電力貯蔵装置を備えた電力系統における太陽光発電システムの経済性評価

正員 西川 禎一 (京大)

正員 手塚 哲央 (京大)

非会員 喜多 一 (京大)

非会員 姜 文盛 (京大)

Economic Evaluation of a Photovoltaic Power Generation System introduced into the Electric Power System with a Storage Battery

Yoshikazu Nishikawa, Member, Tetsuo Tezuka, Member, Hajime Kita, Non-member, Moon-Sung Kang, Non-member (Kyoto University)

It is expected that, in near future, a technology of renewable energy utilization and an electric storage battery will be introduced into the conventional electric power system.

In this study, assuming that a photovoltaic power generation system (*PV* system) is installed into the electric power system with a storage battery, the impacts of uncertain variation characteristics of the *PV* system output on the operations of the conventional power generation system and the storage battery are evaluated by simulations, mainly from the viewpoint of economics. According to the results of simulations, it is clearly demonstrated that economic effects of the *PV* system are influenced sharply by the forecast accuracy of its output.

キーワード：太陽光発電システム，電力貯蔵装置，修正電力負荷，日間経済運用，予測精度

1. はじめに

近年，電力システムにおいては電源の多様化指向および地球温暖化などの環境問題の対応のために，自然エネルギーの有効利用への関心が高まりつつある。また一方では，空調負荷の増大による年負荷率の低下。そして，原子力発電などの負荷追従特性の悪い電源の増加という問題を抱えている。このような状況から，近い将来，電力貯蔵装置や太陽光発電（以下，*PV*と略記）システムなどが大規模に導入されることが予想される。しかし，*PV*システムの出力はたとえ1時間前でも正確な予測が困難であり，そのような*PV*システムが導入されると等価的に系統負荷の予測誤差が増え，既存電源および電力貯蔵装置の経済運用に大きな影響を与えることになる。このような系統負荷の不確実な変動特性に対する経済性評価を試みた例は少な

い⁽¹⁾。そこで，本研究では，*PV*出力の予測誤差が特に電力貯蔵装置の運用に及ぼす影響を定量的に評価する手法を提案すると共に，適当な仮定の下でのシミュレーションを通して*PV*システムの出力の予測誤差とその経済性との関係を具体的に分析する。

2. 水平面全天日射量に基づく*PV*出力の推定

*PV*システムには種々の利用形態が考えられるが，本研究では一般住宅の屋根に設置する小規模分散配置形で，太陽の追尾を行わないシステムを想定する。ただし，系統への逆潮流は許されるものと仮定し，*PV*システムの総発電出力に対する経済性評価を行うこととする。さて，*PV*出力は，基本的にはそのときの太陽電池アレイの表面における傾斜面全天日射量によって決められる。そのために，まず日原簿⁽²⁾における水平面全天日射量を，「永田の式」⁽³⁾を用いて直達成

分と天空散乱成分とに分離する（直散分離）。そして、その二つの値により、傾斜面全天日射量を求める⁽³⁾。ただし、この「永田の式」は水平面全天日射量の多い日に近似度が高くなる式であり、曇り日のように水平面全天日射量の少ないときにはその直散分離が困難なので、その利用には若干の工夫が必要となる。ここではそのような場合には、水平面全天日射量をすべて水平面天空散乱日射量とみなして、傾斜面全天日射量を推定する。これは、PVシステムの低出力時には、その出力の推定精度が多少悪くても、PVシステムの経済性評価に与える影響は小さいと考えられるからである。

さて、太陽電池アレイは、すべて方位角 37° 、傾斜角 35° の方向に固定されているものとする。この方向は、1983年の大阪の日射量データに基づき、夏季の14～15時のPV出力が多くなるように求めたものである⁽³⁾。これは、特に、電力の負荷平準化を念頭においたものである。また、直交変換による損失を20%、太陽電池の劣化などに伴う損失を10%と仮定する。

3. PVシステムの経済性評価手法とシミュレーションの分析のための仮定

〈3・1〉 経済性評価手法の概要 従来形電源および電力貯蔵装置からなる電力システムに導入されるPVシステムの経済性評価手法について述べる。

さて、電力貯蔵装置の日間運用手法としては一般に、増分燃料費の安い軽負荷時間帯に充電し、そのエネルギーを増分燃料費の高い重負荷時間帯に放電するという経済運用手法が採用されるが、充電および放電を行うときには、その時刻以降の毎時の電力負荷およびPV出力の予測値に基づいて運用計画が作成される。そのため、PV出力の予測誤差が大きくなると、電力貯蔵装置による負荷平準化の効果が小さくなり、電力系統の設備コスト、運転コストの増大が予想される。すなわち、PV出力に予測誤差があると仮定した場合のPVシステムの経済性は、PV出力が完全に予測できると仮定した場合の経済性よりも悪化すると推測される。

本評価手法は、この二つの場合のPVシステムのブレイクイーブン・コスト（以下、BECと略記）を比較するためのものである。以下では簡単のため電力負荷は完全に予測できると仮定する。ただし、電力負荷の予測誤差を含めても以下に述べる手法は適用できる。更に、修正電力負荷（＝電力負荷－PV出力）の年負荷持続曲線に関しても、適当な精度で予測可能で

あると仮定する。これは、後に述べるように電力貯蔵装置の運転ルールを決めるためのものである。なお、以下で（修正）電力負荷とは、電力貯蔵装置の運用を考慮しない値を示すものとし、電力貯蔵装置運用後の電源にかかる負荷を示す場合には、改めてその旨を明記する。以下に本論文で提案する評価手法の概要を示す。

〔ステップ1〕 修正電力負荷の年負荷持続曲線を用いて電力貯蔵装置の運用ルールを定める。

〔ステップ2〕 ある1日の電力貯蔵装置の運用計画を作成するために、その日の毎時のPV出力を前日に予測し、修正電力負荷を求める。

〔ステップ3〕 求められた修正電力負荷に基づいて、電力貯蔵装置の経済運用計画を前日に作成する。ここで、〔ステップ1〕で作成された運用ルールが用いられる。そして、その計画で必要とされる電力量を、前日の夜からその日の明け方にかけて充電する。

〔ステップ4〕 当日の各時刻において、その時刻以降のPV出力の予測値が更新されるため、〔ステップ3〕で作成した電力貯蔵装置の放電計画を修正し、実行する。

〔ステップ5〕 1年を通して〔ステップ2～4〕のシミュレーションを行い、その結果より電力貯蔵装置の運用後の年負荷持続曲線を作成する。

〔ステップ6〕 得られた年負荷持続曲線と各電源の年費用曲線を用いて最適電源構成を行い、年間の総発電費用を算出する。

〔ステップ7〕 PVシステムを導入しない場合についても上記と同様の計算を行い、年間の総発電費用を算出する。この費用と〔ステップ6〕で求めた費用との差より、PVシステムのBECが計算できる。

次節以降で、各ステップの詳細と、具体的なシミュレーション分析に用いた仮定について述べる。

〈3・2〉 電力貯蔵装置の日間運用計画 ここでは、修正電力負荷の前日の予測値に基づいて1日の電力貯蔵装置の経済運用計画を作成する（〔ステップ1～3〕）ための手法について述べる。

ここで、簡単のため次のような仮定を設ける。

（1） 電力貯蔵装置の容量（充電可能量（kW/h））にのみ制約を設け、毎時最大放電量には制約を設けない。

（2） 電力貯蔵装置の自己放電率は無視する。また、その充放電効率は、電力貯蔵装置の運転状態によらず一定値（ともに90%）とする。

（3） 電力貯蔵装置の運用計画は、（1）式で表される発電費用低減化の経済性成立条件を満たすように

表 1 各電源の費用特性
Table 1. Economic parameters of power plants.

電源種別	固定費 (円/kW・年)	可変費 (円/kW/h)
ベース	65,000	5
ミドル1	45,000	8
ミドル2	35,000	15
ピーク	25,000	40

図 1 電力貯蔵装置の充放電量の決定
Fig. 1. Daily operating scheme of the battery.

する。

$\lambda_{in}/\lambda_{out} \leq \eta_{in}\eta_{out} \dots\dots\dots (1)$

ただし、 $\lambda_{in}(\lambda_{out})$ ：充電（放電）時間帯での発電における増分燃料費、 $\eta_{in}(\eta_{out})$ ：充電（放電）効率

ここで、電力供給電源としてはベース、ミドル1、ミドル2およびピーク用の4種類の電源を想定する。その費用特性を表1に示す。そして、電力貯蔵装置の運用ルールは、充電はベース電源およびミドル1電源のみが発電している時間帯に行い、放電はピーク電源およびミドル2電源が発電している時間帯に行うこととなるものとする。つまり、ベース電源とミドル1電源の容量の和を P_T とすると、日間ピーク負荷が P_T を下回ると予測される場合には前夜の充電は行わず、さもなければ以下の方法で前夜の充電量を定める。

図1において、 P_{in} 、 P_{out} は電力貯蔵装置運転時の電源にかかる負荷レベル、 B_{in} が1日あたりの充電に利用される電力量(kW/h)、 B_{out} が日中の放電によってまかなわれる電力量(kW/h)を示す。そして B_{in} の値は、

$P_{in} \leq P_T, P_{out} \geq P_T, B_{out} = B_{in}\eta_{in}\eta_{out}$

$B_{in}\eta_{in} \leq$ (電力貯蔵装置の容量)

の制約下で最大となるように決定される。〔ステップ1〕は、この P_T の値を決めることを意味する。なお、この P_T の値は、電力貯蔵装置を運転した場合の負荷持続曲線（電力貯蔵装置を負荷側に考えた場合）に対

して求めても同じ値となる。また、放電の開始および終了時刻を t_b および t_e とする。この値は後に再び利用される。

後のシミュレーションでは、修正電力負荷の予測に用いられる毎時の PV 出力の前日における予測値として、毎時の PV 出力の各月における平均値を用いた。この点については、より精度の高い予測手法が利用できれば、それに置き換えればよい。

〈3・3〉 更新された修正電力負荷の予測値に基づく電力貯蔵装置の日間経済運用

前節で述べた手法により作成された運用計画では、ある時刻の修正電力負荷の予測値は、通常、誤差を含むものであり、またその誤差は、予測を行う時刻との間隔が短くなるにつれ、一般に減少するものである。そこで、各時刻における放電量は、少なくとも各時刻における修正電力負荷の予測値に基づいて決定されなければならない。この問題は、厳密にはダイナミックプログラミングの手法を用いて解かれるが、それには膨大な計算量を必要とするため、ここでは簡単のため、以下に述べるヒューリスティックな手法を用いることとする。この手法を定式化すると以下ようになる。

まず、各変数を次のように定義する。

$Z(t)$ ：第 t 時間帯における修正電力負荷の実績値

$Z_f(t)$ ：第 t 時間帯における修正電力負荷の前日において予測した値

$Z_f(t|t_0)$ ：第 t_0 時間帯初めにおいて予測した第 t 時間帯の修正電力負荷の予測値 ($t \geq t_0$)

$W(t)$ ：第 t 時間帯における修正電力負荷の前日の予測値と実績値との差 $\{Z_f(t) - Z(t)\}$

$B(t)$ ：第 t 時間帯初めの総放電可能量

t_b ：放電開始時刻（図1参照）

t_e ：放電終了時刻（図1参照）

P_p ：放電時間帯における電力貯蔵装置運用後のピーク負荷の前日の計画値（図1の P_{out} ）

$P(t)$ ：当日の放電時間帯の第 t 時間帯における電力貯蔵装置運用後の電力負荷 ($Z_f(t|t) - P(t)$ が実放電量となる)

r_1, r_2 ： PV 出力の予測誤差に関する利用可能な情報量の割合 ($0 \leq r_1, r_2 \leq 1$ (2)式参照)

このとき、修正電力負荷の予測精度を r_1 と r_2 の値で表し、この条件下で、当日の第 t 時間帯における電源に対する電力負荷 $P(t)$ を順次求める。

まず、 $t=t_b$ において $P(t_b)$ の値を以下のようにして決める。ここで $t=t_b$ において予測された修正電力負荷 $Z_f(t|t_b)$ は、

図 2 時刻 t_b における修正電力負荷の予測
Fig. 2. Forecast of the modified load.

$$\left. \begin{aligned} Z_f'(t_b|t_b) &= Z_f(t_b) - r_1 W(t_b) \\ Z_f'(t_b+1|t_b) &= Z_f(t_b+1) - r_1 r_2 W(t_b+1) \\ &\vdots \\ Z_f'(t_b+n|t_b) &= Z_f(t_b+n) - r_1 r_2^n \cdot W(t_b+n) \\ &\vdots \\ Z_f'(t_e|t_b) &= Z_f(t_e) - r_1 r_2^{t_e-t_b} W(t_e) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (2)$$

により得られものとする。 r_1, r_2 の値が 1 に近づくとき、予測精度が高くなることを意味する。この仮定は恣意的なものであるが、図 2 からわかるように、予測した時刻より離れた時刻の予測ほど精度は低下し、前日における予測値よりは精度が向上するという考えを反映している。他の予測手法が利用できる場合はそれに置き換えてシミュレーションを行えばよい。

さてこのとき、 $t=t_b$ における予測値に基づいて、電力貯蔵装置運用後のピーク負荷が最小となるように運用すれば、 $P(t_b)$ 、総放電可能量 $B(t_b)$ および前日の計画における負荷レベル P_p の間には次の関係が成立する。

$$\begin{aligned} B(t_b) &= \sum_{t=t_b}^{t_e} \{Z_f(t) - P_p\} \\ &= \sum_{t=t_b}^{t_e} \{Z_f(t|t_b) - P(t_b)\} \dots\dots\dots (3) \end{aligned}$$

この (2)、(3) 式から $P(t_b)$ は次のように得られる。

$$P(t_b) = P_p - \frac{r_1}{t_e - t_b + 1} \sum_{t=t_b}^{t_e} r_2^{t-t_b} W(t) \dots\dots\dots (4)$$

次に、 $t=t_b+1$ において $P(t_b+1)$ の値を決める。すなわち、

$$\left. \begin{aligned} Z_f'(t_b+1|t_b+1) &= Z_f(t_b+1) - r_1 W(t_b+1) \\ Z_f'(t_b+2|t_b+1) &= Z_f(t_b+2) - r_1 r_2 W(t_b+2) \\ &\vdots \\ Z_f'(t_b+n|t_b+1) &= Z_f(t_b+n) - r_1 r_2^{n-1} W(t_b+n) \\ &\vdots \\ Z_f'(t_e|t_b+1) &= Z_f(t_e) - r_1 r_2^{t_e-(t_b+1)} W(t_e) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (5)$$

$$B(t_b+1) = B(t_b) - \{Z_f'(t_b|t_b) - P(t_b)\} \dots\dots\dots (6)$$

$$B(t_b+1) = \sum_{t=t_b+1}^{t_e} \{Z_f'(t|t_b+1) - P(t_b+1)\} \dots\dots\dots (7)$$

より $P(t_b+1)$ は次のように得られる。

$$\begin{aligned} P(t_b+1) &= \frac{1}{t_e - t_b} \{ (t_e - t_b + 1) P_p - P(t_b) \\ &\quad - r_1 \{ W(t_b) + W(t_b+1) \\ &\quad + \sum_{t=t_b+2}^{t_e} r_2^{t-(t_b+1)} W(t) \} \} \dots\dots\dots (8) \end{aligned}$$

他の時間帯の場合も同様にして求められる。

4. シミュレーション結果とその考察

近畿地方における 1 時間ごとの電力負荷と水平面全天日射量の複数年 (1981~1986 年) にわたる実績値を用いてシミュレーションを行った結果について述べる。なお、電力負荷については過去 6 年間の毎時の実績値から年トレンドを除去し、1985 年並みの値にしたデータを使用した⁽³⁾。

〈4・1〉 出力が完全に予測できる場合の PV システムの経済性評価 まず、PV 出力が完全に予測できるとした場合に、電力貯蔵装置の運用が PV システムの経済性に及ぼす影響について検討する。

図 3 には電力貯蔵装置の日間経済運用を行った後の日負荷曲線の一例を示す。さて、PV システムの導入前および導入後の日負荷曲線に対して電力貯蔵装置を前節で述べた手法により運用し、その結果得られる各々の年負荷持続曲線に基づいて PV システムの BEC を求めた結果を図 4 に示す。ここで、PV システムの総容量については、1,500、3,000、4,500 および 6,000 MWp の 4 種類の場合を、また、電力貯蔵装置の総容量については、10,000、20,000 および 30,000 MWh の 3 種類の場合を想定して計算した。例えば PV システムの総容量が 3,000 MWp というのは、3 kWp (表面積約 30 m²) の PV システムを 100 万戸 (大阪府の一戸建住宅数に相当) に設置したことに相当する。また、そのときの太陽光発電システムの容量価値の変化の様子を図 5 に示す。ここで、PV システムの容量価値とは、PV システムの導入により代替される従来形電源の総容量を意味する。

これらの結果から次のことがわかる。

(1) PV システムの導入規模が小さい場合には、電力貯蔵装置の運用によってピーク負荷が削減され、その結果 PV システムの容量価値が減りその経済性は低下する。これは、PV システムが電力貯蔵装置と

図 3 電力貯蔵装置運用による日負荷曲線の変化 (予測誤差なし)

Fig. 3. Daily load curve modified by the operations of batteries (no forecast error).

図 6 電力貯蔵装置運用による日負荷曲線の変化 (予測誤差あり)

Fig. 6. Daily load curve modified by the operations of batteries (with forecast error).

図 4 PV システムの BEC の変化
Fig. 4. Variation of break-even cost of the PV system.

図 5 PV システムの容量価値の変化
Fig. 5. Variation of capacity credit of the PV system.

図 7 PV システムの出力の予測誤差率と BEC の変化量との関係

Fig. 7. Variation of break-even cost of the PV system with the forecast accuracy of its output.

味深い。

〈4・2〉 PV 出力の予測誤差の経済的評価 ここでは、〈3・3〉節で述べた PV 出力の予測誤差に関する利用可能な情報量の割合 r_2 の値を変化させることにより、PV システムの BEC がどのように変化するかを調べる。ただし、 r_1 の値は 1 とし、PV システムの導入量は 3,000 MWp の場合についてのみ検討する。

まず、〈3・3〉節で述べた手法に従って電力貯蔵装置を運用した場合に得られた日負荷曲線の一例を、図 6 に示す。同図より、負荷の予測誤差により負荷平準化が妨げられていることが見られる。

次に、PV 出力の予測誤差率と PV システムの BEC の変化量との関係を図 7 の実線で示す。ここで、BEC の変化量というのは、PV 出力が完全に予測できるとした場合と予測誤差が存在する場合における BEC の差である。この図から、PV 出力の予測精度が PV システムの経済性に大きな影響を与えることが理解される。また、その BEC の変化量の内訳を、

は競合関係にあることを示すものである。

(2) 一方、PV システムの導入規模が大きくなると、その出力の不規則変動成分が多くなると、電力貯蔵装置の運用によってその不規則変動成分がある程度吸収され、PV システムの経済性が向上する。このように、PV システムの導入量によって電力貯蔵装置の PV システムの経済性に及ぼす効果が変化することは大変興

従来形電源の固定費の変化分と可変費の変化分に分けて、同じく図7にそれぞれ破線と点線で示す。この図より、PV出力の予測誤差が増加すると従来形電源の固定費は比例して増加するが、可変費はほとんど変化しないことがわかる。これより、BECの変化のほとんどが、発電の固定費の増加によるものであることが示される。この図において、当日に更新されたPV出力の予測誤差率 $(1-r_2)$ が0の場合にBECが変化するのは、PV出力の前日における予測誤差によるものである。この結果は、1985年のデータをサンプルデータとして得られたものであるが、その他の年のデータに対しても同様の傾向を示すことが確認されている。これから、PV出力の予測誤差に対する経済性評価は、修正電力負荷のピークが発生する日のPV出力の予測誤差を推定することにより、ほぼ決定されることがわかる。

5. 終りに

本論文では、従来形電源および電力貯蔵装置により構成される電力系統にPVシステムを導入する場合を想定し、複数年にわたる電力負荷および日射量の実績値に基づいてその経済性を検討した。特にPVシステムの予測困難な出力変動特性が従来形電源および電力貯蔵装置の経済運用に及ぼす影響を分析する手法を提案し、更に、実データを用いて妥当な仮定の下にその影響を評価した。今後、より現実的な予測手法に対してここで述べた評価法を適用する問題が残されている。

(平成2年8月24日受付、同3年1月21日再受付)

文 献

- (1) 清野・内山:「電力貯蔵装置による負荷追従に関する経済効果」, 電力経済研究, No. 24, p. 57(昭63)
- (2) 気象庁:「地上気象観測日原簿」(昭56~61)
- (3) 姜・喜多・手塚・西川:「太陽光発電システムの電力系統計画に及ぼす影響の評価」, 第6回エネルギーシステム・経済コンファレンス講演論文集, p. 197(平成元)

西 川 禎 一 (正員)

昭和8年3月18日生。35年京都大学大学院博士課程修了。同大学工学部助手、助教授を経て、47年教授、現在に至る。UCLA客員助教

授, IIASA 研究所員など歴任。工学博士。システム制御, 最適化, エネルギーシステム, バイオ・インフォマティクスなどの研究に従事。電子情報通信学会, 計測自動制御学会, システム制御情報学会, エネルギー資源学会会員。

手 塚 哲 央 (正員)

昭和58年東京大学大学院工学系研究科博士課程(電気工学専門課程)修了。同年, 京都大学工学部電気工学教室助手となり現在に至る。

工学博士。エネルギー需給システムの分析と評価, システムの同定と制御の研究に従事。電気学会, 計測自動制御学会, システム制御情報学会, エネルギー資源学会会員。

喜 多 一 (非会員)

昭和34年11月28日生。62年京都大学博士課程単位修得退学。同年同大学電気工学第2学科助手。63年より同大学電気工学科助手, 現在

に至る。エネルギーシステム, バイオ・インフォマティクスの研究に従事。計測自動制御学会, 日本オペレーションズ・リサーチ学会会員。

姜 文 盛 (非会員)

1954年12月2日生。1978年漢陽大学校工科大学電気工学科卒業(韓国)。1980年同大学院電気工学科修士課程修了。同年, 韓国電力公社入社。1987年京都大学大学院工学研究科博士後期課程入学(電気工学専攻), 現在に至る。エネルギー需給システムの分析と評価の研究に従事。