



RIETI Discussion Paper Series 09-J-001

## 再生可能電力の送配電・蓄電費用措置制度に関する経済的考察

戒能 一成  
経済産業研究所



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所

<http://www.rieti.go.jp/jp/>

## 再生可能電力の送配電・蓄電費用措置制度に関する経済的考察

2008年 12月

戒能 一成 (C)\*

### 要 旨

再生可能エネルギーをエネルギー源とする再生可能電力は、エネルギー安全保障、経済社会の持続可能性や気候変動問題への対応策として非常に重要であり、その導入を有効に推進していくことはエネルギー・環境政策上の大きな課題である。

従来から、再生可能電力に対しては、新エネ等電気利用法(RPS法)による電気事業者への一定比率の導入義務づけなど様々な支援制度が設けられているが、再生可能電力の導入拡大に伴い需給調整に必要な送配電・蓄電費用が増加するが、これをどのように措置することが合理的なのかという点が政策上の新たな論点として提起されている。

本稿においては、空間経済学の応用などにより、再生可能電力の種類・特性別に建設費用・用地面積・稼働率などを模式化し、再生可能電力の送配電・蓄電費用措置のあり方によってその導入費用にどのような差異を生じるのかを試算し制度の比較分析を試みた。

その結果、大規模再生可能電源については山林など地価が廉価な立地条件を選んだ上で、発電と送変電費用の合計総費用が最小となる地点に風力発電や貯水式水力発電を順次開発していくことが最も費用が小さくなり、従って送変電費用を系統側措置とするよりも発電側措置とする方が合理的であると推定された。

一方、小規模分散再生可能電源特に太陽光発電については、逆に配電・蓄電費用を需要家(発電)側措置とするより系統側措置とした方が費用が小さく合理的と推定された。

当該結果は現状での技術的・経済的知見を基にした各種前提条件下での試算によるものであり、今後の制度設計に当たり更に多面的な検討を進めていく必要があると考えられる。

特に太陽光発電など小規模分散再生可能電源において、系統側措置制度下での配電・蓄電設備整備の制約や全面自由化時の経過措置の問題などにつき注意が必要と考えられる。

キーワード： 再生可能エネルギー、電気事業、電源立地

JEL Classification: Q42, L94, R12

---

\* 本資料中の分析・試算結果等は筆者個人の見解を示すものであって、筆者が現在所属する独立行政法人経済産業研究所、国立大学法人大阪大学、IPCCなどの組織の見解を示すものではないことに注意ありたい。

本資料の作成にあたり、産業技術総合研究所辰巳国昭先生・新エネルギー産業技術総合開発機構諸住哲先生には電池費用の推計手法などにつき極めて有益な指導を頂き、また大阪大学サステナブルサイエンス研究機構制度設計WSの各位には有益な助言を頂いたことを特に記して感謝の意を表す。無論、本稿に含まれるべき誤謬などは筆者の責に帰するものである。

# 再生可能電力の送配電・蓄電費用措置制度に関する経済的考察

## - 目 次 -

### 要 旨

### 目 次

### 本 文

1. 再生可能電力の現状と問題点
  - 1-1. 再生可能電力の特性別分類と現状
  - 1-2. 新エネ等電気利用法(RPS法)による支援制度
  - 1-3. 再生可能電力の送配電・蓄電費用措置問題と本稿の目的
2. 再生可能電力の送配電・蓄電費用に関する試算・分析の枠組み
  - 2-1. 大規模再生可能電源整備における問題
  - 2-2. 小規模分散再生可能電源整備における問題
  - 2-3. 試算・分析の前提条件
3. 再生可能電力の送配電・蓄電費用措置制度別の試算・分析結果
  - 3-1. 大規模再生可能電源の試算結果
  - 3-2. 小規模分散再生可能電源の試算結果
  - 3-3. 試算結果の感度分析
4. 結 論
  - 4-1. 試算・分析結果のまとめ
  - 4-2. 考察と提言

### 別掲図表

### 補 論

- 補論1. 太陽光発電・蓄電池の容量当費用の将来推計について
- 補論2. 都心部からの距離と工業用地・山林の地価について

### 参考文献

2008年12月  
戒能一成(C)

## 1. 再生可能電力の現状と問題点

### 1-1. 再生可能電力の特性別分類と現状

#### 1-1-1. 再生可能電力の定義

再生可能電力とは、太陽光・風力・水力・地熱などの再生可能エネルギーをエネルギー源として発電された電力をいい、本稿では太陽光発電、風力発電、地熱発電、水力発電（揚水発電を除く、大規模水力発電(0.1万kW超又は貯水式)<sup>\*1</sup>を含む)の4種類を分析・評価対象とする。

他にも、太陽熱発電・海洋温度差発電・バイオマス発電などの技術が存在するが、実用化済であっても発電規模が非常に小さいこと、特にバイオマス発電は石炭火力発電所での混焼など費用の分析評価が困難な形態が多いことから、本稿では上の4種類を扱う。

#### 1-1-2. 再生可能電力の特性と分類-1 発電特性

再生可能電力は、発電時間の制御性や瞬時出力変動の大きさなどの発電特性に従い下記のように分類される。

発電時間制御性が小さければ、必要に応じ周波数調整力を補完した上でベース電源として投入することが合理的であり、発電時間制御性がある程度大きければ周波数調整力の大きさに応じベース～ピーク電源として投入することが合理的である。

一般に太陽光・風力発電はそのままでは瞬時出力変動が大きく発電時間制御性が殆どないが、一定容量の蓄電設備と組合わせた蓄電式発電とすることで、瞬時出力変動をなくし発電時間制御と周波数調整を行うことが可能であることが実証されている。

(参考: 別掲図表) 表1-1-2-1. 再生可能電力の発電時間制御・出力変動特性などによる分類

#### 1-1-3. 再生可能電力の特性と分類-2 大規模電源・小規模分散電源

再生可能電力は、発電の規模・立地特性に従い大規模再生可能電源と小規模分散再生可能電源に分類される。

風力・貯水式水力・地熱あるいはメガソーラー式太陽光発電などの大規模再生可能電源では、火力発電・原子力発電などの通常電源同様に、大規模な発電設備で発電された電力が送変電系統を經由して需要家に送配電され消費される。

一方、太陽光発電・小規模水力発電などの小規模分散再生可能電源では、送変電系統を經由せず、需要家又はその近傍で直接発電され消費される点で大きく異なっている。

#### 1-1-4. 再生可能電力の導入量及び構成比率の推移

総合エネルギー統計による、日本における1990年度から直近迄の再生可能電力の導入量及び総発電電力量に対する構成比率の推移を見た場合、1990年度が約11%であるのに対して、直近では約9%と構成比率が低下していることが観察される。

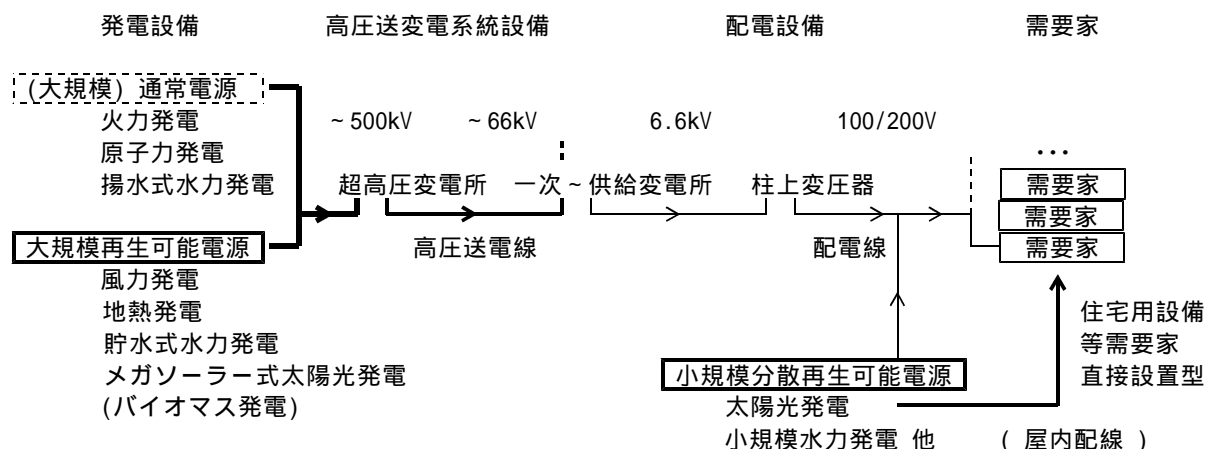
1990年代において再生可能電力は風力発電・バイオマス石炭混焼発電を中心に発電電力量自体は急速に増加したが、その増加率が総発電電力量の増加率に追いついていなかったため、総発電電力量に占める再生可能電力量の構成比率は低下して推移している。

当該1990年代における再生可能電力量の構成比率の低下は、次節で述べる「新エネ等電気利用法」などの制度整備が行われた背景の1つである。

\*1 新エネルギーとしての中小規模水力発電は、最大出力0.1万kW以下の水路式水力発電に限定されている。

(参考: 別掲図表) 表1-1-4-1. 日本における再生可能電力の導入量の推移

[図1-1-3-1. 大規模再生可能電源・小規模分散再生可能電源の概念]



## 1-2. 新エネ等電気利用法(RPS法)による支援制度

### 1-2-1. 「新エネ等電気利用法(RPS法)」の施行

#### (1) 「新エネ等電気利用法(RPS法制度)」の制定

「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法(新エネ等電気利用法・RPS法)」は、エネルギー源多様化のための新エネルギーの導入拡大が停滞傾向にあり、1990年代を通じて総電力需要に対する再生可能電力の構成比率が低下したこと、気候変動対策のための「地球温暖化防止法」の目標達成計画などにおいて新エネルギーの導入拡大が対策措置として位置づけられたことなどを背景に、2002年5月に制定され、2003年度から施行されている。

#### (2) 「新エネ等電気利用法(RPS法)」の措置義務

新エネ等電気利用法においては、電気事業者に対して前年度販売電力量の一定割合以上を新エネルギー等電気とすることを義務づけている。

新エネルギー等電気には、風力、太陽光、地熱(熱水を著しく減少させないもの)、水力(0.1万kW以下の水路式及びダム式の従属発電)、バイオマス(廃棄物発電等のバイオマス成分を含む)などが対象となっている。

当該義務の履行において、電気事業者は以下の3つの方法を選択できる。

- 自ら新エネルギー等電気を発電する
- 他社が発電した新エネルギー等電気を取得する
- 新エネルギー等電気相当量(RPS相当量)を他社から取得する(「肩代わり」)

#### (3) 「新エネ等電気利用法(RPS法)」の追加費用措置

新エネ等電気利用法においては、法施行の円滑化のため電気事業者間でのRPS相当量などの取引価格を調査して結果を公表している。

当該価格調査によれば、RPS相当量の価格、すなわち新エネ等電気利用法(RPS法)による追加的な費用は約 ¥ 5/kWh程度で安定的に推移しており、制度施行以降当該費用に向けて風力発電は値下がり、バイオマスは値上がりするなど再生可能電力の価格が裁定され収斂する傾向が見られる。

(参考: 別掲図表) 表1-2-1-1. RPS法関連主要取引価格の推移(資源エネルギー庁)

## 1-2-2. 再生可能電力に関する支援制度の論点 - 導入比率規制と固定価格買取規制問題 -

### (1) 導入比率規制と固定価格買取規制の差異

新エネ等電気利用法(RPS法)に関して再三議論されている点は、現状の導入比率規制(Renewable Portfolio/Performance Standard)に対し、一部の欧州諸国で実施されているような固定価格買取規制(Feed In Tariff)とすべきではないかという問題である。

ある一定量の再生可能電力の導入のみを考えた場合、当該問題は理論的に導入量を数量で調整するか価格で調整するかという方法論の問題であり、再生可能電力の売手側が供給抑制などの戦略行動を行わないという前提の下では、当該数量の達成の過程で投資予見性や費用合理性についての効果において若干の差異があるに過ぎないこととなる。

多くの場合、固定価格買取制度においては、ドイツにおける太陽光発電への優遇固定価格買取制度などエネルギー源別の差別価格制度の是非が議論されるところであるが、経済的に見た場合、再生可能電力の「導入支援」を図るのであればエネルギー源間で差異を設けることに合理性はなく、エネルギー源を問わず費用の低い再生可能電力を順に導入していくことが最も合理的であると考えられる。

### (2) 欧州委員会再生可能エネルギー政策評価(OPTRES)の結果

実際に、欧州においては国により個別に導入比率規制や固定価格買取規制が導入されており、また国によっては制度を変更している例があるが、こうした制度運営の実績から見て導入比率規制と固定価格買取規制に差異があるか否かについて、欧州委員会の委託により Frawnhöfer研究所他の研究機関が2006年に政策評価した例<sup>2</sup>がある。

当該政策評価の結果は、普及実績を見る限り、導入比率規制と固定価格買取規制の差異や期待利益よりも潜在的なリスクが大きく影響しており、制度の成熟性や安定性・信頼性の方がより重要であるというものであり、導入比率規制と固定価格買取規制の間での効率性の差異自体について否定的な見解を示している。

当該結果を日本について当てはめた場合、新エネ等電気利用法(RPS法)が施行されて既に5年が経過し、1-2-1. で見たとおりRPS相当量価格が安定して推移している結果から見て、導入比率規制を固定価格買取規制に切替える必然性はなく、現状の制度を基礎に制度の安定性・信頼性の向上や導入の障害除去などの環境整備を進めていくべきと考えられる。

## 1-3. 再生可能電力の送配電・蓄電費用措置問題と本稿の目的

### 1-3-1. 再生可能電力の送配電・蓄電費用

新エネ等電気利用法(RPS法)の導入当初から、当該制度の運用においては電気事業者に対して再生可能電力の量的導入を義務づける制度となっているため、再生可能電力の需要地迄の送配電に関する費用をどう扱うかという問題が提起されていた。

つまり、義務量・比率の設定如何によっては、電気事業者は需要地への送電が困難な山間部や僻地で発電された再生可能電力をも買取らざるを得ないこととなり、場合によっては送電システムを強化・整備する追加的費用が生じるが、この場合の費用はどのように措置すべきかという問題である。

特に、発電時間制御性が小さく瞬時出力変動の大きな風力発電などについては、通常の電源と比べて相対的に大きな送電容量を必要とするため、新エネ等電気利用法(RPS法)

\*2 参考文献 1 : OPTRES HP <http://www.optres/fhg.de> を参照ありたい。

制定当時から総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会傘下に風力発電系統連系対策小委員会が設置され、系統強化のための費用を約2,200-5,500億円と見積もり、その措置のあり方や電気事業者間での措置の公平性について検討が行われてきた<sup>\*3</sup>。

さらに、今後の導入普及拡大が期待される太陽光発電については、日負荷と天候・発電容量の関係で配電線に余剰電力を逆潮したり発電量が需要を超過し需給調整を必要とする場合が考えられるが、太陽光発電が大量普及した場合に配電・蓄電をどのように組み合わせることが最適であり、また当該組合せを実現するための制度はどうあるべきかという点についての問題が提起されている状況にある。

### 1-3-2. 送配電・蓄電費用措置制度の論点と本稿の目的

再生可能電力の導入に伴う追加的費用の内訳については、大まかに発電費用と送配電・蓄電費用に分けることができる。

このうち、発電費用については新エネ等電気利用法(RPS法)制度により電気事業者が合理的な費用の下で再生可能エネルギー電力を調達し、需要家に費用転嫁する制度などが既に設けられているところである。

一方、送配電・蓄電費用については明確な制度は設けられておらず、現状では風力発電などの大規模電源では発電事業者側が蓄電費用の一部を措置している状況にあり、太陽光発電などの小規模分散電源では暫定的に電気事業者が措置している状況にあるが、果たしていずれが合理的なのか(あるいは同じなのか)は必ずしも明らかではない。

このため、本稿においては、空間経済学的手法などを応用し、再生可能電力を大規模電源と小規模分散電源に2分した上で、設備費用・用地面積・稼働率や補助の有無などを模式化した導入費用の試算モデルを構築し制度比較分析を試みる。

具体的には、当該再生可能電力に関する送配電・蓄電費用措置を、系統(電気事業者)側が措置する制度とした場合と、再生可能電力の発電側が措置する制度とした場合で、風力などの大規模電源や太陽光などの小規模分散電源別に導入形態・導入費用にどのような差異を生じるかを試算し、制度の合理性・効率性を比較分析する。

(参考: 別掲図表) 表1-3-2-1. 送配電・蓄電費用措置制度の比較

---

\*3 参考文献 3 を参照ありたい。

## 2. 再生可能電力の送配電・蓄電費用に関する試算・分析の枠組み

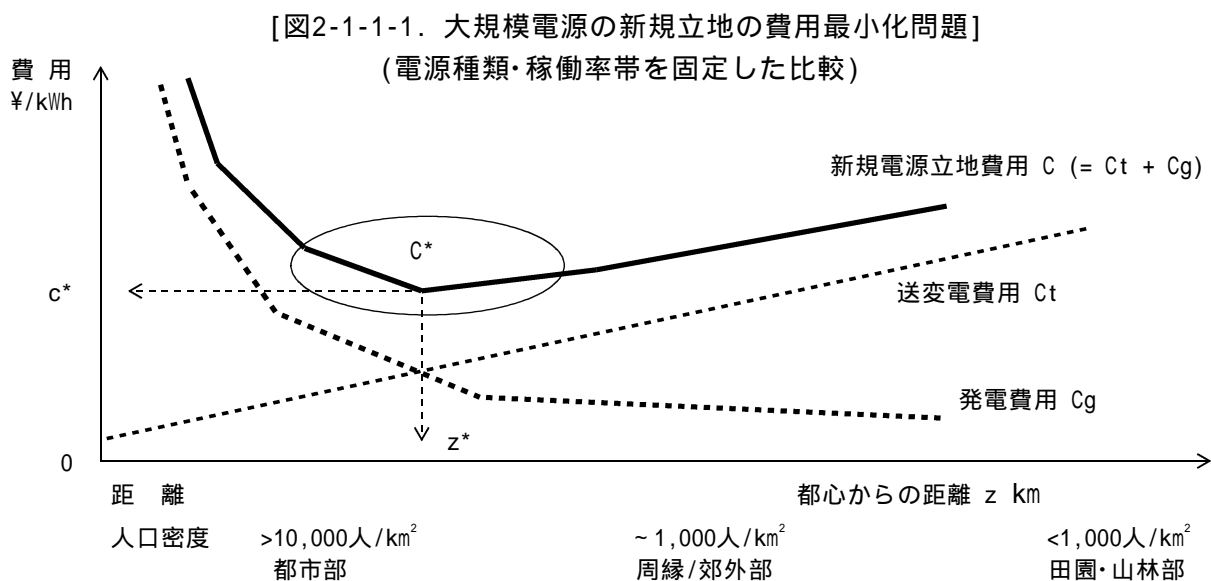
### 2-1. 大規模再生可能電源整備における問題

#### 2-1-1. 大規模電源整備の費用最小化問題

##### (1) 大規模新規電源及び送変電設備整備に関する費用最小化問題

大規模新規電源及び送変電設備整備については、各電源の発電費用・送変電費用を kWh 当費用に換算し、耐用年数での平均費用の最小化問題として解くことができる。

具体的には、各電源の新設に伴う建設費用・用地費用などの発電に関する固定費、燃料費用などの発電に関する可変費と、各電源に対応した送変電設備の整備に関する固定費を実測しておき、各電源の稼働率の条件を変化させ平均費用を試算することにより、稼働率毎に費用最小となる電源とその空間分布を決定することができる。



##### (2) 電源特性と稼働率帯毎の費用最小化

天然ガス複合火力発電・石炭火力発電などの通常の電源においては、建設費用・用地費用や燃料費用などが異なっているため、稼働率帯毎に費用最小を与える電源とその空間分布が異なっている。

具体的には、天然ガス複合火力発電では建設費用・用地費用が低いが燃料費が高いため、低稼働率のピーク～ミドル電源として都心部から 100km前後の距離に電源立地を行うことが費用最小であり、一方、石炭火力発電・原子力発電などでは建設費用・用地費用が高いが燃料費が安いため、高稼働率のベース電源として都心部から 200km前後の距離に電源立地を行うことが費用最小であることが解っている。

(参考: 別掲図表) 表2-1-1-1. 通常電源における費用特性と稼働率及び電源立地の費用最小化

#### 2-1-2. 大規模再生可能電源整備の費用最小化問題

風力発電・地熱発電などの大規模再生可能電力についても、通常の電源同様に建設費用・用地費用や燃料費用などに応じて稼働率帯毎に費用が算定され、RPS法制度の対象となる電源の中で費用最小となる電源とその空間分布が決定されていると考えられる。

再生可能電力導入のための追加的費用については、各稼働率で費用最小となる通常の電源の費用と再生可能電力の中で費用最小となる電源の費用の差が再生可能電力導入

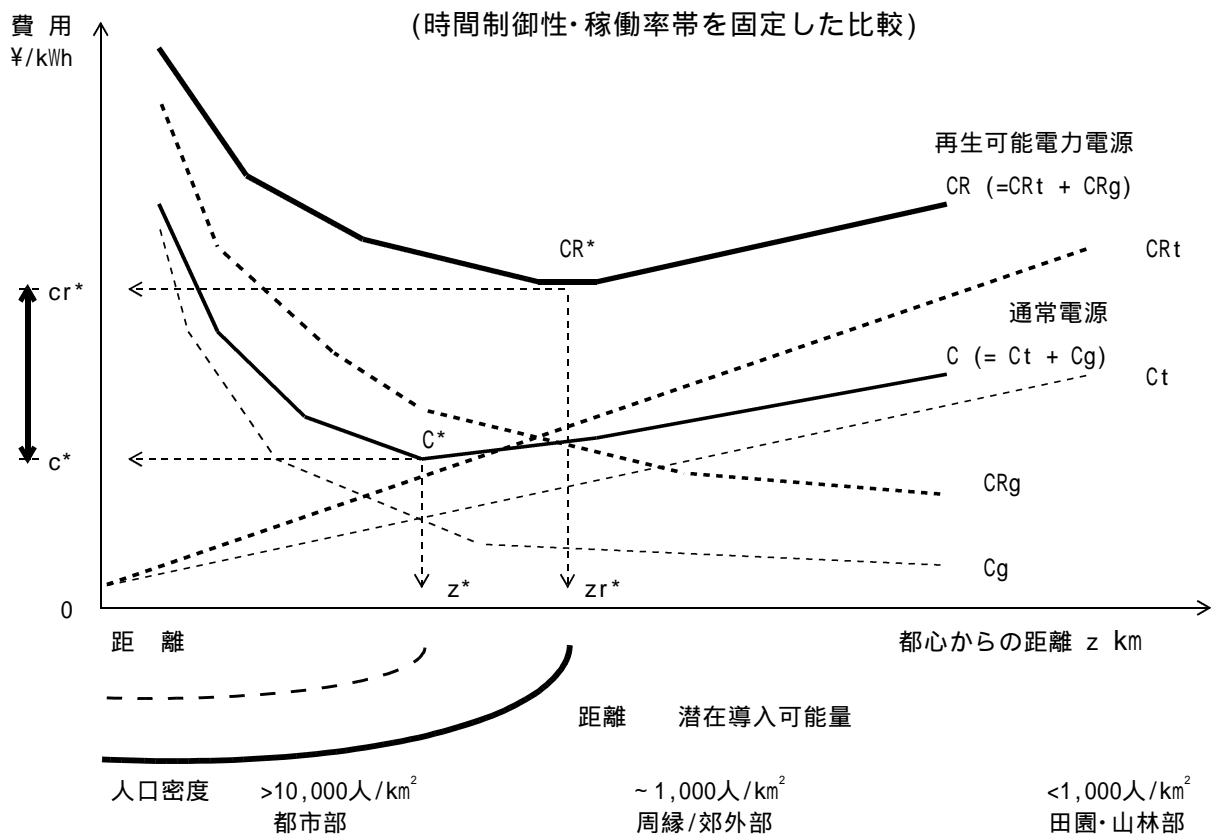


のための追加的費用であると考えられる。従って、1-1-3. で見たRPS相当量の取引価格は、厳密にはピーク～ミドル電源の稼働率帯(40%前後)での再生可能電力の導入のための追加的費用と、ベース電源の稼働率帯(80%前後)での追加的費用の加重平均値であると考えられる。

送変電費用については、仮に再生可能電力が発電時間制御性や瞬時出力変動特性などの点で通常の電源同様の性能を有しているならば同じとなるが、一般に再生可能電力では発電時間制御性や瞬時出力変動特性などが劣るため、通常の電源よりも相対的に大きな送電容量を占有することとなり送変電費用は大きくなる傾向にある。

電源立地距離と導入量との関係については、一般に都心部からの電源立地距離が増加した場合、他の土地利用との競合が減少し用地取得の可能性が増加していくと考えられるため、距離の増加は潜在的な再生可能電力の導入可能量の増加を意味している。

[図2-1-2-1. 通常電源と再生可能電力電源の新規立地の費用最小化問題(抄)]  
(時間制御性・稼働率帯を固定した比較)



(参考: 別掲図表) 表2-1-2-1. 現状での再生可能電源における費用特性  
図2-1-2-1. 電源別平均発電費用(2008年運転開始基準)

### 2-1-3. 大規模再生可能電力費用変化の総費用への影響についての予察

仮に、図2-1-2-1. での状態から、風力発電・地熱発電など大規模再生可能電力の発電費用(CRg)が技術進歩や量産効果などによって一定程度低減した場合を考える。

この場合、再生可能電力の導入のための追加的費用の最小値が低減するとともに、費用最小を与える空間分布は都心部側へ移動することとなる。

ここで、導入比率規制が実施されている場合、導入比率が不変であれば当該導入比率を実現するための費用が低減し、再生可能電力の費用最小を与える新規立地点の空間分布は都心部側に再調整されることが予想される。

一方、固定価格買取制度が実施されている場合、価格が不変であれば当該価格で導入できる再生可能電力の立地範囲が拡大し導入量が増加することが予想される。

導入比率規制であれ固定価格買取制度であれ、一定量を費用最小で達成しようとする場合、静学的には両者に負担の大きさに差異はなく、調整の方法論が異なるのみである。

(参考：別掲図表) 表図2-1-3-1. 再生可能電力の発電費用が低減した場合の影響

#### 2-1-4. 送変電費用措置制度選択の総費用への影響

##### (1) 送変電(電気事業者)側措置制度

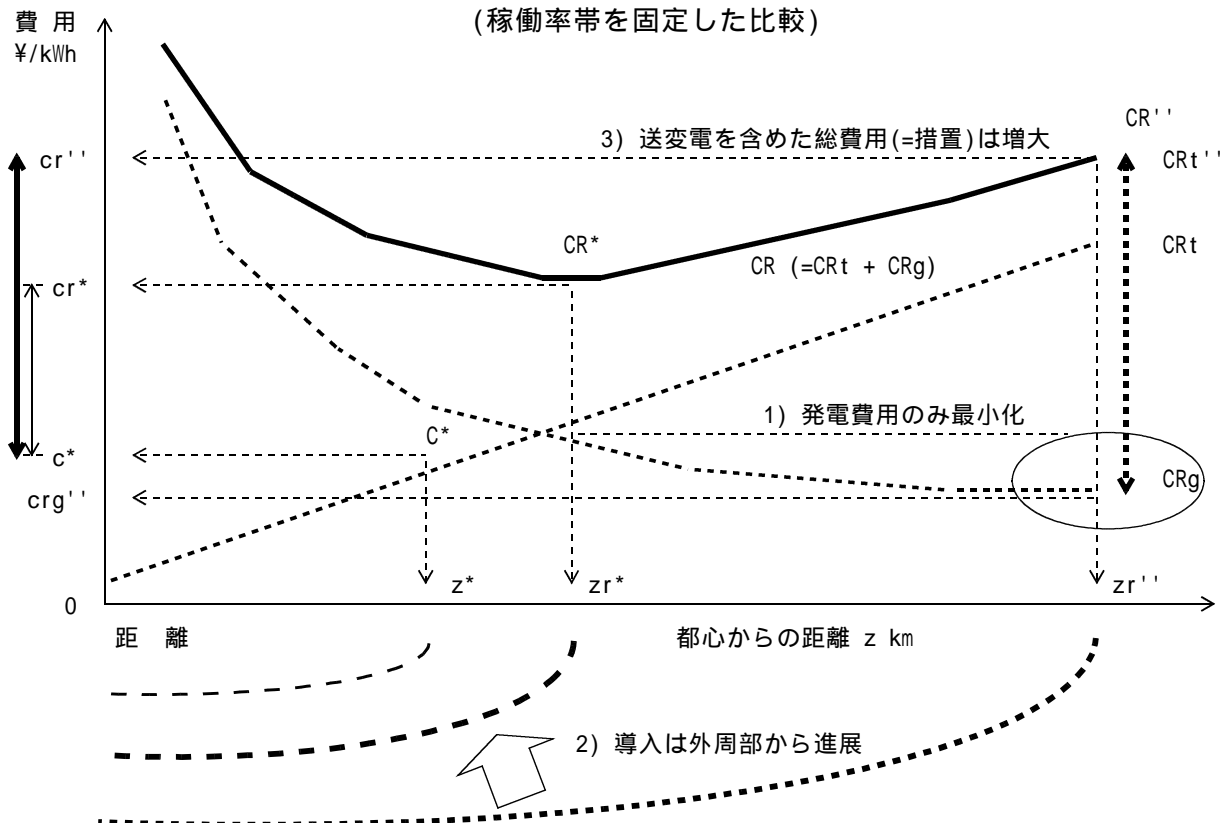
仮に、風力発電・地熱発電など大規模再生可能電力に関する送変電費用措置が完全に送変電(電気事業者)側の措置であり、発電側は一切措置しない制度とした場合を考える。

この場合、再生可能電力の発電側においては発電費用だけを考えることとなるため、導入比率規制の場合であれ固定価格買取制度の場合であれ、費用最小化を与える最適な立地点は無制限点となり、実質的に立地可能で地価の廉価な最遠隔地のうち風況、地熱水の入手可能性などの条件が良い地点を選択して新規電源を立地することが最適となる。このため、発電事業者は最遠隔地側から都心部側に向かって逐次普及を進めることとなり、毎年度の普及量は一旦増大後逡減していくことが予想される。

一方で、送変電費用は電気事業者側の措置となるため、RPS法制度の義務の下で、発電事業者が選択した当該遠隔地迄の送変電に必要な費用が別途掛かることとなる。

従って、送変電費用を送変電(電気事業者)側が措置する制度にした場合には、発電費用と送変電費用を合計した発送電費用は理論的な最小費用から乖離し、発電費用と送変電費用の立地点の距離に対する関係の如何により、送変電(電気事業者)側が再生可能電力の購入や送変電設備の整備を拒否したり、著しく不合理な費用で再生可能電力の導入を進めなければならなくなることを予想される。

[図2-1-4-1. 送変電費用を送変電(電気事業者)側の措置とした場合の影響]  
(稼働率帯を固定した比較)



(2) 発電側措置制度

反対に、風力発電・地熱発電など大規模再生可能電力に関する送変電費用措置が完全に発電側の措置であり、送変電(電気事業者)側は措置をしない制度とした場合を考える。

当該制度の下でもRPS法制度の義務が掛かっているため、送変電(電気事業者)側は発電事業者から送変電を含めた総費用で再生可能電力を購入することとなり、合理的な追加的費用で導入が進められることが予想される。

2-1-5. 送変電費用措置制度選択の総費用への動学的影響

- 送変電費用の総蓄配電側措置制度の不合理性 -

さらに、図2-1-2-1. での状態から、風力発電・地熱発電など大規模再生可能電力の発電費用(CRg)が技術進歩や量産効果などによって順次低減していく条件下で、送変電費用措置制度を発電側・送変電側とすることでそれぞれ再生可能電力の普及に関する累積費用がどのようになるかを考察する。

簡略化のため、半径 R の円盤状の島の中心に都市があり、中心部から外周部で大規模再生可能電力の新規電源立地が可能であるとする。

2-2-2. で見たように、再生可能電力に関する送変電費用措置を発電側とする制度では都心部側から外周部に向かって普及が進むが、送変電(電気事業者)側の措置とすると外周部から都心部へ向かって普及が進むこととなる。

仮に T 年後に普及が一巡すると考えると、T年後の最終的な普及量は同じであり、また送変電費用は時間変化せず最終的には同じとなるため捨象して考えることができる。

再生可能電力の発電費用が初期値  $C_0$  から時間  $t$  とともに一定比率  $\alpha$  ( $0 < \alpha < 1$ ) で低減していくとすると、時間  $t$  経過後の単年度普及費用は下記ようになる。

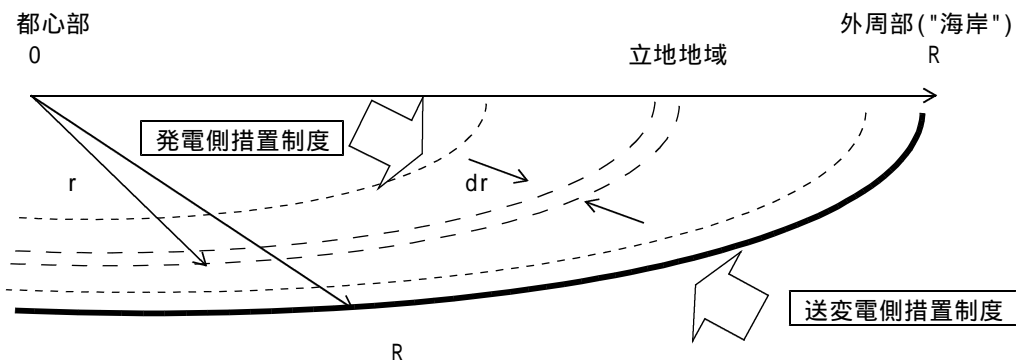
(単年度普及費用)

$$\text{送変電側措置制度 } CS(t) = 2 R^2 (1 - t/2T) \cdot C_0 \cdot \alpha^t$$

$$\text{発電側措置制度 } CH(t) = 2 R^2 t/T \cdot C_0 \cdot \alpha^t$$

但し  $0 < t < T, 0 < \alpha < 1, 0 < C_0$

[図2-1-5-1. 費用変化がある場合の再生可能電力導入の総費用と総蓄配電費用措置制度]



この理想的な「島」での再生可能電力の総普及費用は、当該単年度普及費用を時間 0 から T 迄累計したものであるが、当該費用の積分には簡単な解析解があり下記のように解くことができ、送変電側措置制度よりも発電側措置制度の方が総普及費用が必ず小さくなることが示される。

見方を変えれば、発電費用が時間とともに低減するならば、最終的な普及量が同じで

あっても、発電費用が十分低減しないうちから大量導入を進める制度よりも、発電費用低減とともに徐々に導入量が増えていく制度の方が合理的<sup>\*4</sup>であり、制度設計の如何により総費用が変わってしまう場合があることを示唆している。

(総普及費用)

$$\text{送変電側措置制度 } TCS = \int_0^T 2 R^*(1 - t/2T) * Co * e^{-rt} dt$$

$$\text{発電側措置制度 } TCH = \int_0^T 2 R^* t/T * Co * e^{-rt} dt$$

$$TCS = \int_0^T 2 RCo * (T - t/T * t) * e^{-rt} dt^{*5}$$

$$TCH = \int_0^T 2 RCo * t/T * e^{-rt} dt$$

$$TCS = -2 RCo * \log^{-1} * [ 1 - \log^{-1} * e^{-rt} + \log^{-1} ]$$

$$TCH = -2 RCo * \log^{-1} * [ e^{-rt} - \log^{-1} * e^{-rt} + \log^{-1} ]$$

$$TCH < TCS \quad (0 < r < 1, \log^{-1} < 0)$$

## 2-2. 小規模分散再生可能電源整備における問題

### 2-2-1. 太陽光など小規模分散再生可能電源整備の費用最小化問題

#### (1) 小規模分散電源と配電・蓄電設備整備の問題点

太陽光発電や小規模水力発電など小規模分散型の再生可能電力については、風力発電・貯水式水力発電など大規模再生可能電力と異なり、住宅の屋根や建築物の屋上・壁面や河川敷など余剰空間などを利用して、都市部など電力需要地において面的に整備が進められているため、空間的制約はあまり重要な問題ではない<sup>\*6</sup>。

一方、特に太陽光発電においては発電時間制御性や瞬時出力変動特性が相対的に低く、発電を行う場所が送電網ではなく相対的に容量の小さい配電網に位置しているなどの特徴があるため、その大量普及を考える上では、昼間晴天時の余剰電力を配電網を通じて他の需要家に供給する「逆潮」を行ったり、あるいは一時的な需給の不均衡に対応するための蓄電設備を整備するなどといった時間的制約に関する問題への対応が重要である。

仮にある配電網において太陽光発電設備の整備が進展し、当該配電網の「逆潮」可能な容量に限界が生じた状態を考える。

配電網の容量に限界が生じた後は、当該配電網の需要家でさらに1単位(1kW)追加的な住宅用太陽光発電設備を整備するためには、電力需給の時間的差異を調整するため、需要家側で蓄電するか系統側で蓄電するかのいずれかの需給調整対策が必要となる。

(参考: 別掲図表) 表2-2-1-1. 太陽光など小規模分散電源と配電・蓄電設備整備の問題

#### (2) 需要家(発電)側蓄電と系統側蓄電の比較と費用最小化問題

太陽光発電の場合において、需要家(発電)側蓄電と系統側蓄電とでは必要な費用の内容に大きな差異がある。

\*4 仮に割引率による現在価値換算費用を考えた場合、式中の  $r$  の値が小さくなるだけであって結果としての総費用の大小関係自体には影響はない。さらに送配電費用の時間変化や技術進歩による時間変化を考えた場合も同様に式中の  $Co$  の値が変化するだけであって総費用の大小関係自体には影響はない。

\*5 積分の象限に注意ありたい。

\*6 仮に太陽光発電設備であっても、いわゆるメガソーラー型発電設備(太陽光発電設備のみを敷地一杯に設置して1,000kW級の発電を行う設備)は風力・バイオマス同様の大規模発電設備であると考えられる。

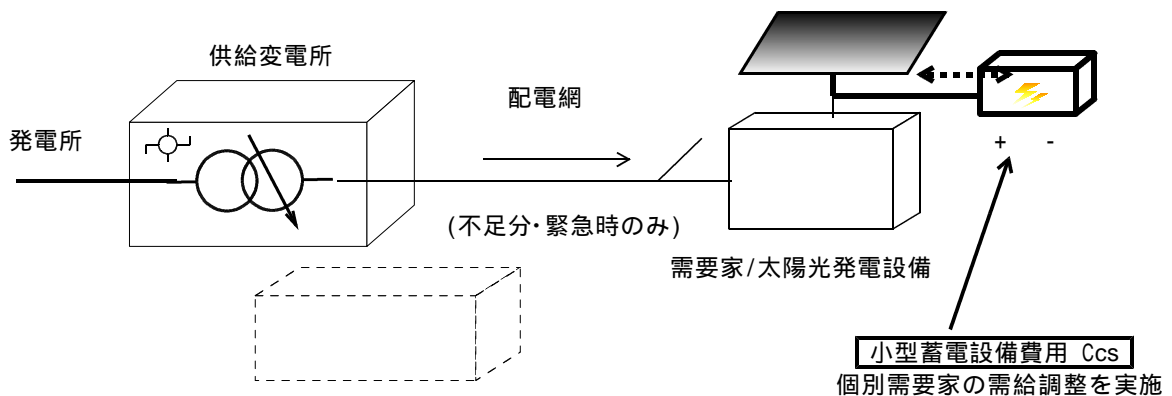
太陽光発電設備自体の費用を除いて考えれば、需要家(発電)側蓄電では需要家側での蓄電設備<sup>7</sup>の費用(Ccs)のみが必要であるのに対し、系統側蓄電では蓄電設備の費用(Cts)に加えて太陽光発電設備を設置する需要家から蓄電設備設置箇所迄の配電網強化費用(Ctt)が必要である。仮に系統側蓄電で揚水発電などの大規模蓄電設備を整備すると考えれば、さらに需要家から揚水発電所迄の送変配電網強化費用と揚水発電設備費用が必要であると考えられる。

ここで、住宅などの需要家(発電)側に設置する蓄電設備は容量数kW程度の小型蓄電池であるのに対し、系統側で設置する蓄電設備は1,000kW級以上の大型蓄電池や数十万kW級の揚水発電設備であるため、同一容量当たりの蓄電費用だけを比べると規模が大きい系統側蓄電の方が費用が低いはずである。また、系統には多数の需要家が接続されており個別需要家の需要時間帯の相違分が相殺されるため、系統側での蓄電容量は需要家(発電)側での蓄電容量より一定程度小さくて済むはずである。

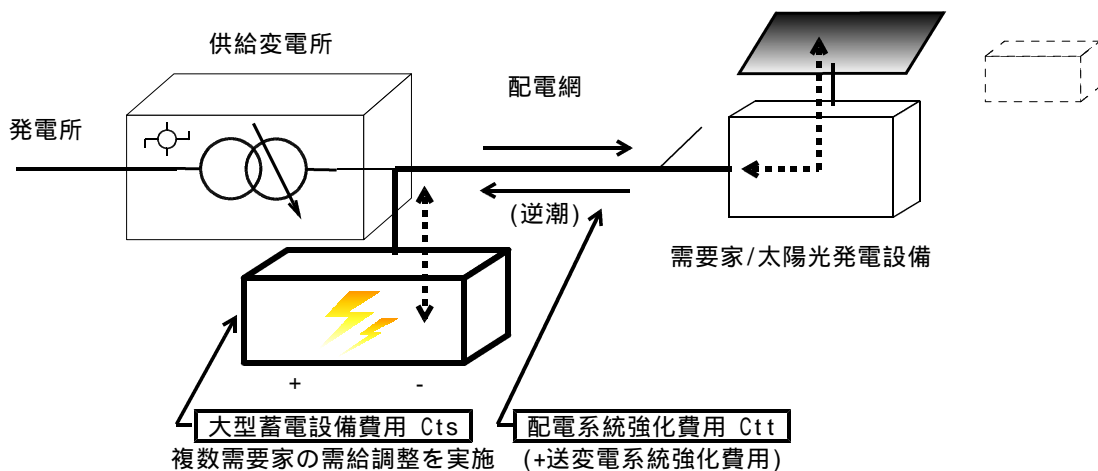
従って、需要家(発電)側蓄電・系統側蓄電のいずれが費用最小となるかを試算するためには、蓄電池などの将来費用や必要な蓄電容量についての前提条件を明らかにした上で総費用を試算しこれらと比較して吟味する必要がある。

[図2-2-1-1. 需要家(発電)側蓄電と系統側蓄電の比較と費用最小化問題]

(需要家(発電)側蓄電) 単位費用 = 小型蓄電設備費用 Ccs (¥/kWh)



(系統側蓄電) 単位費用 = 大型蓄電設備費用 Cts (¥/kWh) + 配電系統強化費用 Ctt (¥/kWh)



\*7 ここでいう蓄電設備費用においては、据置型蓄電池や電気自動車用蓄電池などの費用に、蓄電に付随して必要な制御機器・交直変換機器などの費用も含めて考える。需要家側蓄電・系統側蓄電のいずれの場合も同じである。

## 2-2-2. 小規模分散電源及び配電・蓄電設備整備の費用低減見通し（補論1. 参照）

### (1) 太陽光発電設備の費用動向（補論1. 3）

太陽光発電設備のkW当費用については、本格的な導入普及が開始されてから日が浅いため、今後導入普及が進展するにつれ薄膜化などの技術進歩や量産効果により相当程度の費用低減が見込まれる。

具体的に、有限責任法人太陽光発電協会調査による過去の太陽光発電設備の kW当国内販売システム価格推移を2000年実質価格に換算した値を見た場合、工学的経験則に従って累積生産量の増加に応じ kW当費用が低減して推移しており、今後とも普及の進展により累積生産量に応じた費用低減が継続するものと考えられる。

現状での太陽光発電設備のシステム価格に関する経済産業省資源エネルギー庁の政策目標は「2010年度頃迄に2005年度実績(600千円/kW)から半減」であるが、量産効果のみによって当該価格低減を実現しようとするならば、普及件数を現状から約 1桁上げるために補助・助成などの追加的な制度設計が必要であることが推察される。

仮に何らかの適切な補助・助成などの制度実施により当該量産効果による費用低減が実現した場合、2020-2030年頃に太陽光発電の発電単価が現状での家庭用電灯料金を下回る「太陽光発電費用逆転点」が訪れることが見込まれる。

### (2) 蓄電設備の費用動向（補論1. 4）

経済産業省機械生産動態統計による蓄電池の kWh当国内生産価格推移を2000年実質価格に換算した値を見た場合、工学的経験則に従い累積生産量の増加に応じ費用が低減して推移しており、今後とも累積生産量に応じた費用低減が継続するものと考えられる。

蓄電池については、鉛蓄電池、密閉アルカリ電池、ニッケル水素(Ni-H)電池、リチウムイオン(Li+)電池など多数の種類があり価格・寿命・容量当体積などが異なっているが、将来費用の推計という観点からは、各電池種類別の技術的成熟度が異なり累積生産量に応じた費用低減の程度が大きく異なっていることが非常に重要な点である。特に自動車用などの鉛蓄電池・密閉アルカリ電池などの生産量はほぼ横這いである一方、パソコンや携帯電話用途を中心に Liイオン電池の生産量が急増し量産効果による大幅な価格低減が進んでいる状況にある点が注目される。

当該 Liイオン電池などの価格低減により、2030年頃には電池種類に関係なく蓄電容量 1kWh当 10千円/kWh程度、耐用年数10年 1日 1サイクルとして ¥0.3/kWh・サイクル程度の水準に収束していく<sup>\*8</sup>ことが想定される。

### (3) 配電網強化の費用動向

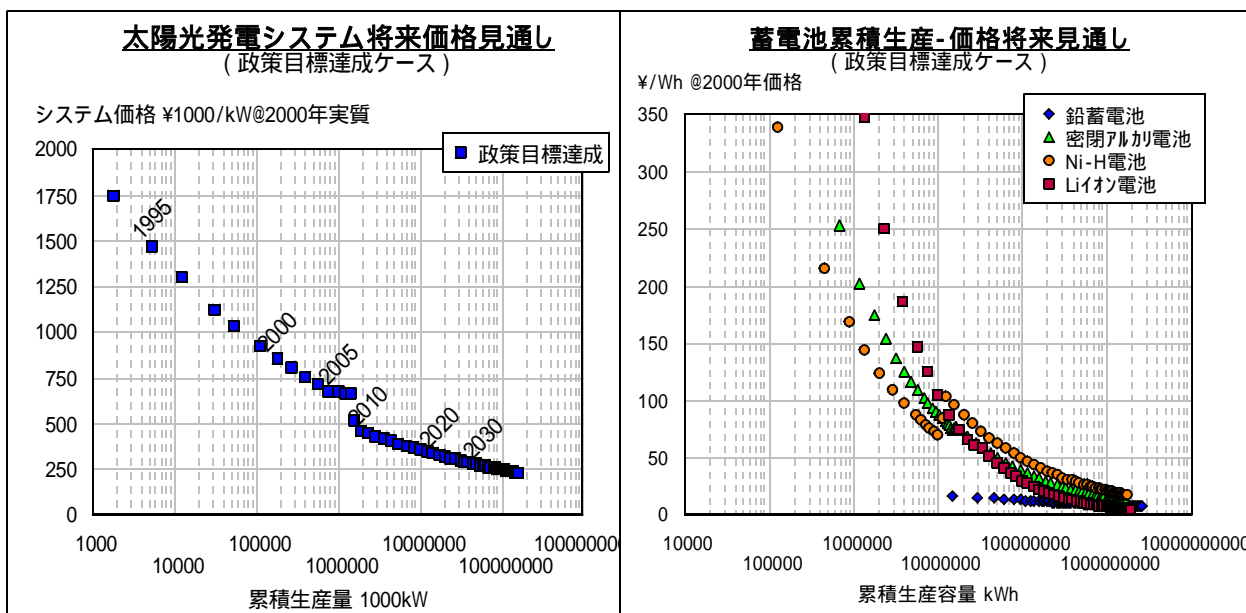
配電網強化関連設備の費用については、太陽光発電設備や関連蓄電設備と異なり、既に技術的に成熟した分野であるため、費用低減については見込みにくい状況にあるとされている。

具体的に、経済産業省資源エネルギー庁調査による対策費用は、2007年策定の長期エネルギー需給見通しの政策目標である太陽光発電 5.321万kW導入時の合計で 6,100億円程度、太陽光パネル 1kW当換算で 11千円/kW 程度の投資額であると推定されている。

(参考：別掲図表) 表2-2-2-1. 配電網強化投資の詳細内訳

\*8 当該蓄電池価格の低減は現状の電力に関する「貯蔵困難性」という特殊性の前提が2030年頃に崩壊することを意味しており、産業用電力で充電した電池の家庭用へのリースや、夜間-昼間での裁定取引、あるいは大規模な電力輸出入など、現在は考えられない形態の電力需給像が出現する可能性を示唆しているが、ここではこうした大変化の影響は考慮しないものとする。

[図2-2-2-1., -2 太陽光発電システム・蓄電池の価格見通し]



### 2-2-3. 小規模分散電源及び配電・蓄電費用措置制度選択の影響

太陽光発電設備や関連蓄電設備の整備においては、配電網の「逆潮」容量に余裕があるうちは「逆潮」により対応することとなり、一定程度の導入普及が進んだ後で需要家(発電)側蓄電とするか系統側蓄電とするかを選択することとなる。

注意を要するのは、2020-2030年頃に太陽光発電の発電単価が現状での家庭用電灯料金を下回る「太陽光発電費用転換点」が訪れることが予想されることであり、当該「太陽光発電費用転換点」の前後での設備導入を区分して議論を行うことが必要である。

#### - 太陽光発電費用転換点以前に設備導入した者

太陽光発電など小規模分散電源設置者から見た場合、何の補助・支援制度も存在しない条件<sup>9</sup>下では、需要家(発電)側蓄電制度下で太陽光発電設備の導入需要家の負担は太陽光発電設備・関連蓄電設備の合計費用を負担することとなる。

一方、系統側蓄電制度下では、小規模電源設置者の負担は太陽光発電設備のみの負担となり、蓄電設備・系統安定化対策費用は電灯需要家が「薄く広く」負担することとなる。

#### - 太陽光発電費用転換点以後に設備導入した者

太陽光発電など小規模分散電源設置者から見た場合、家庭用電灯料金より太陽光発電費用の方が廉価なので、需要家(発電)側蓄電制度下では太陽光発電設備・関連蓄電設備の合計費用を負担するが、実質的には利得が生じることとなる。

系統側蓄電制度下では、小規模分散電源設置者の負担は太陽光発電設備のみなので、需要家(発電)側蓄電制度より早く太陽光発電費用転換点を迎えることとなる。しかし、系統側に逆潮され蓄電後供給される分は家庭用電灯料金で供給されるので、需要家(発電)側蓄電制度と比較して設置者の利得が小さくなることが予想される。

さらに、系統側蓄電制度下では、家庭用電灯料金より太陽光発電費用・関連蓄電

\*9 現実には何の補助・支援制度も設けなければ、太陽光発電設備の普及は著しく遅くなるため、何らかの制度が設けられるものと考えられる。

設備費用が小さくなった場合、系統を管理する電力会社が利得を得ることとなる。

(参考: 別掲図表) 表2-2-3-1. 小規模分散再生可能電源及び配電・蓄電費用措置制度選択の影響

## 2-3. 試算・分析の前提条件

### 2-3-1. 大規模再生可能電源

#### (1) 評価方針

風力発電・地熱発電などの大規模再生可能電力について、送変電費用を発電側措置とした場合と系統側(電気事業者)措置とした場合で電源立地がどのように変化し、どの程度の費用差が生じると推定されるかを試算し分析・評価を行う。

#### (2) 電源別費用諸元

電源別費用諸元については、戒能(2005)<sup>\*10</sup>などを基礎とし表2-3-1-1.のとおり設定する。

#### (3) 都心部からの距離と用地費用変化(補論2. 参照)

電源別費用諸元のうち用地費用については都心部から電源立地点迄の距離により変化するため、2008年現在での首都圏中心部からの距離と工業用地地価の関係を回帰分析した結果を用い、(2)での固定費用部分に加算する。(補論2. 2)

[表2-3-1-1. 大規模再生可能電源などに関する電源別費用諸元の設定値]

(@2000年実質)	太陽光	太陽蓄電	風力	風力蓄電	地熱	貯水水力	石油	LNG	石炭	原子力
固定費用										
建設費(¥10 <sup>3</sup> /kW)	45.0	65.0	20.0	35.0	583.0	732.0	294.3	175.5	200.3	366.3
用地面積(m <sup>2</sup> /kW)	67.0	67.0	49.6	49.6	7.9	10.0	0.36	0.22	0.51	0.66
法定耐用年数	15	15	15	15	15	40	15	15	15	15
実質耐用年数	15	15	25	25	40	60	50	50	50	60
可変費用										
燃料費(¥/kWh)	0	0	0	0	0	0	13.91	7.60	3.14	1.47
操業費(¥/kWh)	0.05	0.05	6.00	6.00	0	0.06	2.20	0.17	1.52	0.43
所内消費率	0.000	0.200	0.125	0.325	0.115	0.002	0.045	0.020	0.061	0.035
平均費用(除用地費・送電費)										
稼働率10%	27.24	49.19	14.30	24.84	149.56	89.65	72.07	40.29	43.39	58.85
稼働率40%	--	(49.19)	--	(24.84)	37.39	22.46	30.10	15.90	14.34	16.14
稼働率80%	--	(49.19)	--	(24.94)	18.70	--	23.10	11.83	9.50	9.02

#### (4) 都心部からの距離と送変電費用

送変電費用については、都心部からの距離に比例して送変電費用が増加すると仮定し、送電線設備投資額と新規設備容量変化の関係から送電線敷設費用を ¥2,050千円/km、容量当費用 ¥21/kW/km (2000年実質価格)と推計した戒能(2005)の試算値を用いる。

戒能(2005)同様、都心部と郊外部での送電線設置費用の差異や送変電設備の地中化の影響などは捨象して考える。

#### (5) 費用・価格表示

費用・価格については、2005年実質価格とし、将来費用については長期割引率 3%で

\*10 参考文献 4. を参照ありたい。



現在価値換算して表示する。

## 2-3-2. 小規模分散再生可能電源

### (1) 評価方針

代表的な小規模分散再生可能電力である太陽光発電について、配電・蓄電費用を需要家(発電)側措置とした場合と系統側(電気事業者)措置とした場合で、太陽光発電設備の普及がどのように変化し、どの程度の費用差が生じると推定されるかを試算し分析・評価を行う。

### (2) 太陽光発電の普及見通し

太陽光発電の普及見通しについては、配電・蓄電費用の系統側措置制度と需要家(発電)側措置制度のいずれの場合においても、それぞれ何らかの助成・支援制度が適切に設けられるものと仮定し、経済産業省資源エネルギー庁長期エネルギー需給見通し(2007)における2030年度の政策目標値5,321万kWが現状から直線的に達成されるものとする。

### (3) 太陽光発電費用諸元

太陽光発電費用については、新エネルギー財団・太陽光発電協会調査による実績価格の推移を累積生産量で回帰分析した結果を用い、(2)での普及見通しの年度毎の推定累積生産量から各時点での費用を推計して使用する。(補論1. 3)

### (4) 配電費用諸元

配電費用については系統側措置の場合にのみ計上し、経済産業省資源エネルギー庁調査による2-2-2.(3)の配電網強化投資費用を年度展開した結果を用いる。

### (5) 蓄電容量・価格諸元

蓄電容量については、新エネルギー産業技術総合研究機構が群馬県太田市で実施した実験結果や電気事業連合会推計値を基礎とした下記の経済産業省資源エネルギー庁推計値を用いて試算する。系統側蓄電制度時の方が対策必要量が少ないのは、複数の需要家による需給相殺の効果によるものである。

系統側蓄電制度時 5,321万kW普及時 2030年蓄電池対策必要量 約 2.3 億kWh

需要家(発電)側蓄電制度時 同 蓄電池対策必要量 2.8~3.5億kWh

蓄電池価格については、Liイオン電池に関する費用実績値を累積生産量で回帰分析した結果を外挿して推計する。(補論2. 4)

### (6) 費用・価格表示

費用・価格については、2005年実質価格とし、将来費用については長期割引率3%で現在価値換算して表示する。

### 3. 再生可能電力の送配電・蓄電費用措置制度別の試算・分析結果

#### 3-1. 大規模再生可能電源

##### 3-1-1. 発電側措置制度での費用最小化に関する試算結果

送変電費用を発電側措置制度とした場合、大規模再生可能電源の発電費用と送変電費用の合計が最小となる電源から順に開発していくことが最も合理的な方策となる。

実際に、2-3-1. での前提に従って発電費用・送変電費用の合計値を試算した結果、大規模再生可能電源の中では、貯水式水力発電・地熱発電では費用最小化距離が 1,300km 前後となり、貯水式水力発電が実質的に最も廉価であるという結果が観察された。

風力発電・太陽光発電については費用最小化距離が 2,000km以上と推定され、国土の地理的制約上電源立地は実質的に不可能という結果となり、傾斜地や山林など特異的に地価が低く都心部に近い場所でなければ開発する合理性が存在しないと推定された。

[表3-1-1-1. 大規模電源の発電・送変電合計費用最小化距離と最小化費用(2008年運開基準)]  
( 全ての電源で工業用地立地を仮定 )

(¥/kWh@2005年実質)	費用最小化距離 (km)	低稼働率帯(40%) 最小費用	高稼働率帯(80%) 最小費用
再生可能電源 (工業用地立地)			
	貯水式水力発電 1440	43.69	21.87
	地熱発電 1260	58.19	29.09
	風力発電 (> 2000)	(< 102.07)	(< 54.03)
	太陽光発電 (> 2000)	(< 111.22)	(< 55.63)
通常電源 (工業用地立地)			
	LNG複合火力発電 160	18.18	12.97
	石炭火力発電 240	18.23	11.44
	原子力発電 280	20.53	11.21
	石油火力発電 200	33.22	24.66

(参考: 別掲図表) 表3-1-1-1. ~ 4. 送変電費用を発電側措置とした場合の大規模再生可能電源の電源別平均発電・送変電費用比較  
( 低稼働率帯(40%)・2008年運転開始基準・工業用地立地 )  
( 高稼働率帯(80%)・2008年運転開始基準・工業用地立地 )

##### 3-1-2. 系統側措置制度と発電側措置制度の比較

送変電費用を系統側措置制度とした場合、可能な限り遠方に立地することが発電事業者にとって最適となり、不合理な電源立地がなされてしまうものと予想された。

しかし、実際には (1) で見たとおり大規模再生可能電源の費用最小化距離はいずれも 1,000km を超えており、仮に発電側措置制度とした場合でも国土の地理的制約から費用最小化距離に電源立地を行うことが非常に困難であると推定される。このため、発電側措置制度と系統側措置制度のいずれの場合でも費用最小化は達成されず、「費用最小化距離の手前で地理的に可能な限り遠方で電源開発することが最適」となってしまう、制度間で実質的に費用差がないという結果となった。

当該結果は平均的な工業用地の地価を前提とした試算の結果導かれたものであり、発電側が(特異的に)地価が低く送電距離が短い場所を探して合理的な開発を行う動機を与える観点からは、なお発電側措置制度とすることが望ましいものと考えられる。

### 3-2. 小規模分散再生可能電源

#### 3-2-1. 需要家(発電)側蓄電制度と系統側蓄電制度における費用試算

小規模分散再生可能電源の需給調整のための配電・蓄電対策について、太陽光発電を事例として、2-3-2. の前提条件に従い需要家(発電)側蓄電制度と系統側蓄電制度のそれぞれについて費用試算を試みた結果、系統側蓄電制度の方が総費用が10～30%程度廉価であると推定された。

[表3-2-1-1. 太陽光発電の配電・蓄電対策制度別費用試算結果]  
(2005年実質価格・長期割引率3%で現在価値換算)

2008-2030年累計	必要蓄電容量 (億kWh)	蓄電池費用 (10億円)	配電強化費用 (10億円)	合計累計費用 (10億円)
系統側蓄電制度	2.3	2,696	441	3,137
需要家側蓄電制度 低位	2.8	3,415	--	3,415
需要家側蓄電制度 高位	3.5	4,023	--	4,023

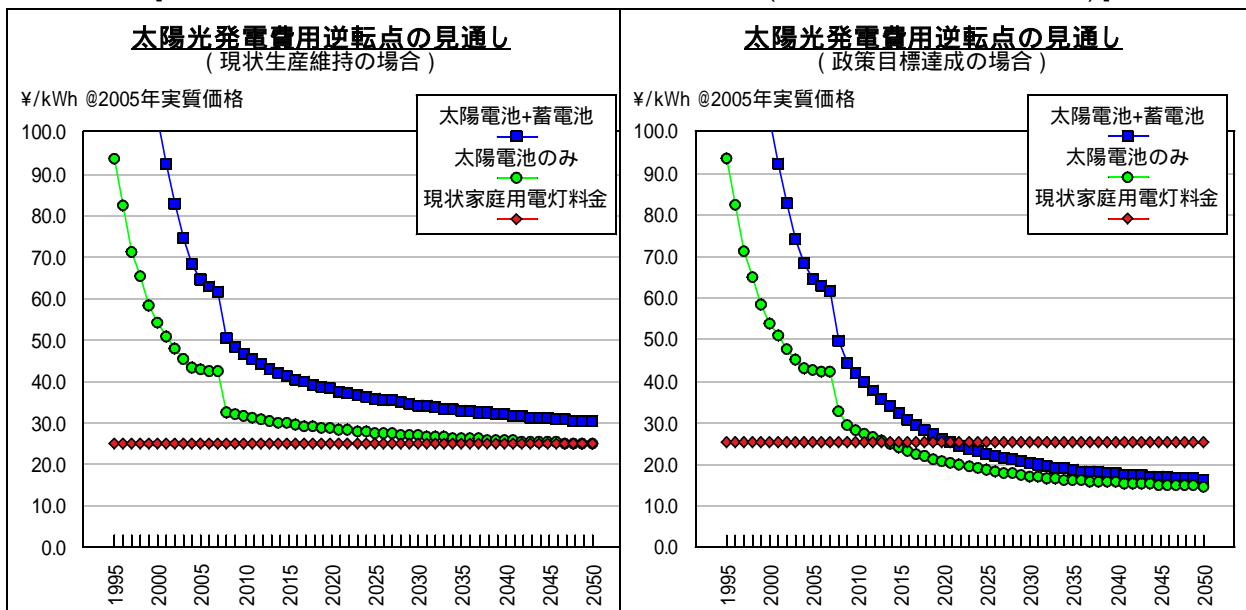
(参考: 別掲図表) 表3-2-1-1. ~ 2. 太陽光発電配電・蓄電対策年度別・累計費用制度間比較

#### 3-2-2. 太陽光発電費用逆転点の試算結果

小規模分散再生可能電源のうち太陽光発電については、仮に適切な助成・支援制度により太陽光発電システムの量産が順調に進んだ場合(政策目標達成の場合)、遅くとも2020年頃迄には太陽光発電システムの発電費用が現状での家庭用電灯料金より小さくなる「太陽光発電費用逆転点」を迎えることが見込まれる。ここで、需要家(発電)側蓄電制度により需要家(発電)側での蓄電池により全ての需給調整を行った場合でも、太陽光発電システムだけの場合から5年程度の遅れで現状での家庭用電灯料金よりも発電・蓄電費用が小さくなるものと見込まれる。

一方、仮に太陽光発電システムの生産規模が現状の水準であれば(現状生産維持の場合)、量産効果を考慮しても太陽光発電システムの発電費用はなお現状の家庭用電灯料金より大きいまま2050年頃迄推移してしまう見通しである。

[図3-2-2-1, -2 太陽光発電費用逆転点の見通し(現状維持/政策目標達成)]



### 3-3. 試算結果の感度分析

#### 3-3-1. 大規模再生可能電源 - 用地費用変化に対する感度分析 -

現実の貯水式水力発電や風力発電では、経済的・技術的要因から工業用地ではなく傾斜地や山林などに立地することが多いことから、大規模再生可能電源について山林に立地した場合の結果を試算し、用地費用の変化に関する感度分析を行うこととした。

山林の地価については、工業用地の約1/50程度と仮定した。(補論2. 参照)

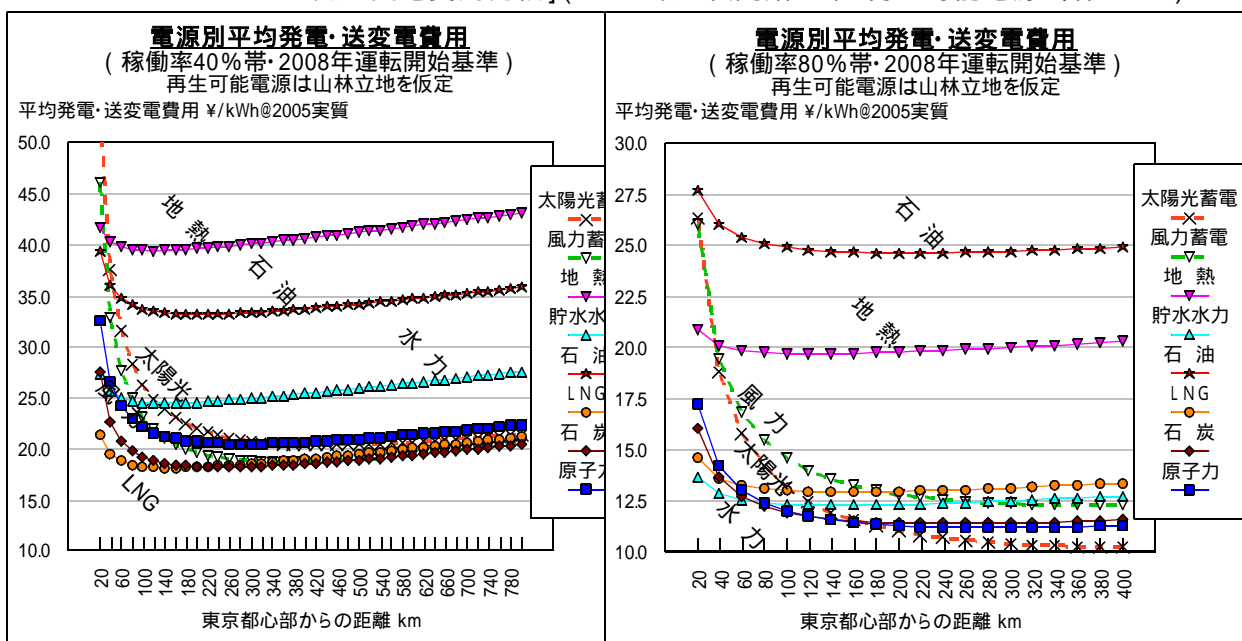
当該感度分析の結果、再生可能電源を山林立地とした場合、風力発電・太陽光発電の費用最小化距離はそれぞれ 360km・440km と大幅に短縮され、低稼働率帯(40%)において風力発電が再生可能電源で最も発電費用が廉価であり通常電源のLNG複合火力発電・石炭火力発電とほぼ遜色ない発電費用が実現できるものと推定された。

また、高稼働率帯(80%)については、太陽光発電・風力発電においては蓄電池を整備した場合でも実現困難であるため、貯水式水力発電が費用最小化距離 140km程度で最も発電費用が廉価となり、通常電源に匹敵する発電費用が実現できるものと推定された。

[表3-3-1-1. 大規模電源の発電・送変電合計費用最小化距離と最小化費用(2008年運開基準)]  
(再生可能電源は山林立地、通常電源は工業用地立地を仮定)

(¥/kWh@2005年実質)	費用最小化距離 (km)	低稼働率帯(40%) 最小費用	高稼働率帯(80%) 最小費用
再生可能電源 (山林立地)			
貯水式水力発電	140	24.55	12.31
地熱発電	120	39.45	19.72
風力発電	360	18.71	( 12.35 )
太陽光発電	440	20.41	( 10.23 )
通常電源 (工業用地立地)			
LNG複合火力発電	160	18.18	12.97
石炭火力発電	240	18.23	11.44
原子力発電	280	20.53	11.21
石油火力発電	200	33.22	24.66

[図3-3-1-2,3 送変電費用を発電側措置とした場合の大規模再生可能電源の電源別平均送変電費用比較](2008年運転開始基準・再生可能電源山林立地)



図注) 太陽光発電・風力発電においては、蓄電池を設置した場合であっても稼働率80%での発電は実現不可能であるため、稼働率帯80%におけるこれらの電源の計算結果は参考値であることに注意ありたい。

(参考: 別掲図表) 表3-3-1-2. ~ 4. 送变电費用を発電側措置とした場合の大規模再生可能電源の電源別平均発電・送变电費用比較  
 ( 低稼働率帯(40%)・2008年運転開始基準・再生可能電源山林立地 )  
 ( 高稼働率帯(80%)・2008年運転開始基準・再生可能電源山林立地 )

### 3-3-2. 小規模分散可能電源 - 蓄電池費用変化に対する感度分析 -

小規模分散再生可能電源の需給調整のための配電・蓄電対策については、費用の大部分を蓄電費用が占めるため、蓄電池の必要容量の推計値や容量当費用の将来推計値が変化した場合の影響を試算した。

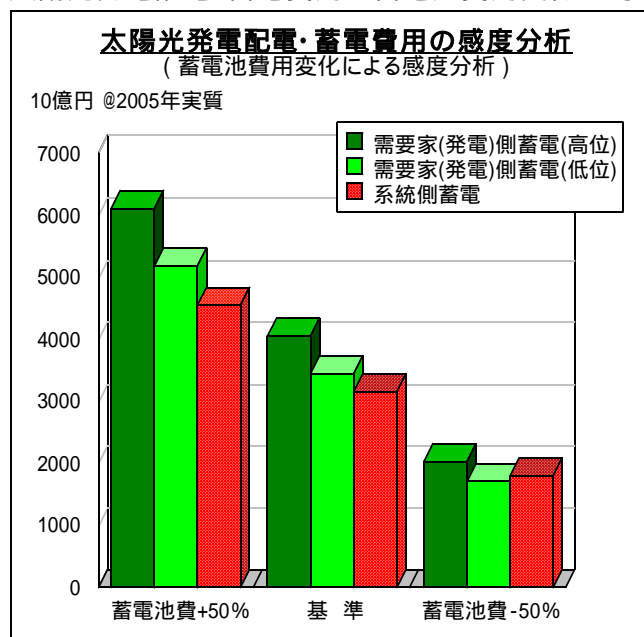
具体的には、2-3-2.での前提条件から蓄電池費用が必要容量の変化や価格変化により ±50%変化した場合について 3.2 同様の試算を行い結果を比較した。

当該感度分析の結果、蓄電池費用が前提条件から -50%と極端に大きく低減した場合にのみ系統側蓄電制度より需要家側蓄電制度の方が費用が低くなるが、それ以外の場合では需要家側蓄電制度よりも系統側蓄電制度の方が費用が低く、3.2 での試算結果が蓄電池費用変化に対し非常に安定していることが確認された。

[表3-3-2-1. 太陽光発電の蓄電池費用変化に対する感度分析結果]  
 ( 2005年実質価格・長期割引率3%で現在価値換算 )

	蓄電池費用 +50%	基準状態(3.2結果)	蓄電池費用 -50%
系統側蓄電制度	4,555	3,137	1,804
需要家側蓄電制度 低位	5,196	3,415	1,732
需要家側蓄電制度 高位	6,111	4,023	2,036

[図3-3-2-1. 太陽光発電配電・蓄電費用の蓄電池費用変化に対する感度分析結果]



## 4. 結 論

### 4-1. 試算・分析結果のまとめ

#### 4-1-1. 大規模再生可能電源

3.1 及び 3.3 の試算・分析結果から、風力発電・貯水式水力発電などの大規模再生可能電源については以下のとおり。

- 大規模再生可能電源の発電費用については、地価の影響が非常に大きいため、現状では通常の工業地立地ではなく山林など地価が特異的に廉価な立地条件を選択しなければ通常電源に及ばないこと。
- 大規模再生可能電源の送変電費用の措置制度については、山林など廉価な立地条件の下では、送変電費用を系統側措置とするより発電側措置とする方が総費用が小さくなること。
- 大規模再生可能電源の開発については、山林など廉価な立地条件を選んだ上で、低稼働率帯では風力発電、高稼働率帯では貯水式水力発電を、送変電費用を含めた総費用の費用最小化距離近傍から順次開発していくことが最も合理的であると考えられること。

#### 4-1-2. 小規模分散再生可能電源

3.2 及び 3.3 の試算・分析結果から、太陽光発電などの小規模分散再生可能電源については以下のとおり。

- 小規模分散再生可能電源の配電・蓄電費用の措置制度については、配電・蓄電費用を需要家(発電)側措置とするよりも、系統側措置とする方が総費用が小さくなること。
- 小規模分散再生可能電源のうち太陽光発電の発電費用については、適切な助成・支援制度により量産が順調に進んだ場合には、遅くとも 2020年頃迄には太陽光発電システムの発電費用が現状での家庭用電灯料金より小さくなるが、現状の生産規模のまま推移した場合には 2050年迄経過してもなお家庭用電灯料金より発電費用が大きいままであること。

### 4-2. 考察と提言

#### 4-2-1. 大規模再生可能電源

##### (1) 大規模再生可能電源の立地制約

大規模再生可能電源のうち、貯水式水力発電では地形・水系、地熱発電では地熱資源賦存の状況がその立地を大きく制約しており、既に当該制約下での潜在的な資源量の限界に到達しつつある状況にある。

一方、風力発電について考察した場合、風力エネルギー資源の賦存による資源量制約は水力・地熱よりも小さいが、3.1 及び 3.3 で見たとおり、風力発電の立地においては地価の影響が非常に大きくなっている。当該結果は 2-3-1. の前提条件において整理した風力発電の単位発電容量当用地面積が他の電源と比べて非常に大きいことに起因するものである。

風力発電においては、そもそも化石燃料・核燃料などと比較して風の持つエネルギー密度が非常に低いことに加えて、以下のような技術的な制約がある

- ・ 風車を 1基設置すると周辺の局所的な風況に影響を与えてしまうため隣の風力発電

機との間で風車径の 3～10 倍の距離をとる必要があり、工事・保守通路などを網目状に整備する必要があること

- ・ 強風時に万一風車が破損した場合の被害防止などの観点から風車周辺に一定程度の保安のための敷地をとる必要とすること

このため、風力発電では火力発電などの通常発電方式や水力・地熱発電など他の大規模再生可能電源と比較して用地面積が相対的に大きなものにならざるを得ないことが理解される。

#### (2) 大規模再生可能電源の立地促進施策の考え方と政策提言

大規模再生可能電源については、送変電費用を発電側措置とすることにより総費用の最小化を図り合理的な開発を進めていくことが必要である。

各電源別の今後の立地促進方策は以下のとおりと考えられる。

##### (貯水式水力発電・地熱発電)

貯水式水力発電や地熱発電については資源賦存の制約条件が非常に大きいですが、引き続き経済性の許す限り開発を進めていくことが合理的な立地方策と考えられる。

##### (風力発電)

風力発電においては、風況が良い地点であって、山林・傾斜地など他の用途での利用が困難で地価が廉価な場所を選択して大型の風車を立地していくことが合理的な立地方策であると考えられる。場合によっては、平地であっても利用予定のない工場跡地や港湾などの敷地を利用することも考えられる。

こうした風力発電の特性を理解した上で、その立地を有効に促進し発電設備容量を拡大していくためには、現在新エネルギー産業技術総合開発機構(NEDO)により公開されている風況マップによる風力資源の潜在的な賦存に関する情報提供に加えて、風況が良い地域の土地利用状況や地価情報、あるいは当該地域内での経済的・社会的制約に関する情報を統合的に提供し、現実的な風力発電の立地を支援していくことが必要であると考えられる。

このような取組みを制度的に支援するため、大規模発電設備の立地促進のための法制度であり、再生可能電源のうち水力発電・地熱発電などが既に施策対象となっている「発電用施設周辺地域整備法」に新たに風力発電を追加するべきである。

#### 4-2-2. 小規模分散再生可能電源

##### (1) 配電・蓄電費用の系統側措置制度再考 - 一般電気事業者による普及阻害の可能性 -

小規模分散再生可能電源のうち太陽光発電については、3.2 などでの試算・分析の結果、系統側措置制度が総費用が小さくなること及び当該結果が蓄電池費用変化に対し安定していることが示された。

ところで、当該試算・分析においては、系統側で一般電気事業者が太陽光発電設備の普及に応じて的確に配電・蓄電設備を整備し、要した配電・蓄電費用を需要家一般に転嫁することを前提としている。

現状では一般電気事業者各社は余剰電力買取制度による「逆潮」分の引取など太陽光発電設備の導入拡大に協力しているが、「当該協力が今後続く」という前提の妥当性については疑問が残るところであり、更なる考察を必要とすると考えられる。

具体的には、下記のような要因から、情報の欠落や家庭用需要の離脱を防止する戦略的意図などを背景に、一般電気事業者が配電・蓄電設備を適切に整備せず太陽光発電設備の普及を阻害させてしまう可能性が懸念されるところである。

- 一般電気事業者は、需要家が何時どの程度の規模の太陽光発電設備を設置するかという情報を得る方法がないこと

- 一般電気事業者は、現状では個々の配電設備の状況、特に「逆潮」可能な残り配電容量などについての情報を開示する義務を負っていないこと
- 一般電気事業者にとって、需要家が太陽光発電設備を設置することは需要が「離脱」し収入機会が減少することを意味すること

(2) 電力全面自由化の影響 - 太陽光発電設置者のリスクへの対処の必要性 -

仮に家庭用電灯分野迄電気事業が全面的に自由化された場合、系統側措置制度下で太陽光発電設備を設置している需要家はどのような影響を受けるかを考察する。

全面自由化後の電気事業者にとっては、需要家が設置する太陽光発電設備は「競争相手」の1つであり、太陽光発電設備の普及を促進する配電・蓄電設備を整備することや、要した配電・蓄電費用を自己の需要家に転嫁することは「敵に塩を送る」行為そのものである。従って、全面自由化が行われた場合には、(一般)電気事業者は系統側措置制度の履行を拒否したり、禁止的な需給調整料金や配電線増強負担金を徴求するなどの問題が発生することが容易に予見される。

仮に太陽光発電設置者のこうしたリスクに対し、経過措置などの十分な制度的対処を行わない場合、電力全面自由化の検討が具体化するにつれて、太陽光発電設置者がリスクを回避しようとするため太陽光発電の普及が停滞してしまうことが懸念される。

(3) 小規模分散再生可能電源に関する政策提言

太陽光発電などの小規模分散再生可能電源については、需給調整のための配電・蓄電費用を系統側措置とすることにより総費用の最小化を図り合理的な開発を進めていくことが必要である。

但し、系統側措置制度の下で効果的に太陽光発電の普及拡大を促進していくためには、以下の点についての制度的な措置を整備していく必要があると考えられる。

- 政府は太陽光発電設備及び関連設備への助成・支援策を強化し、遅くとも2020年頃迄には量産効果などによる発電費用の大幅な低減を実現すること
- 「逆潮」を伴う太陽光発電設備を設置しようとする需要家に対し、事前に十分な時間的余裕を以て(一般)電気事業者に対し通知することを義務づけること
- (一般)電気事業者に対し、物理的に対応できない場合などの例外的拒絶要件を明確化した上で、原則として太陽光発電設備などからの「逆潮」受入及び配電・蓄電設備の整備・運用を義務づけること
- (一般)電気事業者に対し、個々の配電線にあとどの程度「逆潮」の余裕があるのか、現状での配電・蓄電設備の整備状況はどの程度なのかなどの情報を開示することを義務づけること
- 家庭用電灯分野迄電気事業を全面的に自由化する場合、全ての電気事業者に対し、契約対象となった既に太陽光発電設備を設置している需要家について「逆潮」受入及び配電・蓄電設備の整備・運用を行う、あるいは他の電気事業者が行う当該措置に関する費用を負担すること(経過措置)を義務づけること

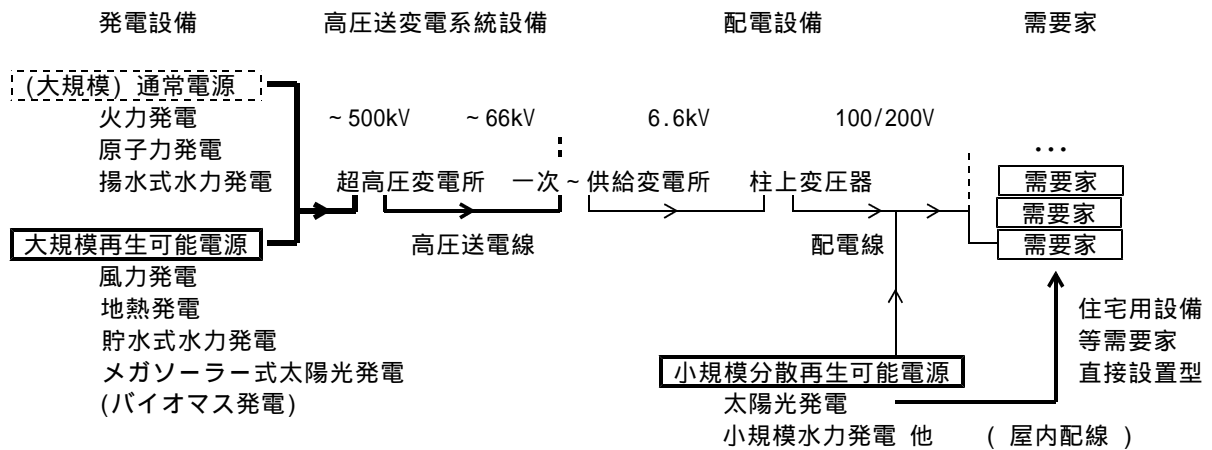


別掲図表

[表1-1-2-1. 再生可能電力の発電時間制御・出力変動特性などによる分類]

発電時間制御・出力変動特性	周波数調整力	平均稼働率 (送電端・%)	特性の説明・発電種類
再生可能電力			
発電時間制御性小			
瞬時出力変動大	負	10-20	発電時間・瞬時出力変動とも制御困難 周波数調整力を補完の上ベース電源に投入 太陽光発電、風力発電
瞬時出力変動なし	なし	60-80	発電時間の制御は困難だが瞬時出力変動なし ベース電源に投入 地熱発電、水路式水力発電
発電時間制御性中 (瞬時出力変動なし)			
	小	30-50	発電時間を一定制御可能、瞬時出力変動なし ベース電源か、周波数調整力を補完しミドル ~ピーク電源に投入 蓄電式太陽光・蓄電式風力発電
発電時間制御性大 (瞬時出力変動なし)			
	大	(40-80)	発電時間を完全制御可能・瞬時出力変動なし ミドル~ピーク電源に投入 貯水式水力発電

[図1-1-3-1. 大規模再生可能電源・小規模分散再生可能電源の概念]



[表1-1-4-1. 日本における再生可能電力の導入量の推移]

発電電力量	1990年度 (10 <sup>6</sup> kWh)	1995年度 (10 <sup>6</sup> kWh)	2000年度 (10 <sup>6</sup> kWh)	2006年度 (10 <sup>6</sup> kWh)	うち電気事業者発電分 (RPS法購入分除く)
太陽光発電(含蓄電式)	1	0	2	6	0
風力発電(含蓄電式)	0	1	109	2210	5
バイオマス発電(含混焼)	1807	2803	4706	7095	2893(廃棄物発電含)
地熱発電	1741	3173	3348	3081	2878
水力発電	89305	82118	87253	87524	56158(揚水発電除)
再生可能電力合計 (a)	92855	88095	95417	99916	61934
総発電電力合計 (b)	832042	954408	1043440	1090244	960353
再生可能電力比率 (a)/(b)	11.16 %	9.23 %	9.14 %	9.16 %	6.45 %

家庭用・業務用屋根置型太陽光発電など消費側で自給自足利用されるものを除く

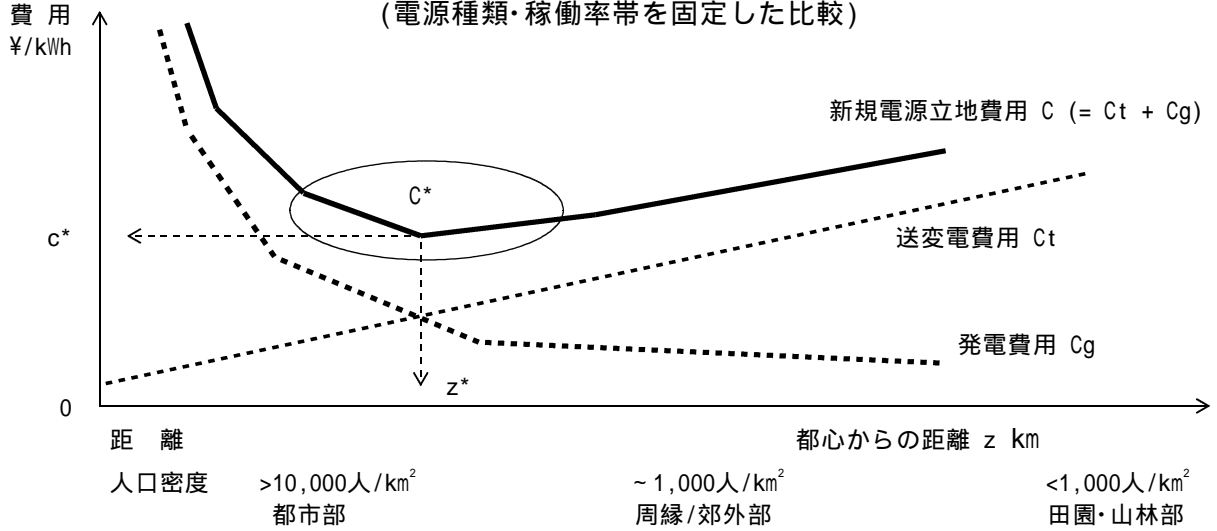
[表1-2-1-1. RPS法関連主要取引価格の推移(資源エネルギー庁)]

¥/kWh	2003年度	2004年度	2005年度	2006年度
RPS相当量 + 電気				
風力	11.8	11.6	11.0	10.7
水力	8.1	8.5	8.4	8.4
バイオマス	7.2	7.5	7.6	7.7
RPS相当量のみ	5.2	4.8	5.1	4.9

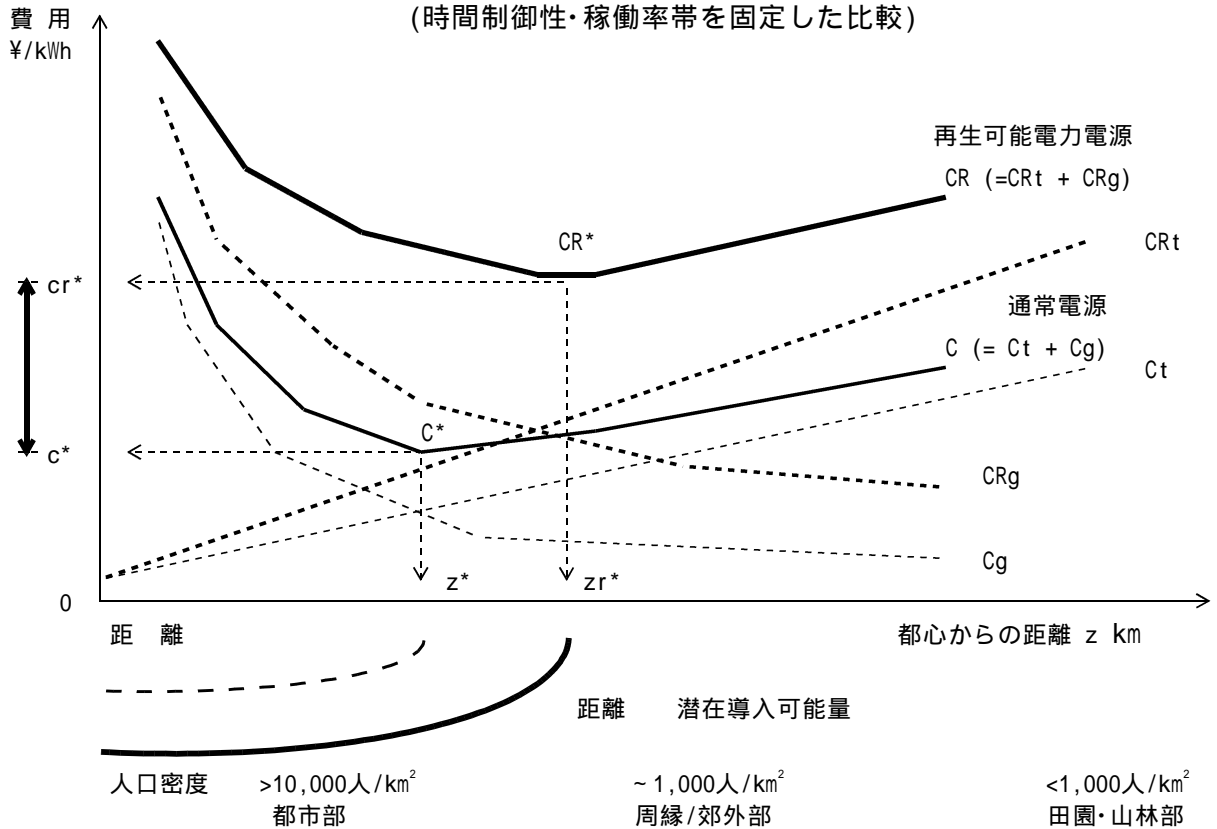
[表1-3-2-1. 送配電・蓄電費用措置制度の比較]

措置制度種類	系統側措置制度	発電側措置制度
<b>再生可能電力種類</b>		
<b>大規模再生可能電源</b>		
発電事業者	- 発電費用のみ措置 - 発電分を全量電気事業者に販売	- 発電費用+送配電蓄電費用を措置 - 発電分を全量電気事業者に販売
電気事業者	- 発電価格で再生可能電力を購入 - 送配電費用を措置し一般需要家に費用転嫁 - 需給調整を実施	- 発電+送配電価格で購入 - (送配電費用措置なし) - 需給調整を実施
<b>小規模分散再生可能電源</b>		
発電設備設置者 (電力需要家)	- 発電費用のみ措置 - 一部を自家使用、余剰電力を電気事業者に販売し不足分を購入	- 発電費用+配電蓄電費用を措置 - 需給調整を実施し全量を自家使用
電気事業者	- 余剰電力は発電価格で購入 (不足電力は電灯単価で販売) - 配電・蓄電費用を措置し一般需要家に費用転嫁 - 需給調整を実施	- (余剰電力買取なし、不足電力は電灯単価で販売) - (配電・蓄電費用措置なし) - (需給調整なし)

[図2-1-1-1. 大規模電源の新規立地の費用最小化問題]  
(電源種類・稼働率帯を固定した比較)



[図2-1-2-1. 通常電源と再生可能電力電源の新規立地の費用最小化問題]  
(時間制御性・稼働率帯を固定した比較)



- |                 |                              |               |              |
|-----------------|------------------------------|---------------|--------------|
| CR (=CRt+CRg) : | 再生可能電力の総電源立地費用               | C (=Ct +Cg) : | 通常電源の総電源立地費用 |
| CRt :           | 再生可能電力の送变电費用                 | Ct :          | 通常電源の送变电費用   |
| CRg :           | 再生可能電力の発電費用                  | Cg :          | 通常電源の発電費用    |
| cr* :           | 再生可能電力の最小費用                  | c* :          | 通常電源の最小費用    |
| zr* :           | 再生可能電力の費用最小化距離               | z* :          | 通常電源の費用最小化距離 |
| cr* - c* :      | (当該稼働率帯での)再生可能電力の導入のための追加的費用 |               |              |

[表2-1-1-1. 通常電源における費用特性と稼働率及び電源立地の費用最小化]

	固定費用(含用地)	用地面積	可変費用	運用適性	費用最小化距離
	¥10 <sup>3</sup> /kW	m <sup>2</sup> /kW	¥/kWh	(稼働率)	km
LNG複合火力発電	27.9	0.22	4.69	ピーク～ミドル(40%)	100km前後
石炭火力発電	31.9	0.51	3.06	ベース (80%)	200km前後
原子力発電	48.2	0.66	1.90	ベース (80%)	200km前後

(出典：戒能(2005) 参考文献4 による)

[表2-1-2-1. 現状での再生可能電力電源における費用特性]

再生可能電力	固定費用(含用地)	用地面積	可変費用	運用適性	発電時間制御性
	¥10 <sup>3</sup> /kW	m <sup>2</sup> /kW	¥/kWh	(稼働率)	
太陽光発電	450	67.0	0.05	12%	制御性小・変動大
同蓄電式	650	67.0	0.05	( 12% )	制御性中・変動なし
風力発電	200	248.0	6.00	20%	制御性小・変動大
同蓄電式	350	248.0	6.00	( 20% )	制御性中・変動なし
地熱発電	583	7.88	0.00	80%	制御性小・変動なし
水力発電(貯水式)	732	10.0	0.06	40%	制御性大・変動なし

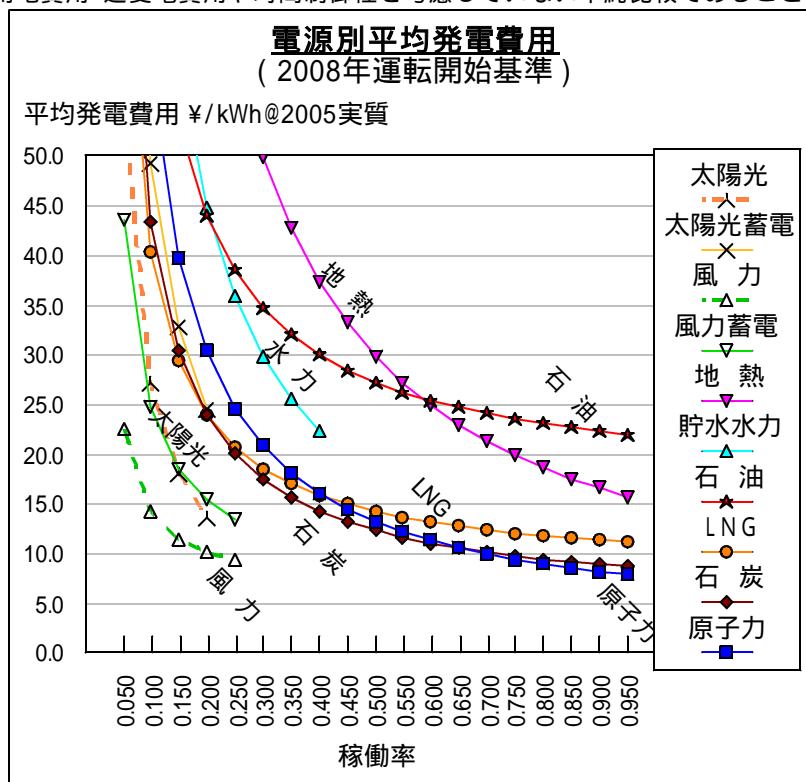
(参考・通常電源)

LNG複合火力発電	27.9	0.22	4.69	ピーク～ミドル(40%)	制御性大・変動なし
石炭火力発電	31.9	0.51	3.06	ベース (80%)	制御性中・変動なし
原子力発電	48.2	0.66	1.90	ベース (80%)	制御性小・変動なし

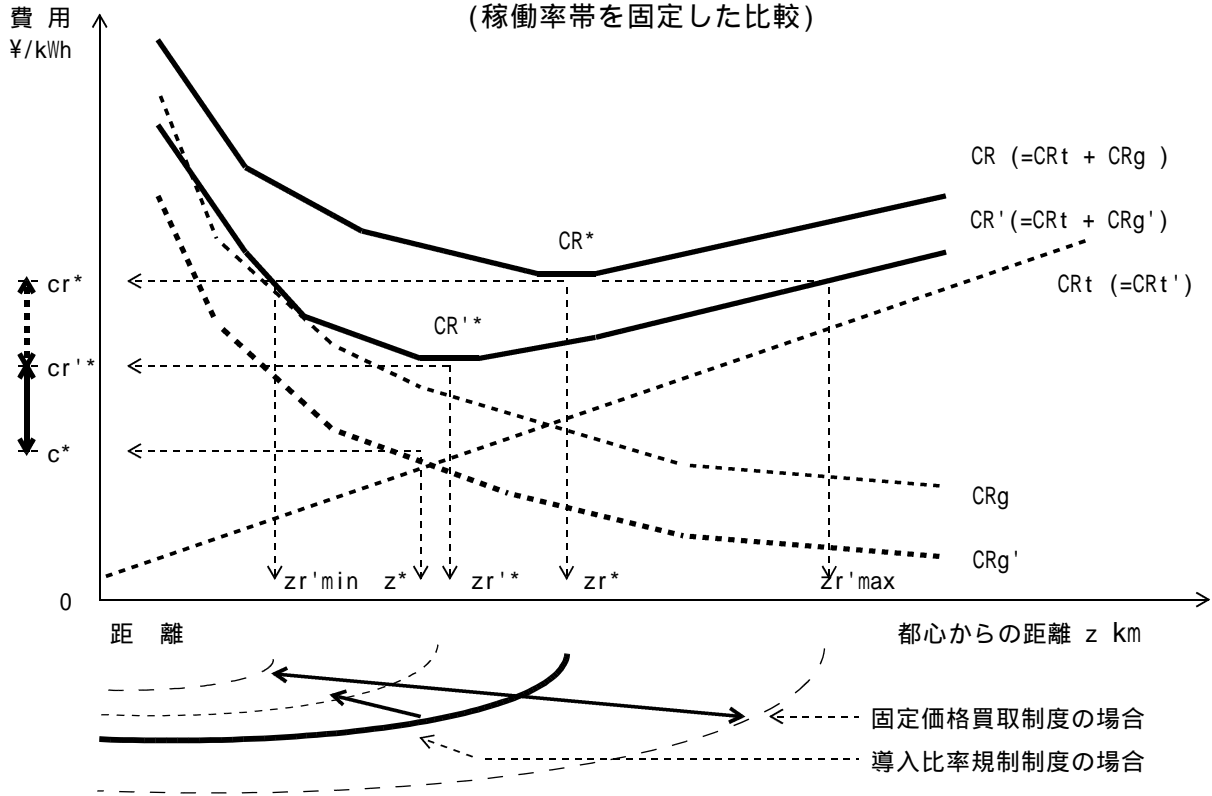
(通常電源分出典：戒能(2005) 参考文献4,5 による、可変費中燃料費などが未更新であることに留意)

[図2-1-2-1. 電源別平均発電費用(2008年運転開始基準)]

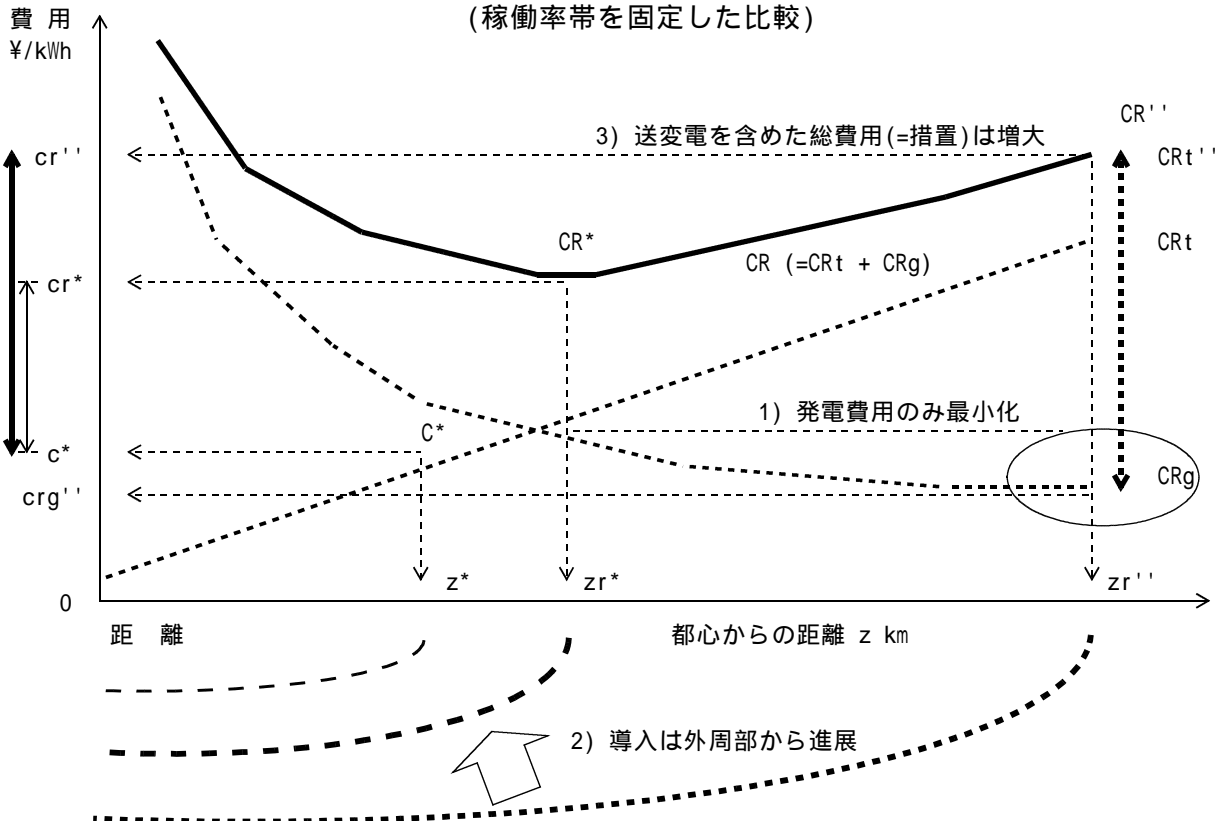
( 用地費用・送変電費用や時間制御性を考慮していない単純比較であることに注意)



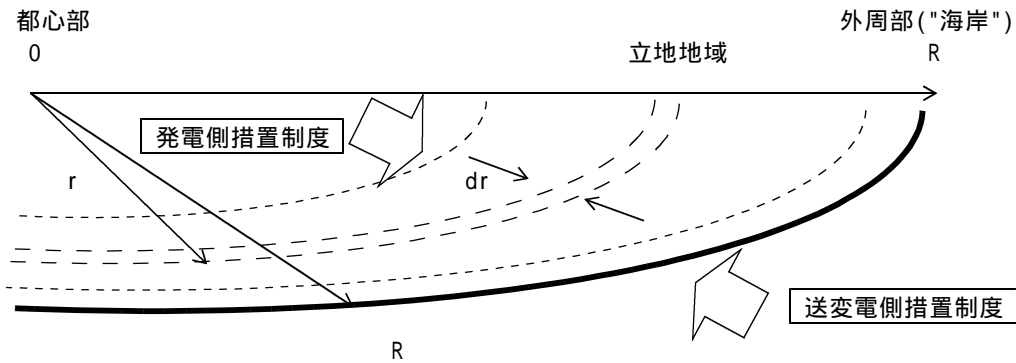
[図2-1-3-1. 再生可能電力電源の発電費用が低減した場合の影響]  
(稼働率帯を固定した比較)



[図2-1-4-1. 送変電費用を送変電(電気事業者)側の措置とした場合の影響]  
(稼働率帯を固定した比較)



[図2-1-5-1. 費用変化がある場合の再生可能電力導入の総費用と総蓄配電費用措置制度]



[表2-2-1-1. 太陽光など小規模分散電源と配電・蓄電設備整備の問題]

- 1- 配電網の「逆潮」可能容量に余裕あり
  - 1-a. 配電網内での「逆潮」による対応 (但し容量に限界あり, 普及進展により2- へ移行)  
余剰電力は火力発電出力減・揚水発電調整運転などにより対応
- 2- 配電網の「逆潮」可能容量に余裕なし
  - 2-a. 需要家(発電)側蓄電: 太陽光発電設備を設置する住宅などの側で蓄電設備を整備  
余剰・不足電力は全て需要家(発電)側に設置される蓄電池による時間移行により対応
  - 2-b. 系統側蓄電 : 配電網を強化し配電系統側(供給変電所など)で蓄電設備などを整備  
余剰電力は全て系統側蓄電池や揚水発電などにより対応、不足電力は一般の電灯供給

[表2-2-2-1. 配電網強化投資の詳細内訳]

太陽光発電 5,321万kW 導入時に必要となる配電網強化投資(耐用年数約10年程度)

電圧上昇対策

電圧調整装置(SVC)設置; 高圧系統電圧調整 1,500万円/ヶ所 x 2.4万ヶ所 = 3,600億円

柱上変圧器の分割設置: 低圧系統電圧制御 20万円/ヶ所 x 110万ヶ所 = 2,200億円

配電用変電所バンク逆潮流対策

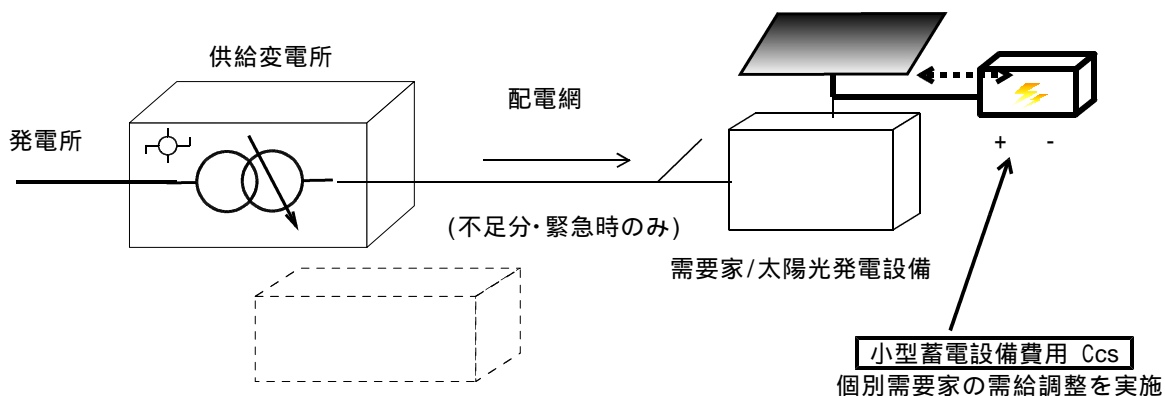
バンク送出し電圧調整装置の改造など 800万円/ヶ所 x 0.4万ヶ所 = 300億円

合計 ( 現在価値換算していないことに注意) 6,100億円

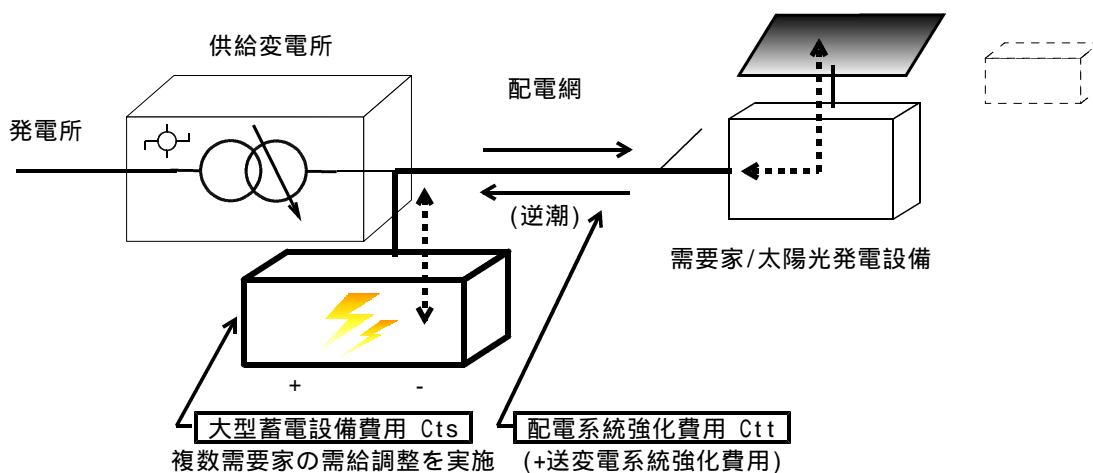
経済産業省資源エネルギー庁「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」資料(2008年10月30日資料2): 参考文献12.を参照。

[図2-2-1-1. 需要家(発電)側蓄電と系統側蓄電の比較と費用最小化問題]

(需要家(発電)側蓄電) 単位費用 = 小型蓄電設備費用  $C_{cs}$  (¥/kWh)



(系統側蓄電) 単位費用 = 大型蓄電設備費用  $C_{ts}$  (¥/kWh) + 配電系統強化費用  $C_{tt}$  (¥/kWh)



[表2-2-3-1. 小規模分散再生可能電源及び配電・蓄電費用措置制度選択の影響]

	小規模分散電源設置者	電力会社(・一般需要家)
<b>系統側蓄電制度</b>		
費用転換点以前	太陽光発電費用 -余剰電力販売収入 (家庭用電灯料金より大)	系統安定化・蓄電費用 +余剰電力転売差損 (家庭用電灯料金等に転嫁)
費用転換点以後	太陽光発電費用 -余剰電力販売収入 (家庭用電灯料金より小: 自家消費分のみ利得発生)	系統安定化・蓄電費用 -余剰電力転売差益 (差分が正ならば家庭用電灯料金等 に転嫁, 負なら利得発生)
<b>需要家(発電)側蓄電制度</b>		
費用転換点以前	太陽光発電+蓄電設備費用 (家庭用電灯料金より大: 利得なし)	--
費用転換点以後	太陽光発電+蓄電設備費用 (家庭用電灯料金より小: 全発電電力分で利得発生)	--

系統側蓄電制度の方が費用転換点が早期に到来することに注意

[表2-3-1-1. 大規模再生可能電源などに関する電源別費用諸元の設定値]

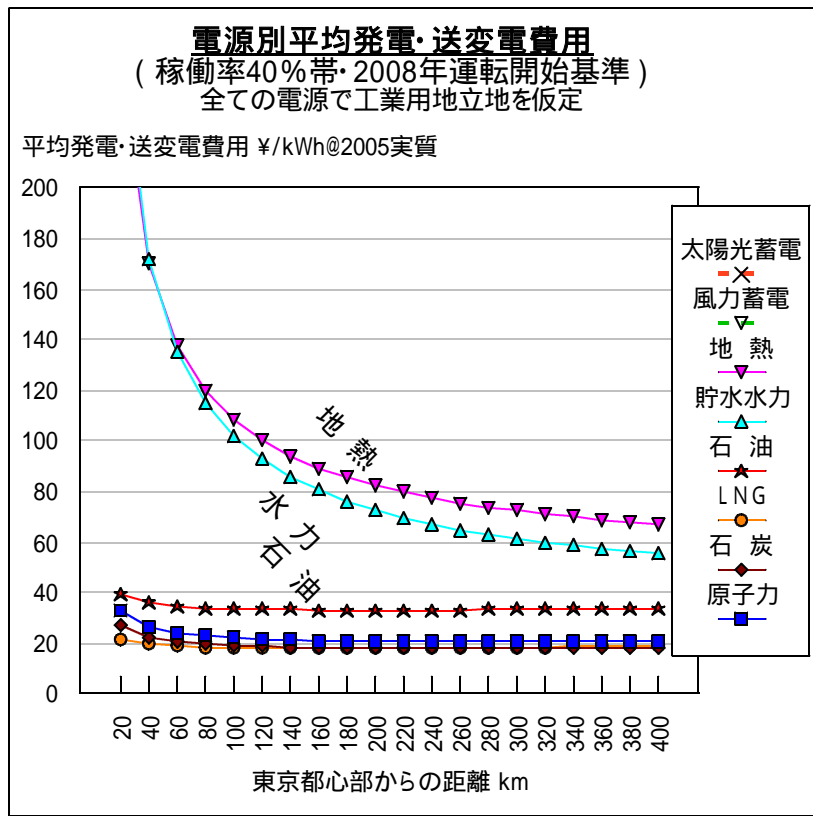
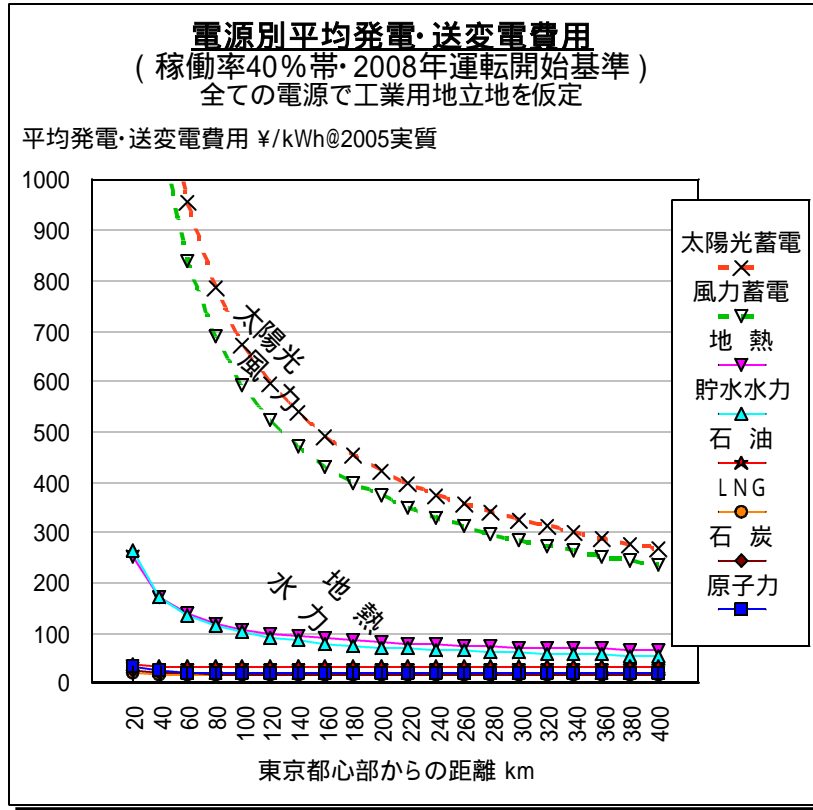
(@2000年実質)	太陽光	太陽蓄電	風力	風力蓄電	地熱	貯水水力	石油	LNG	石炭	原子力
固定費用										
建設費(¥10 <sup>3</sup> /kW)	45.0	65.0	20.0	35.0	583.0	732.0	294.3	175.5	200.3	366.3
用地面積(m <sup>2</sup> /kW)	67.0	67.0	49.6	49.6	7.9	10.0	0.36	0.22	0.51	0.66
法定耐用年数	15	15	15	15	15	40	15	15	15	15
実質耐用年数	15	15	25	25	40	60	50	50	50	60
可変費用										
燃料費(¥/kWh)	0	0	0	0	0	0	13.91	7.60	3.14	1.47
操業費(¥/kWh)	0.05	0.05	6.00	6.00	0	0.06	2.20	0.17	1.52	0.43
所内消費率	0.000	0.200	0.125	0.325	0.115	0.002	0.045	0.020	0.061	0.035
平均費用(除用地費・送電費)										
稼働率10%	27.24	49.19	14.30	24.84	149.56	89.65	72.07	40.29	43.39	58.85
稼働率40%	--	(49.19)	--	(24.84)	37.39	22.46	30.10	15.90	14.34	16.14
稼働率80%	--	(49.19)	--	(24.94)	18.70	--	23.10	11.83	9.50	9.02

[表3-1-1-1. 大規模電源の発電・送変電合計費用最小化距離と最小化費用(2008年運開基準)]  
(全ての電源で工業用地立地を仮定)

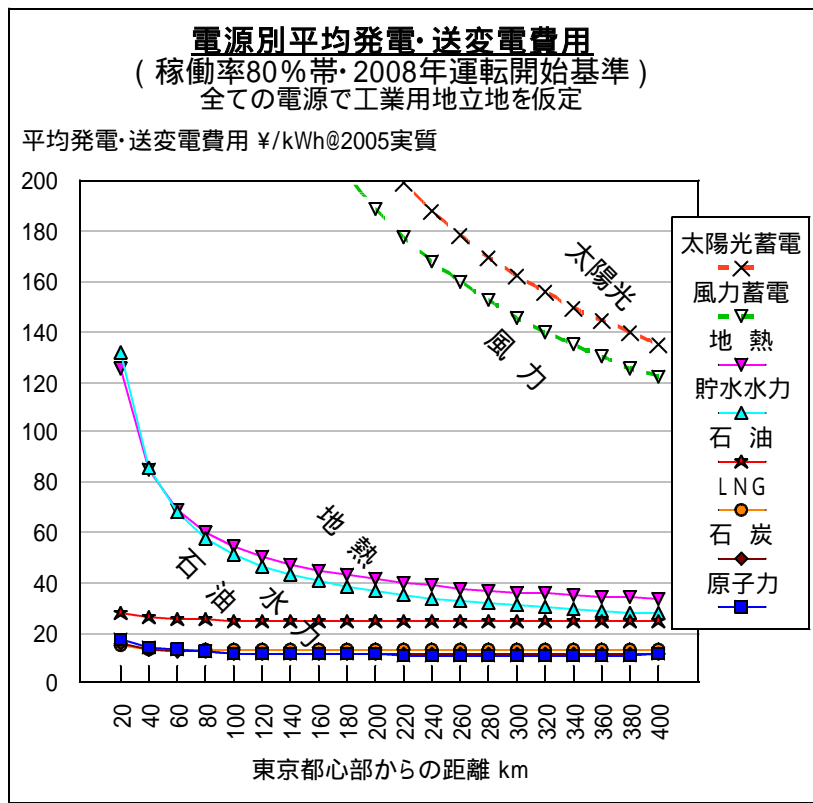
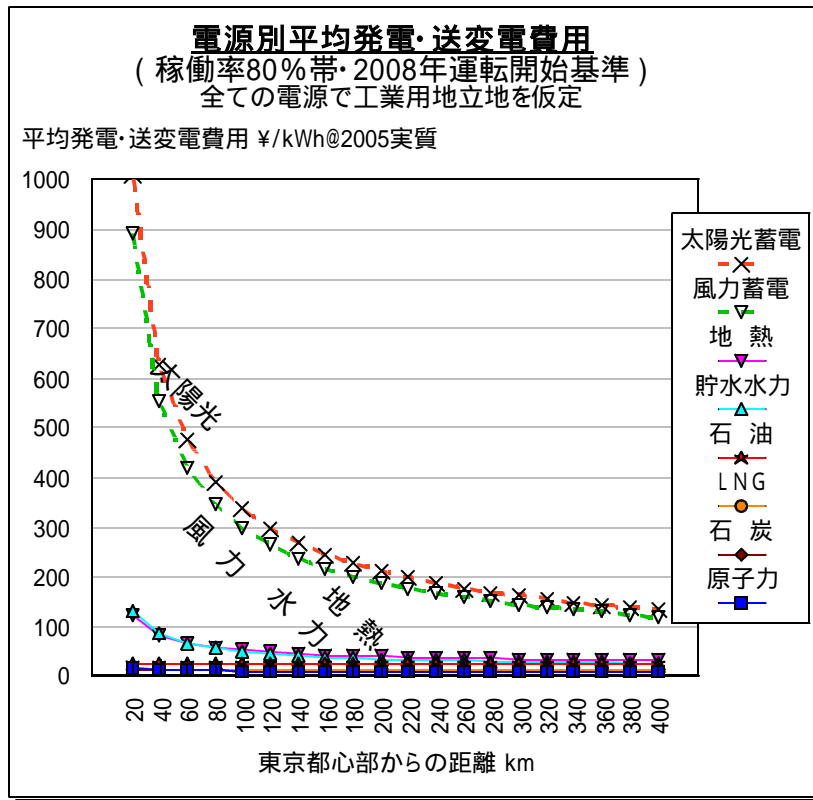
(¥/kWh@2005年実質)	費用最小化距離 (km)	低稼働率帯(40%) 最小費用	高稼働率帯(80%) 最小費用
再生可能電源(工業用地立地)			
貯水式水力発電	1440	<u>43.69</u>	<u>21.87</u>
地熱発電	1260	58.19	29.09
風力発電	( > 2000)	( <102.07)	( < 54.03 )
太陽光発電	( > 2000)	( <111.22)	( < 55.63 )
通常電源(工業用地立地)			
LNG複合火力発電	160	<u>18.18</u>	12.97
石炭火力発電	240	18.23	11.44
原子力発電	280	20.53	<u>11.21</u>
石油火力発電	200	33.22	24.66



[図3-1-1-1., -2 送変電費用を発電側措置とした場合の大規模再生可能電源の  
 電源別平均発電・送変電費用比較]  
 ( 低稼働率帯(40%)・2008年運転開始基準・工業用地立地 )



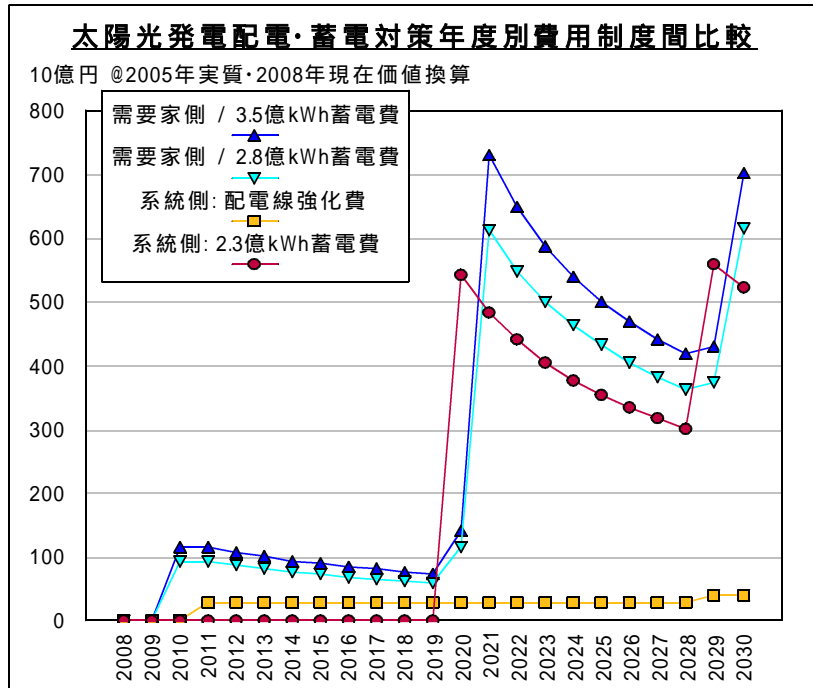
[図3-1-1-3., -4 送変電費用を発電側措置とした場合の大規模再生可能電源の  
電源別平均発電・送変電費用比較]  
( 高稼働率帯(80%)・2008年運転開始基準・工業用地立地 )



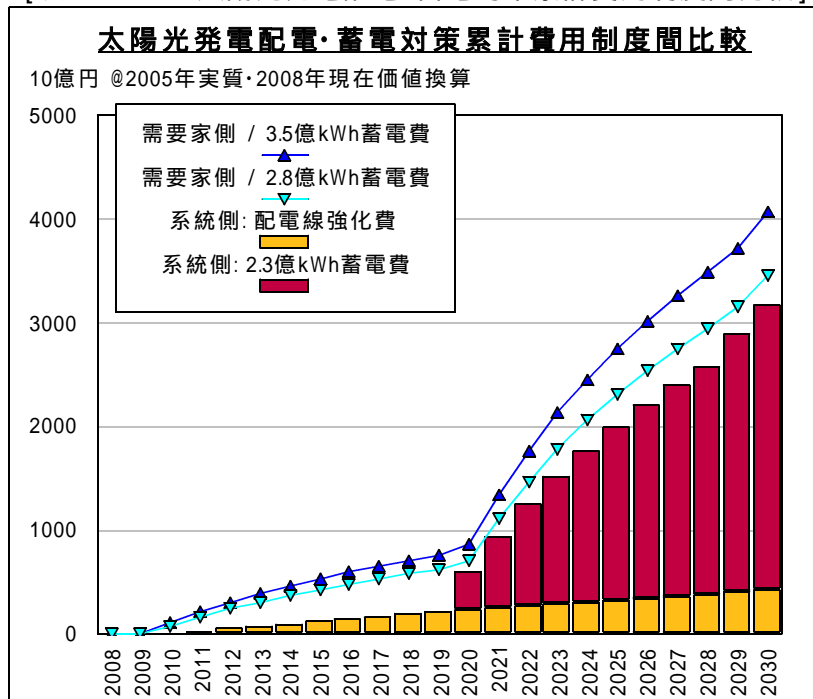
[表3-2-1-1. 太陽光発電の配電・蓄電対策制度別費用試算結果]  
( 2005年実質価格・長期割引率3%で現在価値換算 )

2008-2030年累計	必要蓄電容量 (億kWh)	蓄電池費用 (10億円)	配電強化費用 (10億円)	合計累計費用 (10億円)	
系統側蓄電制度	2.3	2,696	441	3,137	
需要家側蓄電制度	低位	2.8	3,415	--	3,415
	高位	3.5	4,023	--	4,023

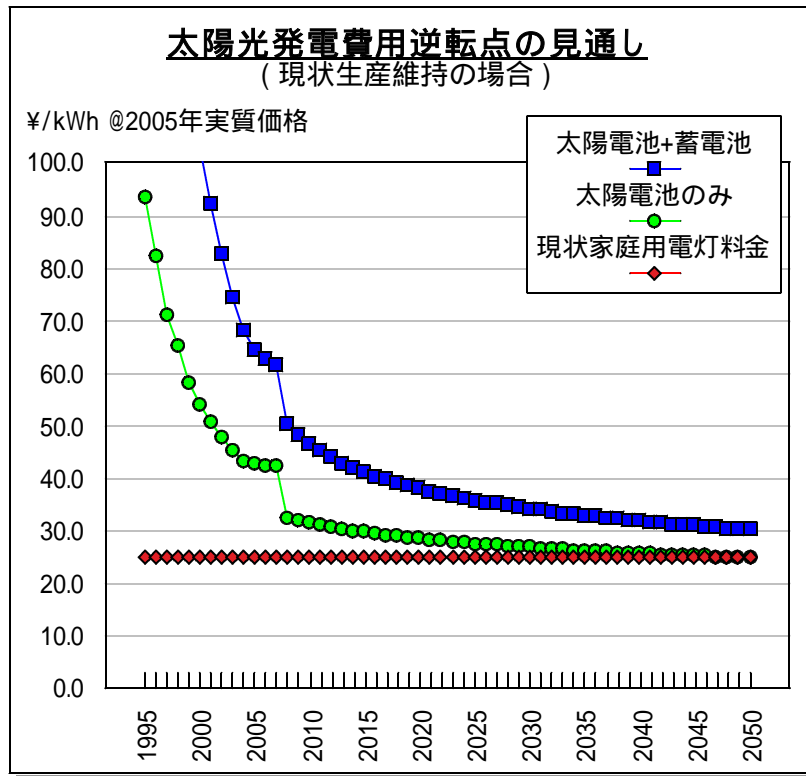
[表3-2-1-1. 太陽光発電配電・蓄電対策年度別費用制度間比較]



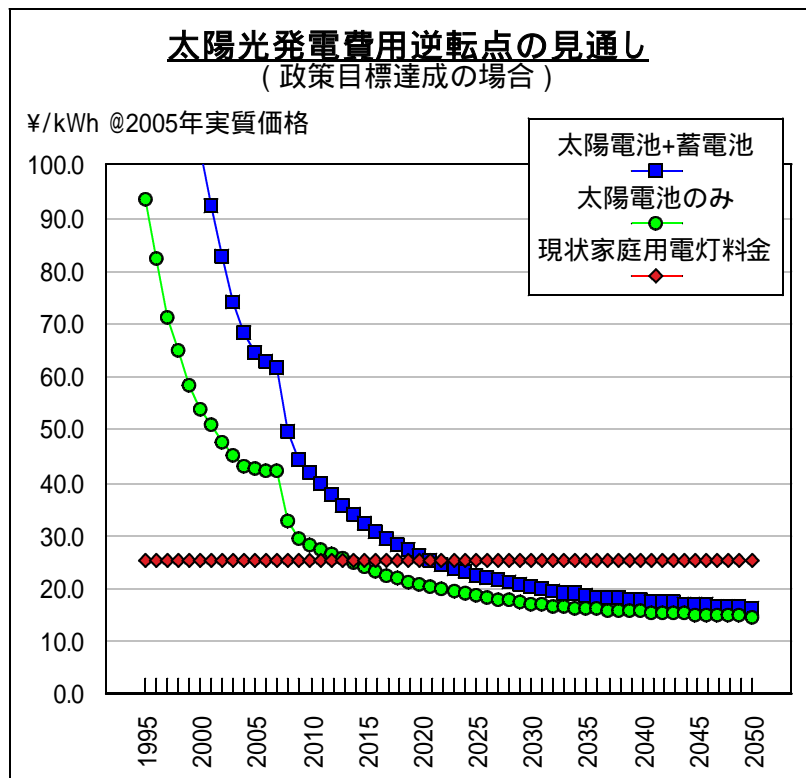
[表3-2-1-2. 太陽光発電配電・蓄電対策累計費用制度間比較]



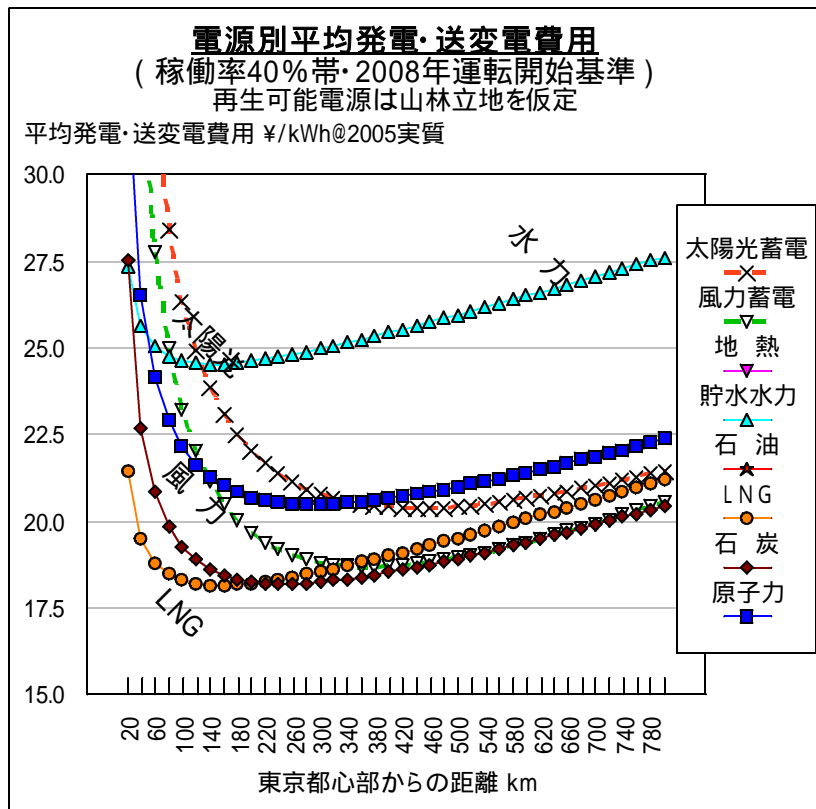
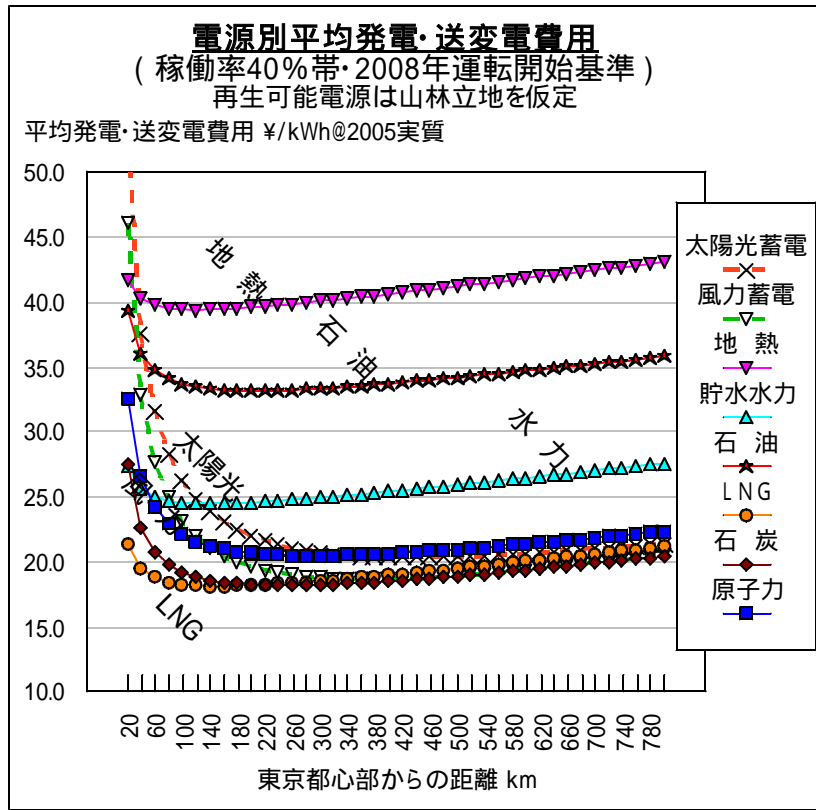
[図3-2-2-1, -2 太陽光発電費用逆転点の見通し(現状維持/政策目標達成)]



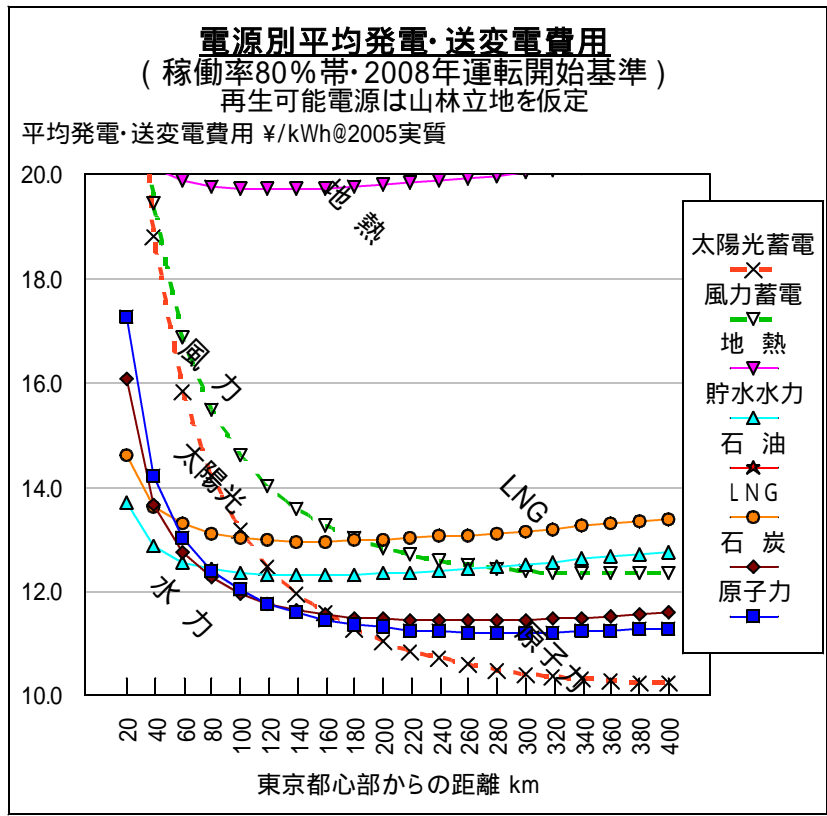
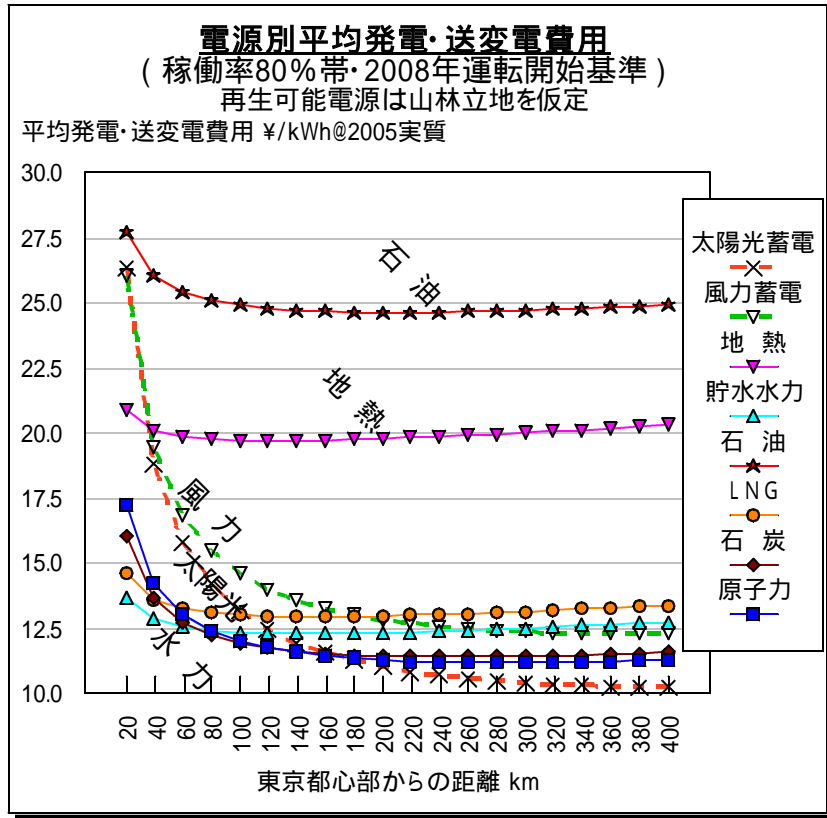
[図3-2-2-1, -2 太陽光発電費用逆転点の見通し(現状維持/政策目標達成)]



[図3-3-1-1., -2 送変電費用を発電側措置とした場合の大規模再生可能電源の  
電源別平均発電・送変電費用比較]  
( 低稼働率帯(40%)・2008年運転開始基準・再生可能電源山林立地 )



[図3-3-1-3., -4 送変電費用を発電側措置とした場合の大規模再生可能電源の  
電源別平均発電・送変電費用比較]  
( 高稼働率帯(80%)・2008年運転開始基準・再生可能電源山林立地 )



図注) 太陽光発電・風力発電では蓄電設備を設けても稼働率帯80%への対応は困難であることに注意

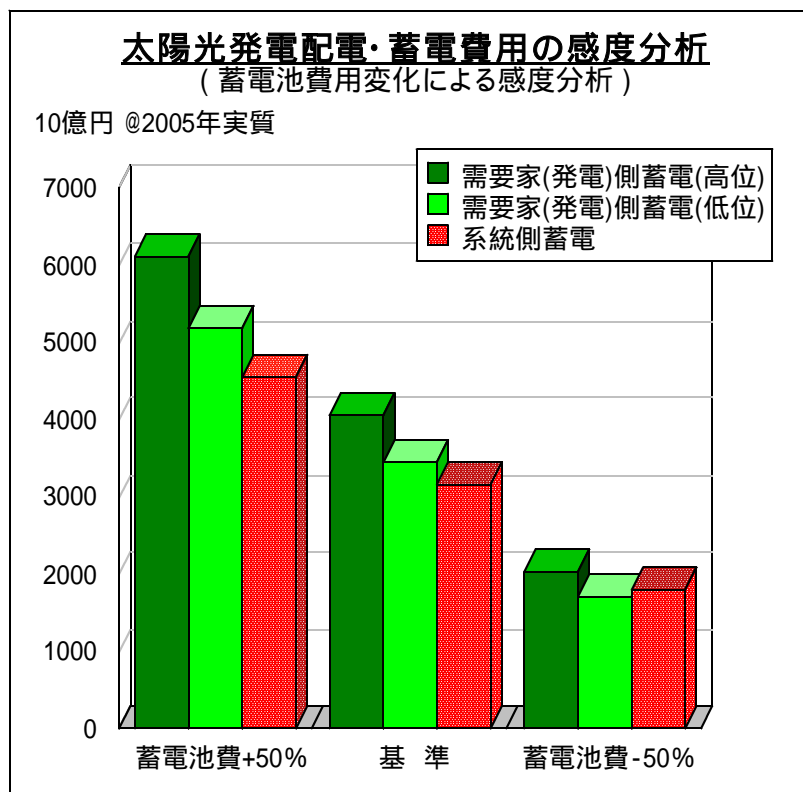
[表3-3-1-1. 大規模電源の発電・送変電合計費用最小化距離と最小化費用(2008年運開基準)]  
 ( 再生可能電源は山林立地、通常電源は工業用地立地を仮定 )

(¥/kWh@2005年実質)	費用最小化距離 (km)	低稼働率帯(40%) 最小費用	高稼働率帯(80%) 最小費用	
再生可能電源 (山林立地)				
	貯水式水力発電	140	24.55	12.31
	地熱発電	120	39.45	19.72
	風力発電	360	18.71	( 12.35 )
	太陽光発電	440	20.41	( 10.23 )
通常電源 (工業用地立地)				
	LNG複合火力発電	160	18.18	12.97
	石炭火力発電	240	18.23	11.44
	原子力発電	280	20.53	11.21
	石油火力発電	200	33.22	24.66

[表3-3-2-1. 太陽光発電の蓄電池費用変化に対する感度分析結果]  
 ( 2005年実質価格・長期割引率3%で現在価値換算 )

	蓄電池費用 +50%	基準状態(3.2結果)	蓄電池費用 -50%
系統側蓄電制度	4,555	3,137	1,804
需要家側蓄電制度	低位	3,415	1,732
	高位	4,023	2,036

[図3-3-2-1. 太陽光発電配電・蓄電費用の蓄電池費用変化に対する感度分析結果]



## 補 論

### 補論1. 太陽光発電・蓄電池の容量当費用の将来推計について

#### 1. 容量当費用の将来推計の重要性

太陽光発電・蓄電池については、量産による習熟効果や技術革新などにより単位容量当の費用低下が目下なお進んでいる状況にあり、今後の普及拡大のシナリオに応じてどのように価格低減が進むのかをある程度正確に推計することが非常に重要である。

本補論においては、各種公的統計値から太陽光発電・蓄電池の将来価格見通しを推計した過程を明示・解説し今後の検討に資するものである。

#### 2. 容量当費用の将来推計の基本的考え方

太陽光発電・蓄電池の容量当費用の将来見通しにおいては、工学的経験則である「量産効果による費用低減」を基本として、2000年実質価格に換算した容量当費用の推移を、累積生産容量を説明変数として回帰分析した結果を外挿して推計する。

ここで、太陽電池やニッケル水素(Ni-H)電池など2005年からのエネルギー・資源価格高騰による原材料費用の増加の影響を顕著に受けて価格が変化しているものについては、原材料費用高騰に関するダミー変数を補助的に用いて推計を行う。

#### [式補1. 容量当費用将来推計式]

$$\ln Px(t) = Pxo + axi * \ln( t Mx(t)) + bxi * DMx(t) + ux(t)$$

Px(t)	t期の電池x の容量当2000年実質費用
Mx(t)	t期の電池x の生産量・普及量
DMx(t)	t期の電池x の原材料価格高騰ダミー (2004年以前0、2005年以降1) * 必要に応じ
axi, bxi	係数
Pxo	定数項
ux(t)	誤差項

#### 3. 太陽光発電システムの容量当費用の将来推計

##### (1) 数値出典・換算

太陽光発電システムの容量当費用については、新エネルギー財団調査による太陽光発電システム普及容量・価格推移(1996年以前については太陽光発電協会推定値)を用いて推計を行う。

太陽光発電システム価格については、内閣府経済社会総合研究所国民経済計算によるデフレーターを用い、上記価格を2000年実質価格に換算して用いる。

##### (2) 現状価格水準

太陽光発電システムの2007年度実績価格では名目 696 ¥/W (うち太陽電池 436, 付属機器 163, 設置工事 97)、実質 763 ¥/W である。

但しシステム供給企業の大規模設備投資や薄膜化生産技術の進展などにより、2008年の実勢価格は名目 450 ¥/W、実質 500 ¥/W 前後に下落しており、当該実勢価格を考慮した上で将来推計を行うものとする。

##### (3) 将来推計式回帰分析結果 (( )内は t値)

$$\ln Px(t) = +8.633 - 0.155 * \ln( t Mx(t)) + 0.074 * DMx(t) \quad n = 15$$

(47.07) (9.639) (0.830)  $R^2 = 0.903$



(4) 将来推計価格

実際の推計においては、補助制度の影響や技術革新などの影響を反映し普及シナリオに応じた生産水準を当てはめた推計が必要であるが、参考迄に現状での生産水準が継続した場合と、政策目標(5,300万kW)を達成した場合の価格の将来推計値を示す。

政策目標達成の場合では、2020年迄に発電単価が現状の電灯料金よりも廉価となる。

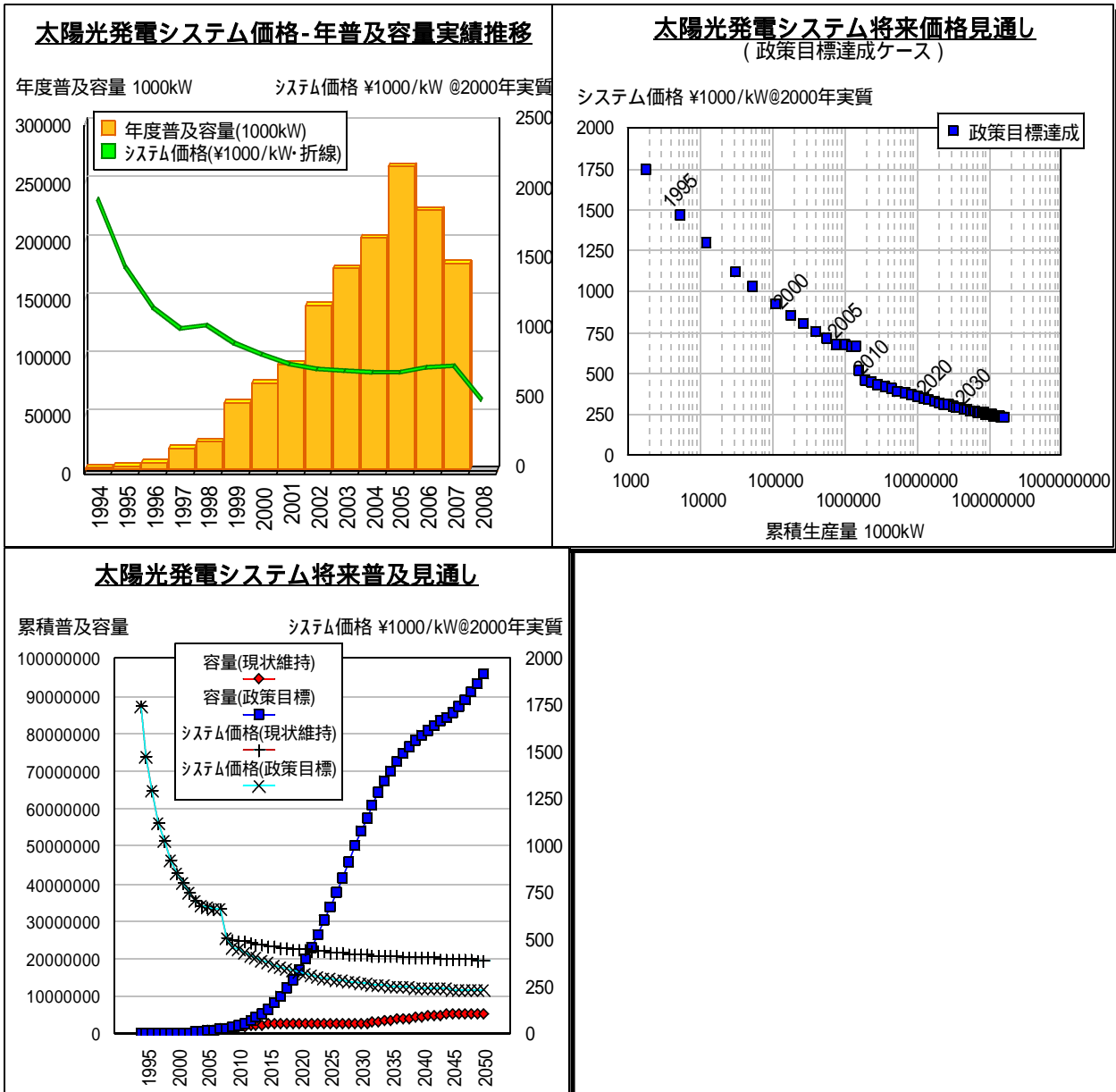
(太陽光発電システム価格)

2000年度実質価格(¥/W)	現 状	2020年	2030年
太陽光発電(現状生産継続)	763～500	453	474
(政策目標達成)	763～500	330	273

(参考：発電単価(稼働率12%・耐用年数15年))

2000年度実質価格(¥/kWh)	現 状	2020年	2030年
太陽光発電(現状生産継続)	42～33	28.7	27.0
(政策目標達成)	42～33	20.9	17.3

[図補1-3. 住宅用太陽光発電システム年普及容量・システム価格実績推移と将来見通し]



#### 4. 蓄電池の容量当費用の将来推計

##### (1) 数値出典・換算

蓄電池の容量当費用については、経済産業省機械統計年報における生産数量・生産額を用いて推計を行う。

生産数量の容量への換算は以下の実勢値により行う。

鉛蓄電池	(鉛量t表記) : 鉛量t * 54 Wh/鉛量kg (kWh)
密閉アルカリ(Ni-Cd)電池	(kAh表記) : kAh * 1.2V (kWh)
ニッケル水素(Ni-H)電池	(kAh表記) : kAh * 1.2V (kWh)
リチウムイオン(Li+)電池	(kAh表記) : kAh * 3.7V (kWh)

容量当蓄電池価格については、内閣府経済社会総合研究所国民経済計算によるデフレータを用い、容量当価格を2000年実質価格に換算して用いる。

NaS電池・レドックスフロー型電池などについては公的統計値が存在しないため、推計対象から除外する。

##### (2) 現状価格水準

	年生産容量(MWh)	容量当2007年実質価格(¥/Wh)
鉛蓄電池	14571	11.18
密閉アルカリ(Ni-Cd)電池	568	86.78
ニッケル水素(Ni-H)電池	1272	106.38
リチウムイオン(Li+)電池	5857	59.00

##### (3) 将来推計式回帰分析結果 (( )内は t値)

###### 鉛蓄電池

$$\ln Px(t) = +5.297 - 0.148 * \ln( t Mx(t)) \quad n = 22$$

(18.34) (9.631) R<sup>2</sup> = 0.814

###### 密閉アルカリ(Ni-Cd)電池

$$\ln Px(t) = +10.78 - 0.390 * \ln( t Mx(t)) + 0.066 * DMx(t) \quad n = 22$$

(46.51) (8.177) (0.291) R<sup>2</sup> = 0.769

###### ニッケル水素(Ni-H)電池

$$\ln Px(t) = +10.05 - 0.359 * \ln( t Mx(t)) + 0.471 * DMx(t) \quad n = 15$$

(68.43) (11.35) (3.116) R<sup>2</sup> = 0.902

###### リチウムイオン(Li+)電池

$$\ln Px(t) = +14.31 - 0.599 * \ln( t Mx(t)) + 0.130 * DMx(t) \quad n = 10$$

(247.6) (21.55) (1.803) R<sup>2</sup> = 0.987

##### (4) 耐用年数・充放電効率

上記蓄電池の容量当費用は、蓄電池のサイクル寿命・カレンダー寿命などに基づく耐用年数・充放電効率を考慮していない、単純容量当価格・費用である。

現実に蓄電池を使用した際の容量当年間費用を求めるためには、単純容量当費用を耐用年数(約10年)及び充放電効率(約80%)で除して容量当年間費用に換算する。

なお、今後の蓄電池技術の動向において耐用年数・充放電効率の向上に関する技術革新の可能性は否定できないが、本稿においては捨象して推定を行うものとする。

##### (5) 将来推計価格

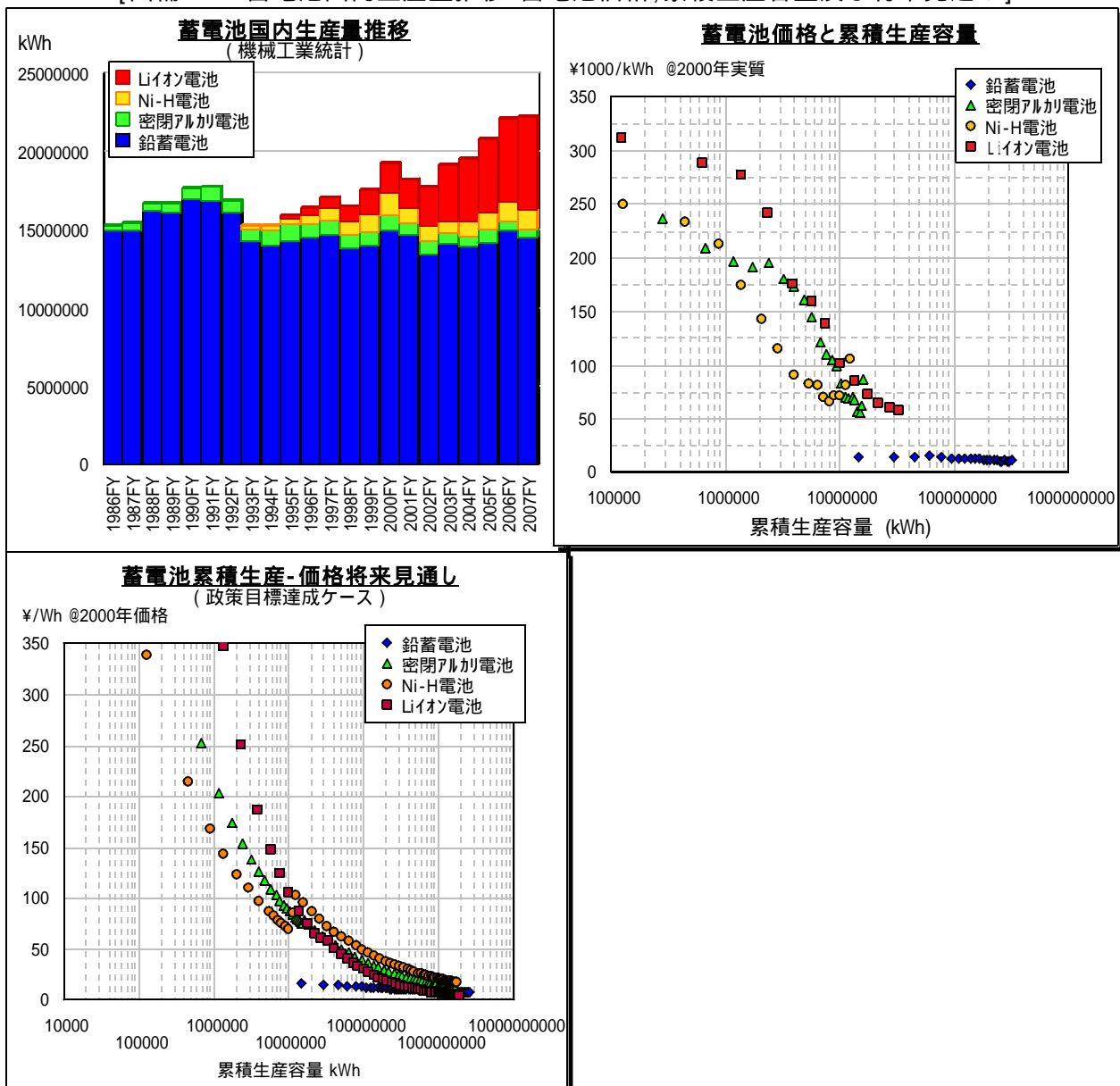
実際の推計においては、補助制度の影響や技術革新などの影響を反映し普及シナリオに応じた生産水準を当てはめた推計が必要であるが、参考迄に現状での生産水準が継続した場合と、政策目標(5,300万kW)を達成した場合の価格の将来推計値を示す。

図より、いずれの電池においても Wh当単価が ¥10/Wh程度の水準に収斂していくことが観察され、電池技術の選択を問題とする必要がないことが理解される。

すなはち、最も設置場所に制約が少なく大きな価格低減が見込まれるリチウムイオン電池の価格で蓄電池の価格推移を代表させて問題がないものと考えられる。

2000年度実質価格(¥/Wh)	現 状	2020年	2030年
(現状生産継続)			
鉛蓄電池	11.18	10.21	9.84
密閉アルカリ(Ni-Cd)電池	86.78	63.96	58.90
ニッケル水素(Ni-H)電池	106.38	77.04	67.65
リチウムイオン(Li+)電池	59.00	28.77	22.26
(政策目標達成)			
鉛蓄電池	11.18	9.79	8.95
密閉アルカリ(Ni-Cd)電池	86.78	30.12	18.92
ニッケル水素(Ni-H)電池	106.38	38.94	25.45
リチウムイオン(Li+)電池	59.00	16.57	9.01

[図補4-6. 蓄電池国内生産量推移/蓄電池価格, 累積生産容量及び将来見通し]



(謝 辞) 本資料の作成にあたり、電池費用の推計手法などについて産業技術総合研究所辰巳国昭先生、新エネルギー産業技術総合開発機構諸住哲先生には極めて有益な御指導を頂いた。特に記して感謝の意を表する。

## 補論2. 都心部からの距離と工業用地・山林の地価について

### 1. 発電所立地と工業用地地価

発電所の立地を念頭に置いて、首都圏・関西圏中心部から離れていった場合の工業用地地価と距離の関係を分析した事例としては、戒能(2005)<sup>\*11</sup>において2003年度の分析事例がある。しかし当時から約5年が経過し更新が必要であること、山林などの地価が調査されていないなどの問題点がある。

このため、今次試算においても国土交通省「土地総合情報ライブラリ」を用い、同様の手法により工業用地・山林の地価を調査した。

### 2. 都心からの距離と工業用地地価の回帰分析結果

首都圏・関西圏中心部からの距離と工業地の公示地価の関係を見た場合、調査地点が異なるため正確な比較は困難であるものの、2003年度と比べて2008年度では都心部からの距離100～200km程度の近郊部で地価が特に大きく下落していることが観察される。

その結果、2003年度時点においては地価と都心部からの距離が片対数の相関関係(地価の対数と距離が負の相関)にあったのに対し、首都圏・関西圏とも2008年現在においては両対数の相関関係(地価の対数と距離の対数が負の相関)となっている。

[式補2-1. 首都圏・関西圏の都心部からの距離と工業地の公示地価(2008年現在)]

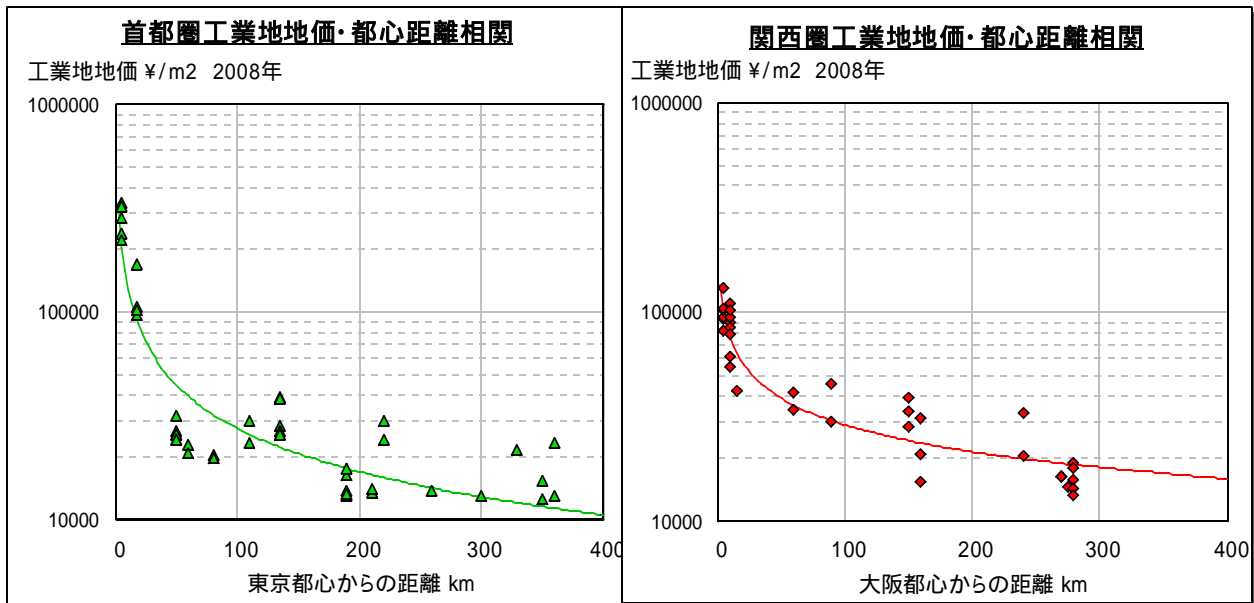
$$\begin{array}{ll} \text{首都圏} & \ln(\text{PI}) = -0.690 * \ln(L) + 13.41 \quad R^2= 0.847 \quad n= 44 \\ & (\text{t値}) \quad (15.23) \quad (34.37) \end{array}$$

$$\begin{array}{ll} \text{関西圏} & \ln(\text{PI}) = -0.428 * \ln(L) + 12.25 \quad R^2= 0.887 \quad n= 35 \\ & (\text{t値}) \quad (16.06) \quad (48.32) \end{array}$$

PI: 海岸沿の工業地の公示地価 (¥/m<sup>2</sup>)

L: 需要地中心部(東京都内・大阪市内)からの直線距離 (km)

[図補2-1,2 首都圏・関西圏工業地の地価と都心からの距離の相関]



\*11 参考文献4. 参照。当時の名称は「土地情報ライブラリ」。

(注) 本論中における試算では、首都圏の分析結果を使用している。

### 3. 都心からの距離と山林地価の推計

風力発電や貯水式水力発電などの再生可能電源は、工業用地に立地することは稀であり、多くの場合経済的・技術的理由から傾斜地・山林などに立地している。

首都圏・関西圏における山林の公示地価については、郊外部の都道府県では地価調査が行われておらず、東京都・千葉県や大阪府・京都府など都心部の都道府県において市街化調整区域内の山林についてのみ調査が行われている。

このため、これらの都心部の工業地の地価と、市街化調整区域内の山林の地価を比較し、両者の比率を 2. の工業地の地価に乗じることにより山林の地価を推計した。

具体的に、首都圏・関西圏とも工業地に対して市街化調整区域内の山林の地価は 1/50 程度であり、当該比率を用いて推計した。

[表補2-1. 首都圏・関西圏の山林地価と工業地地価の比較]

( $\text{¥}/\text{m}^2$ 2008年現在)	山林地価平均(a)	工業地地価平均(b)	山林/工業地価比(a/b)
首都圏(東京都・千葉県)			
公示地価地点数	15	19	--
地 価	2,197	112,316	0.0196
関西圏(大阪府・京都府)			
公示地価地点数	12	15	--
地 価	1,873	188,500	0.0212

## 参考文献 (敬称略)

1. Mario Ragwitz et. "OPTRES: Assessment and optimization of renewable support schemes in the European electricity market" (2006) OPTRES HP  
<http://www.optres.fhg.de>
2. 戒能 「欧州共通エネルギー政策の実情と問題点」 RIETI Policy Discussion Paper Series 08-P-001
3. 経済産業省総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会風力発電系統連系対策小委員会中間報告(2005)
4. 戒能 「日本の地域間連系送電網の経済的分析」(2005) RIETI Discussion Paper Series 05-J-033
5. 戒能 「総合エネルギー統計の解説(2006年度改訂版) / 補論7」(2008) RIETI-HP
6. 財団法人新エネルギー財団 「住宅用太陽光発電導入促進事業」(2008) NEF-HP  
<http://www.nef.or.jp/>
7. 有限責任法人太陽光発電協会 「太陽光発電統計・資料」(2008) JPEA-HP  
<http://www.jpea.or.jp/>
8. 佐賀 「太陽光発電産業の現状と取組みについて」(2008) 経済産業省資源エネルギー庁低炭素電力供給システムに関する研究会資料
9. 佐藤 「蓄電池利用システム設計のポイント」(2007) 有限責任法人太陽光発電協会公共産業市場部会試料
10. 辰巳 「系統安定化に向けた蓄電池技術の動向と課題」(2008) 経済産業省資源エネルギー庁低炭素電力供給システムに関する研究会資料
11. 経済産業省 「機械生産動態統計」各年度版
12. 経済産業省資源エネルギー庁 「低炭素電力供給システムに関する研究会」及び「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」各回資料(2008)
13. 経済産業省資源エネルギー庁 「長期エネルギー需給見通し」(2007)
14. 新エネルギー産業技術総合開発機構(NEDO) 「集中連系型太陽光発電システム実証試験概要」(2008)
15. 国土交通省 「土地総合情報ライブラリ/土地総合情報システム」(2008)  
<http://tochi.mlit.go.jp/>