇に伴い, 発電コストが増加することが分かる. これはシステム建設コスト特に架台・基礎のコストが上昇するためである.

次に銚子と宮崎における, 生産量毎の θ と EC の関係を図7に示す. なお図中にある地名の後ろについて括弧内の数値は, 年間生産量 (単位 MW) である.

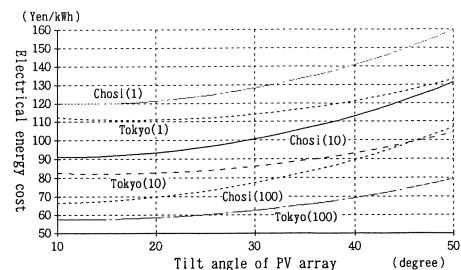


図7 生産量と EC の関係例

これより生産量が増加するにつれ, EC が大幅に低下していることが分かる. 但し傾斜角度に対する EC の変化の度合いは, 生産量が異なっても明瞭な変化が見られない.

4.5 各地点における最適傾斜角度

ここで定義している最適傾斜角度 (θ_0), すなわち発電コストが最低になる角度は, (22)式が成立する θ である.

$$\frac{d(EC)}{d\theta} = 0 \quad (22)$$

但し, $\theta_0 \geq 0^\circ$

上式より求めたシステム生産量別の各地点の θ_0 を表13に示す.

表13 各地点における最適傾斜角度 θ_0

場所	1 MW	10MW	100MW
①仙台	17.5°	14.5°	10.8°
②東京	17.7°	14.8°	11.3°
③銚子	12.4°	10.1°	7.5°
④浜松	15.7°	13.1°	10.1°
⑤神戸	14.2°	11.8°	9.0°
⑥潮岬	12.5°	10.2°	7.6°
⑦広島	12.3°	10.0°	7.5°
⑧高知	13.7°	11.4°	8.7°
⑨宮崎	14.6°	12.2°	9.5°
⑩那覇	3.2°	1.5°	0.0°

これより那覇を除く地域では, 生産量が 1MW 時には 12°~18°, 10MW 時には 10°~15°, 100MW 時にはほとんどが 10°未満となり, 生産量が少ないほど最適傾斜角度が 5°程度大きいことが分かる. これは図4に

示されるように、生産量が少ないと建設コストの中で太陽電池の占める割合が大きく、最初に述べたように太陽電池の性能（発電特性）が重要となり、積算日射量が最大になる角度に近づくためである。

但し図5、図6から分かることおり、何れの生産量においても傾斜角度が20°以下になると発電コストの変化が小さい。従って、那覇を除く全ての場所において、傾斜角度を統一（例えは15°）しても、実用上は問題無いと考えられる。

なお那覇は何れの生産量においても非常に小さな値を示しているが、これらの角度の場合には雨がアレイ面上に残り、太陽光の表面反射により発電特性が大幅に低下することが予想される（(18)式と表12で表せなくなる）。従って実際には、最低でも5°程度の傾斜が必要である。

また、ここで求めた最適傾斜角度と、年間積算日射量が最大となる角度 θ' との差 $\Delta\theta$ （= $\theta' - \theta$ ）を表14に示す。

表14 各地点における $\Delta\theta$

場所	θ' (4)	1MW	10MW	100MW
①仙台	33.9°	16.4°	19.4°	23.1°
②東京	32.7°	15.0°	17.9°	21.4°
③銚子	31.4°	19.0°	21.3°	23.9°
④浜松	32.9°	17.2°	19.8°	22.8°
⑤神戸	30.4°	16.2°	18.6°	21.4°
⑥潮岬	31.3°	18.8°	21.1°	23.7°
⑦広島	29.7°	17.4°	19.7°	22.2°
⑧高知	32.0°	18.3°	20.6°	23.3°
⑨宮崎	29.8°	15.2°	17.6°	20.3°
⑩那覇	17.9°	14.7°	16.4°	17.9°

これより、経済性からみた最適傾斜角度は生産量が1MWの場合でも、年間積算日射量が最大となる角度よりも15°度以上小さくなることが分かる。

5. むすび

多雪地帯以外における経済性からみた最適傾斜角度（発電コストが最低になる角度）について評価を行った。その結果、以下の事項が明らかになった。

①那覇を除く地域の最適傾斜角度は、年間の生産量が1MWでは12°～18°、10MWでは10°～15°、100MWではほとんどが10°未満となる。これは生産量が少ないほど、システム建設コストに占める太陽電池の割合が大きく、太陽電池の性能（発電特性）の最適化が重要になるためである。

②システム生産量により異なるが、ほとんどの地点に

おいて、従来の最適傾斜角度（年間積算日射量が最大となる角度）よりも約20°低い。

③那覇を除くほとんどの地点で、傾斜角度が20°以下では、何れの生産量においても発電コストの変化は小さい。従って実用レベルで考えた場合、那覇以外の地域では、アレイ傾斜角度を統一しても特に問題は無い。

④那覇における最適傾斜角度が非常に小さいが、実際にはアレイ面へ雨水が溜まることを避けるため、最低でも5°程度の傾斜が必要である。

なお、架台・基礎について画期的な開発があれば、建設コスト全体に占める割合が減少し、結果的に太陽電池の占める割合が大きくなる。この場合には、既述のとおり太陽電池の性能が重要となり、アレイ面への積算日射量が最大になる角度に近づくため、同一生産量でも今回の結果より最適傾斜角度は大きくなる。

最後に、架台・基礎の詳細設計を行う上で多大な御協力を戴いた那須電機鉄工㈱殿に感謝の意を表する。

参考文献

- (1) (社)日本電機工業会：「新発電システムの標準化に関する調査研究報告書」平成6年3月
- (2) ㈱関電工：NEDO委託業務成果報告書「太陽電池架台の研究開発 総括版」平成5年3月
- (3) 滝川：「コスト評価と普及予測」、太陽エネルギー－Na1 1994
- (4) 日本気象協会：昭和61年度NEDO委託業務成果報告書「発電量基礎調査」
- (5) 横内、湯川、黒川：「太陽光発電システムの代表温度 T_{CR} と温度補正係数 K_{PT} 」、平6電気学会全大、Na1679
- (6) 丸善：国立天文台編 理科年表