

太陽電池アレイ分散配置型システムの最適構成

(単一インバータ方式とストリングインバータ方式の比較)

Optimum Organization of PV System with Dispersed PV Array

– Comparison between PV System with a Central Inverter or Multiple String Inverters –

西川省吾
Shogo NISHIKAWA

Abstract

In these years, because of short of south-faced roof area of a building for PV array, it is often installed separately on several surfaces of building whose azimuth or tilt angle is different. In this case, I-V curve of PV strings on each surfaces are different each other. This causes reduction of output of PV array, and a new system organization with multi string inverters is proposed to solve the problem. However, the effect of new proposed system organization is not cleared. Moreover, since output of PV array in this type of PV system is different from that in a normal system whose all PV modules are installed on a surface of building, optimum ratio of inverter capacity to PV array capacity may be different from that of normal system. In this paper, the above mentioned problems were studied and cleared by simulation.

キーワード：太陽電池アレイ，システム構成，単一インバータ，ストリングインバータ，最適インバータ容量

Key Words : PV array, System organization, Central inverter, String inverter, Optimum capacity of inverter

1. まえがき

太陽電池を建物に設置する場合には、発電特性を考慮すると南向きの勾配屋根や、陸屋根に勾配をつけて設置することが望ましい。しかしながら、近年、太陽電池を方位や傾斜の異なる屋根面や壁面に分散配置するシステムが増加している（以下、「アレイ分散配置型システム」という）。これは、屋根面が必ずしも南向きではない、南屋根面が狭い、などの建物側からの制約条件の他に、建築デザインとして利用されるケースがあるためである。

このようなシステムでは、各太陽電池面の日射強度にばらつきが生じるため、全て同一仕様のモジュールであっても、任意の時点でのI-V特性は各面毎に異なり、アレイ全体の出力が各モジュールの出力の総和よりも小さくなる。⁽¹⁾ この問題を解決する一方策として、図1(b)に示すように各ストリング毎に専用のインバータを設けるシステム構成が提案されている。このシステム構成は、他のストリングのI-V特性に影響されることなく、各ストリングの最大出力を追従することから適しているといわれている。

株式会社（〒108-8533 東京都港区芝浦4-8-33）
e-mail : nishikawa-s01@kandenko.co.jp
(原稿受付：2001年11月24日)

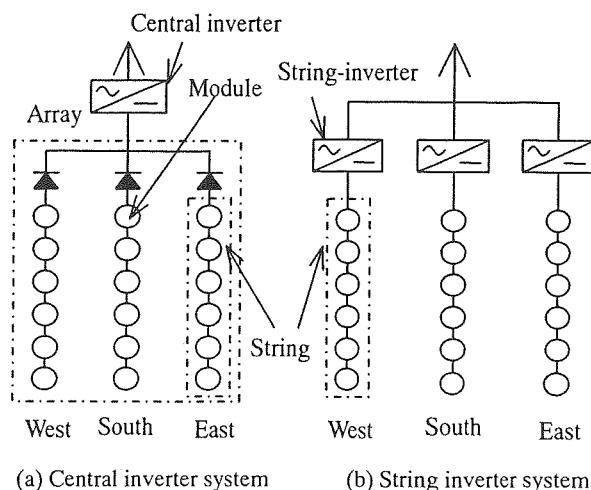


Fig.1 Organization of PV system with dispersed PV array

図1 太陽電池アレイ分散配置型システムの構成

また、同一方位・同一傾斜のシステムでは、全モジュールの出力変化が同じであるが、アレイ分散配置型システムでは各面毎に異なるため、同一容量でも発電特性が異なる。しかしながら実際の設置事例を見ると、アレイの配置パターンに関係無く「太陽電池容量=インバータ容量」となっている場合が多い。既知のとおりインバー

タは低負荷では効率が大きく低下するため、太陽電池容量に対するインバータの容量が不適切であると変換損失が大きくなるなど、システムの発電量を低下させる。

システム構成の問題については、筆者は両方式の比較検討を実施しているが⁽²⁾、北面への配置が無く、検討対象は東京だけであった。また、インバータの最適容量の問題については詳細検討が無かった。

このため本研究では、アレイ分散配置型システムにおける適切なシステム構成を明らかにすることを目的に、図1に示す「単一インバータ方式」と「ストリングインバータ方式」について、北面配置を含むとともに、緯度・気象条件が異なる3地点（仙台、東京、宮崎）をモデルに年積算発電量をシミュレーションにより詳細に比較評価した。また、太陽電池に対するインバータの最適容量について、シミュレーション検討した。

2. 検討内容

2.1 太陽電池の配置

太陽電池の配置パターンは図2に示すものとした。

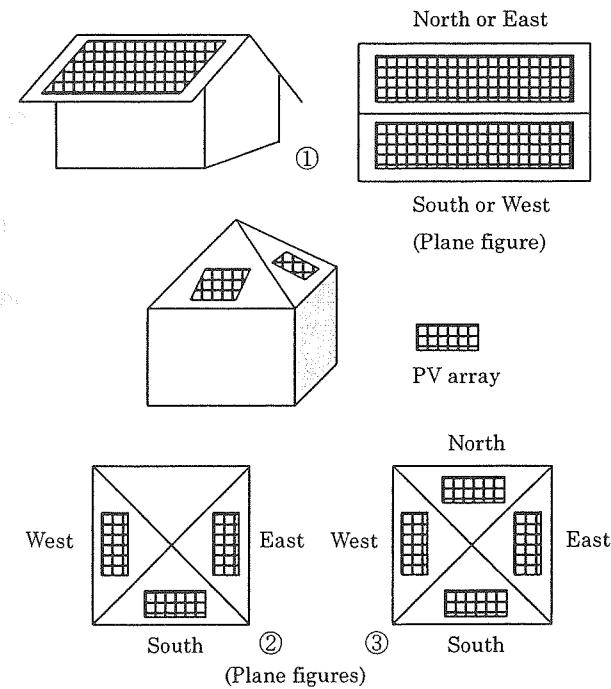


Fig.2 Layout of PV Array

図2 太陽電池アレイの配置パターン

①2面分散：東+西または南+北

②3面分散：東+南+西

③4面分散：東+南+西+北

方位以外の配置条件は以下のとおりである。

—傾斜角：各方位同一で、10, 20, 30, 40, 90度

10~40度は屋根面、90度は壁面を想定。

—配線作業性、出力の低下抑制を考慮し、1つのストリングが複数の設置面にまたがらないこと。

—各面のストリング数は同一。

2.2 気象データ

気象データとしては、METPVにおける東京（東経139度46分、北緯35度41分）の値を使用し、1時間毎に1年間分の出力を計算した。⁽²⁾ なお、地域の違いによる影響を把握するため、3面分散については仙台（東経140度54分、北緯38度16分）と宮崎（東経131度25分、北緯31度55分）の気象データを用いて同様に検討した。

2.3 各構成要素

(1) 太陽電池アレイ

標準試験状態（日射強度 $1\text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$ 、電池温度 25°C 、エアマス1.5）でのモジュール特性は、次のとおりとした。

—最大出力動作電圧(Vpm) : 35.0 V

—最大出力(Pmax) : 109.2 W

—開放電圧(Voc) : 44.0 V

—短絡電流(Isc) : 3.46 A

—Vpm の温度係数 : $-0.4\% \cdot {}^\circ\text{C}^{-1}$

なお電池温度は、式(1)で求められるものとした⁽³⁾。

$$T_c = -6.71\exp(-0.21Vw) + 42.2I \exp(-0.14Vw) + Ta \quad \dots\dots(1)$$

ここに、 T_c : 電池温度(${}^\circ\text{C}$)

Vw : 風速($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$)

I : 日射強度($\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$)

Ta : 気温(${}^\circ\text{C}$)

1つのストリングはモジュール6直列(Vpm : 210V, Pmax : 655W), 全ストリング数は60(全モジュール数360枚、合計Pmax : 39.3kW)とした。アレイは各面へ均等分散とし、各面のストリング数は(60/設置面数)とした。

(2) インバータ

太陽電池の最大出力動作点追従制御を行い、入力電力が定格容量の7.5%以上で運転するものとした。また効率特性は図3のとおりとした。出力電力100%は、インバータ出力が定格容量に等しい状態を意味する。これより、出力が30%以上の範囲で効率はほぼ一定であるが、出力が30%未満で効率は大きく低下することが分かる。

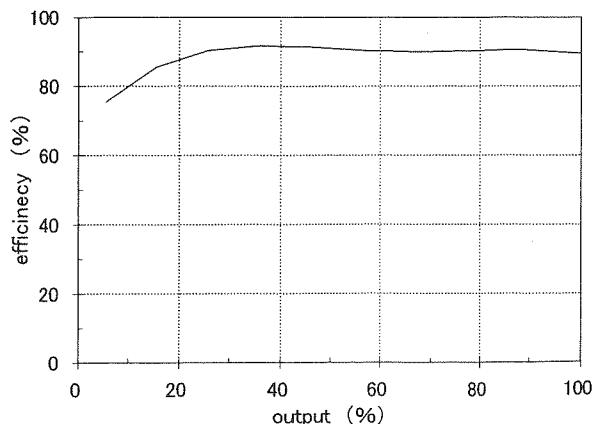


Fig.3 Efficiency of model inverter

図3 インバータの効率特性

2.4 設備容量比

太陽電池容量に対するインバータ容量の比の影響を明らかにするため、式(2)に示す「設備容量比」を定義した。

$$R = C_I / C_A \quad \dots \dots (2)$$

ここに、R：設備容量比(0.3～1.2の範囲で0.1ずつ変更)、 C_I ：インバータの定格容量(kW)
 C_A ：標準試験状態時の全太陽電池容量(P_{max} は39.3kWで一定) 従って、 $R=0.5$ の時には C_I は19.65kWになる。

なお、ストリングインバータ方式における1ストリング当たりの太陽電池容量とインバータ容量は、単一インバータ方式での全太陽電池容量とインバータ容量を、各々、ストリング数で割った値となる。

2.5 損失要因

本検討では、システム構成や設備容量比の影響を大きく受けたと思われる、以下の4種類の損失を考慮した。

(1) 不整合損失

日射状態が異なる複数のストリングを並列接続したことによる損失。ただし、ストリングインバータ方式ではこの損失は生じない。また、単一インバータ方式の各ストリングには図1に示すとおり逆流防止ダイオードを挿入し、ストリング間で循環電流が流れないようにした。

(2) 待機損失

インバータ入力(=太陽電池出力)が2.3(2)に示すインバータの運転条件に満たないため待機状態にあり、有効利用されない太陽電池出力。

(3) 過負荷損失

インバータの過負荷抑制のため生じる損失。過負荷制限レベルは定格容量とし、インバータ出力が制限レベルを超えるとする場合には、太陽電池の動作点を変化させ、インバータ入力を低下させる。

(4) 変換損失

インバータの電力変換(DC→AC)に伴い生じる損失で、図3に示す効率特性により決まる。

なお各損失要因の大きさは、式(3)に定義する年積算損失率で表すこととした。

$$\%L_a = L_a \cdot 100 / P_{da} \quad \dots \dots (3)$$

ここに、 $\%L_a$ ：年積算損失率(%)、 L_a ：年積算損失電力量(kWh)、 P_{da} ：太陽電池アレイ最大出力の年積算値(kWh)

ここでいう P_{da} は、太陽電池アレイが発電し得る最大出力の年積算値であり、インバータ待機による損失や過負荷抑制による損失は除く。

2.6 検討手順

- ①気象データから任意日時の各ストリングのI-V曲線を求める。

②各ストリングのI-V曲線を並列合成して、アレイ全体のI-V曲線と P_{max} を求める。具体的には、任意のストリング電圧(=アレイ電圧)における各ストリング電流の合計が、アレイ全体の電流となる。電圧を0から開放電圧まで変化させ、各電圧におけるアレイ電流を求めるとアレイ全体のI-V曲線ができる。図4に示すとおり計算値と実測値は一致しており、この方法でアレイ全体のI-V曲線が精度良く求められることが分かる(東、南、西の3方位、EWSはアレイ全体)。

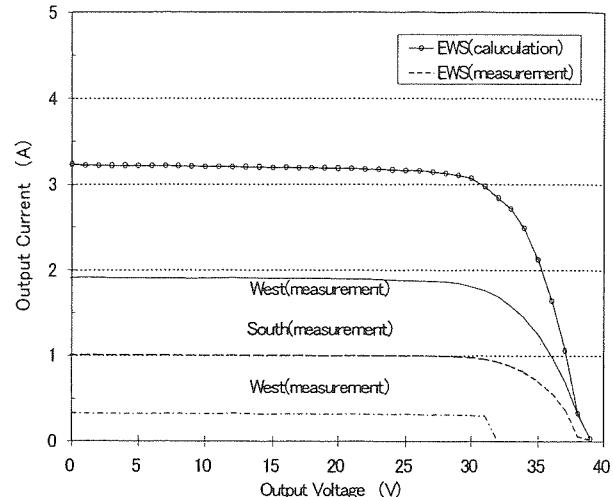


Fig.4 Accuracy of calculation method for I-V curve of array

図4 アレイ I-V 曲線の並列合成の計算精度

③アレイ全体の P_{max} がインバータの運転可能条件に達しているかどうか判定する。達していない場合にはインバータは待機状態となり、その時の P_{max} は待機損失になる。反対にインバータの定格出力に相当するインバータ入力 P_{INR} よりも P_{max} が大きい場合には過負荷抑制機能が働き、アレイ出力は P_{INR} に抑制され、 $(P_{max} - P_{INR})$ が過負荷損失となる。

④インバータ入力と効率特性から、インバータ出力を求める。

①～④の計算を、1時間毎に1年間分実施する。

3. 検討結果

3.1 システム構成方式の比較

ストリングインバータ方式と単一インバータ方式の発電量を比較するに当たり、式(4)に示す2方式の「年積算発電量比」を定義した。これより、ストリングインバータ方式の発電量が多い場合にはPARが1を超え、単一インバータ方式の発電量が多い場合には1未満となる。

$$P_{AR} = P_{AS} / P_{AC} \quad \dots \dots (4)$$

ここに、PAR：年積算発電量比 P_{AS}：ストリングインバータ方式の年積算発電量(kWh)
P_{AC}：単一インバータ方式の年積算発電量(kWh)

東京での年積算発電量比の例を図5に示す。横軸は設備容量比、パラメータは太陽電池面の傾斜角度である。

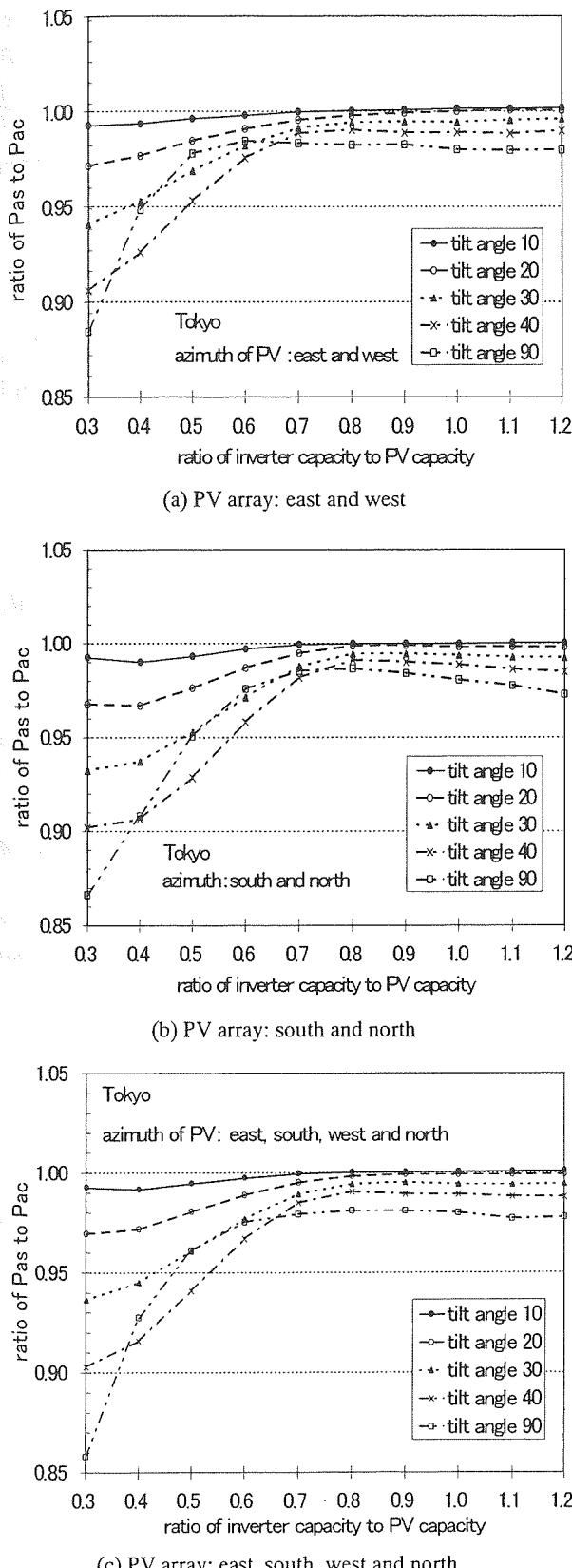


Fig.5 Ratio of PAS to PAC in Tokyo
図5 2方式の年積算発電量比（東京）

なお、図には無い「東南西」の組合せの場合は、(c)の4方位分散とほぼ同じである。これらより、以下のことが分かる。

- ①傾斜角度が小さいほど発電量比は1に近く、2方式の発電量の差は小さい。これは、傾斜角が小さいと、各設置面の日射強度のばらつきが小さく、方式の違いの影響を受けなくなるためである。
- ②特に設備容量比が0.7以上では、傾斜角度が違っても発電量比は0.97~1と狭い範囲にとどまっている。
- ③設備容量比が0.7を下回ると発電量比は急激に小さくなり、単一インバータ方式が優れることが分かる。特に設備容量比が0.3、傾斜角度が90度では、発電量比は0.9未満となり、10%以上も発電量に差がある。

これは設備容量比が小さくなると、ストリングインバータ方式の過負荷損失率が単一インバータ方式に比べて、著しく増加するためである。この一例として、太陽電池の配置を東面と西面の2面分散、傾斜角度が90度における各損失率の変化を示す。なお、図中のSはストリングインバータ方式、Cは単一インバータ方式を指す。これより、過負荷損失は単一インバータ方式ではほとんど0であるのに対し、ストリングインバータ方式では設備容量比Rが0.6を下回ると急増し、Rが0.3では12%にもなることが分かる。これはストリングインバータ方式では、インバータに接続されている太陽電池出力がインバータ容量に比べて大きくなりすぎることが頻繁にあるのに対し、単一インバータでは太陽とは反対側に位置する出力の小さなストリングも接続されており、アレイ全体で見た場合、過負荷を発生する状況はほとんど無いためである。

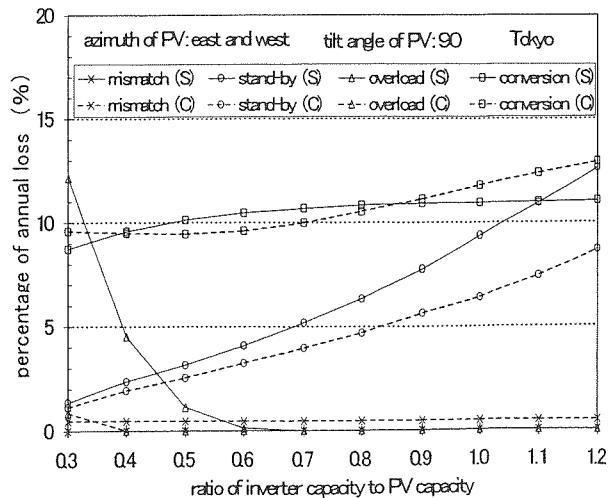


Fig.6 An example of losses

図6 損失の内訳例

最初に述べた日射強度のばらつきに起因する不整合損失が、1%以下と非常に小さいことも分かる。これは図7に示すように、日射強度が増加するとVpmも高くなるが、フィールドにおいては同時に電池温度も上昇するた

め、温度に対し負の係数を持つ V_{pm} は高日射時では低下して、低日射における V_{pm} との差が小さくなることが原因である。

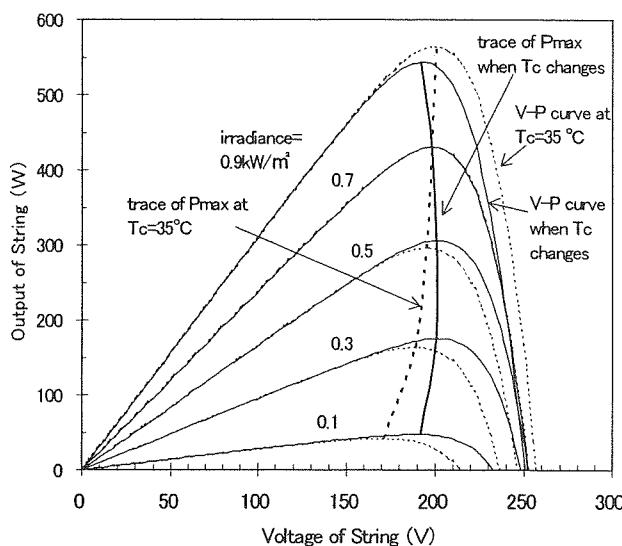


Fig. 7 An example of V-P curve of a string

図 7 ストリング V-P 曲線の例

図 8 は実測した I-V 特性から V_{pm} と P_{max} の関係を示したもので、日射強度は $0.1 \text{ kW} \cdot \text{m}^{-2}$ 未満から $0.95 \text{ kW} \cdot \text{m}^{-2}$ 以上の広範囲にわたる。単結晶(m-Si)は 2.3 で仮定したモジュール特性とほぼ同じで、図 7 に類似した変化をしており、上記の推定は適切であるといえる。また、参考としてアモルファス(a-Si)についても実測結果を示すが、同様な傾向を示すことが分かる。

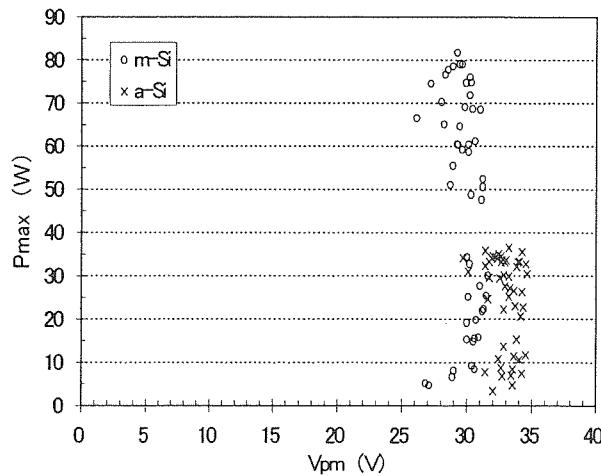


Fig. 8 Examples of relationship between Vpm and Pmax

図 8 V_{pm} と P_{max} の関係例

3面分散（傾斜角 90 度）の場合の仙台、東京、宮崎の 2 方式の年積算発電量比を図 9 に示す。

これより、設備容量比が 0.7 以下では 3 地点の発電量比に差があるものの、高々、設備容量比と発電量比の関

係はほぼ同じであり、設置場所が変わっても 2 方式の発電性能の違いはほぼ同じであることが分かる。

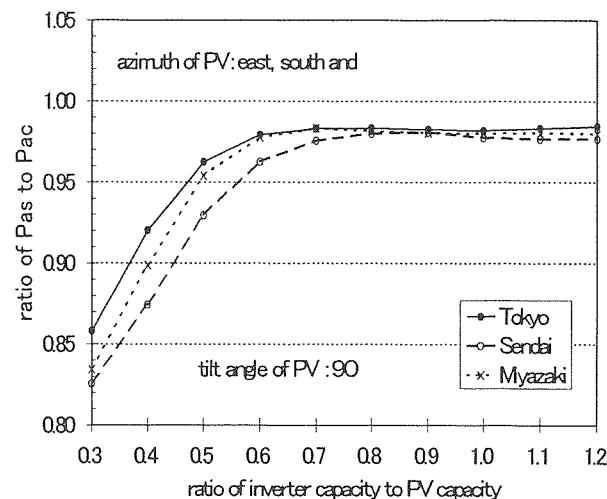


Fig. 9 Ratio of annual output energy in 3 sites

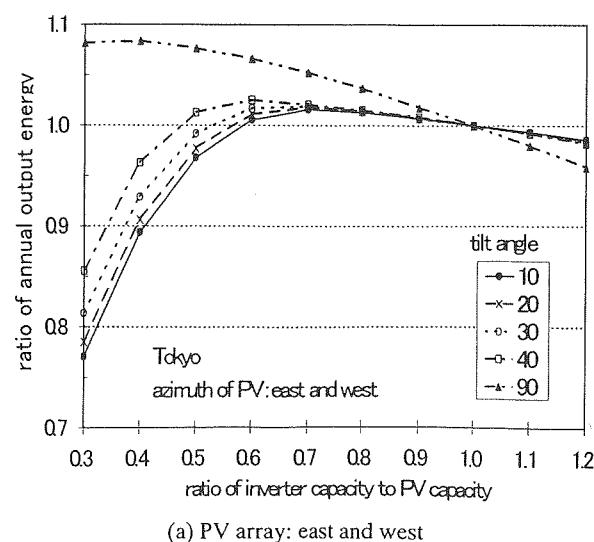
(PV array: east, south and west)

図 9 3 地点での 2 方式の年積算発電量比（東+南+西）

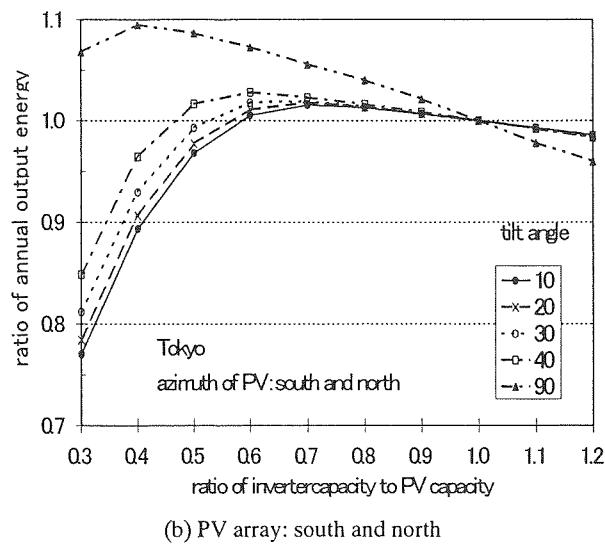
3.2 最適設備容量比

3.1 で述べたように、設備容量比 R が 0.7 以上では 2 方式に差はほとんど無いが、 R が 0.7 より小さくなるほどストリングインバータ方式に対する单一インバータ方式の発電量が相対的に多くなることから、以下には单一インバータ方式での最適設備容量比（年積算発電量が最大になる設備容量比）について示す。

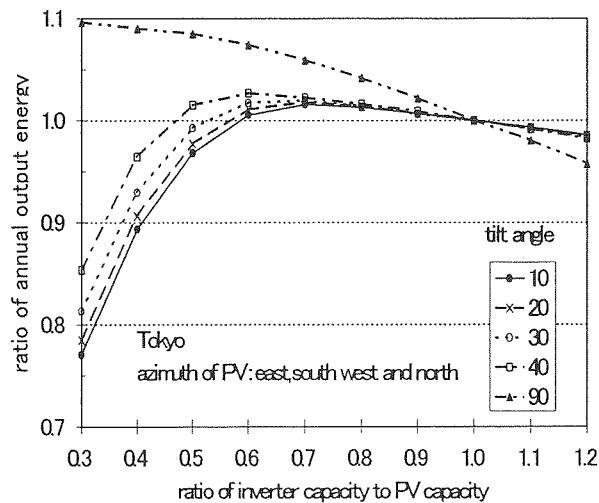
東京における設備容量比と年積算発電量比の関係の例を、図 10 に示す。なお、年積算発電量比は、設備容量比 = 1.0 における年積算発電量を 1 とした場合の各ケースにおける相対値である。



(a) PV array: east and west



(b) PV array: south and north



(c) PV array: east, south, west and north

Fig.10 Ratio of annual output energy in Tokyo

図 10 年積算発電量比（東京）

これらより、何れの配置パターンもよく似た傾向を示しており、以下の2つの特徴がある。

①傾斜角が10~40度の範囲では、設備容量比が0.6~0.7で発電量比が最大(1.01~1.03)になり、容量比が大きい時には発電量比の変化は小さいが、容量比が小さくなると発電量比も急激に小さくなる。しかしながら、設備容量比0.5でも発電量比は0.96以上であることから、インバータの小容量化(=低コスト化)が可能である。

②傾斜角が90度の場合における最適設備容量比は、0.3~0.4であり、設備容量比が1.0のシステムに比べた場合、10%近くも発電量が上昇する。

図11に仙台、宮崎を含む3地点における設備容量比と発電量比の関係(太陽電池の配置:東+南+西、傾斜角30度)を示すが、地点による違いは少ないことが分かる。

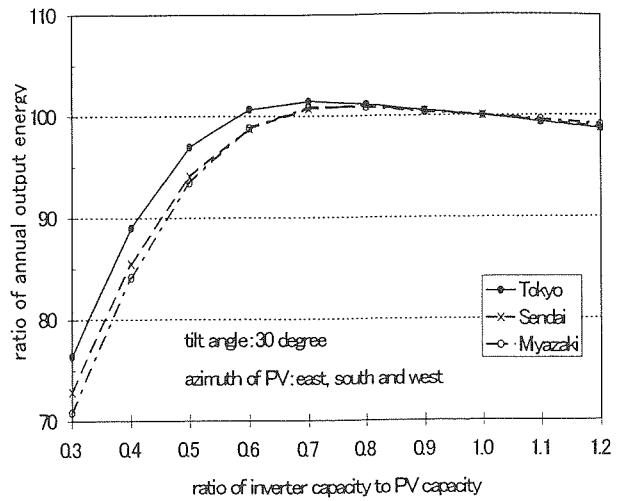


Fig.11 Ratio of annual output energy in 3 sites

図 11 3 地点の年積算発電量比(東+南+西、傾斜角 30 度)

4. まとめ

太陽電池アレイ分散配置型システムにおける、2種類のシステム構成方式の発電量と、最適インバータ容量をシミュレーション検討した。結果は以下のとおりである。

①設備容量比Rが0.7以上の範囲では、2方式の発電量の差は非常に小さいが、Rが小さくなるとストリングインバータ方式の発電量が低下し、傾斜角度が90度、R=0.3の場合には単一インバータ方式に対して10%以上も低下する。この低下の主な要因は、ストリングインバータ方式における過負荷損失の増加である。

②日射強度のばらつきに起因する、不整合損失は予想に反して小さい。これは、高日射時には電池温度が上昇して最大出力電圧が低下するため、低日射時の最大出力電圧との差が小さくなるためである。

③単一インバータ方式の場合、太陽電池を屋根(傾斜角10~40度)に分散配置するには、何れの配置パターンにおいても設備容量比を0.6~0.7にすれば発電量比が最大になる。一方、太陽電池を壁面(傾斜角90度)に設置するには、最適設備容量比は0.3~0.4とかなり小さく、インバータの小容量化が図れる。

④緯度が異なる東京、仙台、宮崎の3地点で比較しても、目立った差は見られない。

参考文献

- 1) 小林、滝川、宇佐美：「太陽電池アレイの構成法(モジュール特性のばらつきを考慮した最適構成法)」、平6 太陽／風力エネルギー学会合同研究発表会、No.17
- 2) 西川：「太陽電池アレイ分散配置型システムの構成方式」、電学論B、Vol.119-B、pp.1339~1334、1999
- 3) 西川：「スタンドオフ方式アレイの太陽電池温度特性と空冷効果」、太陽エネルギーVol.23、No.1、pp.52~59 1997