An Estimation Method for Distribution System Load with Photovoltaic Power Generation based on ICA

Takayoshi Yamada Student Member (Osaka Prefecture University, yamada07@eis.osakafu-u.ac.jp)

Atsushi Ishigame Senior Member (Osaka Prefecture University, ishigame@eis.osakafu-u.ac.jp)

Takamu Genji Member (Kansai Electric Power Co., Inc, genji.takamu@c4.kepco.co.jp)

Keywords: dispersed generation, photovoltaic power generation, independent component analysis, state estimation

A large number of Dispersed Generations (DGs) are expected to be installed in distribution systems. It is difficult to estimate the total power of DGs connected to a load-side system at a metering spot of supply-side system because at the metering spot only a sum of the active-power from various loads and DGs can be measured. Therefore the state estimation is important problem for stable and reliable system operation.

In this paper, we propose an estimation method for unknown DG-outputs connected to a distribution system. The method enables to estimate DG-outputs by analyzing a power flow data measured at one spot using independent component analysis (ICA). The estimation by ICA needs the same number of observations as estimations. However the observation spot is extremely limited in existing distribution system. So we propose an estimation method which enables to estimate DG-outputs and load-changes from only an observation by using known information of load power.

The outline of the proposed method is as follows. The value of the photovoltaics output (P_{dg}) which is interconnected to a power distribution system, and electric load power (P_{load}) is presumed in the unit of a daily variation curve, respectively. In the presuming method, ICA is applied by making the electric power measurement data (the active power P_{total} and reactive power Q_{total}) in a power line into an observation signal, and P_{dg} and P_{load} are presumed.

The following inventive approach which utilized given information is performed in the application, and improvement in presumed accuracy is aimed at.

(1) Divide into the data section which applies ICA. In the section, the temporal response of power factor (pf) of the power flow which can be found from P_{total} and Q_{total} is small. The partial presumption of P_{dg} and P_{load} is carried out for every divided section.

(2) The section where the change of pf is large is not performed presumption, but is dealt with as the data lack section.

(3) The whole daily variation curve of P_{dg} and P_{load} is obtained by composition of the presumed result for every division section (that is the presumed curve of P_{dg}), and the lack section is presumed by interpolation.

(4) Interpolation using sine function to which fitting of the daily variation curve of insolation intensity for fine weather is carried out to the above-mentioned synthetic curve. The obtained interpolation sin curve turns into presumed whole P_{dg} curve.

(5) The presumed result of P_{load} is obtained by deducting the estimate value of P_{dg} from observational data.

The numeric simulation is performed by the power distribution system model shown in Fig. 1. By the proposition 1, the presumed waveform of the whole PV output is compounded using the presumed data of the clipping section. By the proposition 2, the given information on an amount of insolation is used for the result of method 1, and fitting of a sine wave form is carried out to it at the

whole PV presumption waveform. The numeric simulation result of having set the ratio of the load-peak value to 1 to 1 is shown in Fig. 2 about PV output and the load curve at the time of fine weather. Figure 2 shows that PV output and the load curve have dissociated good with the proposed technique. As quantitative evaluation to whole form, the correlation coefficient of a true value waveform and a presumed waveform was calculated. The results when the ratio of the load-peak value of PV output and load is changed are shown in Table 1.

When the correlation coefficient of the proposition 1 and the proposition 2 is compared, it turns out that the proposition 2 becomes a larger value than proposition 1, and it can give a good result.

Fig. 1. Examination system

(PV : LOAD=1 : 1 Left : PV, Right : LOAD)

Fig. 2. Estimation result

Table 1. Correlation coefficient

Object	PV:LOAD	Correlation Coefficient	
		Proposed method①	Proposed method②
PV	1:1	0.9946	0.9976
	0.8:1	0.9914	0.9976
	0.6:1	0.9841	0.9972
LOAD	1:1	0.9696	0.9849
	0.8:1	0.9700	0.9888
	0.6:1	0.9703	0.9901

先験情報を活用したICAによる系統連系太陽光発電の出力推定手法

学生員 山田 貴義* 上級会員 石亀 篤司* 正員 元治 崇**

An Estimation Method for Distribution System Load with Photovoltaic Power Generation based on ICA

Takayoshi Yamada*, Student Member, Atsushi Ishigame*, Senior Member, Takamu Genji**, Member

(2010年6月7日受付, 2010年12月9日再受付)

A large number of Dispersed Generations (DGs) are expected to be installed in distribution systems. Therefore the state estimation is important problem for stable and reliable system operation. However, it is difficult to estimate the total power of DGs connected to a load-side system from a metering spot on the distribution line because at the metering spot only a sum of the active-power from various loads and DGs can be measured. In this paper, we propose an estimation method for unknown DG-outputs connected to a distribution system. This method enables to estimate DG-outputs by analyzing a power flow data measured at one spot using independent component analysis (ICA). The estimation by ICA needs the same number of observations as estimations. However the observation spot is extremely limited in existing distribution system. So we propose an estimation method which enables to estimate DG-outputs and load-changes from only an observation by using known information of load power and a priori knowledge of insolation.

キーワード：分散型電源, 太陽光発電, 独立成分分析, 状態推定

Keywords: dispersed generation, photovoltaic power generation, independent component analysis, state estimation

1. はじめに

低炭素社会の実現へ向けて分散型電源 (DG: Dispersed Generation) が注目を浴び, “低炭素社会づくり行動計画” の具体策の1つとして太陽光発電 (PV: Photovoltaic power generation) の導入量を2020年に現状の10倍, 2030年に40倍にする目標が掲げられている。よって, 今後PVの配電系統への連系が急速に増大して行くものと予想される。配電系統へのDG導入量がふえると逆潮流や発電出力の不確定性の影響により, 系統運用や設備計画の面で種々の問題が出てくる^{(1)~(3)}。それらの問題に適切に対応するには, 系統内での状態推定が重要になることから, 連系DGの出力推定や系統状態の推定に関する研究が種々行われている^{(4)~(9)}。大容量のDGに関しては, 連系箇所数が少ないことから, 個別にセンサを設置して状態を把握することができる。一

方, PVについては, 小容量の装置が多数連系されることから, 個別にセンサを設置するような方法をとることは困難であり, できるだけ少ないセンサで精度よく推定する方法が求められている。

このような課題に対し, 前記文献^{(4)~(9)}では, DGの連系がない状態や負荷設備情報を予め把握しておき, それからの乖離情報を活用してDG出力を推定する方法がとられている。このような方法は, 予めの情報把握に多大の労力を要すること, 系統構成や接続負荷の変更に対応するための情報管理の負担が生じるといった課題が考えられる。そこで筆者らは, 少ないセンサで, かつ, 上述のような負担もなくPV出力を推定する方法を検討した。

本論文では, 信号処理手法の1つである独立成分分析 (ICA: Independent Component Analysis) を用いて, 配電系統での限られた測定データから配電系統に連系されたPVの出力を推定する新たな手法を提案し, その手法の有効性を検証する。まず, 本論文で用いるICAについて説明し, 配電系統の負荷推定へICAを適用するに際しての課題を挙げる。次に, ICAによる定式化を示し, その原理を検証する。また, 推定評価を容易に行うため, 推定対象としているPV出力と負荷電力変化を解析し, 両者の再現に必要な最低周波数条件を考察する。最後に, モデル配電系統にお

* 大阪府立大学 大学院工学研究科
〒599-8531 堺市中区学園町 1-1
Graduate School of Engineering, Osaka Prefecture University
1-1, Gakuen-cho, Naka-ku, Sakai 599-8531, Japan

** 関西電力 (株) 電力技術研究所
〒661-0974 尼崎市若王寺 3-11-20
Kansai Electric Power Co., Inc.
11-20, 3-chome, Nakouji, Amagasaki 661-0974, Japan

いて、工場地域配電系統の負荷曲線と PV 出力曲線の実測データを用いて数値シミュレーションを行い、提案手法の有効性を評価する。なお、ICA のアルゴリズムとしては高速アルゴリズムである fastICA を用いている。

2. 配電系統負荷推定の課題

〈2・1〉 配電系統負荷の推定 多くの DG が連系された配電系統を適切に運用するためには、負荷電力変化と DG の出力実態を把握する必要がある。現状では、そのための手段としては DG 連系点で個別に電力を測定し、通信線でそのデータを伝送するなどの計測手段をとっている。この方法では個々の DG に対して通信線が必要となることから、DG の台数が増加した場合などにはコスト面で対応できない。特に、PV のように小容量の DG が多数連系された場合には、そのような方法はほぼ不可能になる。このような系統状況においても、少なくとも負荷電力変化と DG の出力変化を分離して把握することが望まれている。

〈2・2〉 独立成分分析 観測信号 $\mathbf{x}(t) = [x_1(t), x_2(t), \dots, x_m(t)]^T$ は、元信号 $\mathbf{s}(t) = [s_1(t), s_2(t), \dots, s_n(t)]^T$ の瞬時混合で得られるとし、(1) 式のモデルを考える。

$$\mathbf{x}(t) = \mathbf{A}\mathbf{s}(t) \dots\dots\dots (1)$$

ただし $\mathbf{A}$ は混合過程を表す混合行列である。

ここで基本的な ICA では $m = n$ であり、混合行列 $\mathbf{A}$ がフルランクであるという条件を必要とする。この条件によって混合行列 $\mathbf{A}$ は正則行列となり、逆行列 $\mathbf{A}^{-1}$ をもつことになる。

ICA は混合行列 $\mathbf{A}$ に関する情報を用いることなく、(2) 式のように復元行列 $\mathbf{W}$ を求めることを目的としている。

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{W}\mathbf{x}(t) \dots\dots\dots (2)$$

このとき元信号 $\mathbf{s}(t)$ は統計的に独立であると仮定し、復元信号 $\mathbf{y}(t)$ の独立性を高めるように復元行列 $\mathbf{W}$ を選択することで、観測信号 $\mathbf{x}(t)$ のみから元信号 $\mathbf{s}(t)$ の推定を行う。

このとき復元行列 $\mathbf{W}$ が混合行列 $\mathbf{A}$ の逆行列として、つまり $\mathbf{W}\mathbf{A} = \mathbf{I}$ (単位行列) のように求めることができれば、復元信号 $\mathbf{y}(t)$ は元信号 $\mathbf{s}(t)$ に完全に一致する。しかし、元信号の大きさや順序に関しては信号の独立性に影響を与えないことから、これらは独立性の指標のみでは決定することができない。ICA は $\mathbf{y}(t)$ の独立性を高めるように $\mathbf{W}$ を決定する手法であり、独立性を評価する指標とその最適化手法によって様々な手法が提案されている⁽¹⁰⁾。

これまで ICA を用いて DG の数と同数の線路潮流観測データからそれぞれの DG の出力を推定する手法が提案されている⁽¹¹⁾。しかし、その手法では、1 分岐線あたり 1 つのノードに接続された DG の出力変化を推定する手法であり、DG の台数相当の観測データ数を必要とし、また、負荷の変動を一定とした条件でなければ DG の出力変化を推定することはできなかった。ICA は観測信号の数と信号源

の数が同じという条件をもつため、1 箇所の観測潮流だけでは DG の出力変化と負荷電力の変化を推定することはできない。また、実際の配電系統において多数の観測点は期待できない。よって、ICA 適用に際してはそれらの課題を解決する必要がある。

3. 手法の定式化

DG として多数の PV が系統に接続されたと考え、Fig. 1 に示す簡単な配電系統モデルを想定する。PV は日射によって出力が決まることから、1 配電系統の区域内に連系された多数の PV はまとめて、1 つの DG として扱うことができると考えられる。また、Load は負荷である。よって、PV の出力変化と負荷変化はそれぞれ独立に変化しており、ICA における主要な独立成分と見なすことができる。このようなモデルの下、“配電系統に連系した PV の出力を、配電線路に設置される限られたセンサでの測定データから簡便に推定する”手法について検討する。具体的には、配電線路の 1 点にセンサを設置し、線路潮流に関連するデータを適当な時間間隔で測定し、観測点での日負荷曲線を取得する。その観測データから PV 出力と負荷電力の変化を推定する。

観測点で計測された有効電力は、配電損失を無視すれば PV の出力と負荷電力の合算値であり、(3) 式で与えられる。ただし、無効電力に関しては PV の無効電力を 0、すなわち力率 1 で運転するように制御されているという仮定を置く。よって、無効電力の関係は (4) 式で表わされる。上述の PV 運転状態は、系統電圧が過昇になれば維持されており、ほとんどの時間帯において上記仮定は適用可能であると考えられる。

$$P_{total}(t) = P_{load}(t) + P_{dg}(t) \dots\dots\dots (3)$$

$$Q_{total}(t) = Q_{load}(t) \dots\dots\dots (4)$$

$P_{total}(t), Q_{total}(t)$: 観測点での有効電力, 無効電力

$P_{load}(t), Q_{load}(t)$: 負荷電力の有効電力, 無効電力

$P_{dg}(t)$: PV の有効電力

この情報のみを用いて PV の出力と負荷電力の変化を推定するために、本論文では ICA を用いる。

ここで目的は $P_{dg}(t)$ と $P_{load}(t)$ を元信号 $\mathbf{s}(t)$ (独立成分) とみなし、これを推定することである。(3) 式では観測信号 $P_{total}(t)$ に対して $P_{dg}(t)$ と $P_{load}(t)$ は線形の関係にあり ICA を適用できる形となっている。一方、基本的な ICA の条件として観測信号数 (m) と信号源の数 (n) は同じである必

Fig. 1. Model system for examination.

要があるが, $P_{total}(t)$ という 1 種類の情報だけでは前記条件を満足しない。

そこで, (4) 式の関係を利用して観測点の無効電力潮流をもうひとつの情報として用いる。この場合, 元信号 $P_{load}(t)$ と観測信号 $Q_{total}(t)$ ($Q_{load}(t)$) の関係は, (5) 式のようになる。

$$Q_{load}(t) = \sqrt{\frac{1}{r^2} - 1} \cdot P_{load}(t) \dots \dots \dots (5)$$

r : 負荷の力率

(5) 式を (4) 式に代入し, (3) 式と合わせて行列表現すると, 推定すべき元信号と観測信号の関係は (6) 式のように定式化できる。

$$\begin{bmatrix} P_{total}(t) \\ Q_{total}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{r^2} - 1}} \\ 0 & \sqrt{\frac{1}{r^2} - 1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} -P_{dg}(t) \\ P_{load}(t) \end{bmatrix} \dots \dots (6)$$

ここで, (6) 式のように想定したモデルに ICA を適用する場合, 混合行列は線形で時間的にも不変である必要がある。すなわち, (6) 式の混合行列の 2 行 2 列目の要素に関して, 負荷電力の有効電力と無効電力が常に一定力率の関係を保っていることが必要である。配電系統負荷が全体として一定力率であるという条件は一般的には成立困難であるが, 一方の推定対象として PV を想定しているので, 現実的には以下のような条件が適用できると考えられる。

- ① 観測信号は, PV 出力波形とその他をまとめた負荷電力波形の 2 波形の合成とする。
- ② PV の出力は, 力率=1 で運転されている。つまり, $Q_{dg}(t) = 0$ である。
- ③ PV が出力している時間帯の多くは, 負荷力率 (r) は, 時間的に変化せずほぼ一定値 (1.0~0.95) となっている実態である。

この条件ならば (6) 式の混合行列に関して前述の条件を満足することから, このデータ区間に限定して ICA を適用すればよい。力率が大きく変化する時間帯にも適用すると, 明らかに混合行列が時間不変にはならず, その弊害が表れてしまうと考えられる。

Fig. 2. P(PV&LOAD)-Q-PF-change curve.

Fig. 2 に, PV 出力と配電系統負荷の実測波形例を, 時間軸を重ねて示す。横軸は時間 [h], 縦軸は第 1 軸が [kW or kVar], 第 2 軸が力率を表している。また, PV は PV の有効電力, LOAD は負荷の有効電力, Q は負荷の無効電力, Power Factor は力率を各々表している。Fig. 2 から, 上記 ①~③の条件設定は概ね妥当であることが分かる。

以上に述べた ICA モデルにおいて, 測定した観測信号 $P_{total}(t)$, $Q_{total}(t)$ に ICA を適用し, 元信号 $P_{dg}(t)$ と $P_{load}(t)$ の推定値を (2) 式に示す復元信号 $y(t)$ として分離する。

4. 原理の検証

(6) 式に示した, 元信号と観測信号の関係を Fig.1 の配電系統モデルに設定して数値シミュレーションを行い, 前章で述べた原理を検証する。負荷電力の変化は工場地域配電系統の実測負荷曲線を, PV 出力は晴天時の出力実測曲線を用い, 線路末端に PV を接続すると仮定した。データ点数は 24 時間あたり 864 点, すなわち 100 秒で 1 点とし, PV が出力している時間帯に相当する 453 点 (Fig. 2 の時間帯) を ICA 適用区間とする。

Fig. 3 に数値シミュレーション結果を示す。PV 出力の真値を左上, 推定値を右上, 負荷曲線の真値を左下, 推定値を右下に表している。また, 各図で横軸は時間 [h], 縦軸は電力 [kW] である。なお, 発電量を正, 消費量を負で表現している。

Fig. 2 と Fig. 3 を対照すると, 負荷力率の変化が小さい時間帯では, 大まかな形状に影響を与える成分は概ね分離できていることが分かる。しかし, 力率が大きく変動する時間帯では, 負荷力率の変動 (一定でない成分) が PV の推定波形に混入していることが分かる。また, 力率のレベルが大きく異なる区間のデータを一括して処理していることから, 波形全体を見た分離精度も低下していることが分かる。これらを (6) 式の条件下での ICA 計算による誤差と考えると, これら誤差要因を排除するには, 力率変動が大

Fig. 3. Estimation result.

きい部分や力率のレベルが大きく異なっている区間同士を分けて処理する必要があると考えられる。そこで、ICA 計算を適用して PV 出力波形全体を推定するため、前処理として〈4・1〉節を、後処理として〈4・2〉節を加える。

〈4・1〉 混合行列モデルの条件を満たすデータ区間の分類 Fig. 2 において有効電力・無効電力ともに変動しているが、力率のレベルがほぼ一定になっている区間がある。そこで、Fig. 4 のように力率の変化様相に応じて時間帯进行分类する。図の②④の区間は極めて一定性の高い時間帯になっている。①③の区間は②④に比べて変動幅が大きくなっている。また、①と②の間および②と③の間等では、力率レベルの大きな段差を生じている。

このような力率変化による波形推定への弊害を避けるため、力率一定と見なせる区間を切り出してその区間ごとに ICA を適用する。つまり、(5) 式で記述される観測データ $P_{total}(t)$ と $Q_{total}(t)$ から観測データの力率がほぼ一定となっている範囲を負荷力率 r が一定の区間と見なし、ICA 適用区間を決定する。

このようにして切り出した区間に ICA を個別に適用し、部分的に推定したデータを最後に合成して $P_{dg}(t)$ の推定値とする。なお、Fig. 2 と同様に PV が出力している時間帯は 453 点を ICA 適用区間としている。

本論文では、ICA 適用にあたって、上述のような PV の出力実態、PV 出力時間帯における負荷力率の実態を先験(既知)情報として利用する。

〈4・2〉 力率変動による誤差の修正 〈4・1〉節のように、力率が一定と見なせる時間帯に分割しても、①③のように区間内でさらに細かい力率変動がある場合、それによる推定誤差を抑制する必要がある。そこで、そのような時間帯をデータ欠落区間として取り扱う。データ欠落区間の補間方法として、推定欠落区間のデータ点数分だけ前後の推定データを参照し、その参照データを元にキュービック補間を行うと言った方法が考えられるが、欠落の状況によっては適切な補間が出来なくなる場合がある。

一方、PV 出力波形に着目すると、Fig. 2 に示すような晴天時の出力波形に対し、天候によってはそれから崩れた種々

の波形になる。実用的には雲の移動による細かい変動まで捉える必要はなく、そのときの平均的な日射に対応した連続波形を推定できればよいと考えられる。そこで、季節・緯度・パネル取り付け角度を固定して考えた場合の 1 日あたりの日射波形が、 $A \cdot \sin(t)$ になることを先験(既知)情報として使用する。大気外全天日射量 Q が正弦波形で表わされることが“斜面日射量について”の文献で報告されている⁽¹²⁾。この情報を利用すれば、欠落区間前後のデータに左右されることなく PV 出力波形の任意の部分を補間できる。また、 $P_{dg}(t)$ の推定値に力率変動による誤差が重畳された場合でも、それを排除できる。そこで、〈4・1〉節のように区間分けしたデータを使って $P_{dg}(t)$ の全体波形を推定した後、これに最もフィットするように最小二乗法を用いて $A \cdot \sin(t)$ の振幅 A を決定し、これを $P_{dg}(t)$ の推定曲線とするという補間法を採用する。この方法によれば、変動量により影響を受けた推定値に引きずられて、現在良好に推定されている部分が真値から乖離してしまうことが予想されるが、誤差率が最大の点の誤差は抑制することができ、総合的には推定精度の向上になると考えられる。

5. ローパスフィルタの要求性能

原理の検証において、ICA が PV 出力波形の大まかな形状を良好に分離出来ることは確認出来た。しかし、雲の変動に加えて負荷力率の細かい変動が PV 出力の推定波形に混入することから、推定性能の評価が困難となる。そこで、観測データの周波数成分をできるだけ雲の変動速度に近い周波数まで落とすためには、高周波成分をフィルタにより除去する必要がある。また、実用面においては、配電自動化システムの区分閉器内蔵センサで観測データを測定する場合、確保できるサンプリング周期の細かさには限界がある。これらの観点から、推定対象とする PV 出力曲線・負荷曲線の再現に必要な周波数構成を見極める必要がある。

〈5・1〉 PV 出力波形の解析 晴天時の PV 出力波形を解析し、晴天時のきれいな波形を再現するために必要な周波数条件を算出する。Fig. 5 に 24 時間を 1 周期とした PV 出力波形のスペクトルを示す。縦軸はパワー、横軸は [Hz]

Fig. 4. Classification of time section to apply ICA.

Fig. 5. Spectrum of PV curve.

である。

このように晴天時の PV は低周波成分が大きく、0.0001 [Hz] より高い周波成分は 0 に近い値となり、直流成分に比べて非常に小さくなっている。再現性を考慮すると、直流成分のパワーの 0.5% 未満であれば十分許容出来ると考えられる。その値は 0.00019676 [Hz] であり、それを晴天時の PV を再現するための周波数条件とする。ただし、曇天時のように日射が細かい周期で変化しているような波形に対しては、どの程度の細かさまでを把握するかによって、考慮する周波数帯域は変える必要がある。

〈5・2〉 負荷電力曲線の解析 負荷電力曲線を解析し、Fig. 3 で示したような細かい変動を含まない負荷電力曲線を再現するために必要な周波数条件を算出する。つまり、Fig. 3 の負荷曲線で現れているような細かい変動はノイズとしてとらえることになるので、電力変化の低周波成分の特徴が把握出来ればよい。

Fig. 3 の負荷曲線の代わりに、工場地域配電系統の皮相電流データ例を解析して周波数条件を考察する。データ点数は 24 時間で 24 点である。Fig. 6 に 24 時間を 1 周期とした皮相電流データのスペクトルを示す。縦軸はパワー、横軸は [Hz] である。負荷についても低周波成分が大きく、0.0001 [Hz] より高い周波成分は 0 に近い値となり、直流成分に比べて非常に小さくなっている。負荷の場合は 0.00008102 [Hz] 以降で直流成分のパワーの 0.5% 未満となっているが、負荷が変動する端点の再現性まで考慮して、周波数条件を 0.00055556 [Hz] とする。なお、上述の周波数条件は、1 時間ごとの測定を 24 時間行なった波形を分析した結果であるので、1 時間以内に生じる細かい周期の変化はカットされた結果になっている。したがって、そのような細かい変化までを把握する場合には、考慮する周波数帯域は変える必要がある。

〈5・3〉 ローパスフィルタの要求性能 本論文の ICA による波形推定システムで考慮すべき周波数条件は、上記の 2 つの周波数の高い方までを考慮する必要があり、先の結果から、推定波形の再現に必要なローパスフィルタの要求性能は“0.00055556 [Hz] 未満を通過させるフィルタ”であれば良い。処理フローとしては、観測信号をローパスフ

Fig. 6. Spectrum of apparent current curve.

ルタに通してから ICA を実施する。ローパスフィルタを通す方法として、まず観測データをフーリエ変換して周波数領域で表し、その周波数領域で 0.00055556 [Hz] 以上の周波数帯の値を全て 0 にする。そして、そのデータに対して逆フーリエ変換を行い、時間領域に戻してフィルタ処理を完了する。よって、処理過程の通過帯域において信号の減衰や位相シフトは生じない。

6. PV 出力と配電系統負荷の分離システム

3 章で述べた ICA 適用モデルと 4 章で述べた力率変動区間の補間法を組み合わせ、PV 出力と配電系統負荷を分離・推定する実用的な処理アルゴリズムを提案する。提案手法のフローチャートを Fig. 7 に示す。

実施手順としては、まず観測データにローパスフィルタでフィルタリングを行う。そして観測した力率変化を参考に負荷の力率が一定とみなせる時間帯に分類して ICA 適用区間の切り出しを行う。切り出した各区間に対して (6) 式を想定して個別に ICA 計算を行う。各切り出し区間の推定データを用いて PV 出力全体の推定波形を合成する。この方法を提案手法①とする。次に、①の結果に日射の先験 (既知) 情報を用いて PV 推定波形全体に正弦波形のフィッティングを行う。この処理ステップを提案手法②とする。最後に (3) 式から負荷の推定波形を算出して推定を完了する。

7. 数値シミュレーション

本論文で提案する手法の妥当性と推定精度を検証するため、Fig. 7 のフローに基づき、Fig. 1 の配電系統モデルで数

Fig. 7. Flow chart for proposed method ① and ②.

(PV : LOAD=1 : 1 Left : PV, Right : LOAD)

Fig. 8. Estimation result.

値シミュレーションを行った。負荷電力変化は工場地域配電線の負荷曲線を、PV の出力は晴天時の出力曲線を用いた。データ点数は 8640 [sample] のデータを用いた。シミュレーションではサンプリングを 24 時間あたり 864 点、すなわち 100 秒で 1 点とし、PV が出力している時間帯である 453 点を ICA 適用区間としている。

〈7・1〉全体形状推定に関する検証 提案手法の基本的な機能である PV 出力波形の推定性能を、雲による日射の変動等を含まない判り易い形で把握するため、晴天時の PV 出力と負荷の変化曲線に関し、電力ピーク値の比を 1 : 1 とした場合の数値シミュレーションを行った。その結果を Fig. 8 に示す。実線が真値を、破線が提案手法①を、点線が提案手法②をそれぞれ示している。ここで、提案手法②において正弦波曲線でフィッティングを行う領域は、推定値において夕方付近で出力が 0 となる時間までとしている。

Fig. 8 から提案手法①によって PV 出力と負荷曲線が良好に分離されており、PV 出力波形の全体形状は真値に近い近似正弦波形として推定できている。このことから、力率が同じレベルの区間に分割し各々の区間に対して ICA を適用することで、Fig. 3 の推定結果に示すような力率変化の影響と考えられる正弦波形からのゆがみや大きな突起を生じるといった問題が回避できていることがわかる。よって、力率のレベル変化が少ない区間に分割して ICA を適用するという、本論文の提案は妥当であると考えられる。

また、正午頃に最も力率の変動を受けているが、提案手法②である正弦波フィッティングにより巨視的にも総誤差量が少ないデータになっている。

形状推定に対する定量的評価として、真値波形と推定波形の相関係数を求めた。PV 出力と負荷の電力ピーク値の比を変えたときの結果を Table 1 に示す。提案手法①と提案手法②の相関係数を比較すると、提案手法②の方が大きく、良好に推定出来ていることが分かる。また、どちらの

Table 1. Correlation coefficient.

Object	PV:LOAD	Correlation Coefficient	
		Proposed method①	Proposed method②
PV	1:1	0.9946	0.9976
	0.8:1	0.9914	0.9976
	0.6:1	0.9841	0.9972
LOAD	1:1	0.9696	0.9849
	0.8:1	0.9700	0.9888
	0.6:1	0.9703	0.9901

Table 2. Error evaluation for proposed method ① and ②.

method	error	PV:LOAD					
		1.0:1.0	0.8:1.0	0.6:1.0	0.4:1.0	0.2:1.0	0.1:1.0
Proposed method①	Total error [kW]	38028	37260	38204	42109	48383	52159
	Maximum error [kW]	222.68	254.13	288.46	323.21	360.54	379.64
	Rate of max error [%]	103.49	107.10	113.31	125.77	163.65	239.57
Proposed method②	Total error [kW]	27572	21862	20864	23688	31224	36445
	Maximum error [kW]	157.59	126.13	104.27	118.72	138.85	149.44
	Rate of max error [%]	101.58	102.90	105.35	110.17	125.40	156.18

提案手法も PV の割合が小さくなるにつれて PV の相関係数が小さくなっていることが確認される。これは、力率の変動状況としては同じであっても、電力比が変わることによって無効電力の変動量には相違が生じるため、この相違が PV の出力推定値の精度に微視的な影響を及ぼしている可能性があると考えられる。

〈7・2〉電力ピーク比と推定精度の関係に関する検証

前節の検討結果から、力率変化が巨視的に見て一定であっても、その変化は無効電力変動につながっており、無効電力の変動幅が PV 出力推定の微視的精度に影響することが想定される。一方、提案手法の適用に際しては、種々の系統条件に対して適用できることが必要である。具体的には、任意の PV と負荷の電力ピーク比に対しても一定の推定精度を達成できることが必要である。そこで、PV と負荷の電力比をパラメータとして系統条件を変化させてシミュレーションを行い、提案手法の有効性を微視的誤差の観点から評価した。波形全体の誤差総量、最大誤差点の誤差ならびに最大値の誤差率を Table 2 に示す。また、誤差率が最悪である PV と負荷のピーク電力比 0.1 : 1 における PV 出力推定波形を Fig. 9 に示す。

提案手法①を適用したときの誤差に関しては、Table 2 より PV の比率が小さくなるにつれて誤差率は悪くなっているが、誤差の絶対値および誤差総量は誤差率に比べて変化が少ないことが分かる。一方、Fig. 8 と Fig. 9 において、提案手法①による負荷曲線の分離結果同士を比較すると両者の間には大きな差は見られない。このことから、PV の出力および負荷それぞれの有効電力の推定誤差は、ICA アルゴリズムにおける混合行列の必要条件に対する違反（力率変

(PV : LOAD=0.1 : 1 Left : PV, Right : LOAD)

Fig. 9. Estimation result.

動)によるものであるが、負荷力率の変動よりも無効電力そのものの変動の大きさによって影響を受けているものと考えられる。つまり、混合行列の必要条件に対する違反に相当する無効電力の変動が、復元行列の演算過程で PV 出力の有効電力に移行しているものと推察される。また、手法の適用に際して許容できる誤差率を 5% とすると、提案手法①の適用範囲は、負荷電力に対する PV 出力の割合が 0.91 以上の場合となる。

Fig. 8, Fig. 9 のように、晴天時の PV 出力の推定波形は、力率の微視的変動によって誤差を生じているが、その変化は、PV 出力の真値の前後で変動していると推測できる。したがって、このような微視的变化による誤差を抑制するには、提案手法①による推定波形に正弦波形をフィッティングする提案手法②の適用が有効であると考えられる。

Table 2 より、提案手法②の方が総誤差量は小さく、また最大誤差点の誤差、最大誤差率も大幅に小さくなっていることが分かる。正弦波形でフィッティングした場合、変動量に引きずられて提案手法①で良好に推定できている部分が真値から乖離してしまうことが予想されるが、誤差率が最大の点の誤差は抑制することができ、総合的に精度の向上になったものと考えられる。提案手法②の適用に際して許容できる誤差率を 5% とすると、提案手法②の適用範囲は、負荷電力に対する PV 出力の割合が 0.62 以上に向上している。このことから、PV の出力比率が小さいケースにおいて日射波形を先験情報として用いることの有効性を示すことができた。

PV の出力比率が小さいケースにおいてさらなる高精度推定を目指すには、大きさの精度に関する定量的評価が必要であり、負荷力率変動量と推定誤差との関係を明らかにする分析が必要である。

〈7・3〉 正弦波フィッティングによる誤差抑制に関する考察 推定した波形に正弦波をフィッティングする目的は、

短周期の微細な力率変動により生じる誤差を抑制することである。一方、力率の変化様相の相違に基づく ICA 適用区間の分割は、長周期の大幅な力率変動により推定波形が近似正弦波形から大きく逸脱するのを防ぐことを狙いとしている。この観点から Fig. 8, Fig. 9 の Proposed①を見ると、Fig. 8 では近似正弦波形が良好に推定できている。Fig. 9 では、短周期の力率変動とそれに伴う無効電力変動の影響により誤差が大きくなっているが、Fig. 8 と同様に近似正弦波形は推定できている。この近似正弦波形に正弦波をフィッティングしたものが、Fig. 9 の Proposed②の波形になり、Fig. 9 の Proposed①よりも平均的に見て誤差が抑制されていることが分かる。このことから、ICA 適用区間に占める短周期の力率変動が生じている区間の割合が大きくなったとしても、推定波形には P_{dg} の低周波成分の変化実態は反映されていると推察される。この推定波形に正弦波フィッティングを行うことで、短周期の力率変動による誤差を除いた低周波成分の変化状態を近似する波形の推定は可能であると考えられる。

8. まとめ

本論文では、負荷電力と PV 出力曲線の先験情報を利用して ICA による波形推定アルゴリズムを構築し、両者を分離・推定する手法を提案し、数値シミュレーションによってその有効性を検証した。その結果、本論文で用いた推定対象では、日射波形をもうひとつの先験情報として用いた提案手法の方が、広範囲のパラメータ変化に対して良好に分離出来ることが分かった。力率の変動による誤差は ICA 計算を行う上で無視出来ない要素であるのにもかかわらず、現実の観測データではこれが一定値を維持していることは極めて稀であることから、力率変動のような不確定要素に左右されることがない日射波形をフィットさせる手法が精度の向上に繋がると考えられる。

今後の課題としては、力率の変動が推定値に及ぼす影響の定量的解明や負荷に対する PV 出力のピーク電力比が小さい場合の対処法が挙げられる。また、PV が無効電力を出力している場合の推定値への影響評価も必要である。

最後に数値シミュレーションでご協力頂いた、大阪府立大学大学院 工学研究科松田真典 氏に感謝申し上げます。

文 献

- (1) H. Kobayashi: "Development Trend and Subjects of New Distribution Network Technology", *IEEE Trans. PE*, Vol.124, No.4, pp.517-520 (2004-4) (in Japanese)
小林広武:「新しい配電ネットワーク技術の開発動向と課題」, 電学論 B, Vol.124, No.4, pp.517-520 (2004-4)
- (2) T. Ishikawa: "Outline of Grid-interconnection Technologies of Distributed Generation Systems", *IEEE Trans. PE*, Vol.126, No.10, pp.964-968 (2006-10) (in Japanese)
石川忠夫:「分散形電源の電力系統連系技術の最新動向」, 電学論 B, Vol.126, No.10, pp.964-968 (2006-10)
- (3) Y. Hayashi: "Trend and Future View of Voltage Control for Distribution Systems with Distributed Generators", *IEEE Trans. PE*, Vol.129, No.4, pp.491-494 (2009-4) (in Japanese)
林 泰弘:「分散型電源の導入拡大に対応した配電系統電圧制御の

- 動向と展望」, 電学論 B, Vol.129, No.4, pp.491-494 (2009-4)
- (4) N. Watanabe, Y. Ogihara, Y. Kataoka, and N. Hiraiwa: "Estimation Method for Photovoltaic Generation Power Based on Section Switch Data", Proc. of 2009 Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan, No.138, pp.07-1-07-2, (2009) (in Japanese)
渡邊直人・荻原義典・片岡泰宏・平岩直哉:「区間開閉器情報を用いた太陽光発電電量把握手法の一検討」, 平成 21 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.138, pp.07-1-07-2 (2009)
- (5) Y. Ogihara, N. Hiraiwa, T. Aihara, Y. Kobayashi, and M. Watanabe: "On the Evaluation of a Section Switch Data Based Method for Distributed Generator Output Estimation", Proc. of 2009 Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan, No.219, pp.24-3-24-4 (2009) (in Japanese)
荻原義典・平岩直哉・相原孝志・小林康弘・渡辺雅浩:「区間開閉器情報を用いた分散型電源発電電量把握手法の評価」, 平成 21 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.219, pp.24-3-24-4 (2009)
- (6) K. Matsuda, K. Horikoshi, Y. Nakano, T. Onoda, M. Asari, and N. Ito: "Proposal of a Method to Estimate the Operating Status of the Distributed Generators", *IEEE Trans. PE*, Vol.130, No.6, pp.593-602 (2010-6) (in Japanese)
松田勝弘・堀越和宏・中野幸夫・小野田崇・浅利真宏・伊藤憲彦:「分散形電源の運転状況推定手法の提案」, 電学論 B, Vol.130, No.6, pp.593-602 (2010-6)
- (7) S. Naka, S. Tohne, T. Genji, T. Yura, Y. Fukuyama, and S. Takayama: "Distribution State Estimation Considering Practical Equipment in Distribution Systems", *T. IEE Japan*, Vol.120-B, No.12, pp.1566-1572 (2000-12) (in Japanese)
仲 成規・藤根 栄・元治 崇・由良俊樹・福山良和・高山信一:「実系統機器の特性を考慮した配電系統状態推定方式の検討」, 電学論 B, Vol.120, No.12, pp.1566-1572 (2000-12)
- (8) K. Tanomura, Y. Ogita, Y. Kaneshige, J. Ishii, and J. Arai: "A Voltage and Power Flow State Calculation Technique of Distribution System using Measurement Values", *IEEE Trans. PE*, Vol.125, No.10, pp.948-956 (2005-10) (in Japanese)
田能村顕一・荻田能弘・兼重由美子・石井淳之・荒井純一:「計測情報を利用した配電系統の電圧・潮流分布状態計算手法」, 電学論 B, Vol.125, No.10, pp.948-956 (2005-10)
- (9) T. Mitsuyama, N. Hiraiwa, K. Ogawa, M. Watanabe, M. Kushida, and H. Shimamura: "Development of State Estimation Method for Distribution System using Measurement Data", Proc. of 2008 Annual Conference of Power & Energy Society, IEE Japan, No.231, pp.24-23-24-24 (2008) (in Japanese)
満山照樹・平岩直哉・小川謙治・渡辺雅浩・櫛田 眞・鳥村秀彦:「センサ内蔵開閉器の計測データを用いた配電系統状態推定手法の検討」, 平成 20 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.231, pp.24-23-24-22 (2008)
- (10) A. Hyvarinen, J. Karhunen, and E. Oja (根本 幾・川勝真喜 訳): 詳解独立成分分析—信号解析の新しい世界, 東京電機大学出版局 (2005)
- (11) M. Yanagida and A. Ishigame: "Estimating Technique for the Output of Distributed Generation Using Independent Component Analysis", *IEEE Trans. PE*, Vol.127, No.1, pp.217-223 (2007-1) (in Japanese)

柳田将臣・石亀篤司:「独立成分分析による分散型電源出力の推定」, 電学論 B, Vol.127, No.1, pp.217-223 (2007-1)

- (12) Y. Kamii and K. Chikamori: "A Calculation Method of Solar Radiation Incident upon Slopes", Kohchi University Technical Report, Vol.47, Natural Science (1998)

紙井泰典・近森邦英:「斜面日射量の計算方法について」, 高知大学学術研究報告, Vol.47, 自然科学 (1998)

山 田 貴 義 (学生員) 1983 年生。

2008 年 3 月大阪府立大学工学部電気電子システム工学科卒業。同年 4 月大阪府立大学大学院工学研究科電気・情報系専攻博士前期課程入学, 現在は関西電力(株)勤務。在学中は, 主として配電系統の状態推定に関する研究に従事。

石 亀 篤 司 (上級会員) 1963 年生。

1989 年 3 月大阪府立大学大学院工学研究科電気工学専攻博士前期課程修了。同年 4 月同大学工学部助手, 講師, 准教授を経て, 2010 年 4 月同大学大学院工学研究科教授, 現在に至る。1995 年 8 月~1996 年 7 月米国コーネル大学客員研究員。電力系統の解析・制御に関する研究に従事。博士(工学)。電気設備学会, IEEE 会員。

元 治 崇 (正員) 1951 年生。

1975 年 3 月岡山大学大学院工学研究科修了。同年 4 月関西電力(株)入社。1985 年から同社研究開発室電力技術研究所勤務。主として配電線雷害対策・配電自動化・分散型電源連系に関する研究に従事。現在, 同研究所電力基盤技術研究室主席研究員。2006 年電気学会論文賞受賞。