

住宅用太陽光発電システムの諸特性

Characteristics of Residential Photovoltaic Systems

田中 修^{*1}
Osamu TANAKA三島 崇宏^{*2}
Takahiro MISHIMA西田 謙一郎^{*2}
Kenichiro NISHIDA

Abstract

This paper describes islanding operation tests of six residential PV systems and the residential PV system efficiencies. Islanding operation tests of these systems were carried out by manually disconnecting them to the utility grids when the generating powers match nearly to the loads (R, L, C, rotary machines). Islanding times were 0.1~2.8 seconds by measuring the active power flow and the reactive power flow. The residential PV system efficiencies were about 10 percents, which were about 3 percents lower than the module efficiency. The optimum tilt angle of the solar array is supposed to be about 30° at Sido (north latitude : about 34.3°) by measurements of total amounts of daily solar irradiation for a period of more than one year and by computation of global solar irradiance based on the latitude of the measured place and the declination of the day taking duration of sunshine into consideration.

キーワード : 太陽光発電、単独運転試験、システム発電効率、モジュールの最適傾き角

Key Words : Photovoltaic system, Islanding operation test, PV system efficiency. Optimum tilt angle of module

1. まえがき

普及し始めている住宅用太陽光発電設備のほとんどは電力系統と連系されて運転されている。この設備は安全上その他の理由からなんらかの事情で系統電力から電力が供給されなくなると運転が停止する仕組みになっている。現在、住宅用太陽光発電設備のある家庭はきわめて少なく、需要者、供給者の間で系統連系に関する問題は少ないと思われる。しかし将来、石油の枯渇、太陽光発電設備の低価格化により設備の普及が促進されて1集落のかかりの家庭が太陽光発電設備をもつようになるといういくつかの問題が出てくる。その中の一つとして、その集落の総出力と総負荷に近い状態になって停電等による原

因でその集落が系統から解列された場合、単独運転が持続し、危険な状態が起こり得る可能性がある。既にこの状態を模擬したいくつかの実験、研究、調査がなされているが¹⁻⁸⁾、今回小規模ながら6軒の住宅用太陽光発電システムを大学構内に設置し、単独運転の模擬実験を行った。

また、これらのシステムと日射計を使って積算電力量や、水平、傾き角 10°、20°、30° の積算日射量を6年間にわたり測定し、解析した。これにより設置されている場所の緯度に対して年間の積算電力量を最大にするソーラモジュールの最適傾き角を求め、緯度と最適傾き角の関係を調べた。

2. 実験装置

図1は住宅用太陽光発電システムの概略系統図である。傾き角 10° のソーラモジュールが2軒分 (No. 1~2)、傾き角 30° のソーラモジュールが4軒分 (No. 3~6)、計6軒分 120枚のソーラモジュール (1軒分モジュール総数

*1 徳島文理大学工学部環境システム工学科教授
(〒769-2193 さぬき市志度)
e-mail: tanaka-O@es.bunri-u.ac.jp

*2 徳島文理大学工学部環境システム工学科学生
(原稿受付: 2005年12月12日)

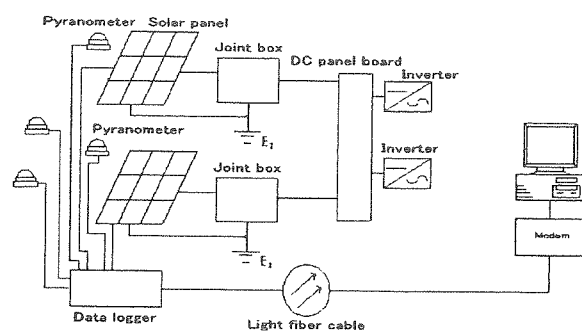


Fig.1 Schematic diagram of residential PV systems

20 枚、最大出力 2.82kW、モジュール面積 21.7 m²）を設置している。モジュールの仕様を表 1 に示す。日射強度を測るために全天日射計（英弘精機（株）MS-801）を水平、傾き角 10°、20°、30° の 4 台設置した。図 2

Table 1 Specification of a solar module

Maximum power	141W±5%
Short circuit current	7.45 A
Open circuit voltage	25.1 V
Maximum power current	7.16 A
Maximum power voltage	19.7 V
Maximum system voltage	600 V

Test condition : Module is illuminated by irradiance of 1000 W/m² at AM-1.5 and has a temperature of 25 °C.



Fig.2 Exterior view of the solar arrays

に 6 軒分の太陽電池アレイの全景を、その鳥瞰図を図 3 に示す。4 種類の日射計は、近写した写真を図 4 に示すように No. 2 と No. 3 モジュールの近くに上から順番に水平、傾き角 30°、20°、10° と配置された。各系統の代表モジュール 9 枚の温度を計測するために、そのモジュールの裏面に T 型熱電対 9 本、外気温用に T 型熱電対 1 本、合計 10 本を取付けている。日照時間、風速、気温などを計測する総合気象観測装置（大田計器製作所（株）

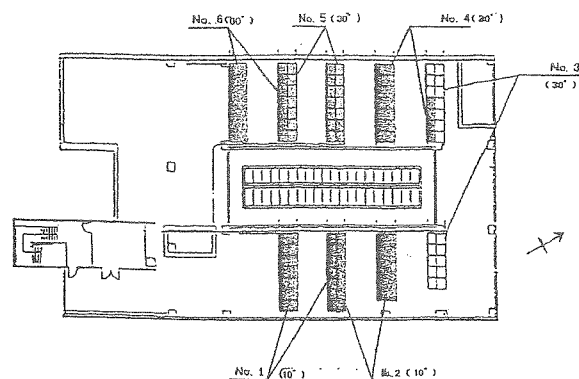


Fig.3 Bird's eye view of the solar arrays

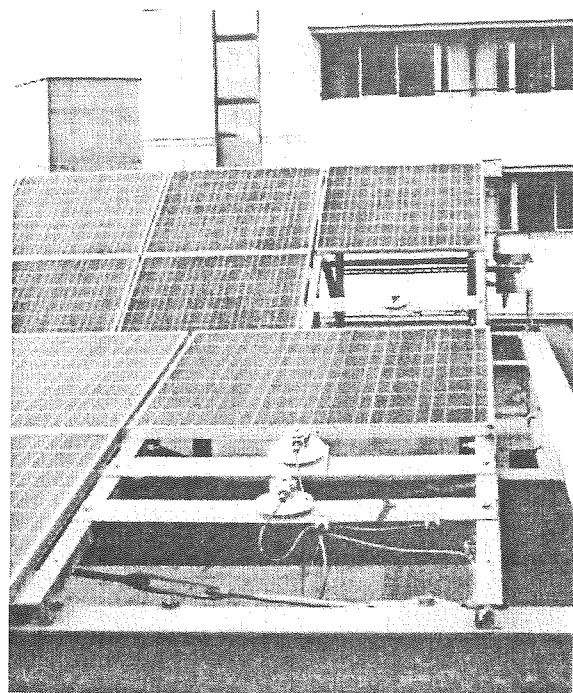


Fig.4 Lay out of 4 pyranometers of tilt angles 0, 10, 20 and 30 degrees

DS-System) を設置している。

単独運転実験対応システムの概略図を図 5 に示す。計測装置として供給電力量計と余剰電力量計、直流電力用デジタルパワーメータ（横河電機（株）WT110E）、交流電力用デジタルパワーメータ（横河電機（株）WT130E）などが取り付けられている。実験室内に設置された負荷として抵抗負荷装置（山菱電気（株）RZ-2004B、AC 200V、1~20A、4kW）3 台、研磨機である回転機負荷装置（日立工機 GRK-2、単相 100V、645W）6 台、微調整用の RLC 負荷装置（山菱電気（株）SRLC-240-6S、R : 6.5~210Ω、L : 0.5~15mH、C : 1~80μF）1 台、能動・受動両方式の単独運転検出機能をもつパワーコンディショナー（三菱電機（株）PV-PN04B、定格出力 3.3kW）6 台、パワーコンディショナーの電圧及び電流波形を計測するデジタルスコープ（横河電機（株）

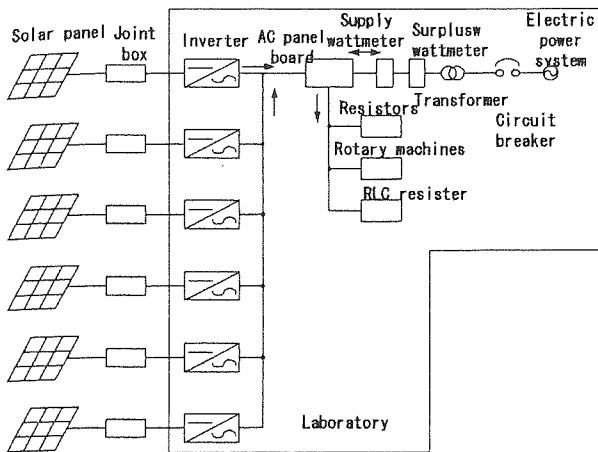


Fig. 5 Outline of the six residential PV systems which are interconnected to utility grids

DL-716) を使用して種々の負荷条件で、発電出力と消費電力をほぼ等しくしながら単独運転時間を計測する⁹⁾。パワーコンディショナーは本来停電すれば休止し、停電がなくなれば 2~5 分後に連系継電器が自動復帰し、動作する。表 2 にパワーコンディショナーの仕様を示す。停電が系統電源側に異変を生じたとき単独運転を停止させるための検出は受動的方式(電圧位相跳躍、検出時間:0.5 秒以下)と能動的方式(周波数シフト、検出時間:0.5~1.0 秒)を採用している。

Table2. Specification of a power conditioner

Model		PV-PN04B
Rated input voltage		DC210V
Range of input voltage		DC115~350V
Rated output voltage		AC202V、50/60Hz
Rated output		3.3kW
Power conversion efficiency		95%at rated output
Power factor of output fundamental wave		More than 0.95
High frequency distortion factor		Less than 5% in total, less than 3% in each wave
Size		430w × 140d × 240h mm
Weight		14kg
Main circuit	Inverter type	Electric voltage type current control
	Switching type	Sine wave PWM
	Insulation	Transformerless type,
	Distribution system	Single phase two-wire distribution system
Protection	Guard of interconnected system	OV、UV、OF、UF
	Detection of islanding operation	Passive and active control type

3. 単独運転試験

3. 1 試験方法

図 5 に示す開閉器により太陽光発電システムと商用電力システムを連系している。研究室にある抵抗負荷装置、回転機負荷装置、RLC 負荷装置の 3 種類の負荷を組み合わせ家庭で電力を使用している状態をつくり出し、多くの発電出力のもとで、開閉器を手動で切ることにより停電状態を模擬して単独運転試験を行う。このとき開閉器を切ったときの電圧波形及びインバータの電流波形をデジタルスコープで計測し、単独運転時間を求める。また力率計により、それぞれの有効電力潮流、無効電力潮流、力率を測定する。今回、主に開閉器の有効電力潮流が 0 付近になるようにして試験を行う。

3. 2 試験の条件

試験は使用する負荷を 2 種類の条件で行う。1 つは抵抗負荷装置と RLC 負荷装置で試験を行なう。他はこれらの負荷に回転機負荷装置を加えたものである。

3. 3 試験結果

発電出力は日射強度に依存するので系統的な試験はできず、種々の発電出力のもとで負荷は抵抗負荷装置のみとし、発電出力と負荷をほぼ等しくするように微調整用の RLC 負荷装置を使い手動で開閉器を切り、単独運転時間を測定した。図 6 は消費電力 0.27 kW、抵抗負荷 100 Ω の場合で、単独運転時間をデジタルスコープで観測したものである。図の上側 6 個 (N0.1~N0.6) の波形はパワーコンディショナーの出力電圧で横軸は時間 (1 目盛 2 秒) を表す。下側の 6 個の波形はそれぞれの出力電流波形で、時間を 10 倍に拡大しており (1 目盛 0.2 秒)、電源を切ってからパワーコンディショナーの運転が停止するまでの時間いわゆる単独運転時間は 220ms である。

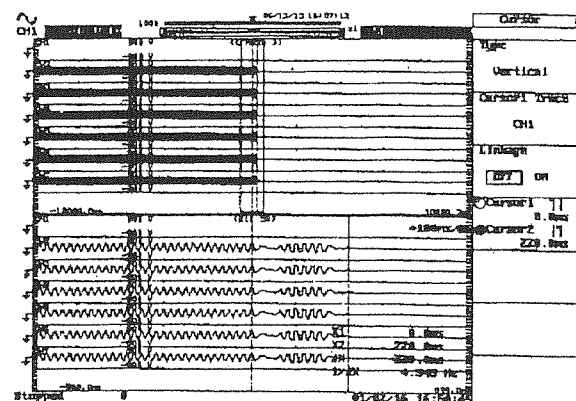


Fig.6 Electric voltage and current wave forms of six power conditioners outputs during islanding simulation test with load of only resistors.

発電出力 4.2~10.0 kW の範囲で試験を行った中からいくつか選んだ結果を図 7 に示す。これから単独運転時間

は 0.1~0.5 秒と短い。横軸は有効電力潮流で系統からの出力が太陽光発電出力より大きい場合が正、小さい場合が負、縦軸は無効電力潮流で正負については有効電力潮流と同じ定義としている。この図で有効電力潮流が 0 付近は発電電力が大きい試験結果であるが、系統の発電電力が太陽光発電電力より大きくても小さくても結果は同じように 0.5 秒以下である。このことから抵抗・負荷装置と RLC 負荷装置のみの試験では、パワーコンディショナー内の単独運転防止機能が正常に作動している。

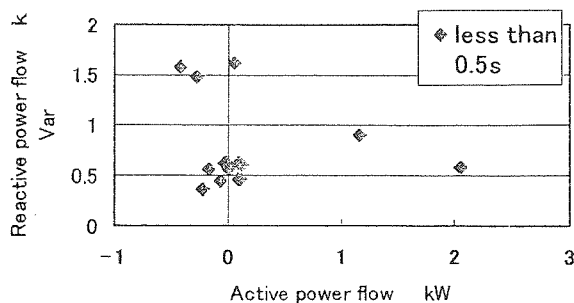


Fig. 7 Islanding operation test results with pure resistors and trimming RLC resistor

次に、これらの負荷に回転機負荷装置を加えて試験を行った。図 8 は消費電力 2.0kW で負荷に抵抗値 50Ω、回転機を 5 台使用した試験結果を示す。横軸の時間 1 目盛は 2.0 秒で単独運転時間は 2.7 秒である。負荷に抵抗と回転機を組み合わせで試験したいくつかの結果を図 9 に示す。単独運転時間は平均で 1 秒を超えて続き、最長で 3 秒近い値になった。発電電力が大きい場合は単独運転が 1.5 秒ほど続き、発電電力が小さい場合は単独運転が 2.0 秒以上あった。

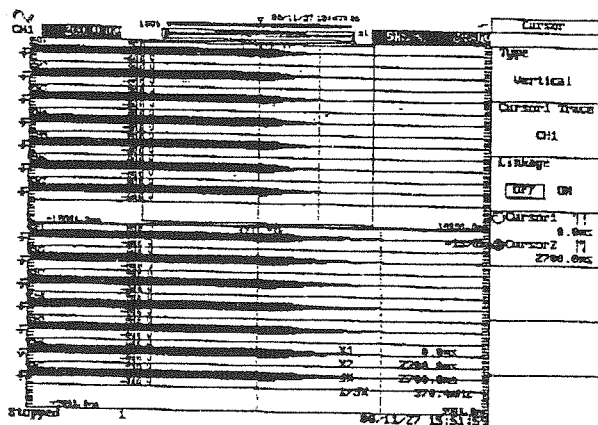


Fig.8 Electric voltage and current wave forms of six inverters outputs during islanding simulation test with loads of resistors and five rotary machines

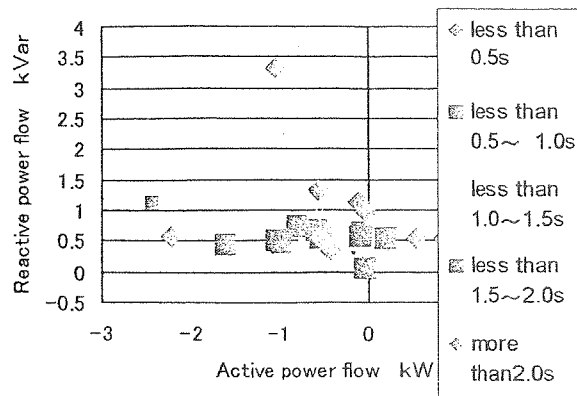


Fig. 9 Islanding operation test results with pure resistors,trimming RLC resistor including loads of rotary machines

図 10 は図 9 に示す抵抗負荷に回転機負荷を加えた試験結果を発電電力に対する消費電力の関係において単独運転時間を示す。

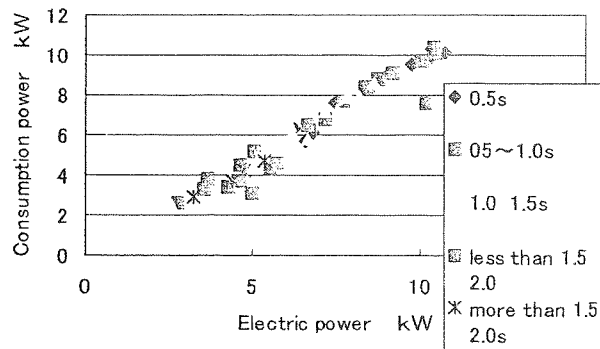


Fig. 10 Islanding operation test results with loads of rotary machines in connection with the relation between PV power and consumption power

3. 4 考察

負荷に抵抗負荷装置と RLC 負荷装置を使用して試験した場合、単独運転時間は 0.5 秒未満と短く単独運転の危険性はないと考えられる。しかし、負荷に回転機負荷を加えた場合、単独運転時間は最長で 2.8 秒と大きくなる。これは開閉器を切って系統連系を遮断しても回転機負荷である研磨機が慣性で回り続けて電圧を維持する働きがあるためと考えられる。力率計で計測した有効電力潮流と無効電力潮流とがバランスした状態のときに単独運転時間が長くなる傾向があるのは発電、消費の両電力が釣り合っていると、回転機による発電維持で系統側の電圧波形の位相や系統周波数シフトなどの変化が小さく、パワーコンディショナーの不感帯領域になり、単独運転防止機能が低下して時間が延びるためと考えられる¹⁰⁾。

4. 太陽電池モジュールの最適傾斜角

4. 1 日射計による全天日射量の測定

傾き角 0° 、 10° 、 20° 、 30° の日射計 4 台を周囲の障害物の影響が比較的少ないと考えられる場所に隣接して設置した。これらにより全天日射強度を 5 分毎に自動計測し、1 日の積算日射量を求め、1 月毎の積算日射量を計算した。表 3 は傾き角 0° 、 10° 、 20° 、 30° の日射計による 2003 年の月別積算日射量を示す。停電、計測器の故障、誤って自動計測停止などによるデータの欠落があり、正確な積算日射量でないが、傾き角相互の比較は可能である。表 3 から、傾き角 30° を基準に各傾き角の全天日射量を比較すると傾き角 10° が 4 月から 8 月の期間は多く（太字）、その他の月は少ない。この傾向は 2002 年にも見られる¹¹⁾。傾き角 20° の場合、3 月から 9 月の期間が多く（灰色色）、その他の月は少ない。2002 年の場合測定が 6 月からであるが傾き角 30° より多い

Table 3 Global solar irradiation per month striking the pyranometers of tilt angles 0, 10, 20 and 30 degrees in 2003

tilt angle °	Global solar irradiation kWh/m ² . month			
	0	10	20	30
Jan	69.0	82.2	94.2	98.7
Feb	54.5	64.0	71.6	72.5
Mar	67.9	74.6	78.3	76.3
Apr	120.7	126.7	129.3	123.5
May	128.3	132.5	132.9	125.2
Jun	127.5	129.5	128.2	120.2
Jul	76.7	81.8	78.6	74.2
Aug	133.4	137.4	139.2	131.7
Sep	131.3	140.7	147.1	142.8
Oct	104.0	120.5	130.6	131.0
Nov	47.8	56.7	62.4	63.1
Dec	50.1	63.4	71.8	72.8
total kWh/m ² y	1111	1210	1264	1232

月は 10 月までとなった¹¹⁾。日照時間の長い 4 月から 9 月にかけて傾き角 20° が傾き角 30° より有利と出たことは設置場所が周囲の遮蔽物の影響でこの傾向が出たのかもしれない。この期間は散乱光比が比較的に大きく傾き角が小さいほど散乱光を受けやすいことが予想され、設置した緯度に近い傾き角 30° より少し低い値が年間日射量を多く受けることを暗示している^{11,12,13)}。

4. 2 全天日射量の実測値と計算値の比較

2002 年 5 月に傾き角 20° の日射計を新設し、傾き角 0° 、 10° 、 30° の日射計と合わせて全天日射量を月別に実測したことから月毎の各傾き角の水平比を求めることができた。この実測値をもとに計算値と比較する。

つぎに、各月毎の水平に対する各傾き角の全天日射量の水平比を計算した。計算方法は、直達日射強度については測定場所の緯度、測定日の赤緯から図 11 に示す直達日射強度の水平面に対する傾斜面の比の式 (1)、散乱日射強度については表 4 に示す茨城県館野の観測データである散乱光比のデータ¹⁴⁾ から散乱日射強度を推定し、図 12 に示す傾斜面に入射する散乱日射強度の式 (2) を使用した¹⁴⁾。

$$I_{DP}/I_{DH} = \cos(\theta - \delta - \beta) / \cos(\theta - \delta) \quad (1)$$

ここで I_{DP} : 傾き角 β の直達日射強度、 I_{DH} : 水平面直達日射強度、 θ : 緯度、 δ : 赤緯、 β : モジュールの傾き角

$$I_{SP} = I_{SH}(1 + \cos \beta) / 2 + \rho I_{TH}(1 - \cos \beta) / 2 \quad (2)$$

ここで I_{SP} : 傾き角 β の散乱日射強度、 I_{SH} : 水平面散乱日射強度 ρ : アルベド、 I_{TH} : 水平面全天日射強度

これら実測によるものと計算によるものをまとめた結果を表 5 に示す。この計算ではアルベド（地表面の反射率）はアレイの設置場所の地面がコンクリートなので 0.2 としている¹⁵⁾。館野の観測データを香川県さぬき市志度に適用したと赤緯を月平均にした点などに問題があるかもしれないが、実測値と計算値が比較的良好に一致している。実測から 10° の傾き角と比較すると 20° は 10 ヶ月、 30° は 7 ヶ月有利となっている。表 3 から 1 年間の積算日射量では 20° が 30° より

Table 4 Comparison of diffuse irradiation with global irradiation at Tateno, Ibaragi

Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Global irradiation	261	241	290	298	396	301	353	328	282	243	203	211
Diffuse irradiation	71	100	138	189	197	222	214	219	152	125	78	73
Diffuse irradiation / (Global irradiation)	0.27	0.41	0.48	0.63	0.50	0.74	0.61	0.67	0.54	0.51	0.38	0.35

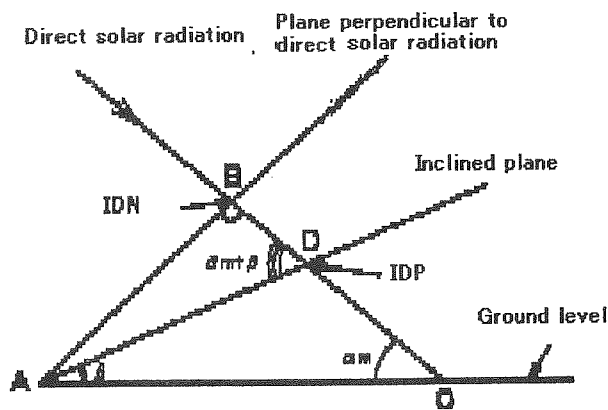


Fig. 11 Explanation of direct solar irradiance change by incident plane

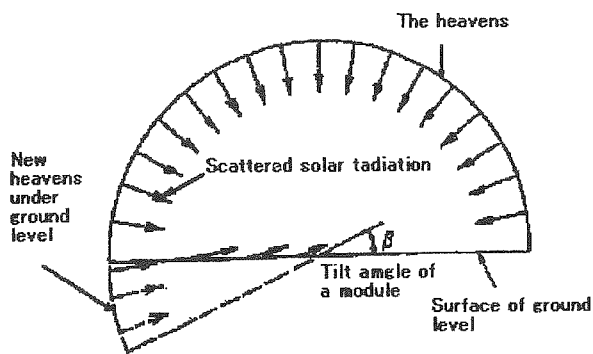


Fig. 12 Explanation of scattered solar irradiance incident to inclined plane

2.6%大きい。20° の傾き角の日射計が取り付けられ、

Table 5 Ratio of the global solar irradiation per month for tilt angles 10, 20, 30 degrees to that of 0 degree and comparison of the calculated values in 2003

tilt angle °	Experimental values			Theoretical values		
	10	20	30	10	20	30
Jan	1.19	1.37	1.43	1.17	1.31	1.42
Feb	1.17	1.31	1.33	1.10	1.18	1.23
Mar	1.10	1.15	1.12	1.06	1.09	1.10
Apr	1.05	1.07	1.02	1.02	1.02	1.01
May	1.03	1.04	0.98	1.01	1.01	0.98
Jun	1.02	1.01	0.94	1.00	0.99	0.96
Jul	1.07	1.02	0.97	1.01	1.00	0.97
Aug	1.03	1.04	0.99	1.01	1.01	0.99
Sep	1.07	1.12	1.09	1.04	1.06	1.06
Oct	1.16	1.26	1.26	1.07	1.12	1.14
Nov	1.19	1.31	1.32	1.13	1.24	1.31
Dec	1.27	1.43	1.45	1.17	1.31	1.41

2003年1月から5月までの1年間の積算日射量でも測定できるようになった2002年6月から12月と20°が30°より3.3%大きい¹⁾。

計算では20°と30°が有利な月は共に7ヶ月とほぼ実験値に近い。傾き角20°と30°で比較すると、日照時間の多い春から夏にかけて20°が30°より有利で、日照時間の少ない秋から冬にかけて30°が20°より有利になっている。上記の実測値と計算値の結果から判断して、年間日射量が最大になる傾斜角がいくらか計算で推測する。

傾き角20°から40°まで1°毎上記の計算方法に従って月別に計算し、その計算値に総合気象観測装置から自動計測できた月別の積算日照時間を掛けて、年間を通しての有利な傾き角を計算した。表6はその結果の1部で、本大学がある志度（緯度約34.3度）におけるモジュールの傾き角の最適値が30°であることが判明した。このことから志度の場合、設置場所の緯度より約4°少ない角度が最適な傾き角であると推定できる。一般に設置場所の最適傾き角はその近くの散乱光比がわかれば上記計算方法により計算できる。

Table 6 Calculation values of ratio of global solar irradiation per month for each tilt angle to that of horizontal angle taking duration of sunshine for each month into consideration (h)

	20°	24°	28°	30°	32°	36°	40°
Jan	132.4	137.5	142.6	143.6	145.6	148.6	151.7
Feb	189.4	192.6	195.8	197.4	197.4	199.0	200.6
Mar	226.7	228.8	228.8	228.8	228.8	228.8	226.7
Apr	193.3	193.3	191.4	191.4	189.5	187.6	183.8
May	220.7	218.5	216.3	214.1	214.1	209.8	205.4
Jun	136.0	134.7	131.9	131.9	130.5	127.8	125.0
Jul	228.3	226.0	221.5	221.5	219.2	214.6	210.0
Aug	275.2	272.5	269.8	269.8	267.1	264.3	258.9
Sep	196.2	196.2	196.2	196.2	194.4	194.4	190.7
Oct	137.8	139.0	140.2	140.2	140.2	141.5	140.2
Nov	135.9	139.2	142.5	143.6	144.7	146.9	149.1
Dec	187.9	193.6	199.3	202.2	205.1	209.4	213.7
total	2260	2272	2276	2281	2277	2273	2256

4. 3 住宅用太陽光発電システムの発電効率

ソーラレイの傾き角10°と30°の住宅用太陽光発電システムの発電電力量は発電開始以来それぞれ自動計測している。一方2002年の5月から傾き角10°と30°の日射計による日射量の自動計測を始めたので住宅用太陽光発電システムの発電効率が年間を通じて測定できるようになった。しかし残念なことにソフトウェア上で電力量と日射量を同時に測り、発電効率を出せるようになっていない状態であった。また計測器の故障、停電、計測中他の用途使用などが重なり1日とか1週間程度の測

定結果に終わった。

快晴で、積算日射量の多い1日と曇りや晴れのある10日間の発電効率を調べた。6軒分の内周囲による遮蔽の影響の比較的小さい傾き角 10° のアレイのシステム (No. 2) と傾き角 30° のアレイのシステム (No. 3) を選んだ。図13は2002年5月24日の日射強度とモジュールの裏面温度の変化を示す。この日は温度が高く、雲一つない快晴で傾き角 10° の日射強度が $1,000 \text{ W/m}^2$ を超える時間帯があった。傾き角 10° の日射量が傾き角 30° のそれより明らかに多い。

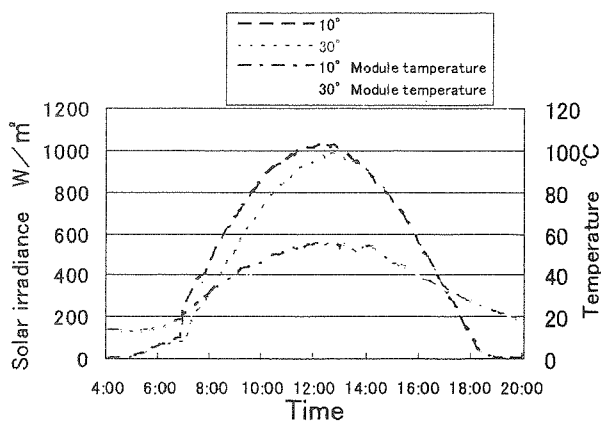


Fig. 13 Solar irradiance and module temperatures of each tilt angle 10° , 30° on May 24 2002

表7は当日の日積算電力量の測定とシステム発電効率の計算結果を示す。各モジュールの変換効率が約13%に対しシステム発電効率の実測値は $9.3 \sim 10.3\%$ と $2.7 \sim 3.7\%$ 低い。ソーラアレイとパワーコンディショナーを結ぶ電力ケーブル (長さ約250m) やモジュールの温度上昇 (平均約12 K) による損失^{16, 17)}、パワーコンディショナーの変換効率を考慮して計算しても $1.5 \sim 2.5\%$ 低い結果が得られた。両者の発電量は同じでも傾き角 10° と 30° の日積算日射量が異なることからシステム発電効率が異なった結果になっている。発電量の最小の読みが1 kWhなので1日の発電量が16 kWhであったことから測定誤差が $\pm 0.6\%$ あるが、上記システム発電効率が低い他の原因としては設置されている日射計および太陽電池アレイの周囲に建物や山があり⁹⁾、日射計に対し面積の

Table 7 Solar irradiation and PV energy per day and PV system efficiency

Testing day May 24, 2002		
Tilt angle [°]	10	30
PV generating duration [h]	14.25	14.25
Solar irradiation [Wh/m ² day]	7900	7144
PV energy [Wh/day]	16000	16000
PV system efficiency [%]	9.3 ± 0.6	10.3 ± 0.6

大きい太陽電池アレイにはそれらによる遮蔽の効果が大きく影響しているためと考えらる。

表8は2002年7月13日から7月22日までの10日間の日射量、積算電力量の測定とシステム発電効率の計算結果を示す。これは晴れや曇りのある天候でのシステム発電効率を知るためと積算電力量を大きくし、測定誤差を少なくするために実験した。モジュールの変換効率約13%に対しシステム発電効率は $8.9 \sim 9.9\%$ であり、快晴の1日の値より 0.4% 少ない。従ってモジュールの変換効率より $3 \sim 4\%$ 低い¹⁸⁾。システムの発電効率が気象条件によって変わるのは、気温や風速によるモジュールの温度変化による損失、日射強度による発電電力の大小からくるパワーコンディショナーの変換効率の変化、計測上の誤差などによると考えられ、どんな要因が支配的なのか今後の研究に待ちたい。

Table 8 Solar irradiation and PV energy for 10 days and PV system efficiency

Testing period : July 13~22, 2002		
Tilt angle [°]	10	30
Solar irradiation [Wh/m ²]	52627	47882
PV energy [Wh]	102000	103000
System efficiency [%]	8.9 ± 0.1	9.9 ± 0.1
Mean temperature of module [°C]	34.4	34.2

4. 4 発電量

発電開始 (1998-10-8) の翌年1999年から2003年まで5年間全システムの毎月の積算電力量を計測した。モジュールの傾き角 10° のシステム (No1, 2) と傾き角 30° のシステム (No3, 4, 5) の内、5年間の積算電力量の観測から周囲の遮蔽物の影響が比較的小さいと思われる積算電力量の多いNo2とNo3を選んで発電量を比較した。この傾き角 10° と傾き角 30° のシステムについて5年間の積算電力量を比較すると1999年はほぼ等しく (2651KWh)、表9に示すように2000年は後者が 0.8% 多く、2001年も同様であった。2002年と2003年は $1.1 \sim 1.4\%$ 多い結果が得られた。このように年を経るにつれわずかに傾き角 10° のシステムが減少する現象が見られた。しかも太陽高度の高い夏季に傾き角 10° のシステムが傾き角 30° のそれより有利のはずがどの年もその傾向が見られない。この原因の1つに傾き角が低いがゆえにごみなどの微粒子の付着しやすさ、雨などによる自然洗浄の低下などモジュール表面の汚れがあるかもしれない。日射計による日射量の観測では太陽高度に対する傾き角の相関性は理に合っている。(表3参照)。

このことはシステム発電効率の解析で述べたように周囲の遮蔽物の影響が面積の大きいモジュールと面積の小さい日射計に対して違うせいかもしれない。後半2年の大きい変化はシステムの東側にその年に6階の建物が新設された影響が出たものと思われる。

Table 9 PV energy per month of each tilt angle 10° and 30° array system and its ratio in 2000

Tilt angle °	PV energy per month kWh/(m ² ·month)		Ratio 10°/30°
	10 (No2)	30 (No3)	
Jan	141	142	0.993
Feb	223	226	0.987
Mar	279	281	0.993
Apr	300	302	0.993
May	334	339	0.985
Jun	267	270	0.989
Jul	340	343	0.991
Aug	356	359	0.992
Sep	246	247	0.996
Oct	198	200	0.990
Nov	145	145	1.000
Dec	163	163	1.000
Total kWh/m ² y	2992	3017	0.992

5年間にわたる全システムの毎月の積算電力量を図13に示す。なお、1999年の1月と2月は計測器の故障で測定できなかったため、5年間のデータを基にして計算した推定値で集計している。この5年間で年間積算発電量は16,334～17,469 kWhの範囲であった。年間の最高積算電力量を記録した2002年(17,469 kWh)は3月と6月が他の年に比べて群を抜いて積算電力量が大きく、快晴の日が多かったことを示している。5年間で月間積算電力量は768(2003-11)～1,924 kWh(1999

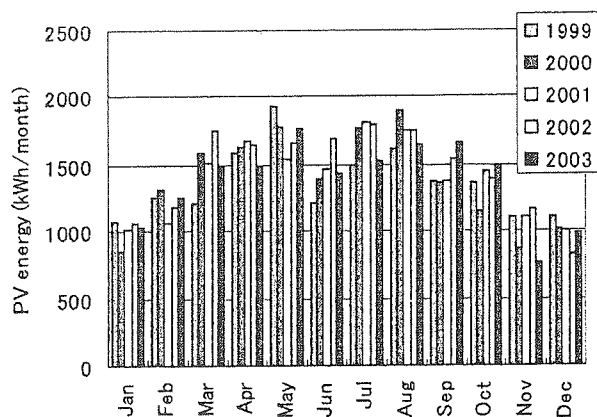


Fig. 13 PV energy per month for the past five years

—5)であった。月間最高積算電力量を記録した月は5月と7月が各2回、8月が1回となっている。月間最低積算電力量を記録した月は1月と12月が各2回、11月が1回となっている。

5. 結論

(1) 単独運転試験

負荷が抵抗器、微調整用RLC負荷装置などで回転機負荷がない場合、単独運転時間は0.1～0.5秒と短く、パワーコンディショナーに内蔵されている単独運転防止機能には影響がなかったと考えられる。

負荷に研磨機のような回転機負荷を用いて試験した場合、単独運転時間は平均で1秒を越え、最大2.8秒を記録した。これは、自家発電システムが系統連系されなくなっても回転機の回転が慣性で持続され電圧を維持する働きがあるためと考えられる。今回わずか6軒の自家発電システムを使つての試験で十分なデータとはいえないが停電時の単独運転時間は回転機負荷がある場合長くなることは明らかである。

(2) システム発電効率

1軒の住宅用太陽光発電システムの発電換効率は晴れや曇りのある10日間の測定では、8.9～9.9±0.1%であった。モジュールの変換効率約13%に対し3～4%低い。モジュールとパワーコンディショナーを結ぶ電力ケーブル(長さ約250m)やアレイの温度上昇による損失、パワーコンディショナーの変換効率を考慮して計算した場合でも2～3%低い結果となった。低くなった他の原因としては、設置されている日射計および太陽電池アレイの周囲にある建物や山による遮蔽の効果、日射強度に支配される発生電力の変化からくるパワーコンディショナーの変換効率の低下があるためと考えられる。

(3) 最適傾き角

2003年に傾き角0°、10°、20°、30°の日射計による全日射量を月別に実測し、月別の各傾き角の水平比を求めた結果、水平面に対して各傾き角を比較すると10°は明らかに低く、20°が10ヶ月、30°は7ヶ月有利となっている。計算値では傾き角10°に対し傾き角20°、30°共に7ヶ月有利で、傾き角20°の3ヶ月(4～6月)は10°とよく似ており、実験値と大筋一致している。1年間の積算日射量では20°が30°より約3%大きい。傾き角20°の日射計が有利となったのは設置場所の周囲の建物や山などの遮蔽物による散乱日射が影響したものである。

志度を対象にして、傾き角20°から40°まで範囲を広げて1°毎に月別に水平に対する日射量を上記計算方法により計算し、その計算値に月別の積算日照時間を掛けて、計算した結果、傾き角の最適値が30°であることが判明した。この計算では周囲に遮蔽物がないとした。

本大学がある志度の緯度が約 34.3 度であることから年間日射量が最大になる傾斜角が場所の緯度より約 4° 低い角度となった。従って一般にモジュールの最適傾き角は設置場所か近くの散乱光比や日照時間のデータをもとに求めることが可能で、緯度より少し低い角度であると予想される。

(4) 発電量

5 年間 (1999~2003) で 6 軒分の太陽光発電システム (最大総出力 16.9kW) の年間積算電力量を比較すると 16,334~17,469 kWh である。月別に積算電力量を比較すると 768~1924 kWh である。積算電力量の最高の月は 5 月と 7 月が各 2 回、8 月が 1 回であった。月間の最低積算電力量は 1 月と 12 月が各 2 回、11 月が 1 回となっている。

謝辞

本研究を開始した時から継続して、実験について熱心に教えていただき、また討論にも参加し、遮蔽環その他の実験器具を貸して下さった高松高等工業専門学校伊賀淳教授、高密度連系時を想定した単独運転試験に際し親切に指導された (株) 四国総合研究所 秋山清部長に心から感謝いたします。

太陽光発電設備建設に際して終始積極的に協力いただいた三菱電機 (株) 岸添義彦課長、計測器関連で協力し、指導して下さった新川電機 (株) 為岡弘昭課長補佐に厚くお礼を申し上げます。

本研究を卒業研究として実験を鋭意担当し、解析した角本英司、山下大輔、河田友良、田中道大、河合俊介、梅田晃明、野口剛、高寺啓介、坂井克行諸君に深く敬意を表します。

参考文献

- (1) 「分散型電源系統連系技術指針 (JEAG 9701)」, 日本電気協会 (2001): 「系統連系ガイドラインや、現状の単独運転検出方式について解説」
- (2) 小林 広武, 滝川 清, 北村 章夫: 「3 次高調波電圧急増検出による太陽光発電アイランディング防止方式の検出条件」, 電学論 B, 116, 1, (1996) pp. 27-34
- (3) 小林 広武, 滝川 清, 北村 章夫: 「太陽光発電の高密度連系に適応する単独運転防止方式の検討—受動・能動シリーズ方式—」, 電学論 B, 120, 3, (2000) pp. 433-440
- (4) 小林 広武, 滝川 清: 「太陽光発電の高密度連系時における配電線短絡検出方式」, 電学論 B, 120, 4, (2000) pp. 621-629
- (5) 市川建美: 「高密度連系技術の研究」, 第 16 回太陽光発電システムシンポジウム (太陽光発電懇話会〈現 太陽光発電協会〉主催), (1999) pp. 7-17
- (6) 一ノ瀬貴士、浅見隆志、木村隆幸: 「太陽光発電システムの低圧系統連系保護装置」, 電学論 B, 114 巻 7/8 号, (1994) pp 715~722
- (7) 藤井裕三, 山口寿士: 「分散型電源の系統連系と電力系統への影響」, エネルギー・資源, Vol. 23, No 3 (2002) pp 192~195
- (8) 宮島勝利, 松岡武彦, 本郷ト徹, 山本文男, 松田弘, 北村章夫: 「太陽光発電システムを複数連系した時の単独運転試験結果」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, (1998) pp 88~88
- (9) 三島崇宏, 梅田晃明, 田中修: 「系統連系住宅用太陽光発電システムの単独運転試験」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, (2002) pp 65~68
- (10) 田中修, 角本英司, 山下大輔: 「住宅用太陽光発電システムの諸特性 I」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, (1999) pp 105~108
- (11) 西田謙一郎, 三島崇宏, 田中修: 「住宅用太陽光発電システムの諸特性 V」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, (2003) pp 405~408
- (12) 田中修, 河合俊介, 梅田晃明: 「住宅用太陽光発電システムの諸特性 III」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, (2001) pp 117~119
- (13) 田中修, 三島崇宏, 河合俊介, 高寺啓介: 「住宅用太陽光発電システムの諸特性 IV」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, (2002) pp 101~104
- (14) 辻高輝: 太陽電池、パワー社 (1993)
- (15) 新太陽エネルギー利用ハンドブック編集委員会: 新太陽 エネルギーハンドブック, (2001) pp 15~21
- (16) 田中修, 河田友良, 田中道大: 「住宅用太陽光発電システムの諸特性 II」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, (2002) pp 17~20
- (17) 三島崇宏, 野口剛, 田中修: 「多結晶シリコン太陽電池モジュールの特性」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, (2003) pp 165~168
- (18) 田中修, 三島崇宏: 「住宅用太陽光発電システムの諸特性 VI」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, (2004) pp 165 ~168