

S-3 脱温暖化社会に向けた中長期的政策オプションの多面的かつ総合的な評価・予測・立案  
手法の確立に関する総合研究プロジェクト

3. 都市に対する中長期的な二酸化炭素排出削減策導入効果の評価

(4) 都市への燃料電池と太陽電池導入によるエネルギー削減効果

成蹊大学 工学部

山田興一（平成16～17年度）

信州大学 繊維学部

高橋伸英（平成18～20年度）

平成16～20年度合計予算額	11,192千円
（うち、平成20年度予算額	1,651千円）
※上記の合計予算額には、間接経費	2,583千円を含む

[要旨] 本研究では、都市への太陽光発電の導入ポテンシャルを評価し、中長期的な導入シナリオを描き、大規模導入への方策の提案、および導入によるCO<sub>2</sub>削減効果、削減コストを評価した。

宇都宮市と札幌市を対象とした解析の結果、利用可能な建物の屋根面積を全て利用することにより、各都市での電力需要の1.8倍、1.1倍の電力を太陽光発電により賄えることが示された。

NEDOの導入目標に基づき、都道府県別の太陽光発電の導入量を2050年まで予測した。2050年の太陽光発電の発電シェアは40%まで増加し、日本全国の屋根面積の約60%が太陽電池で覆われると予測された。電力消費に対する太陽光発電の供給割合は、鹿児島で最大、大阪で最小となった。

電力会社の電源構成が不変とした場合、全国平均のCO<sub>2</sub>排出削減コストは約95,000円/t-CO<sub>2</sub>と推定された。しかし、石油火力または石炭火力を代替すると仮定した場合、平均CO<sub>2</sub>排出削減コストはそれぞれ43,000円/t-CO<sub>2</sub>と37,000円/t-CO<sub>2</sub>となった。また、CO<sub>2</sub>排出削減コストは地域によって大きく異なり、技術進歩、生産規模拡大による発電コストの低下によって地域差はさらに拡大する傾向が示された。太陽光発電の導入はCO<sub>2</sub>排出削減コストが低い地域から優先的に進め、技術進歩、生産規模拡大によるコストの低下が達成されるにつれ、よりCO<sub>2</sub>排出削減コストが高い地域へと拡大するなどの戦略的な導入シナリオが、有効であると示唆された。

太陽光発電の大規模導入のため蓄電池の併用に着目し、蓄電池を併設した「完全独立型」と「系統連系逆潮流なし」の2システムについて発電コスト、CO<sub>2</sub>排出原単位を評価した。「完全独立型」は、蓄電池製造コストが現状の約10分の1まで低下したとしても、発電コストは現在の系統電力の数倍程度にしか低減できない。一方、「系統連系逆潮流なし」では、太陽電池容量と蓄電池容量の間に最適な組み合わせがあり、蓄電池コストが現状の10分の1程度まで低下すれば、系統電力に匹敵する発電コストになり、太陽光発電の大規模導入の有望システムであることが示された。

[キーワード] 太陽光発電、都道府県別、将来予測、蓄電池併設システム、CO<sub>2</sub>排出削減コスト

## 1. はじめに

NEDOの太陽電池（PV）ロードマップ<sup>1)</sup>では、2030年までに累積導入量100GW、発電量として家庭用電力の50%、全電力の10%程度を太陽光発電により賄うことを想定している。現在導入が進んでいる太陽光発電システムは主に住宅の屋根に設置するものであるが、太陽電池を設置できる場所およびその面積は都市の建物構成によって大きく変わり、太陽光発電による供給可能電力量（発電ポテンシャル）は都市によって大きく異なる。Kraines, et al.<sup>2)</sup>が東京を対象として系統連系住宅用太陽光発電システムの導入を検討し、利用可能な建物の屋根または屋上の全てを利用した場合、電力需要の12%を太陽光発電により賄うことができると報告している。また、戸建住宅の割合が高く、住宅規模が大きい地域では太陽光発電によるエネルギー供給量が大きく導入ポテンシャルが高い<sup>3)</sup>。また住宅地域では太陽電池を設置可能面積に敷き詰めることにより電力需要を満たせるが、工業地区では40-70%程度に留まるという試算もある<sup>4)</sup>。また、太陽電池による発電量はそれが設置される地域の気象条件に大きく影響される。従って、太陽光発電システムの導入にあたっては、地域の気象条件や、設置可能面積を考慮し、どの程度の電力を賄うことができ、CO<sub>2</sub>排出を削減できるか検討する必要がある。

また、太陽光発電システムの導入を推進するためにはコストの低減は必須である。現在の発電コストは45円/kWhと言われており<sup>1)</sup>、系統電力の発電コストの数倍となっている。NEDOのロードマップでは、2010年に従量電力料金並み（23円/kWh）、2020年に業務用電力料金並み（14円/kWh）、2030年に汎用電力料金並み（7円/kWh）まで発電コストを低減することを目標としている。また、仮にコストが低減し導入が進んだとしても、太陽光発電システムの大量集中導入に伴う問題を克服しなければならない。現在導入が進んでいる太陽光発電システムは概ね系統連系逆潮流型のシステムであるが、現状のように導入量が少なければ系統に与える影響は小さいが、限られた地域で大量の太陽光発電システムが系統と接続され逆潮流を行う場合には、電圧変動や高調波ノイズなどの問題が生じると懸念される。また、これらの局所的な問題とは別に、気候により大きく変動する太陽光発電を大規模に導入することによる電力品質の問題、また出力調整や電源構成の変更の課題が生じる。このような大量導入に伴う問題、課題を克服する一つの手段は、電力貯蔵設備の併設であるが、そのためには新たなエネルギーとコストの投入が必要であり、CO<sub>2</sub>が余計に排出される。そのようなコスト、CO<sub>2</sub>排出への跳ね返りを考慮し、システム全体でコスト、CO<sub>2</sub>排出削減効果を評価し、対策の有効性を検討する必要がある。

太陽光発電の経済性を考える場合、しばしば発電コストやコスト・ペイバック・タイムが指標として用いられる。発電コストは系統電力の発電コストとの比較により優位性、実現性を検討する上では重要であるが、CO<sub>2</sub>削減対策として他の対策と比較を行う場合にはCO<sub>2</sub>排出削減コストなどの指標が用いられる。現在太陽光発電は環境意識の高い個人消費者や事業所などで自主的に導入され、費用も負担されているが、国や政府としてCO<sub>2</sub>排出削減を進めていくには、よりCO<sub>2</sub>排出削減コストが低い技術に先行的に補助を行い、導入を促進していく必要があると考えられる。そのためには太陽光発電のCO<sub>2</sub>排出削減コストを明らかにしておく必要がある。また、太陽電池の出力が地域の気象条件に影響を受けることから、これらの太陽光発電の経済性やCO<sub>2</sub>排出削減コストも地域によって異なると考えられ、その評価には地域性の考慮が必要となると考えられる。

## 2. 研究目的

以上のような、太陽電池の都市への導入に関する背景を踏まえ、本研究では、日本全国を対象とし、地域の気象条件などの特性を考慮し、太陽光発電の導入ポテンシャルや発電コスト、エネルギー・ペイバック・タイム、CO<sub>2</sub>削減効果を評価する。またNEDOが提案した導入シナリオに基づいた場合の都道府県別の導入シナリオおよびその問題点を検討するとともに、太陽電池を大量導入する場合の蓄電池を併設したより現実的なシステムを提案し、そのコストおよびCO<sub>2</sub>排出削減効果などを評価する。具体的には、以下の項目について研究を行った。

- (1) 代表都市における建物構成を考慮した太陽光発電導入ポテンシャル評価
- (2) 日本全国の太陽電池の中長期導入シナリオの検討とLCA評価
- (3) 地域特性を考慮した太陽光発電導入によるCO<sub>2</sub>排出削減コスト評価
- (4) 大規模導入のための蓄電池併設システムの提案とコスト、CO<sub>2</sub>排出量評価

## 3. 研究方法

### (1) 代表都市の建物構成を考慮した太陽光発電導入ポテンシャル評価

都市への太陽光発電システムの導入ポテンシャルを評価するために、中規模都市の代表として宇都宮市を、大規模都市の代表として札幌市を選定し、これらの都市について、建物構成に基づき、太陽電池を設置可能な面積を推定し、都市における太陽光発電ポテンシャルを評価した。

導入する太陽光発電システムは屋根置き型とし、系統に接続して余剰発電量は逆流により売電する、いわゆる系統連携逆流型を想定した。太陽光発電システムの設置可能面積としては建物の屋根、または屋上部分とし、壁面や空地などへの導入は想定しない。設置可能面積を推定するために、宇都宮市および札幌市の建物用途別の建築面積を利用し、各建物用途別に太陽光発電システムの導入方法を仮定する。今回の計算では、宇都宮市と札幌市に対して同じ仮定を用い、住宅への導入率を戸数ベースで100%とし、戸建住宅には発電容量3.5kWのシステムを、共同住宅には発電容量14kWのシステムを導入することとした。太陽電池の種類は多結晶シリコンを想定し、モジュール効率として将来技術革新を見込んだ17%（セル効率20%）を仮定した。この時の、3.5kWの太陽電池モジュール面積は20.6 m<sup>2</sup>であり、戸建住宅の建築面積の約20%を占める程度である。また、14kWのモジュール面積は82.4 m<sup>2</sup>であり、集合住宅の平均建築面積の約50%程度の規模である。住宅以外の用途建物には、導入率を一律70%とし、建築面積の50%に太陽電池を設置すると仮定した。

太陽電池パネルを南向き、傾斜角30°で設置すると想定し、NEDOのホームページ<sup>5)</sup>よりダウンロードした日射量データベースMETPV-2を用いて、宇都宮市および札幌市における年間斜面日射量を計算した。その結果、宇都宮市での年間斜面日射量は1,468 kWh/m<sup>2</sup>/y、札幌市では1,382 kWh/m<sup>2</sup>/yとなった。またインバータ効率を含めた全体のシステム効率は都市によらず81%と仮定し、年間発電量を計算した。各都市での消費電力量と比較し、太陽光発電によりどれだけ太陽光発電により供給可能かを推定した。また、想定した将来技術における住宅用多結晶シリコン太陽光発電システムのCO<sub>2</sub>排出原単位はLCAにより8.4 g-C/kWh、電気事業連合の系統電力のCO<sub>2</sub>排出原単位は114g-C/kWhと推定されており<sup>6)</sup>、これらの値を用いてCO<sub>2</sub>排出削減量を推定した。

## (2) 日本全国の太陽電池の中長期導入シナリオの検討

日本全国における太陽光発電の導入シナリオについて検討するために、都道府県別の導入量、発電量の推定を行う。NEDOが想定した太陽電池の導入目標に基づき、2050年までの日本全国での太陽光発電量を予測する。代表都市における解析結果から、太陽電池の設置建物としては、戸建と集合を含む住宅の設置面積が最も大きいことが分かった。また、NEDOが想定している2050年での導入目標達成に対しても、住宅の屋根面積は十分に存在しているため、ここでは、太陽電池の設置は住宅の屋根のみを利用することとした。さらに、人口変化に伴う住宅の屋根面積変化を考慮した。また、時間が経過すると共に太陽電池モジュールの技術水準も向上することが予想されるため、その変化も考慮する。

都道府県別の太陽電池設置面積、導入率の経年変化は以下の手順により計算した。

- 1) 太陽電池モジュールを設置する住宅の屋根面積を決定するために、各都道府県別の戸建および集合住宅の家族類型別の延床面積データ（2000年～2050年）を用いた。戸建住宅および集合住宅の平均階数を家族累計、地域および年度によらず、それぞれ1.8階、4.1階と仮定し、屋根面積に変換した<sup>7)</sup>。
- 2) 日射データは太陽光発電システム用標準気象データ（METPV-2）<sup>5)</sup>を用いて計算し、各都道府県の県庁所在地における時間別斜面日射量の平年値を計算した。このときのパネルの水平面に対する角度は年間の受光量が最大となる最適傾斜角を用いた。最適傾斜角とは年間の斜面日射量が最大となる角度であり、「太陽光発電導入ガイドブック〈資料編〉」<sup>8)</sup>から各県庁所在都市における値を使用した。
- 3) 太陽電池モジュールは温度により効率が変化するため、温度による補正を行う必要がある。その補正には各県庁所在地の月別平均気温のデータを用いた。
- 4) 太陽電池の導入量は、2002年までの導入量実績<sup>1)</sup>とNEDOの2030年の目標値である100GWから回帰式を求め、2050年までを予測した。
- 5) モジュール効率は、現状およびNEDOの2010、2020、2030年の目標値<sup>1)</sup>に基づき回帰式を求め、2050年までを予測した。
- 6) 太陽電池1kW当りのモジュール面積はモジュール効率が高くなると減少する。そこで、5)のモジュール効率の推移予測結果を用い1kW当りのモジュール面積の推移を予測した。また、パネルの傾斜角を各都道府県の最適傾斜角の平均値とし、パネルを置くために必要な屋根面積に換算した。これにより、累積導入量が決定すると、それに必要な屋根面積を求めることができる。
- 7) 4)～6)より、累積導入量予測からそれに必要な屋根面積が予測でき、さらに1)の屋根面積の予測結果を用いることにより、屋根面積基準の太陽電池モジュールの導入率（占有率）を計算することができる。

また、前節では代表都市について都市の建物構成を考慮して、太陽光発電ポテンシャルを推定したが、太陽光発電システムのシステム効率は都市によらず81%と同じ値を用いた。太陽光発電量は気象条件により大きく影響を受けるため、より正確な発電ポテンシャルの推定を行うために、気象条件を考慮した計算法を用いる。そこで、発電量の計算は以下に行った。

- 1) 太陽電池に接続されたパワーコンディショナの各時間 $h$ における出力電力は次の式で示される。

$$P_{PC}(h) = \frac{H_A(h)}{G_s} \cdot \eta_{PC}(h) \cdot K_{PT}(h) \cdot K \cdot P_m$$

$P_{PC}(h)$ : 時間 $h$ におけるパワーコンディショナ出力電力量[kWh/h]

$H_A(h)$ : 時間 $h$ における傾斜面日射量[kWh/m<sup>2</sup>/h]

$G_s$ : 標準状態における日射強度[kW/m<sup>2</sup>](=1.0)

$\eta_{PC}(h)$ : 時間 $h$ におけるパワーコンディショナ運転効率[-]

$K_{PT}(h)$ : 時間 $h$ が属する月における太陽電池出力の温度補正係数[-]

$K$ : その他のシステム出力係数[-](モジュール表面汚れなどによる影響を考慮(=0.89))

$P_m$ : 標準状態での太陽電池モジュール容量[kW](=3.5)

- 2) 日射データ $H_A(h)$ は、太陽光発電システム用標準気象データ (METPV-2)<sup>5)</sup>を用いて、各都道府県の県庁所在地における時間別斜面日射量の平年値を365日24時間別に計算した値を用いた。このときの太陽電池パネルの水平面に対する角度は年間の受光量が最大となる最適傾斜角を用いた。最適傾斜角とは年間の斜面日射量が最大となる角度であり、「太陽光発電導入ガイドブック<資料編>」<sup>8)</sup>から各県庁所在都市における値を使用した。
- 3) パワーコンディショナの出力は日射の変化に応じて変動し、軽負荷時には運転効率が低下する。そこでパワーコンディショナの出力補正係数 $\eta_{PC}(h)$ については文献6)で示されている代表的な運転効率曲線により推定した。
- 4) 太陽電池モジュールは温度により効率が変化するため、温度による補正を行う必要があり、補正係数 $K_{PT}(h)$ は次の式で計算した。
 
$$K_{PT}(h) = 1 - 0.0041 \cdot (T_m(m) + 2 + \Delta T(m) - 25)$$
 ここで、 $m$ は時間 $h$ が属する月であり、 $T_m(m)$ は $m$ 月における月別平均気温[°C]である。 $\Delta T(m)$ は太陽電池動作時の温度上昇幅[°C]であり、5~10月で15°C、11~4月で10°Cの値が推奨されている。月別平均気温のデータは各都道府県の県庁所在地の値を使用した。
- 5) 今回想定している太陽光発電システムは逆流ありを想定しているため、発電した電力は余剰電力も含めて全て有効に利用されるため、発電電力量全てが有効発電量である。

以上のように、発電量計算は都道府県別に行い、365日24時間別の発電量を計算し、年間発電量として総計する。また計算された結果から電力会社管轄地域別に集計し、電力会社ごとの発電シェアの変化についても推測する。

### (3) 太陽光発電システムのLCA評価

発電コストおよびCO<sub>2</sub>排出原単位の計算には、文献6)によって示されている多結晶シリコンの太陽電池を使用した3.5kWの住宅屋根置き用の発電システムに関するLCA結果を利用した(表1)。Case 1は現状よりも少し前の時期に相当し、現在はCase 2に近い技術レベルにあると考えられる。Case 3は将来の生産規模の拡大、技術革新を仮定したケースである。

これらのLCA結果を利用し、各都道府県別に計算した年間発電量から、各都道府県別のCO<sub>2</sub>排出原単位および発電コストを計算する。それぞれの計算式は以下の通りである。

$$\text{CO}_2\text{排出原単位}[\text{g-CO}_2/\text{kWh}] = \frac{\text{システム製造時のCO}_2\text{排出量}[\text{g-CO}_2]}{\text{年間有効発電量}[\text{kWh/y}] \times \text{耐用年数}[\text{y}]}$$

$$\text{発電コスト}[\text{円/kWh}] = \frac{\sum(\text{構成機器の年経費}[\text{円/y}]) + \text{その他の年経費}[\text{円/y}]}{\text{年間有効発電量}[\text{kWh/y}]}$$

構成機器の年経費については、機器のコストに次の式で計算される資本回収係数 $D(l)$  ( $l$ は耐用年数)を掛けて年経費に換算した。

$$D(l) = \frac{r(1+r)^l}{(1+r)^l - 1}$$

ここで、 $r$ は金利[-]である。

表1 太陽光発電システムのLCA結果<sup>6)</sup>

分析ケース	Case 1	Case 2	Case 3
システム容量 [kW]	3.5		
太陽電池生産規模	10 MW/y	1 GW/y	100 GW/y
モジュール効率	0.118	0.142	0.17
モジュール面積 [m <sup>2</sup> ]	29.6	24.6	20.6
耐用年数 [y]	20		
エネルギー投入量 [GJ]	107.4	57.8	38.5
CO <sub>2</sub> 排出量 [kg-C]	1674	921	639
投入コスト [千円/y]	2,501	1,328	1,014
年経費 [千円/y]	31	9	7

#### (4) 地域特性を考慮した太陽光発電導入によるCO<sub>2</sub>排出削減コスト評価

各都道府県の気象条件の違いにより太陽光発電量も異なるため、CO<sub>2</sub>排出を削減するコストも地域によって異なることが予想される。そこで、太陽光発電システムの導入によるCO<sub>2</sub>削減コストを都道府県別に推定する。まず地域ごとの気象条件を考慮して年間太陽光発電量を推定し、それを元に太陽光発電の発電コスト [円/kWh] とCO<sub>2</sub>排出原単位 [t-CO<sub>2</sub>/kWh] を計算する。発電コストとCO<sub>2</sub>排出原単位の計算では、技術進捗を仮定した場合についても推定を行なう。また、各電力会社の系統電力のCO<sub>2</sub>排出原単位との比較により、都道府県別のCO<sub>2</sub>排出削減コスト [円/t-CO<sub>2</sub>] を推定する。

年間発電量の計算は3.2節で述べた方法を用い、太陽光発電システムのCO<sub>2</sub>排出量のLCA結果には表1の文献値を用いた。

太陽電池を導入することによるCO<sub>2</sub>排出削減コストは次の式により計算した。

$$\begin{aligned} \text{CO}_2\text{排出削減コスト}[\text{円/t-CO}_2] &= \frac{\text{太陽光発電の導入によるコスト増加}[\text{円/kWh}]}{\text{太陽光発電により削減できるCO}_2\text{排出量}[\text{t-CO}_2/\text{kWh}]} \\ &= \frac{\text{太陽光発電の発電コスト} - \text{代替される電力の発電コスト}}{\text{代替される電力のCO}_2\text{排出原単位} - \text{太陽光発電のCO}_2\text{排出原単位}} \end{aligned}$$

これらを計算するためには、各発電方式の発電コストとCO<sub>2</sub>排出原単位が必要であり、表2に示される値を使用した。また、表2で示した各発電方式の発電コストの値を使用し、各電力会社の電源構成を考慮して既存の電力の発電コストを推定した。その結果を表3に示す。

表2 電源別の発電コストとCO<sub>2</sub>排出原単位<sup>9)</sup>

	石油	石炭	LNG/LPG	水力	原子力
発電コスト [円/kWh]	10.7	5.7	6.2	11.9	5.3
CO <sub>2</sub> 排出原単位 [g-CO <sub>2</sub> /kWh]	742	975	608	11	22

表3 電力会社別の電源構成（2006年度）<sup>9-18)</sup>と平均発電コスト

電力会社	電源構成割合 [%]						発電コスト [円/kWh]
	石油	石炭	LNG/LPG	水力	原子力	その他	
東京電力(株)	9	8	38	6	38	1	6.6
関西電力(株)	7	18	18	11	45	1	6.7
中部電力(株)	8	24	45	8	15	0	6.8
九州電力(株)	7	26	17	6	41	3	6.4
東北電力(株)	7	29	25	16	20	3	7.1
中国電力(株)	13	53	15	7	11	1	6.8
北海道電力(株)	15	41	0	15	27	3	7.3
北陸電力(株)	4	52	0	21	23	0	7.1
四国電力(株)	13	40	0	9	38	0	6.8
沖縄電力(株)	21	78	0	0	0	1	6.8

表4 電力会社別のCO<sub>2</sub>排出原単位（2006年度実績）<sup>9-18)</sup>

電力会社	販売電力量	CO <sub>2</sub> 排出量	CO <sub>2</sub> 排出原単位
	[億kWh]	[万t-CO <sub>2</sub> ]	[kg-CO <sub>2</sub> /kWh]
東京電力(株)	2,876	9,760	0.339
関西電力(株)	1,473	4,981	0.338
中部電力(株)	1,327	6,378	0.481
九州電力(株)	844	3,160	0.374
東北電力(株)	809	3,570	0.441
中国電力(株)	613	4,080	0.666
北海道電力(株)	315	1,508	0.479
北陸電力(株)	282	1,288	0.457
四国電力(株)	282	1,036	0.368
沖縄電力(株)	73.8	688	0.932

さらに、各地域におけるCO<sub>2</sub>排出削減コストを推定するために、各電力会社の系統電力のCO<sub>2</sub>排出原単位を調査した。表4に各電力会社の2006年度実績の販売電力量、CO<sub>2</sub>排出量およびCO<sub>2</sub>排出原単位を示す。この結果より、CO<sub>2</sub>排出原単位は電力会社によって大きく異なることが分かる。これは各電力会社の電源構成の違いに起因すると考えられ、CO<sub>2</sub>排出原単位の小さい水力発電や原子力発電の電源構成に占める割合が大きいほど、全体としてのCO<sub>2</sub>排出原単位が小さくなっている。

#### (5) 大規模導入のための蓄電池併設システム評価

太陽電池の導入が進み大規模に導入されるようになると系統連系に伴う種々の問題が生じる。その問題を解決する一つの方法は蓄電池の併用である。本研究では、蓄電池のシステムへの導入形態として二つの場合を考えた。一つは、長期的な曇天および雨天時においても全ての消費電力を太陽光発電により賄うことを目的とし、複数日分の消費電力量を蓄電できる大容量の蓄電池を導入する場合であり、系統非連系な完全独立型のシステムである。しかし、これでは大容量の蓄電池が必要になり、コストが非常に高くなることが予想される。そこで、より低コストで蓄電池を導入し、かつ系統連系に伴う問題を回避できる手段として、昼間の太陽光発電の余剰電力を蓄電池に蓄電し、系統と連系するが逆潮流は行なわず、太陽光発電量および蓄電量が不足し消費電力を賄えない場合にのみ系統から電力を購入する、系統連系逆潮流なしのシステムを提案する。完全独立型よりも小容量の蓄電池で済むため、蓄電池に掛かるコストが抑えられる。しかし、このシステムにおいても、蓄電池容量が大きいと太陽光発電量の有効利用が可能となるが、やはり蓄電池コストが高くなり、全体システムコストが増加する。逆に、蓄電池容量が小さすぎると蓄電池のコストは低く抑えられるが、発電量のうち蓄電できず廃棄される割合が増加するとともに購入電力量も増加し、コストが増加する。従って、コストの面から最適な蓄電池容量が存在することが予想される。本研究では住宅設置型を対象とし、年間を通じた電力需要パターンと太陽光発電パターンを考慮し、コストミニマムとなる最適蓄電池容量を求めることとする。

次の3ケースについてコスト、CO<sub>2</sub>排出原単位の計算を行い、比較する。

- ① 住宅用屋根置き系統連系逆潮流あり太陽光発電システム
- ② 住宅用屋根置き蓄電池併設独立型太陽光発電システム
- ③ 住宅用屋根置き蓄電池併設系統連系逆潮流なし太陽光発電システム

太陽電池の種類は多結晶シリコンであり、モジュール効率としては将来技術革新を見込んだ17%（セル効率20%、3.3節表1のCase 3に相当）を仮定した<sup>6)</sup>。

その他の主な計算の仮定、条件は以下の通りである。

- 1) ①、②については、PVの発電容量は3.5kWとし、出力電圧200Vとした。①のケースではパワーコンディショナーの容量は3.5kWとした。②のケースでは、必要な蓄電池容量は年間の太陽光発電パターンと電力消費パターンから決定される。
- 2) ③のケースでは、太陽電池モジュールの技術水準、生産規模は前出と同じであるが、発電容量は2.0～5.0 kWの間で最適となる容量を探索する。
- 3) 蓄電池については、容量を1.0～10kWhとし、放電深度(DOD) 70%で運転するとし、回復充電は行わないこととした。また、耐用年数は20年を想定した。コストを最低にするように、太陽電池の発電容量と蓄電池容量は最適な組み合わせが決定される。
- 4) 気象データはNEDOの太陽光発電システム用標準気象データ(METPV-2)<sup>5)</sup>により平年値を使用した。100km<sup>2</sup>の延床面積を有する戸建住宅を対象とし、消費電力パターンは3季節（夏期、冬期、中間期）24時間別のデータを使用した<sup>19)</sup>。
- 5) 太陽電池モジュールの投入エネルギー、CO<sub>2</sub>排出量、投入コストはそれぞれ7.8 GJ/kW、128.8 kg-C/kW、110.7 千円/kWとした<sup>6)</sup>。
- 6) 蓄電池の製造エネルギー、CO<sub>2</sub>排出原単位はそれぞれ398 MJ/kWh<sup>20)</sup>、20.2 kg-C/kWhと仮定した<sup>21)</sup>。また、蓄電池の製造コストは現状の販売コスト<sup>22)</sup>を参考に、10kWh以上の容量では100円/Wh、

それ以下の容量では140円/Whと仮定した。また将来の蓄電池コストとして、NEDOの将来目標値12円/Wh<sup>23)</sup>を用いた。

これらの値を使用して上記3つのシステムについてエネルギー、コスト、CO<sub>2</sub>排出量の計算を行い比較する。

#### 4. 結果・考察

##### (1) 代表都市（宇都宮市、札幌市）での建物への導入による太陽光発電ポテンシャル

宇都宮市と札幌市について推定された建物用途別の建築面積を図1に示す。また、その割合を図2に示す。総建築面積は宇都宮市が21km<sup>2</sup>、札幌市が45km<sup>2</sup>程度と推定され、札幌市の方が約2倍大きい。割合で見ると、住宅の割合は宇都宮市で67%、札幌市で69%と両市とも建築面積の中で最も大きい部分を占めるが、札幌市の方が共同住宅の割合が大きいことが分かる。宇都宮市では戸建ての住宅が最も割合が高いが、その次は軽工業施設となっている。

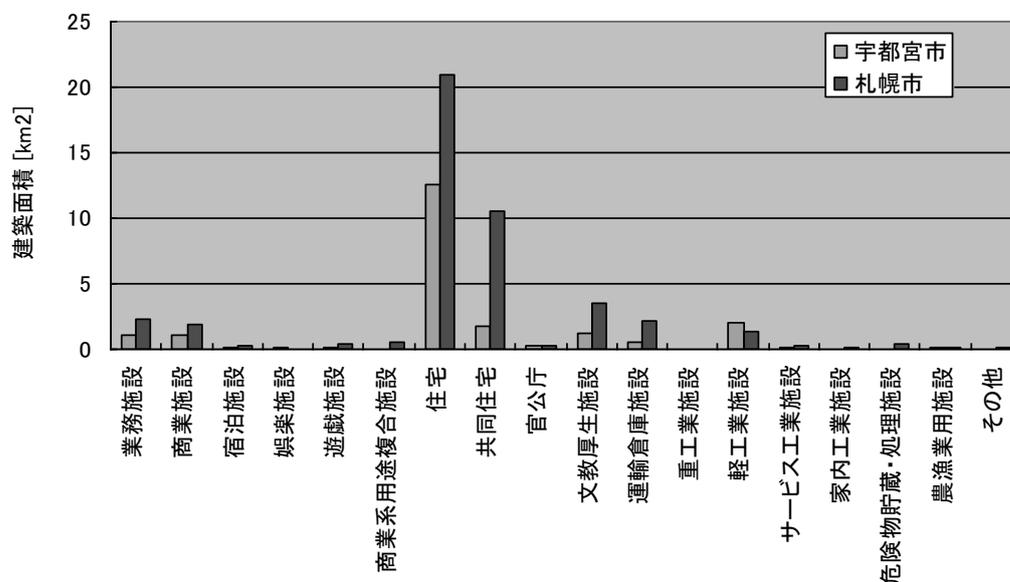


図1 宇都宮市と札幌市の用途別建築面積

各都市における建物用途別の太陽光発電量ポテンシャルは表5のようになった。両市とも発電量が最も多いと予想されるのは戸建住宅で、次いで共同住宅である。住宅をまとめると、宇都宮市では全体の59%、札幌市では全体の69%を占める。

全体の発電量の合計は、宇都宮市で120万MWh/y<sup>24)</sup>、札幌市で300万MWh/y<sup>25)</sup>となった。宇都宮市の平成15年度の電灯・電力の総電力使用量は2,429,181 MWh/y<sup>24)</sup>であるので、今回の計算した建物への太陽光発電システムの導入により、電力消費の約50%を供給できることがわかる。また、太陽光発電導入により、約13万tの炭素排出が削減でき、これは宇都宮市の電力消費によるCO<sub>2</sub>排出<sup>24)</sup>の46%、宇都宮市全体の年間排出CO<sub>2</sub><sup>24)</sup>の17%に相当する。また今回の計算では、住宅以外の建物への導入率を70%とし、建築面積の約50%に太陽電池を設置すると仮定しているが、最大ポテン

シャルとして、導入率を100%、住宅も含め全ての建築面積を太陽電池で覆うと仮定すれば、合計で電力消費の約1.8倍の発電が可能であると計算され、全ての電力消費を太陽光発電で賄うことも可能である。一方、札幌市の平成15年度の総電力使用量は7,597,602 MWh/y<sup>25)</sup>であり、今回計算された太陽光発電ポテンシャルは電力使用量の約40%であった。CO<sub>2</sub>排出削減量は、札幌市全体のCO<sub>2</sub>排出量290万t-C<sup>25)</sup>の約11%と推定された。また、宇都宮市の時と同様、全ての建築面積に太陽電池を敷き詰めたと仮定すると、その発電量は電力消費の1.1倍となった。

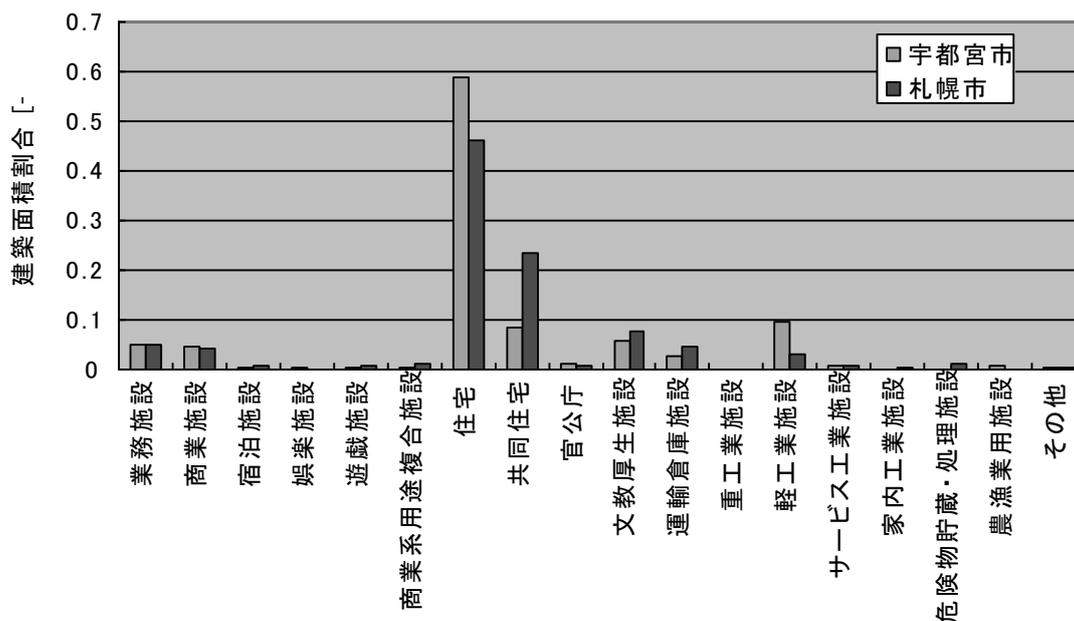


図2 宇都宮市と札幌市の用途別建築面積割合

宇都宮市と札幌市では、それぞれの市の統計資料により公表されている宅地面積に対して、今回設置面積の推定に用いた建築面積の割合は両者とも約35%と等しい。しかし、宅地面積当たりの電力消費量は宇都宮市、札幌市でそれぞれ39、58 kWh/(m<sup>2</sup> y)と札幌市の方が約1.5倍大きい。つまり単位面積当たりの電力消費量が大きい。そのため、太陽電池パネルを同じ条件で設置しても、札幌市の方が電力消費に対する供給量の割合が小さくなった。これは札幌市の方が共同住宅の割合が大きいことから予想される。他の都市の例として、東京都、広島市、那覇市における、宅地面積当たりの年間電力消費量はそれぞれ142<sup>26)</sup>、80<sup>27)</sup>、101 kWh/(m<sup>2</sup> y)<sup>28)</sup>となり、どれも宇都宮市および札幌市の値よりも大きい。特に東京都は面積当たりの電力消費量が最も高

表5 建物用途別の太陽光発電ポテンシャル

	総発電量MWh/year]	
	宇都宮	札幌
戸建住宅	537,275	1,171,590
共同住宅	180,551	930,270
文教厚生施設	89,046	231,000
業務施設	78,467	154,060
運輸倉庫施設	40,975	143,350
商業施設	72,372	128,040
軽工業施設	142,673	89,152
商業系用途複合施設	3,513	33,990
危険物貯蔵・処理施設	2,771	30,410
遊戯施設	8,488	25,700
宿泊施設	5,800	20,520
官公庁	19,303	20,230
サービス工業施設	11,629	17,590
その他	5,172	11,280
家内工業施設	1,862	9,720
農漁業用施設	9,891	4,660
娯楽施設	6,785	3,530
重工業施設	330	500
合計	1,216,902	3,025,690

く、全ての建物の屋根および屋上を太陽光発電に利用しても電力需要の約12%しか供給できないという報告<sup>2)</sup>を裏づけている。広島市や那覇市の詳細については不明であるが、単位面積当たりの電力消費量の値から、宇都宮市、札幌市よりも太陽光発電による供給割合およびCO<sub>2</sub>削減割合は小さくなると予想される。

このように、戸建住宅の多い地域では太陽光発電はCO<sub>2</sub>排出を大きく削減するための代替エネルギー源として有効であるが、共同住宅・集合住宅の多い、より都市化した地域では太陽光発電の導入によるCO<sub>2</sub>排出削減効果は小さい。また、今回の計算では建築面積を屋根面積とみなし、建物の屋根、屋上などへの太陽電池パネルの設置を想定したが、壁面なども使えばさらに発電量を増加させることはできる。さらに、建物に限らず、休耕地、空き地、駐車場など、その他の土地にも導入すれば発電量を増加でき、電力消費の大部分、あるいは全てを賄うことが可能になる。

## (2) 日本全国の太陽電池の中長期導入シナリオの検討

表6に、日本における太陽光発電システムの累積導入実績値(2002年度まで)<sup>29)</sup>と2030年のNEDOの目標値<sup>1)</sup>を示した。これらの値から累積導入量を予測する近似式を以下のように求めた。

$$(\text{累積導入量 [万kW]}) = 0.2543t^3 - 4.6101t^2 + 28.814t - 53.145 \quad (R^2 = 1)$$

ここで $t$ は1990年度からの年数とした。この近似式から2050年の累積導入量を予測すると、約40,000万kWとなった。これは現在の電力消費の約40%を供給できる規模である。

NEDOのロードマップ<sup>1)</sup>では多結晶シリコンのモジュール効率の目標値を2010年、2020年、2030年でそれぞれ16、19、22%と想定している。これらの値と現状のモジュール効率(2000年で14%、2005年で15%と仮定)からモジュール効率の時間変化を次の式により近似した。

$$\text{モジュール効率 [\%]} = 0.13(t-10)^{1.21} + 14.0 \quad (R^2 = 0.9992)$$

$t$ は1990年度からの年数であり、ここでは $t \geq 10$ である。この式により外挿すると、2050年の多結晶太陽電池モジュールの変換効率は29%となる。

全国の住宅の延床面積は戸建と集合住宅のそれぞれについて、図3に示すように推移すると予測された。いずれも2020年以降減少に転ずる。延床面積から推定された日本全国の総屋根面積は2,000~2,500km<sup>2</sup>となり、やはり2020年以降減少すると予想された。

これらの推測結果を用い、屋根面積ベースの導入率が地域によらず一定であるとして計算した

表6 PV累積導入実績とNEDO目標値

年度	PV累積導入量 [万kW]
1993 (実績)	2.4
1994 (実績)	3.1
1995 (実績)	4.3
1996 (実績)	6.0
1997 (実績)	9.1
1998 (実績)	13.3
1999 (実績)	20.9
2000 (実績)	33.0
2001 (実績)	45.3
2002 (実績)	63.7
2030 (NEDO目標)	10,000

\*実績値は経済産業省の試算による

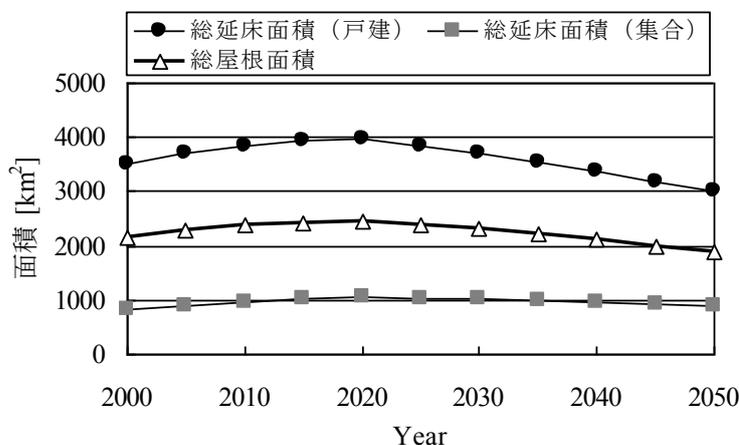


図3 戸建・集合住宅の延床面積と総屋根面積の推移

太陽光発電量の推移予測を図4に示す。これは全国合計値であるが、2030年には123 TWh/y、2050年には494 TWh/yの発電量となり、2004年の系統電力の総発電量（1,137 TWh/y）を基準とする発電シェアは2030、2050年でそれぞれ10.8%、43.4%となった。また住宅の屋根面積に占める割合は17.1%、63.8%となった。今回は住宅の屋根のみを利用すると想定したが、2050年度の計算結果から、発電シェア40%程度とするには全国の住宅の屋根

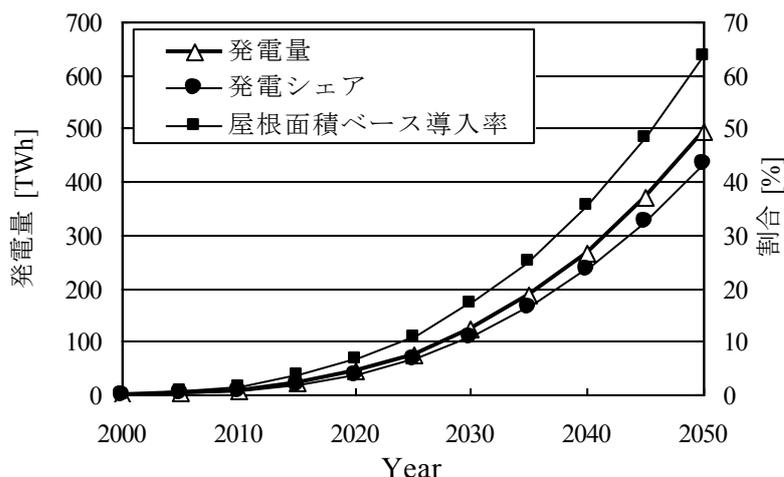


図4 PV発電量、発電シェアおよび設置面積割合の推移予測

の6割に太陽電池モジュールが設置されなければならない。住宅以外の場所も設置に利用できるとすれば、NEDOの想定を満たす十分な面積が存在すると思われる。しかし、今回の計算では多結晶シリコン太陽電池を想定し、2050年のモジュール変換効率を約29%と仮定しているが、モジュール効率がこの値まで向上できなければその分設置面積が増大する。例えば、大幅にコストを低減できると期待される色素増感太陽電池の現状の変換効率は4~5%であり、仮に2050年度の時点で実用化され、その効率が15%まで増加したとしても、同条件で計算すれば約2倍の設置面積が必要であり、住宅の屋根だけでは設置面積が不足する。住宅以外の建物の屋根および壁面、あるいは空き地の利用など、あらゆる設置可能な場所の確保が必要となる。

(3) 都道府県別のPV発電量、CO<sub>2</sub>排出原単位、発電コスト

図5に3.5kW住宅屋根置き型の太陽光発電システムを設置した場合の、都道府県別の年間発電量の計算結果を示す。全国平均の年間発電量は5000 kWh/yであったが、最小は石川県（金沢市）で約4500 kWh/yであり、最大は山梨県（山梨市）で約5700 kWh/yであった。同じ容量の太陽電池を用いても、地域によって約24%発電量が異なる。今回の計算では、日射のみでなく太陽電池の温度上昇による効率低下を、月別平均気温を用いて考慮しているため、必ずしも九州や沖縄など南

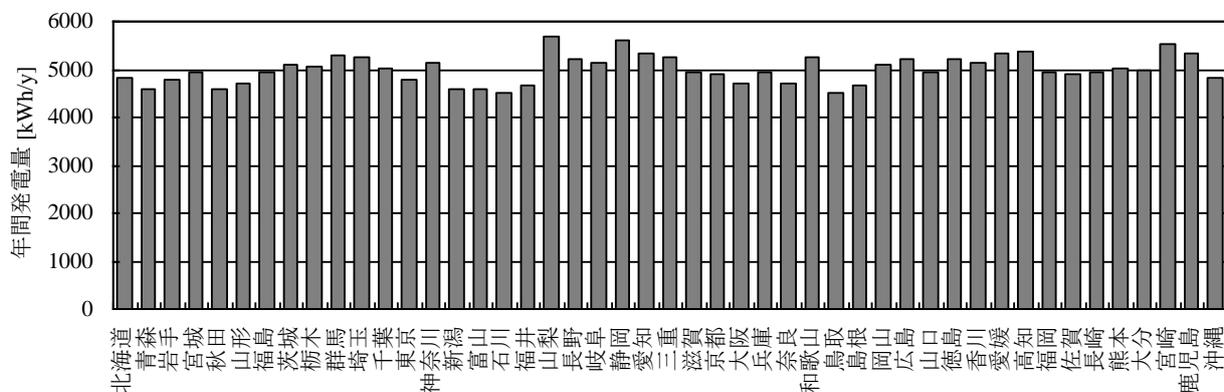


図5 3.5kW住宅用太陽光発電システムによる都道府県別の年間発電量

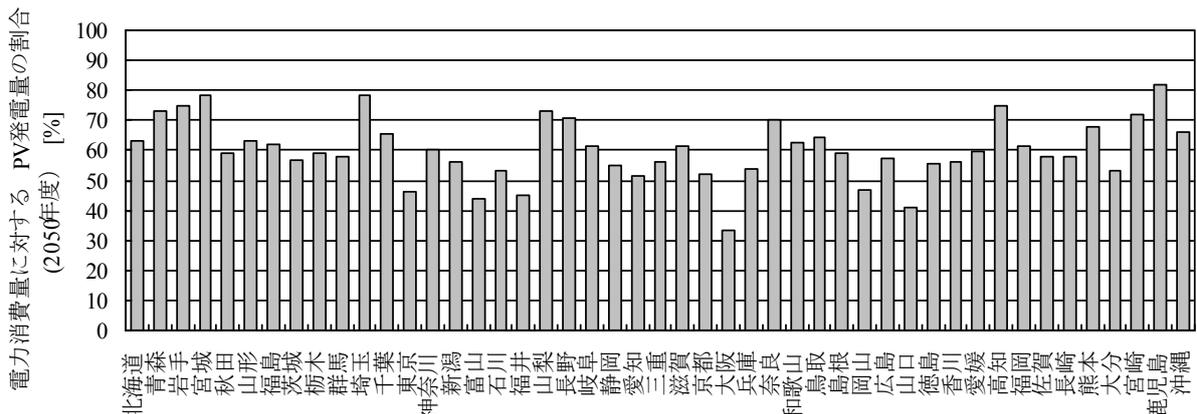


図6 都道府県別の電力消費量（2004年度）に対するPV発電量（2050年度予測値）の割合

の地域で高い発電量が得られてはいない。沖縄の年間発電量は北海道と同程度である。また、東北や北陸では低く、東海や四国で高い傾向がある。

各都道府県の電力消費（2004年度）に占める2050年時の太陽光発電量の割合を図6に示す。地域によって供給割合が大きく異なることが明らかとなった。割合が最も小さいのは大阪府の33.0%、最も大きいのは鹿児島県の82.1%であった。今回の計算では、太陽電池モジュールの導入率を地域によらず屋根面積ベースで一定の値に設定しているの、この割合が小さいということは、その地域における屋根面積あたりの電力消費量が多いことを意味する。しかし、必ずしも都市化が進んでいる地域でのみ小さい値を取るわけではなく、福井、富山、岡山、山口でも東京と同程度の値となった。これは産業構造やその地域の建物構成が影響していると考えられる。

電力会社管轄地域別で集計した電力消費量（2004年度）に対する太陽光発電量（2050年度）の割合を図7に示すが、電力会社によって47.6%（北陸）から66.3%（東北）まで変化する。大都市圏を含む東京電力、関西電力で低い値を取ると予想したが、必ずしも予想通りではなかった。確かに都道府県別では東京都の割合は小さかったが、埼玉県、千葉県、山梨県では大きく、東京の低い割合を補填している。つまり、東京など大都市では面積あたりの電力需要が大きく、その都市で限れば太陽光発電による供給割合は低い、同じ電力会社管轄地域内で発電量を融通することにより供給割合を高めることができる。しかし、北陸電力地域では太陽光発電による供給割合がどの県も低いため、融通することができず低い値に留まった。

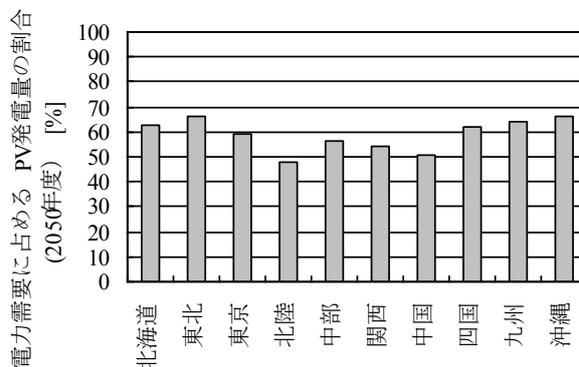


図7 電力会社別の電力消費量（2004年度）に対するPV発電量（2050年度予測値）の割合

太陽光発電は主に昼間に行われるため、太陽光発電による供給割合は昼間だけでみれば今回示した値よりも大きく、需要を上回ることが予想される。従って、これほどに大量に太陽電池が導入される場合には、現在の電源構成の大幅な変更を余儀なくされることは勿論、余剰電力を貯蔵するための蓄電設備が不可欠となる。

図5で示した年間発電量の計算結果と太陽光発電システムのLCA結果から、それぞれのケースに

における都道府県別の発電コストおよびCO<sub>2</sub>排出原単位を推定した結果を図8および図9に示す。

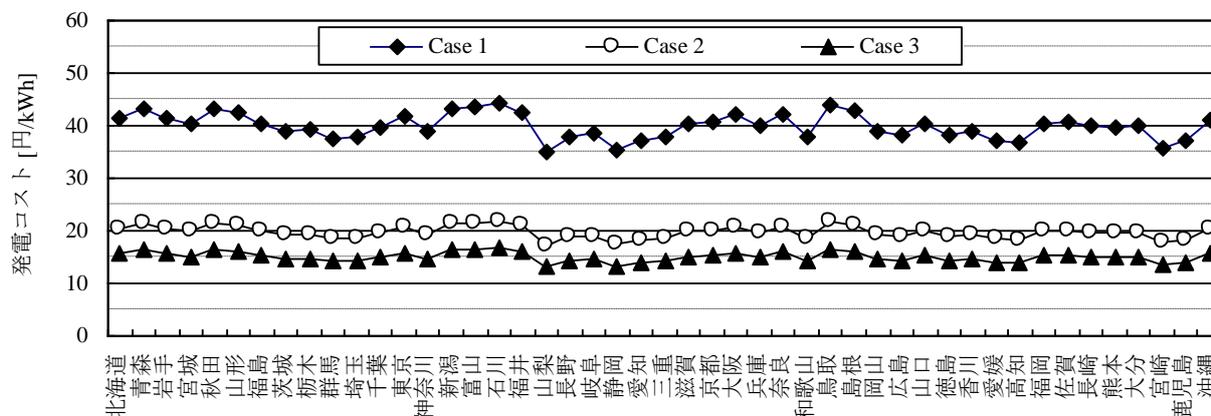


図8 都道府県別の太陽光発電システムの発電コスト

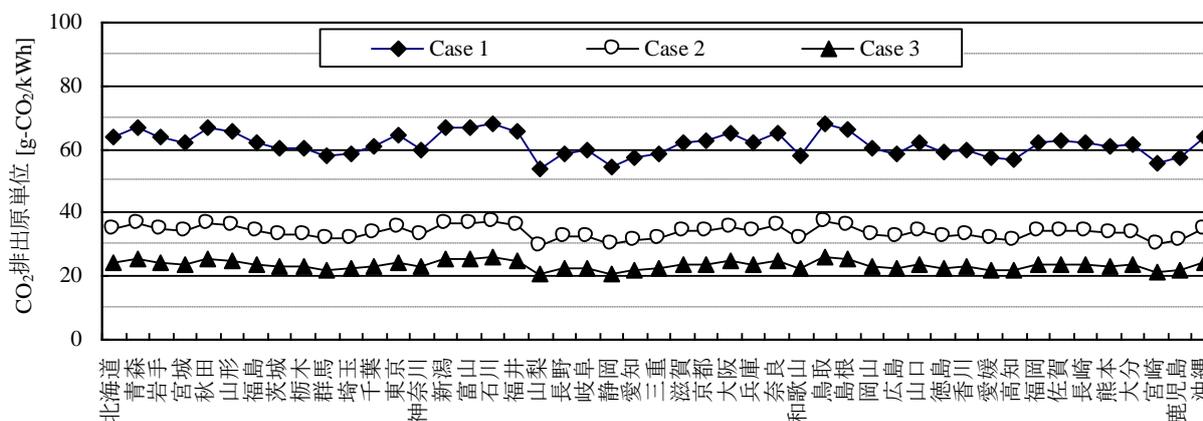


図9 都道府県別の太陽光発電システムのCO<sub>2</sub>排出原単位

発電コストの平均値はCase 1 - 40 円/kWh、Case 2 - 20 円/kWh、Case 3 - 15 円/kWhであった。Case 3でも表2に示した各発電方式の発電コストよりは高いが、Case 2で仮定した程度に生産規模が拡大し、モジュール効率が向上すれば、現在の系統電力料金と競合できる値にまで低下すると予測された。また、CO<sub>2</sub>排出原単位の平均値は、Case 1 - 62 g-CO<sub>2</sub>/kWh、Case 2 - 34 g-CO<sub>2</sub>/kWh、Case 3 - 24 g-CO<sub>2</sub>/kWhであった。石油火力、石炭火力、LNG火力による発電のCO<sub>2</sub>排出原単位よりは大幅に小さいが、水力や原子力による発電に比べるとCO<sub>2</sub>排出原単位は大きい。

発電コストおよびCO<sub>2</sub>排出原単位の地域による差は年間発電量の差を直接反映している。したがって、年間発電量が大きい地域ほど発電コスト、CO<sub>2</sub>排出原単位が低くなる。今回の計算からは、発電コストおよびCO<sub>2</sub>排出原単位が最も大きい県は石川県であり、最も小さい県は山梨県であり、その差は約23%であった。ここで興味深いのは、Case 2からCase 3へは1 GW/yから100 GW/yへと100倍の生産規模の拡大を想定し、モジュール効率も0.142から0.17へと大幅な向上を期待しているが、発電コストは20円/kWhから15円/kWhへと25%低下するのみである。これはモジュールの技術進歩や生産規模の拡大に伴いモジュールのコストは大幅に低下するが、モジュール以外のコストがそれほど低下しないためである。一方、Case 2における最小値である山梨県での発電コスト

は17.3円/kWhであり、Case 3における最大値である石川県の発電コストは16.6円/kWhであり、その差は1円未満である。つまり、技術開発や生産規模の拡大によるコストの低減は勿論重要であるが、より発電量の多い地域では低コストでの導入が可能であり、そのような地域で優先的に導入を進め、導入規模を拡大していくのがコスト的に有効であると考えられる。

#### (4) 太陽光発電システム導入のCO<sub>2</sub>排出削減コスト

太陽光発電の導入を考える場合、既存の系統電力料金との比較が良くなされるが、CO<sub>2</sub>排出削減対策として経済性を評価する場合には、CO<sub>2</sub>排出削減コストで評価するのが有意義である。

太陽光発電の導入初期の段階では、電力会社は太陽光発電を石油火力や石炭火力に替わる低炭素な発電システムとして認識し導入するというのではなく、したがって太陽光発電の導入が電源構成を変更する要因とはならないと考えられる。そこで、各電力会社の電源構成は変わらないと仮定し、太陽光発電によるCO<sub>2</sub>排出削減コストを都道府県別に推定した結果を図10に示す。

前述のように年間発電量の違いにより、発電コストおよびCO<sub>2</sub>排出原単位は地域によって約23%程度異なるが、図10では電力会社間のCO<sub>2</sub>排出原単位の差を強く反映した結果となった。Case 1の場合のCO<sub>2</sub>削減コストの都道府県平均値は約95,000円/t-CO<sub>2</sub>であったが、CO<sub>2</sub>排出原単位が最も大きい沖縄電力管轄内の沖縄県では、約40,000円/t-CO<sub>2</sub>と平均値の2分の1以下であった。次いでCO<sub>2</sub>排出削減コストが低いのは2番目にCO<sub>2</sub>排出原単位の高い中国電力管轄地域内の県であり、CO<sub>2</sub>排出削減コストは50,000～60,000円/t-CO<sub>2</sub>であり、次は中部電力管轄地域で60,000～80,000円/t-CO<sub>2</sub>であった。一方、CO<sub>2</sub>排出削減コストが高いのは関西電力管轄地域と東京電力管轄地域であり、両者とも電力のCO<sub>2</sub>排出原単位が小さく、太陽光発電の代替によるCO<sub>2</sub>削減効果が小さい。このように、電力会社の電源構成の違いを反映し、太陽光発電の導入によるCO<sub>2</sub>排出削減コストは地域によって大きく異なった。Case 2、Case 3のCO<sub>2</sub>排出削減コストの平均値はそれぞれ34,000円/t-CO<sub>2</sub>と21,000円/t-CO<sub>2</sub>であり、Case 3では、最も低い沖縄県のCO<sub>2</sub>排出削減コストは10,000円/t-CO<sub>2</sub>を下回った。発電コストおよびCO<sub>2</sub>排出原単位それぞれ単独のときに比べて、CO<sub>2</sub>排出削減コストはそれら両方の影響を受けるため、生産規模拡大、技術進歩に伴う低下の割合が大きい。しかし、生産規模拡大、技術進歩がCO<sub>2</sub>排出削減コストの低減に有効であることは勿論であるが、Case 1の沖縄県のCO<sub>2</sub>排出

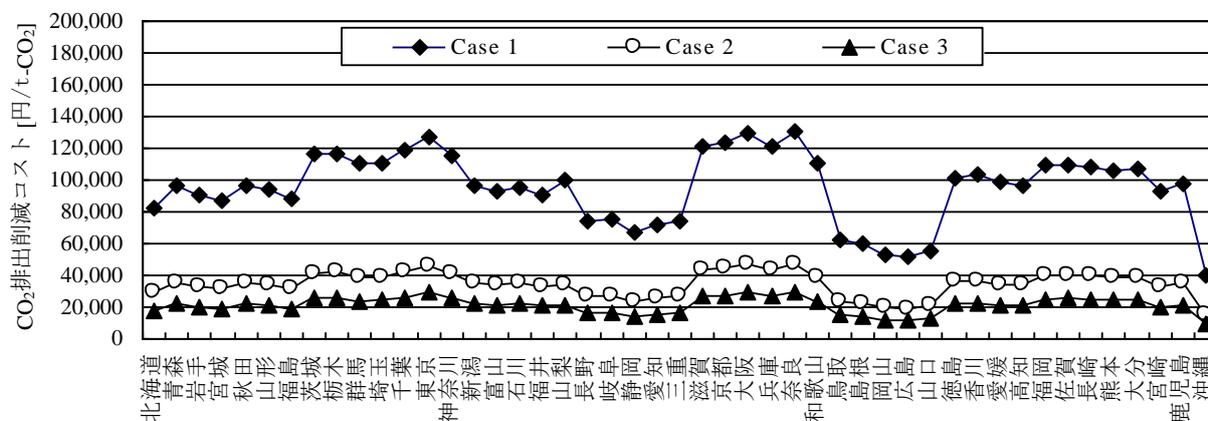


図10 都道府県別の太陽光発電によるCO<sub>2</sub>排出削減コスト  
(各電力会社の電源構成が現状と変わらないとした場合)

削減コストがCase 2の関西電力や東京電力の管轄地域よりも低いことから分かるように、CO<sub>2</sub>排出削減コストのより低い地域から優先的に太陽光発電を導入し、技術の進歩と生産の拡大に伴いシステムコストが低下するにつれ、CO<sub>2</sub>排出削減コストのより高い地域へと導入を拡大していく、というのもより低コストで太陽光発電の導入を拡大するシナリオとして有効であると考えられる。

NEDOの太陽電池（PV）ロードマップ<sup>1)</sup>では、2030年までに累積導入量100GW、発電量として家庭用電力の50%、全電力の10%程度を太陽光発電により賄うことを想定している。そこまで大量に太陽光発電が導入された状況では、各電力会社の電源構成が現在から変化していないとは考えにくい。CO<sub>2</sub>の削減のみを考えれば、石油火力や石炭火力のようなCO<sub>2</sub>排出原単位の高い発電方式から太陽光発電により代替されると考えられる。そこで、太陽光発電が石油火力または石炭火力を代替する場合のCO<sub>2</sub>排出削減コストの推定を行なった。それぞれの場合について、都道府県別に計算を行った結果を図11および図12に示し、表7にはそれぞれの平均値をまとめて示す。

これらの図表から分かるように、石油火力あるいは石炭火力を代替すると仮定した場合の方が、電源構成不変として計算するよりも、著しく低いCO<sub>2</sub>排出削減コストが得られた。これは電源構成

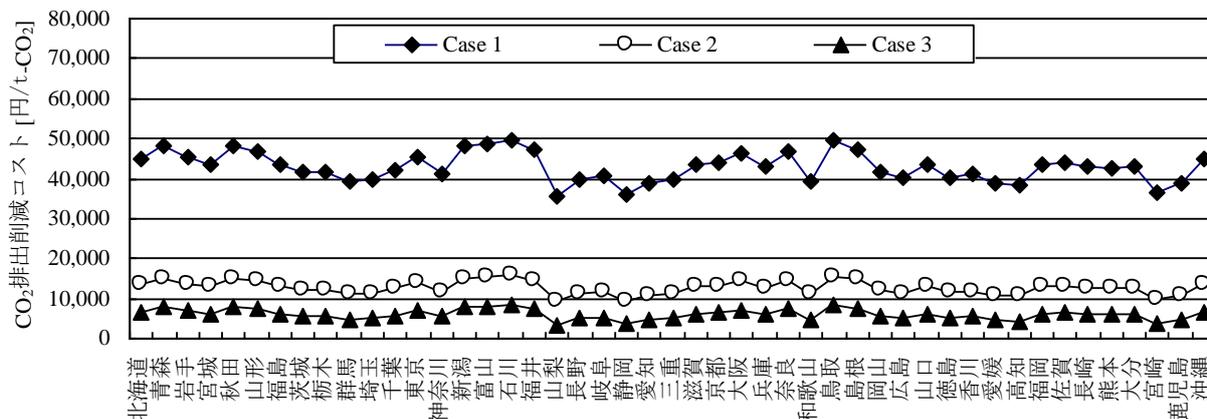


図11 都道府県別の太陽光発電によるCO<sub>2</sub>排出削減コスト  
(太陽光発電が石油火力発電と代替すると仮定した場合)

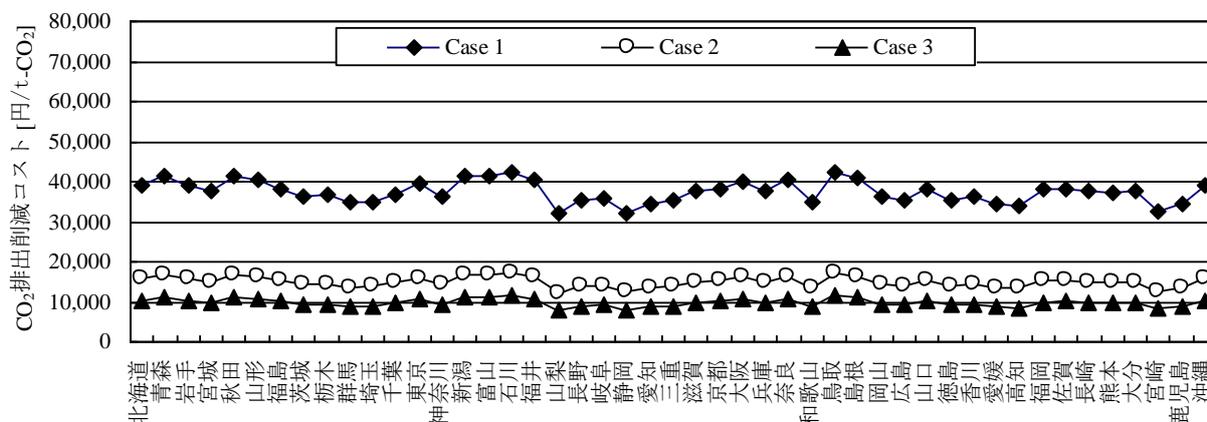


図12 都道府県別の太陽光発電によるCO<sub>2</sub>排出削減コスト  
(太陽光発電が石炭火力発電と代替すると仮定した場合)

を考慮した電力のCO<sub>2</sub>排出原単位よりも、石油火力および石炭火力のCO<sub>2</sub>排出原単位が大きいためである。ただし、沖縄県については、ほぼ石油火力と石炭火力で電力が賄われているためCO<sub>2</sub>排出原単位が大きく、電源構成を考慮した場合と石油火力あるいは石炭火力を代替した場合でもCO<sub>2</sub>排出削減コストは余り変わらない。都道府県間のCO<sub>2</sub>排出削減コストの差は太陽光発電による発電量の

表7 太陽光発電の導入仮定とCO<sub>2</sub>排出削減コスト（都道府県平均）

太陽光発電の導入仮定	CO <sub>2</sub> 排出削減コスト [円/t-CO <sub>2</sub> ]		
	Case 1	Case 2	Case 3
電源構成は変わらないと仮定した場合	95,318	34,362	21,368
石油火力と代替する場合	42,926	12,706	6,028
石炭火力と代替する場合	37,446	14,872	9,807

差を反映している。したがって、山梨県で最低で、石川県で最高となっている。しかし、その差は発電コスト単独の場合に比べて大きくなっている。さらに、Case 2、Case 3となるにつれ、両県の差は拡大し、Case 3でのCO<sub>2</sub>排出削減コストは山梨県では3,500円/t-CO<sub>2</sub>であるが、石川県では8,300円/t-CO<sub>2</sub>であり、倍以上異なっている。これはCO<sub>2</sub>排出削減コストの計算式から分かるように、分子には単なる太陽光発電の発電コストではなく、代替される発電方式の発電コストとの差を取っているため、異なるケースでの発電コストの差をより大きく反映するためである。同様に、石油火力を代替する方が、石炭火力を代替する場合よりも都道府県間の差が大きくなっている。

このように、太陽光発電のCO<sub>2</sub>排出削減コストは、それと代替される発電方式により値が異なる。現在の太陽電池の生産規模、技術レベルはCase 1とCase 2の間にあると予想され、石油火力または石炭火力を代替するとした場合のCO<sub>2</sub>排出削減コストは20,000～30,000円/t-CO<sub>2</sub>程度と予想される。また、近年の原油価格の高騰を考えると、石油火力の発電コストは表7で示した値よりもさらに高くなっていることが予想されるため、太陽光発電によるCO<sub>2</sub>排出削減コストはより低下するものと期待される。Case 3では太陽光発電の発電コストは15円/kWhと推定しているが、そこまで発電コストが低下するとCO<sub>2</sub>排出削減コストは10,000円/t-CO<sub>2</sub>以下となると推測される。

また、今回の結果で示したように、CO<sub>2</sub>排出削減コストは導入される地域によって大きく異なる。特に太陽光発電の発電コストが低下するにつれ、地域間差は顕著になってくる。前述したように少しでもCO<sub>2</sub>排出対策の経済性を向上するためには、このようなCO<sub>2</sub>排出削減コストの地域間差を考慮し、優先的に太陽光発電を導入するというような戦略的なシナリオが有効であると思われる。

#### （5）大規模導入のための蓄電池併設システム評価

（3）で示したように、太陽電池の大量導入が進み昼間の発電量が大きくなると、系統連系逆流した場合の電圧変動が大きくなるなどの系統連系の技術的な問題や、余剰電力を系統が吸収しきれない、電源構成の大きな変更を余儀なくされるなどの課題を生じる。それらを回避し、大量導入を可能にするためには、蓄電設備の併設が前提となると考えられる。そこで、既存のケースと、蓄電設備を併設する2つのケースについて、それぞれの発電システムのコスト、CO<sub>2</sub>排出原

単位の計算を行い、比較を行った。計算対象としたケースは次の通りである。

- ① 住宅用屋根置き系統連系逆潮流あり太陽光発電システム
- ② 住宅用屋根置き蓄電池併設独立型太陽光発電システム
- ③ 住宅用屋根置き蓄電池併設系統連系逆潮流なし太陽光発電システム

太陽電池の種類は多結晶シリコンであり、モジュール効率としては将来技術革新を見込んだ17%とし、生産規模1GW/y（3.3節表1のCase 3に相当）を仮定した<sup>6)</sup>。いずれのケースも設置対象都市は宇都宮市とし、南向きでアレイ角30度に設定した。

まず、①住宅用屋根置き系統連系逆潮流ありの場合の太陽光発電システムのコスト、エネルギーCO<sub>2</sub>排出原単位などの評価結果を表8に示す。発電コストは将来的には従量電力料金よりも低くできる可能性が示された。

大規模導入の一つの形態として想定した、②独立型・蓄電池併設システムについての計算結果を表8に示した。宇都宮市の気象データを用い、100m<sup>2</sup>の延床面積を有する戸建住宅において、購入電力量がゼロとなる蓄電池容量は26kWhと計算された。この規模の戸建住宅の消費電力量は年間2,100kWhと計算され、この蓄電池容量は4.5日分の消費電力に相当する。蓄電池の製造コストを100円/Whと仮定して計算した結果、発電コストは131円/kWhとなり、コスト・ペイバック・タイムは85年と長く、導入困難なコストレベルとなった。仮に製造コストがNEDOの蓄電池部会の目標値である12円/Whに低減できるとした場合、発電コストは47円/kWhまで低減できるが、それでも現在の従量電力料金の数倍高い。

コストを下げ、かつ太陽光発電導入率を高めるために、本研究では③系統連系逆潮流なし蓄電池併設型システムを提案する。図13に、蓄電池容量を変更した場合の、太陽光発電量のうち電力消費

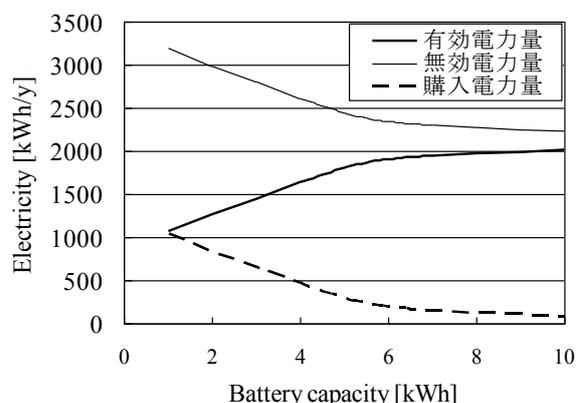


図13 系統連系逆潮流なし蓄電池併設型太陽光発電システムにおける蓄電池容量と有効電力量、購入電力量の関係

表8 各太陽光発電システムの投入エネルギー、発電コスト、CO<sub>2</sub>排出原単位

	①系統連系逆潮流あり (PV発電容量：3.5kW)	②独立型・蓄電池併設 (PV発電容量：3.5kW)		③系統連系逆潮流なし・蓄電池併設 (PV発電容量：2.0kW)	
		蓄電池現状コスト (100円/Wh)	蓄電池将来コスト (12円/Wh)	蓄電池現状コスト (140円/Wh)	蓄電池将来コスト (12円/Wh)
System cost [yen/W]	277	1020	366	343	344
Energy payback time [y]	0.89	2.3	2.3	2.5	1.5
CO <sub>2</sub> payback time [y]	1.5	5.5	5.5	4.3	3.1
Cost payback time [y]	11	85	31	37	19
発電コスト [yen/kWh]	18	131	47	57	29
CO <sub>2</sub> 排出原単位 [g-C/kWh]	7.5	28	28	21	15

に有効に利用される有効発電量、電力消費に利用されず蓄電池にも貯蔵されない無効電力量、および太陽光発電量では不足に購入する購入電力量を示す。太陽電池の発電容量は3.5 kWとした。蓄電池容量の増加に伴い有効電力量は増加し、無効電力量と購入電力量は減少した。

図14には蓄電池容量が変化した場合の発電コスト、CO<sub>2</sub>排出原単位の変化、そして図15には3種類のペイバック・タイムの変化を示した。図から分かるように、コスト、エネルギー、CO<sub>2</sub>排出量が極小となる蓄電池容量が存在し、その容量は必ずしも一致しない。発電コストでは蓄電池容量が5.0kWhのときに極小値71.5 円/kWhとなった。また、投入エネルギー、CO<sub>2</sub>排出量が極小となる蓄電池容量は、それぞれ9.4、6.2 kWhであった。

また、太陽電池の発電容量によっても最適となる蓄電池容量は変化する。図16にPV発電容量が変化した場合の、最低コストを与える蓄電池容量とその時の発電コストを示す。最適な蓄電池容量は太陽光発電容量の増加に伴い3 kWまでは急激に増加するが、それ以上の範囲では約5 kWhでほぼ一定となった。一方この時の発電コストはPV発電容量の増加に伴い単調に増加した。いずれにしても太陽電池容量が小さいほど必要となる蓄電池の容量も発電コストも低下する。しかし、図17に示すように、太陽電池容量が小さいと、電力消費に対する太陽光発電による供給割合が低下する。コストが最小となる2 kWの太陽電池と0.7 kWhの蓄電池の組み合わせでは、電力消費の44%しか賄うことができない。つまりCO<sub>2</sub>の削減効果も同程度に留まる。この時の発電コスト、CO<sub>2</sub>排出

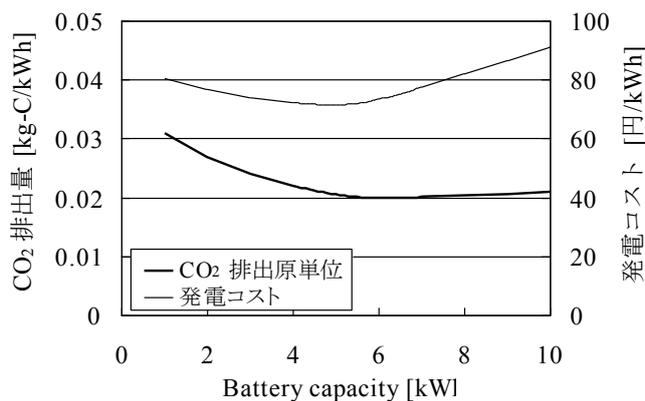


図14 系統連系逆潮流なし蓄電池併設型太陽光発電システムにおける蓄電池容量と発電コストおよびCO<sub>2</sub>排出原単位との関係

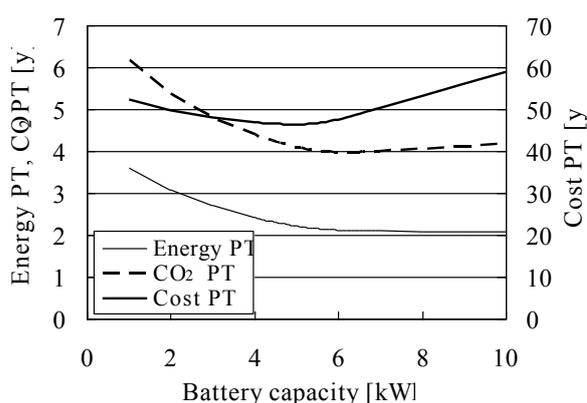


図15 系統連系逆潮流なし蓄電池併設型太陽光発電システムにおける蓄電池容量とEPT、CPT、CO<sub>2</sub>PTの関係

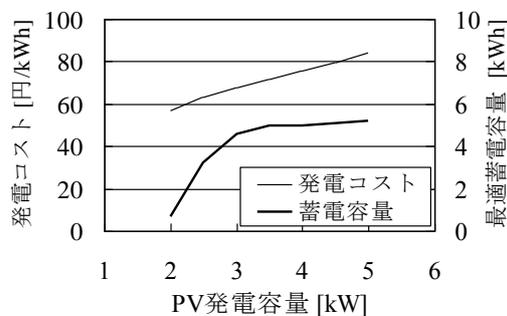


図16 PV発電容量と最適蓄電池容量および発電コストの関係

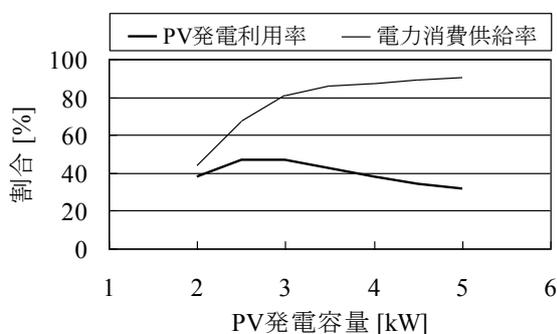


図17 PV発電容量と発電電力利用率および消費電力供給率の関係

原単位についても表8に示したが、現状の蓄電池製造コスト140 円/kWhを用いて計算した場合、発電コストは57円/kWh、CPTは37年となった。完全独立型に比べれば発電コストは小さいが、それでも現状の従量電力料金よりは数倍高い。一方、コストが最小となる蓄電池容量は蓄電池の製造コストにより大きく変わり、仮に蓄電池製造コストが12円/kWhに低減したとすると、最適な蓄電池容量は8.3kWhとなる。蓄電池容量は現状コストの時に比べ10倍以上大きくなったが、その時の発電コスト、CPTはそれぞれ29円/kWh、19年と著しく低下した。発電コストは依然として系統電力の従量電量料金よりも高いが、化石燃料コストの高騰を考えれば、競合できるレベルに低減できる可能性が示された。また、蓄電池容量が増大すると太陽光発電量の有効利用も可能になり、利用率は74%、電力消費に対する供給割合は86%となった。太陽光発電システムの大規模導入には太陽電池自身とともに、蓄電池の低コスト化が必要不可欠であることが示された。

以上、蓄電池を併設した太陽光発電システムについてコスト、CO<sub>2</sub>排出量の評価を行った結果、完全独立型とするための大容量の蓄電池を用いた場合、蓄電池の製造コストを現在よりも10分の1程度小さいと仮定しても、発電コストは従量電力料金の数倍程度にしか削減できず、コスト的には不利であることが示された。一方、完全独立型とせず、太陽光発電量を有効に利用するために蓄電池を導入し、消費電力の供給が不足する時のみ系統から電力を購入するとした、系統連系逆潮流なしのシステムでは、蓄電池の製造コストによって、発電コストを最低にする蓄電池容量が変わるが、将来の蓄電池コストを仮定した場合、発電コストは従量電力料金と匹敵する程に低減できる可能性があり、また、太陽光発電量も有効に利用できる可能性がある。

#### (6) 都道府県別の蓄電池併設太陽光発電システムの評価

前節では、太陽光発電を大量に導入するために、蓄電池を併設した2つのシステム、すなわち、完全独立型のシステムと、系統連系するが逆潮流はせず、足りない分だけ系統から電力を購入する系統連系逆潮流なしのシステムについて、宇都宮市の気象条件を使用して検討を行った。太陽電池による発電量は地域によって異なり、必要となる蓄電池の容量も地域によって変化すると予測される。そこで、ここでは、都道府県別にそれらのシステムに必要な蓄電池容量を決定し、発電システムの評価を行った。

太陽電池は多結晶シリコンとし、発電システムは住宅用で容量は3.5 kWとした。図18に完全独立とするために必要な最小蓄電池容量を都道府県別に示す。図から分かるように、購入電力をゼ

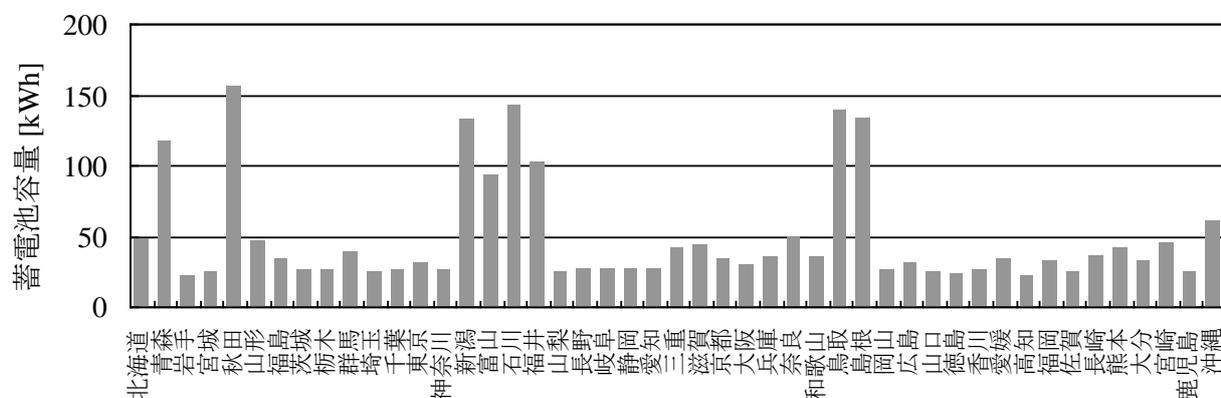


図18 完全独立型システムに必要な最小蓄電池容量

ロとするために必要な蓄電池容量は地域によって大きく異なった。特に、青森や日本海側の東北、北陸の地域、鳥取、島根で著しく大きくなった。図5に示したように、これらの地域は太陽電池による年間発電量が少ない地域ではあるが、発電量の地域間差に比べ、完全独立に必要な蓄電池容量の地域間差は著しく大きく、気象条件に対する感度が高い。

蓄電池の製造コストを将来予測の12円/kWhとした時の、システムのエネルギー・ペイバック・タイム（EPT）とコスト・ペイバック・タイム（CPT）をそれぞれ図19、20に示す。多くの地域において、EPT、CPTはそれぞれ2-3年、30-40年の範囲にあるが、前述の大容量の蓄電池を必要とする地域では、それぞれ3.5-5年、50-70年に増加する。現状よりも大幅に低減した蓄電池コストを想定しても、コスト的にペイすることは難しく、地域によっては著しくCPTが長くなり、導入に適さない地域があることが示された。

一方、系統連系はするが逆潮流はしないシステムにおいて、発電コストを最小にする蓄電池容量を図21に都道府県別に示す。蓄電池のコストが140円/kWhのケースでは、蓄電値コストが高いために大容量の蓄電池を導入できず、どの地域においてもおよそ5kWhとなり、地域間差は小さかった。蓄電値コストが12円/kWhに低下した場合、より大容量の蓄電池の導入が可能になる。その場合、コストを最小とする蓄電池容量は地域によって大きく異なり、7-11 kWhの範囲であった。蓄電池コストが12円/kWhの時の電力消費量に対する購入電力量の割合を図22に示す。蓄電池を併設しない場合では、購入電力の割合はおよそ60%と高いが、蓄電池を併設し逆潮流せず、足りない場合のみ電力を購入する場合は、購入電力量の割合は10-25%に低下し、系統による電力供給の大部分が太陽光発電によって代替されることが示された。前述したように、逆潮流した場合、太

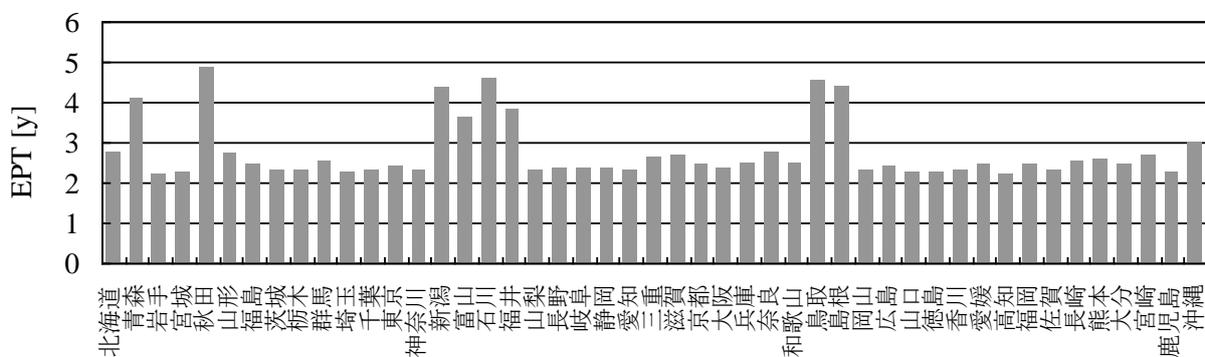


図19 完全独立型システムのエネルギー・ペイバック・タイム（EPT）

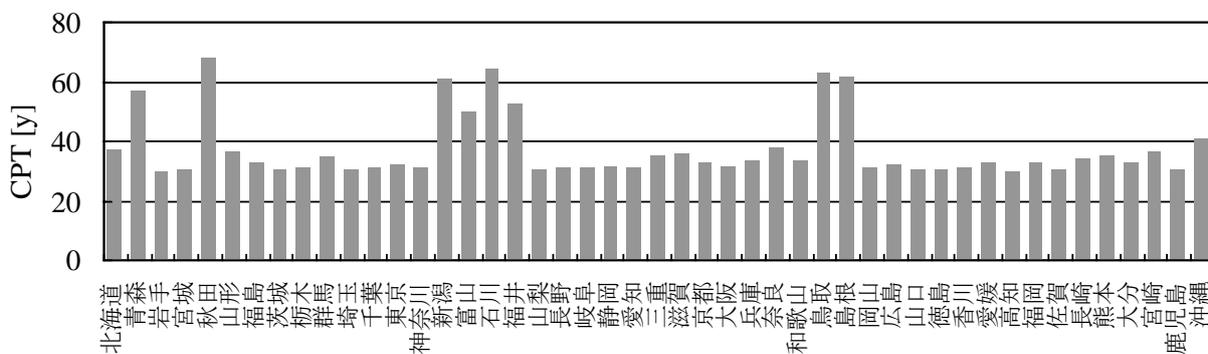


図20 完全独立型システムのコスト・ペイバック・タイム（CPT）

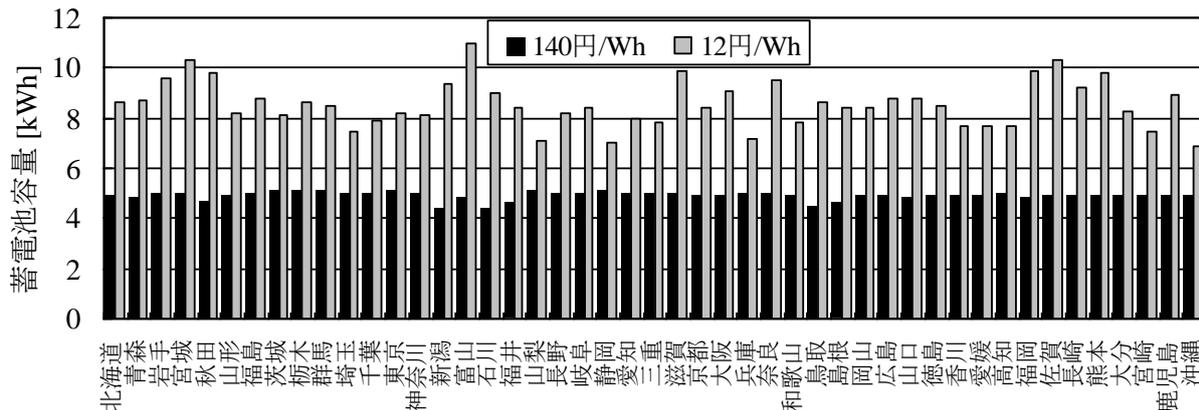


図21 系統連系逆潮流なしシステムのコスト最小な蓄電池容量

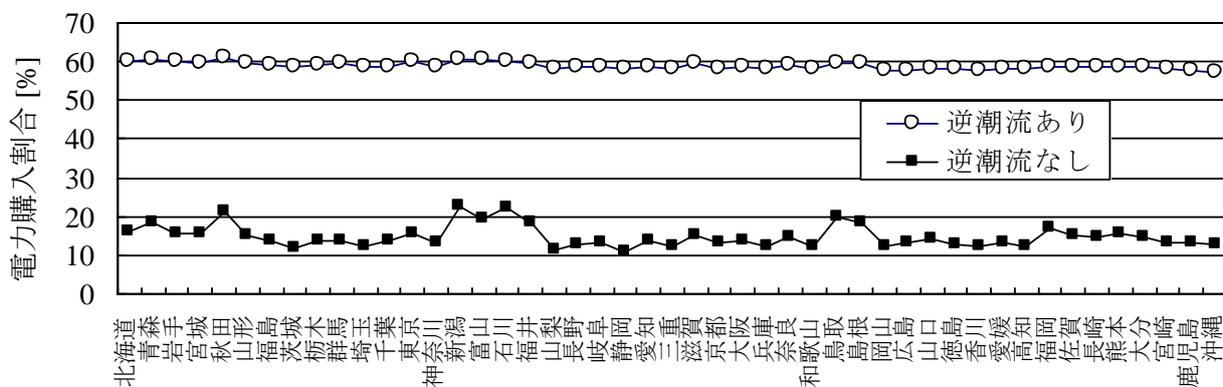


図22 逆潮流の有無による消費電力に対する購入電力量の割合

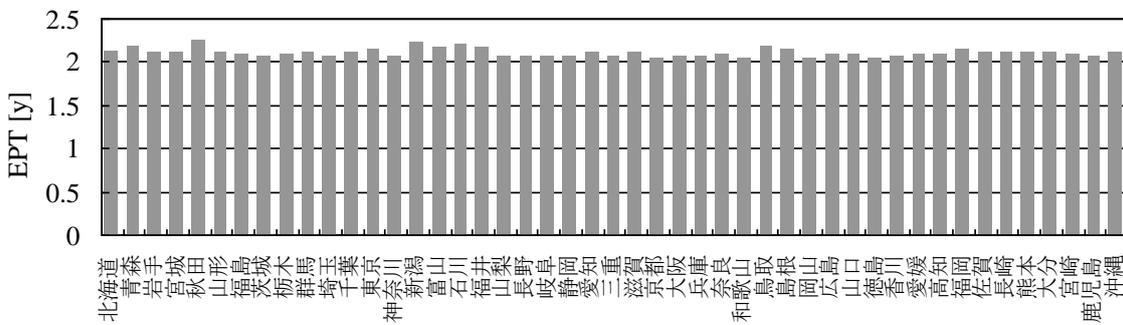


図23 系統連系逆潮流なしシステムのエネルギー・ペイバック・タイム

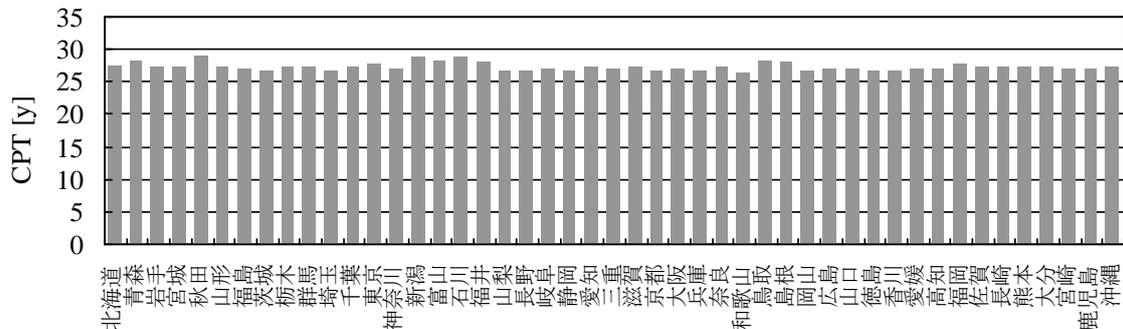


図24 系統連系逆潮流なしシステムのコスト・ペイバック・タイム(CPT)

陽電池が大量に導入されると系統連系に伴う種々の問題が生じ、また、昼間に系統に大量に逆流される太陽光発電量と夜間の消費電力との間の整合を系統で行わなければならない、そのための電源構成の変更、システムの構築が必要となるが、蓄電池を併設し、かつ逆流せず、足りない時のみ系統から電力を購入することとすれば、昼間の発電と夜間の消費電力の整合を各家庭で行うことになり、系統への影響を避けつつ、太陽電池を大量に導入することが可能になると考えられる。図23、24には蓄電池コストが12円/kWhの時のEPT、CPTをそれぞれ示したが、地域によって大きな変化はなく、概ねEPTは2年、CPTは25-27年となり、完全独立型よりも導入の可能性が高いシステムとなると期待される。

## 5. 本研究により得られた成果

### (1) 科学的意義

日射量だけでなく、気温の上昇による太陽電池のセル効率の低下、パワーコンディショナの運転効率を考慮したモデルにより、都道府県別の太陽光発電量をより正確に推定するとともに、発電コストおよびCO<sub>2</sub>排出原単位の地域差を明らかにした。また、CO<sub>2</sub>排出削減コストについては、太陽光発電に代替される発電方式によって異なることを示し、さらに、電力会社間の電源構成の違いによる発電コスト、CO<sub>2</sub>排出原単位を考慮することにより、CO<sub>2</sub>排出削減コストの地域差を明らかにした。さらに、技術革新や生産規模の拡大に伴う太陽光発電システムのコスト低下により、CO<sub>2</sub>排出削減コストがどの程度低減されるか明らかにした。また、大量導入を可能にするための蓄電池併設システムを提案し、LCA評価を用いたコスト最小化のための蓄電池容量の決定手法を示すとともに、蓄電池コストの削減目標についても示唆した。

### (2) 地球環境政策への貢献

気象条件や代替される発電方式の発電コスト、CO<sub>2</sub>排出原単位を考慮することにより、太陽光発電の発電コスト、CO<sub>2</sub>排出削減コストが地域によって大きく異なることを明らかにした。また将来太陽光発電システムのコスト低下によりCO<sub>2</sub>排出削減コストが著しく低下することを示した。これらの結果から、よりCO<sub>2</sub>排出削減コストの低い地域から導入を促進し、コストの低下を待って、よりCO<sub>2</sub>排出削減コストの高い地域へと導入を拡大するなど、CO<sub>2</sub>排出削減技術としてより経済性を高めつつ導入を促進し、CO<sub>2</sub>排出削減を達成するための戦略的な太陽光発電の導入シナリオを提示した。また、太陽光発電の大規模導入を可能とするために、蓄電池を併設したシステムとして、系統へ負荷を与えることなく、発電量を有効に利用できる、比較的低コストなシステムを提案した。

## 6. 引用文献

- 1) 新エネルギー・産業技術総合開発機構:「2030年に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030)」, 2004
- 2) S. B. Kraines, D. R. Wallace, Y. Iwafune, Y. Yoshida, T. Aramaki, K. Kato, K. Hanaki, H. Ishitani, T. Matsuo, H. Takahashi, K. Yamada, K. Yamaji, Y. Yanagisawa and H. Komiyama: “An integrated Computational Infrastructure for a Virtual Tokyo”, *Journal of Industrial Ecology*, 5, pp.35-54, 2001
- 3) 佐賀武義, 三浦修一:「住宅における太陽エネルギー導入のための地域別可能性評価に関する

- 研究」，太陽／風力エネルギー講演論文集，pp.125-128，2002
- 4) K. Kurokawa: “PV systems in urban environment”，Solar Energy Materials & Solar Cells, 67, pp.469-479, 2001
  - 5) 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）：「技術情報データベース」，  
<http://www.nedo.go.jp/database/>
  - 6) 山田興一，小宮山宏著：「太陽光発電工学-太陽電池の基礎からシステム評価まで-」，日経BP社，東京，2002
  - 7) 総務省統計局：平成10年 住宅・土地統計調査 確報集計結果（全国編）統計表 付表第11表「建て方（4区分），階数（4区分）別住宅数 ー全国，都道府県，13大都市（平成10年）」，2000
  - 8) 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）：「太陽光発電導入ガイドブック〈資料編〉（2000年改訂版）」，2000
  - 9) 東京電力株式会社：「サステナビリティレポート2007」，2007
  - 10) 関西電力株式会社：「CSR Report 2007」，2007
  - 11) 中部電力株式会社：「CSR Report 2007」，2007
  - 12) 九州電力株式会社：「九州電力CSR報告書2007」，2007
  - 13) 東北電力株式会社：「CSR Report 2007」，2007
  - 14) 中国電力株式会社：「2007 エネルギーグループ CSR報告書」，2007
  - 15) 北海道電力株式会社：「ほくでんサステナビリティレポート2007」，2007
  - 16) 北陸電力株式会社：「北陸電力グループCSR報告書」，2007
  - 17) 四国電力：「よんでんCSRレポート2007」，2007
  - 18) 沖縄電力株式会社：「沖縄電力環境行動レポート2007」，2007
  - 19) 空気調和・衛生工学会：「都市ガスによるコージェネレーションシステム 計画・設計と評価」，丸善，東京，1994
  - 20) 化学工学会第I種研究会：「CO<sub>2</sub>と地球環境問題研究会」，太陽光発電技術の評価II，1995
  - 21) 株式会社BRSホームページ，<http://www.battery-reuse.co.jp/>
  - 22) エヌ・イー・ティー株式会社ホームページ，価格リスト  
<http://www.solar-battery.net/price.html>
  - 23) 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）：平成11年度ニューサンシャイン計画 太陽光発電システム実用化技術開発，2000
  - 24) 宇都宮市データバンク，<http://www2.city.utsunomiya.tochigi.jp/DataBank/index.htm>
  - 25) さっぽろ統計情報，<http://www.city.sapporo.jp/toukei/>
  - 26) 東京都の統計，<http://www.toukei.metro.tokyo.jp/index.htm>
  - 27) 広島市の統計，<http://www.city.hiroshima.jp/kikaku/joho/toukei/index.htm>
  - 28) 那覇市統計情報，<http://www.city.naha.okinawa.jp/kouho/toukei/toukei.htm>
  - 29) 新エネルギー財団，<http://www.nef.or.jp/photovolataicpower/joukyou01.html>

## 7. 国際共同研究等の状況

特に記載すべき事項はない。

8. 研究成果の発表状況

(1) 誌上発表

<論文(査読あり)>

なし

<査読付論文に準ずる成果発表>

なし

<その他誌上発表(査読なし)>

なし

(2) 口頭発表(学会)

なし

(3) 出願特許

なし

(4) シンポジウム、セミナーの開催(主催のもの)

なし

(5) マスコミ等への公表・報道等

なし

(6) その他

なし