

日射量の多地点同時観測結果に基づく PV システム 出力変動の LFC への影響評価

正員 柳川 茂幸* 正員 加藤 丈佳*
正員 田畑 彰守* 正員 鈴置 保雄*

Evaluating Influence of Power Output Fluctuation of Photovoltaic Power Generation Systems on LFC based on Multiple Observation of Insolation

Shigeyuki Yanagawa*, Member, Takeyoshi Kato*, Member, Akimori Tabata*, Member,
Yasuo Suzuoki*, Member

A large-scale installation of a photovoltaic power generation system (PV system) may cause some difficulties in the operation of electric power systems. Taking into account a smoothing effect of power outputs of PV systems by dispersed installation, this paper discusses the LFC (Load Frequency Control) capacity for power output fluctuation of PV systems based on the insolation data simultaneously observed at 5 points around Nagoya, Japan. The main results are (1) the frequency deviation might not exceed the tolerance (0.05 Hz) when the installed PV system is 2% of system capacity, which is Japan's target value toward 2010, (2) when the larger capacity of PV system is installed, the frequency deviation would be larger than 0.05 Hz, and the capacity of LFC generator must be increased, (3) the frequency deviation due to the installation of PV system might be larger in holiday with smaller electricity demand than in weekday.

キーワード：太陽光発電システム，負荷周波数制御，日射量

Keywords: photovoltaic power generation system, load frequency control, insolation

1. はじめに

エネルギー需要の増大や地球温暖化への関心の高まりとともに、太陽光発電システム（以下、PV システム）は今後も導入が拡大すると考えられている。PV システムの発電出力は雲の移動によって短時間で大きく変動するため、将来的に PV システムが系統に大量に導入された場合、その出力変動が電力系統の負荷周波数制御（以下、LFC）や電圧制御などに影響を及ぼす可能性が指摘されている。

一方、PV システムが大量導入されるような状況であれば、風力などの他の自然エネルギー利用の発電システムも大量導入されると考えられる。それらの発電出力も PV システムと同様に気象条件によって出力が変動するため、LFC に必要な発電機容量が増加する可能性がある。このような状況においては、現在電力系統側に負担している LFC を自然エネルギー利用の発電システムを導入する側でも分担する、もしくは、分担すべき LFC 分のコストを一般電気事

業者側に支払うなどの状況が考えられる。この場合、変動特性の異なる様々な自然エネルギー利用の発電システムに対して LFC の負担を適切に配分するためには、それぞれの出力変動特性による LFC への影響について評価しておく必要がある。

PV システムの出力変動が電力系統に与える影響については、これまでも多方面から検討が行われている⁽¹⁾⁽²⁾。しかし、PV システムの大量導入が LFC に与える影響に関しては、分オーダの PV システムの出力変動に関する統計的なデータが不十分であったため、評価例は非常に少ない。過去に検討例⁽³⁾があるものの、PV システムの出力平準化効果を考慮していない点、特定の期間しか検討していない点等、不十分な評価であった。

そこで筆者らは、名古屋市域内の 5 地点における日射量の多地点同時観測結果から、PV システムの大量導入時に必要な LFC 発電機容量について評価を行っている⁽⁴⁾。本論文は、これまでの検討に対して、以下の点について拡張を行った。まず、日射量の観測地点間の平準化効果だけでなく、観測地点周辺の狭い地域内における平準化効果について、その要因を雲移動の時間差と考え、等価的なローパスフィルタモデルを構築して考慮した。また、これまでの

* 名古屋大学
〒464-8603 名古屋市千種区不老町
Nagoya University
Furo-cho, Chikusa-ku, Nagoya 464-8603

検討では、PV システムの出力変動と電力需要変動との関係について、筆者らの日射量の観測とは異なる期間における需要変動から統計的に算出された需要変動幅の値を用い、PV システムの出力変動と需要変動とは独立であると仮定して両者を含む全体の変動特性を算出した⁽⁴⁾。これに対して本論文では、筆者らの日射量データと同時刻に観測された電力需要データを用いることにより、日射量変動特性と需要変動特性との間の実際の相関を考慮している。これらの拡張に基づき、PV システム導入前の LFC 領域の需要変動特性と PV システム導入後の同領域の需要変動特性との比較を行い、PV システムの出力変動に起因して生じる周波数偏差を算定した。さらに、PV システム導入後も導入前と同じ周波数品質を維持するために必要となる LFC 発電機容量を算定し、PV システムの大量導入が LFC に与える影響を定量的に評価した。

2. 評価方法

〈2・1〉 PV システム出力の推定 PV システムは面的に分散導入され、PV システム群全体としての出力は平準化されると考えられている。一方、実際の導入においては、PV システムの集中導入地区が国内外に実現しており⁽⁵⁾⁽⁶⁾、また、多数台の PV システムを地区ごとで一括連系する PV コミュニティの提案がなされている⁽⁷⁾⁽⁸⁾。これらの点を考慮して、本論文では、筆者らによる 5 地点の日射量の観測地点を中心として PV システムの集中導入地域が点在している状況を想定し、大量導入された PV システム群の出力を推定した。その際、LFC の時間領域における日射変動の相関が小さい 5 地点間の出力平準化効果だけでなく、短周期の出力変動成分に関しても十分な平準化効果を考慮するため、以下に示すフィルタモデルを構築した。

図 1 に示すように、観測地点を中心とした 1.5 km × 1.5 km の地区を考え、この地区内に同容量の PV システムを持つ約 10,000 戸の戸建住宅が 15 m 間隔で格子状に均一に分布していると想定する。日射変動要因を雲移動（時速 30 km）に限定し、地区内において雲の移動方向に対して垂直方向の地点間の PV システム出力が等しいと仮定すれば、日射量観測地点における PV システムの出力変動に対する対象地区全体の出力平準化効果は、図 2 に示したフィルタゲインによって表現される（フィルタゲインの算出法については付録を参照）。本フィルタはローパスフィルタであり、雲移動に起因する周期の小さい日射変動を小さくする効果がある。

上記のように、出力平準化効果を考慮して PV システム出力を以下の手順で推定した。

- (1) 各観測地点における全天日射量データ（サンプリング間隔：1 分）をそれぞれ IEA 法⁽⁹⁾によって傾斜面日射量（傾斜角：35°）に変換し、インバータ効率（90%）を考慮して単位容量あたりの PV システム出力に変換
- (2) 図 2 に示したゲイン特性を持つフィルタにより、

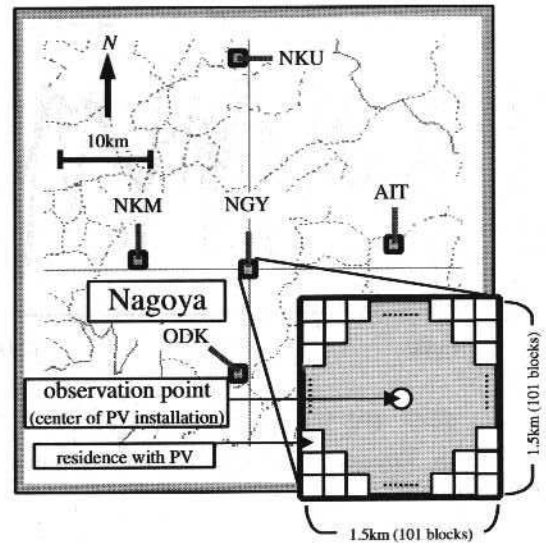


図 1 日射量の観測地点と PV システム導入地区内の詳細設定

Fig. 1. Points for observing insolation and model of PV system's installation.

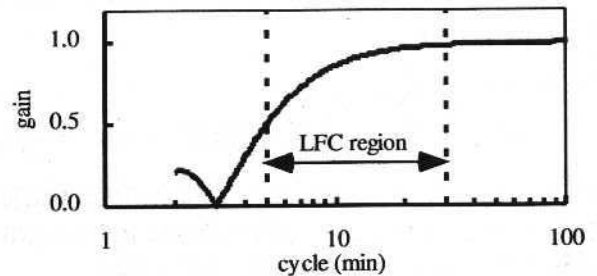


図 2 導入地区内の平準化効果を示すフィルタゲイン特性

Fig. 2. Filter gain expressing smoothing effect of PV system's power outputs installed in model area.

各地区内における平準化効果を考慮した PV システム出力を算定

- (3) 5 地区の PV システム出力のアンサンブル平均として、導入された PV システム全体の出力を推定

図 3 に 2001 年 7 月 11 日の PV システム出力の推定例を示す。同図において、 P_{NGY} は図 1 に示す名古屋大学における PV システムの出力を、 P_{NGY-A} は名古屋大学の周辺地区内における PV システムの出力をそれぞれ示す。そして、 P_{Tot} は名古屋市域全体で見た場合の PV システム群全体の出力を示す。なお、 P_{NGY} 、 P_{NGY-A} および P_{Tot} は、それぞれ PV システム容量で規格化されている。 P_{NGY} と P_{NGY-A} との比較からわかるように、11:30 付近に見られる P_{NGY} の周期数分程度の細かな出力変動が、 P_{NGY-A} では平準化されて小さくなっている。さらに P_{Tot} では、11:00~12:00 にわたって周期 10 分以上の長周期の変動に対しても平準化効果が得られていることがわかる。

〈2・2〉 PV システム導入時における系統発電機からみた需要変動の推定 本論文では、日射量の観測地点が位

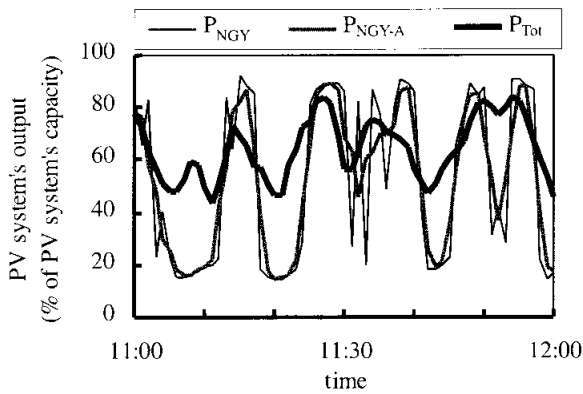


図 3 PV システム出力の推定例

Fig. 3. An example of estimated PV system's power outputs.

置する名古屋市を主な需要地とする中部電力(株)の電力需要の分単位の実測データを用いて、基準周波数時の発電機出力の合計 P_D (発電端総需要) を算出する。そして、次式に示すように、 P_D から同日同時刻の PV システム出力 P_{PV} を引くことにより、系統発電機からの見かけの電力需要 P_{D-PV} を算出する。

$$P_D = P_D - P_{PV}$$

$$= P_D - W_{PV} \times \frac{P_{Tot}}{100} \quad [\text{MW}] \dots \dots \dots (1)$$

ただし、 W_{PV} : PV システムの導入容量 (系統発電機発電端換算), P_{Tot} : 前節で算定した名古屋市域全体でみた場合の PV システム出力 (規格化済み, 単位: [%])

(1) 式に示すように、本論文では 5 地点の日射量観測データに基づき算定した PV システム群全体の出力変動を単位容量あたりの値に規格化している。このため、PV システム全体の変動特性、すなわち PV システム間の出力平準化効果は導入容量によらず同じと想定している。

以降の検討では、PV システムの導入容量 W_{PV} を系統容量 (=31,768 MW⁽¹⁰⁾) に対する割合、すなわち PV システムの導入率 a を用いて次式のように表す。

$$W_{PV} = 31768 \times \frac{a}{100} \quad [\text{MW}] \dots \dots \dots (2)$$

PV システムの導入率は 0%~5% の間で 1% 刻みとした。なお、導入率: 2% の場合は 2010 年度の PV システムの導入目標に相当する。

図 3 に示した 2001 年 7 月 11 日について、 P_{D-PV} の算定結果を図 4 に示す。同図に示すように、PV システムの導入容量が大きくなると、 P_{D-PV} は PV システムの出力相当分だけ減少する。ただし、PV システムの導入容量が大きいほど、PV システムにおける短周期の出力変動が現れていることがわかる。

ところで、上述のように、本論文では PV システムの導入率によらず、出力の平準化効果は同じとしている。しかし、実際には、PV システムの導入率が大きくなると、さらに平準化効果が大きくなることが考えられる。その結果、

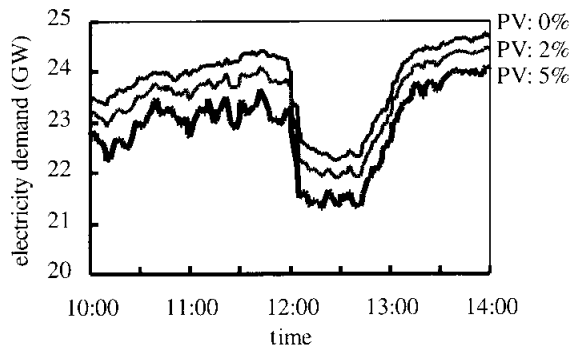
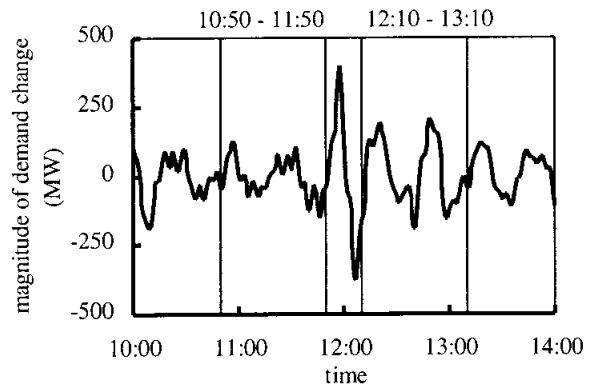
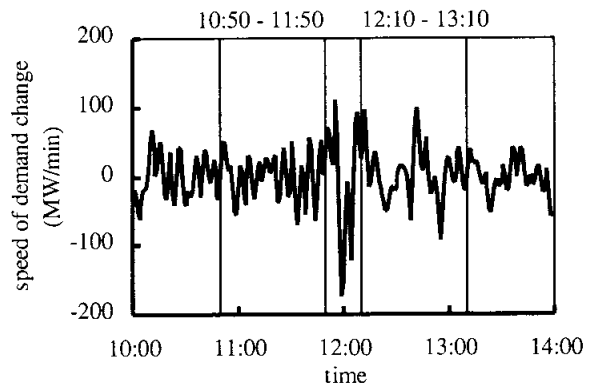


図 4 PV システム導入時の電力需要の推定例

Fig. 4. Estimated electricity demand pattern with PV system's power outputs.



(a) Magnitude



(b) Rate

図 5 LFC 領域の電力需要の変動幅および変動速度の抽出例 (2001/7/11)

Fig. 5. Magnitude and rate of change in electricity demand in time region of LFC (2001/7/11).

PV システム導入率が大きい場合の P_{D-PV} の変動は図 4 に示した結果よりも小さくなる可能性があると考えられる。

〈2・3〉 LFC 領域における需要変動特性の抽出 前節で示した P_D または P_{D-PV} に基づき、LFC の時間領域の変動特性 (変動幅および変動速度の統計的な最大値) を算定する。以降の検討では、これら 2 つの最大値を評価指標として用いる。算定手順は以下の通りである。

- (1) P_{D-PV} から LFC が分担する 5~30 分周期の変動成分を FFT によって抽出

- (2) 抽出された値を変動幅、変動幅の1分あたりの変化量を変動速度として算出
- (3) 変動幅および変動速度の標準偏差を算出
- (4) 変動幅および変動速度の標準偏差に対して、それぞれの3倍の値(99.7%のデータが含まれる範囲)を統計的な最大値 M_m および S_m として算定

なお、手順(3)の標準偏差を算定するにあたり、対象とする時間帯はPVシステム出力の日周期特性を考慮して正午前後の時間帯とした。LFC領域の電力需要の変動幅および変動速度の抽出例を図5に示す。なお、正午付近に需要の急激な低下があるため、図5に示すように、LFC領域の変動幅、変動速度に対してもその影響が現れている。そこで、本論文では、10:50~11:50 および 12:10~13:10 を対象として標準偏差を算定した。

3. PVシステムの出力変動に起因する周波数偏差の評価

(3・1) 周波数偏差の算定方法 PVシステム導入前の需要変動による周波数偏差、LFC発電機の調整能力は未知である。本論文では、PVシステムの出力変動に起因する周波数偏差を算定するにあたり、PVシステム導入前の需要変動に対してLFC発電機の調整能力は過不足なく、周波数偏差はない、すなわち電力需要と供給とが常にバランスしていると仮定する。次に、PVシステム導入時の系統発電機からの見かけの電力需要 P_{D-PV} と供給とのアンバランス ΔD が生じると想定する。 ΔD は、PVシステム導入前の需要変動特性 M_{m-D} および S_{m-D} とPVシステム導入後の需要変動特性 M_{m-PV} および S_{m-PV} とを用いて、次式のように表される。

$$\Delta D = \max\{\Delta D_M, \Delta D_S\} \quad [\text{MW}] \dots\dots\dots (3)$$

ただし、

$$\Delta D_M = M_{m-PV} - M_{m-D} \quad [\text{MW}] \dots\dots\dots (4)$$

$$\Delta D_S = (S_{m-PV} - S_{m-D}) \times 1[\text{min}] \quad [\text{MW}] \dots\dots\dots (5)$$

なお、 ΔD_M および ΔD_S が負になる場合には、それぞれ0とする。

さらに、負荷周波数定数を考慮することにより、周波数偏差 ΔF は次式によって算定される。

$$\Delta F = \frac{\Delta D}{K_L} \times 100 \quad [\text{Hz}] \dots\dots\dots (6)$$

ただし、 K_L : 負荷周波数定数 (=2%/Hz⁽¹¹⁾)、 D_0 : 対象時間帯の需要の時間平均値 [MW]

なお、 ΔF はLFCの時間領域における一日の需要の変動幅および変動速度の統計的最大値に基づき算定されており、一日における最大周波数偏差を表す。

(3・2) 周波数偏差の算定結果 2000年12月1日~

2001年9月30日(304日間)を検討対象として、PVシステムの導入に伴う各日の最大周波数偏差 ΔF を算定した。算定結果を図6に示す。この値はPVシステム導入前の1日ごとのLFC発電機の調整能力において、PVシステムの導入によって生じる周波数偏差に相当する。同図からわかるように、PVシステムの導入率が2%の場合には、検討期間内の87%の日において、一日の最大周波数偏差が0.05Hz以下であった。わが国の一般電気事業者では、周波数偏差が0.05Hz以下となるようにLFCを行っている。したがって、2010年度のPVシステムの導入目標に相当する導入率:2%であれば、PVシステムの導入はLFCに影響を及ぼさないと考えられる。また、例えば連系が切れて単独系統へ移行するような大きな擾乱が発生した際に許容できる周波数偏差の最大値は0.2Hz程度であるが、PVシステムの導入率が2%であれば、検討期間内で一日の最大周波数偏差が最も大きな日においても0.2Hz以下であった。したがって、PVシステムの導入率が2%以下の場合には、導入前からLFC発電機容量を増加させなくても、PVシステムの導入に伴う周波数変動は許容偏差量の中に収まると考えられる。

一方、導入率が3%以上になると、一日の最大周波数偏差が0.05Hz以下の日の割合が低下し、0.2Hzを上回る日も存在する。導入率が5%になると、一日の最大周波数偏差が0.05Hz以下の日は検討期間の46%となり、18%の日において周波数偏差が0.2Hzを上回り、最大で0.8Hz程度にまで達している。これから、2010年度の導入目標(導入率:2%)を達成した後もPVシステムの導入容量を増加させる場合には、LFC発電機容量も増加させて周波数偏差を許容量内に収める必要が生じると予想される。

ただし、上述のように、PV導入率が大きくなると、PVシステム群全体の出力平準化効果は本論文で想定しているよりも大きくなる可能性がある。この場合、PVシステムの導入に伴う最大周波数偏差は、図6に示す値よりも小さく考えられる。

次に、1日ごとの周波数偏差の推移に着目する。ここで

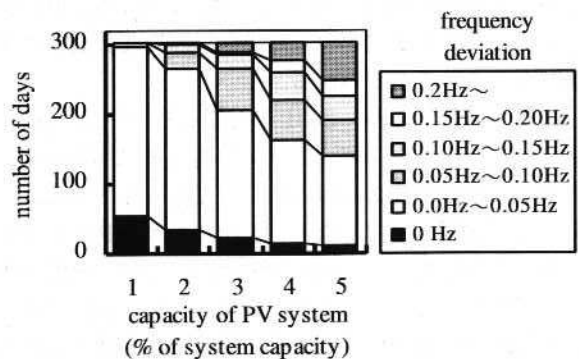
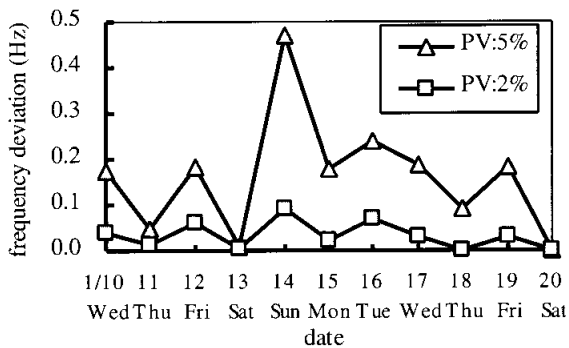
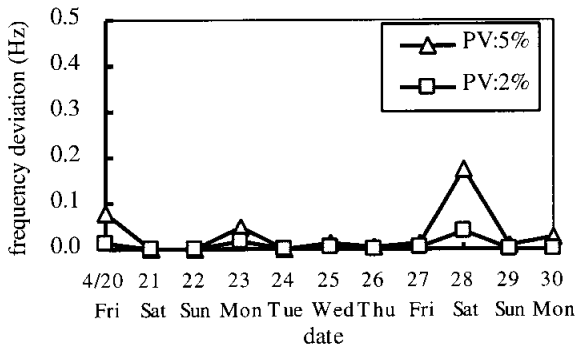


図6 PVシステム導入に伴う一日の最大周波数偏差(2000年12月1日~2001年9月30日)
Fig. 6. Daily maximum deviation of frequency due to installation of PV systems (2000/12/1-2001/9/30).



(a) 2001. January



(b) 2001. April

図7 PV導入率に応じた一日の最大周波数偏差 (2001年1月および4月)

Fig.7. Daily maximum deviation of frequency as a function of PV systems penetration ratio (2001/January and April).

は、電力需要が小さく、PVシステムの出力変動の影響が大きくなると考えられる2001年1月10日~20日および同年4月20日~30日を例に、各日の最大周波数偏差の算定結果を図7に示す。同図はPVシステムの導入率が2%および5%の算定結果を示している。

図7(a)に示す2001年1月に注目すると、導入率:2%の場合、一日の最大周波数偏差が最も大きい日の値は0.07 Hz程度であった。また、導入率:5%の場合は、一日の最大周波数偏差が最も大きい日は日曜日(1月14日)であり、その値は0.5 Hz程度であった。したがって、需要変動が小さくLFC発電機の調整能力が小さい休日において、PVシステムの大きな出力変動が生じた場合に、周波数偏差に与える影響が大きいことがわかる。

一方、図7(b)に示す2001年4月の場合には、4月20日と28日を除けば、PVシステムの導入率に関わらず、一日の最大周波数偏差は0.05 Hz以下であった。これは、前述した1月の場合とは異なり、4月におけるPVシステムの出力が非常に安定していたためである。以上の検討から、PVシステムの導入に伴う周波数偏差には、PVシステムの季節的な出力変動特性も大きく影響すると考えられる。

4. PVシステム導入前の周波数品質を維持するための必要最小限のLFC発電機容量に関する評価

前章の検討から、PVシステムの導入率が3%程度とな

ると、許容量を上回る周波数偏差が生じる場合があることがわかった。PVシステム導入前にも周波数偏差があれば、実際には3章で示した値よりもさらに大きな周波数偏差が生じる恐れがある。そこで、PVシステム導入前において周波数偏差が生じないために必要なLFC発電機容量を算定し、その値を基準としてPVシステム導入後も導入前の周波数品質を維持するために必要となるLFC発電機容量を算定する。

〈4・1〉LFC発電機容量の算定方法 理想的なLFC発電機は、需要変動を完全に打ち消すように出力する。しかしながら、発電機の調整能力、すなわち、出力可変幅や負荷追従速度が不足すると電力需給のアンバランスが生じて周波数偏差が発生する。そのため、LFC発電機全体として、需要の変動幅の最大値 M_m および変動速度の最大値 S_m をともに上回るような調整能力が求められる。本論文では、以上のことを考慮して、 M_m および S_m をともに上回る必要最小限のLFC発電機容量 W_{LFC} を次式によって算定した。

$$W_{LFC} = \max\{W_m, W_s\} \quad [\text{MW}] \dots \dots \dots (7)$$

ただし、

$$W_m = \frac{M_m}{M_{LFC}} \times 100 \quad [\text{MW}] \dots \dots \dots (8)$$

$$W_s = \frac{S_m}{S_{LFC}} \times 100 \quad [\text{MW}] \dots \dots \dots (9)$$

ここで、 M_{LFC} :LFC発電機の出力可変幅 [%発電機容量]、 S_{LFC} :LFC発電機の負荷追従速度 [%発電機容量/min]

本論文では、LFC発電機の調整能力は貫流ボイラ型火力機に相当する能力 ($M_{LFC} = 10\%$, $S_{LFC} = 5\%/min$) を想定した⁽¹²⁾。

なお、本論文では、LFC発電機に関して単に出力可変幅と負荷追従速度のみを考慮しているが、実際には制御系を含めた発電機の動特性を考慮する必要がある。しかし、本論文で用いた日射量データおよび電力需要データはともにサンプリング間隔1分で観測されたものであり、これらを用いて発電機の動特性を考慮することはできない。ただし、発電機の出力可変幅と負荷追従速度が同じであるという条件において、従来の電力需要の変動特性とPVシステムの出力を含む電力需要の変動特性に対するLFC発電機容量の相対的な比較は可能と考えられる。そこで、以降の検討では、まず、PVシステム導入前の需要変動に対して必要なLFC発電機容量を算出し、この値に対する相対値としてPVシステム導入後の需要変動に対するLFC発電機容量を評価する。その際、系統運用に平日の違いが影響すると考えられるため、休日(土、日、祝日および年末年始)と平日(休日以外)とに分けて検討する。

〈4・2〉日々のLFC発電機容量の変化 PVシステムの導入率に応じてLFC発電機容量を検討期間全体に対して算定し、1日ごとにPVシステム導入前のLFC発電機

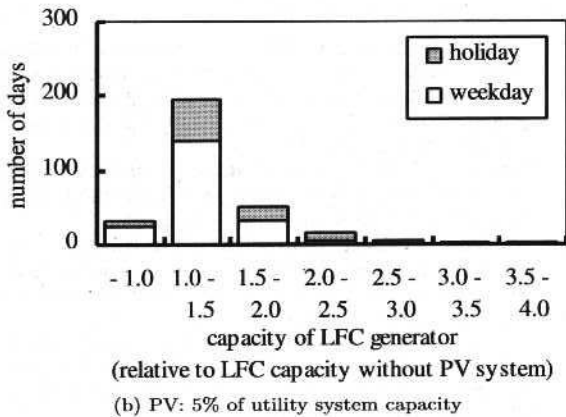
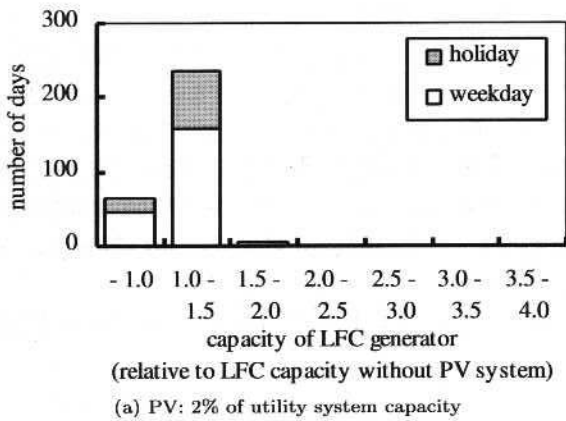


図 8 LFC 発電機容量の度数分布

Fig. 8. Frequency distribution of capacity of LFC generator.

容量で導入後の LFC 発電機容量を規格化した。導入率が 2% および 5% の場合について、規格化した LFC 発電機容量の度数分布を図 8 に示す。同図に示す結果は周波数偏差が生じないための必要最小限の LFC 発電機容量を示す。

図 8(a) に示すように、PV システムの導入率が 2% の場合、検討期間の 77% に相当する 235 日間において LFC 発電機容量が 1~1.5 倍になると予想された。さらに、休日のうち 6 日間は LFC 発電機容量が 1.5~2 倍になると算定された。一方、同図 (b) に示す PV システムの導入率が 5% の場合には、LFC 発電機容量が導入前の 2 倍以上となる日が 27 日間あった。このうち 20 日間が休日であることから、休日に激しい PV システムの出力変動が発生する日は、LFC へ与える影響が特に大きいことがわかる。

なお、導入率が 2% の場合には、63 日間 (検討期間の 21%) において LFC 発電機容量が減少すると算定された。これは、PV システムの出力変動により需要変動が打ち消されたためである。同様に、導入率が 5% の場合には、31 日間 (検討期間の 10%) において LFC 発電機容量が減少すると算定された。

〈4・3〉 検討期間を通した LFC 発電機容量の評価 検討期間内の各日について算定した LFC 発電機容量を値が大きい方から降順に整理し、PV システム導入前の LFC 発電機容量の最大値で規格化した結果を図 9 に示す。同図に

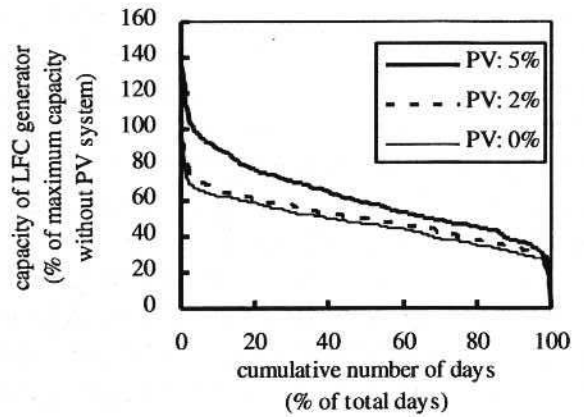
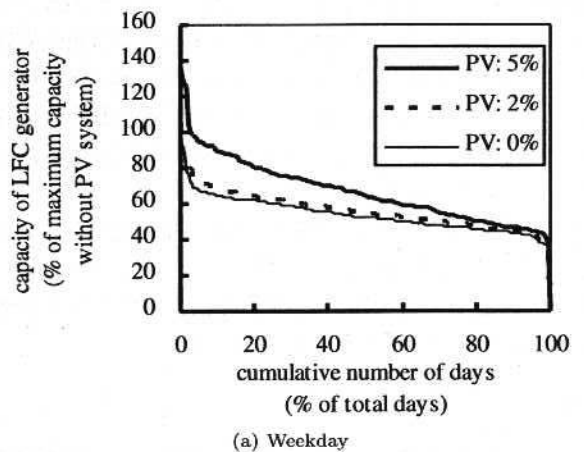
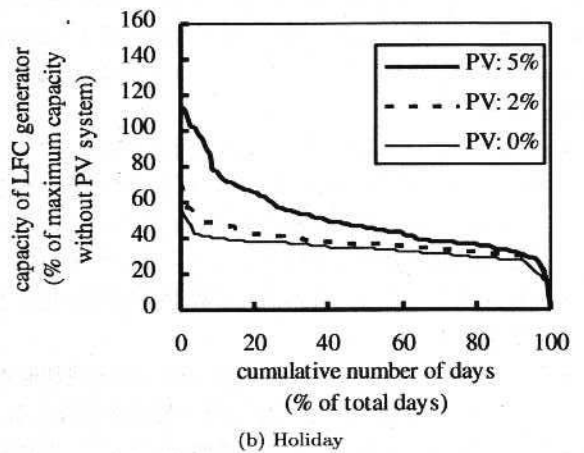


図 9 各日の LFC 発電機容量 (降順整理)

Fig. 9. Capacity of LFC generator on each day (descending order).



(a) Weekday



(b) Holiday

図 10 平日および休日における各日の LFC 発電機容量の算定結果 (降順整理)

Fig. 10. Capacity of LFC generator on each day in weekdays and holidays (descending order).

示すように、PV システムの導入率が 2% の場合には、順位と LFC 発電機容量の関係は導入前と比較してほとんど変化しない。一方、PV システムの導入率が 5% の場合には、等しい順位で比較すると、非常に大きな LFC 発電機容量を必要としていることがわかる。

次に、電源計画における供給見込み不足日数の考え方のように、極端に発電機容量が大きい日を除外して検討する。例えば、図9において検討期間内でLFC発電機容量の値が大きい方から5%を除外して考えると、PVシステムの導入率：2%の場合、LFC発電機容量は導入前に対して7%程度増加する。一方、導入率：5%の場合、導入前と比較して46%もLFC発電機容量が増加する。

さらに、平日と休日とに分けて評価した結果を図10に示す。同図(b)に示す休日においてPVシステム導入前の順位が5%となるLFC発電機容量は、同図(a)に示す平日においては順位が93%となっている。このことは、大部分の休日に対応できるLFC発電機容量が得られていても、ほとんどの平日の需要変動には対応できないことを表している。

この関係をPVシステムの導入率が2%の場合に適用すると、休日の順位が5%となるLFC発電機容量の場合、平日では順位が67%となる。さらに、PVシステムの導入率が5%の場合には、休日の順位が5%となるLFC発電機容量は平日の順位で3%に相当する。すなわち、導入率が5%と大きい場合には、PVシステムの出力変動の影響は休日において大きく、休日でも平日並みのLFC発電機容量が必要になると予想される。

以上の検討から、2010年度の導入目標(PVシステムの導入率：2%)を達成した後もPVシステムの導入容量を増加させる場合には、PVシステムの出力特性を十分に考慮した系統運用が必要となると考えられる。

5. まとめ

PVシステムの普及拡大に伴い、系統運用への影響が懸念されている。本論文では、PVシステムの大量導入がLFCに与える影響に関して検討を行った。その結果、以下の知見が得られた。

- PVシステムの導入に伴う周波数偏差を算定した結果、PVシステムの導入率が2% (2010年度の導入目標) 以下の場合には、検討対象期間の87%の日において一日の最大周波数偏差は0.05 Hz以下、最も大きい日でも0.2 Hz以下となり、許容される周波数偏差に収まると予想される。
- 導入率が2%を上回ると許容量を超える周波数偏差が生じ、LFC発電機容量の増加等の対策が必要となる。
- PVシステムの導入に伴う周波数偏差には、季節的なPVシステムの出力変動特性の違いも大きく影響する。
- PVシステムが導入される前の周波数品質を導入後も維持しようとする、LFC発電機容量が増加するケースが多い。また、需要変動が小さい休日において、PVシステムの激しい出力変動が発生した場合にLFC発電機容量の増加の程度が大きい。
- PVシステムの導入率が5%程度になると、PVシステムの出力変動によって、需要変動が小さい休日においても平日並みのLFC発電機容量を必要とする可能性がある。

最後に、日射量観測にご協力頂いた愛知工業大学、中部電力(株)、豊田工業大学、名古屋経済大学の関係各位に感謝の意を表すとともに、需要データを提供いただいた中部電力(株)系統運用部の関係各位に深く感謝する。また、本研究の一部は、東京電力(株)「第2回太陽光発電の実用性に関する研究助成」および日本学術振興会未来開拓学術研究推進事業「アジア地域の環境保全」(No.97100604)の補助を受けた。

(平成15年3月14日受付、平成15年6月9日再受付)

文 献

- (1) T. Kato, N. Nagae, A. Tabata, Y. Yokomizu, T. Okamoto, and Y. Suzuoki: "kW-value of Photovoltaic Power Generation System Evaluated from Actual Data of Electricity Demand and Insolation", *T. IEE Japan*, Vol.122-B, No.1, pp.77-83 (2002-1) (in Japanese)
加藤丈佳・長江宣久・田嶋彰守・横水康伸・岡本達希・鈴置保雄: 「電力需要および日射量の実績値からみた太陽光発電のkW 価値評価」, 電学論 B, **122**, 1, pp.77-83 (2002-1)
- (2) Y. Noda, T. Mizuno, H. Koizumi, and K. Kurokawa: "Development of a Distribution Network Simulator Connected with PV Systems", *Proc. of JSES/JWEA Joint Conference* (2001), pp.21-24 (2001) (in Japanese)
野山幸久・水野環樹・小泉裕孝・黒川浩助: 「太陽光発電が連系した配電システムのシミュレータの開発」, 平成13年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会共同研究発表会太陽/風力エネルギー講演論文集, pp.21-24 (2001)
- (3) 矢島浩二・浅野浩志・茅 陽一: 「太陽光発電の出力変動による系統運用への影響評価」, 電気学会電力技術研究, PE-94-18 (1994)
- (4) S. Yanagawa, T. Kato, K. Wu, A. Tabata, Y. Yokomizu, T. Okamoto, and Y. Suzuoki: "Evaluation of LFC Capacity for Output Fluctuation of Photovoltaic Power Generation Systems Based on Multi-point Observation of Insolation", *T. IEE Japan*, Vol.121-B, No.9, pp.1094-1102 (2001-9) (in Japanese)
柳川茂幸・加藤丈佳・呉 鎔一・田嶋彰守・横水康伸・岡本達希・鈴置保雄: 「日射量の多地点同時観測結果に基づく太陽光発電の出力変動に対するLFC容量の評価」, 電学論 B, **121**, 9, pp.1094-1102 (2001-9)
- (5) 新エネルギー財団: *New Energy Now*, pp.11-12 (2000)
- (6) NEDO: *WORLD BIPV GUIDE*, pp.59-62 (2001) (in Japanese)
新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)編: ソーラー建築デザインガイド [世界の太陽光発電建築事例集], pp.59-62 (2001)
- (7) K. Kurokawa: "An Overview of Photovoltaic System Technology", *T. IEE Japan*, Vol.118-B, No.7/8, pp.754-757 (1998-7/8) (in Japanese)
黒川浩助: 「太陽光発電システムの展望」, 電学論 B, **118**, 7/8, pp.754-757 (1998-7/8)
- (8) 高木久孝・芝村 浩・藤澤 徹・平田陽一・谷 辰夫: 「地域連系太陽光発電システムの研究」, 日本太陽エネルギー学論, Vol.27, No.6 (2001)
- (9) 日本太陽エネルギー学会編: *太陽エネルギーの利用*, pp.28-34, オーム社 (1978)
- (10) 電気事業連合会統計委員会編: 平成12年版電気事業便覧, p.17, オーム社 (2000)
- (11) 電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御調査専門委員会編: 「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」, 電気学会技術報告, No.869 (2002)
- (12) IEE Japan: *Electrical Engineering Handbook*, p.1138, OHM (2001) (in Japanese)
電気学会: 電気工学ハンドブック (第6版), p.1138, オーム社 (2001)

付 録

雲の移動方向に沿って d [m] 毎 N 地点, 垂直方向に d [m] 毎 N 地点, 合計 $(N-1)^2$ 地点が含まれる正方形の地域 (1

辺の長さ: $(N-1)d$ [m] を検討対象とする。モデル化にあたって、日射変動要因を雲移動に限定し、雲の移動方向に対して垂直方向に並ぶ地点上の日射量の時間変化は同じと考える。この場合、対象地域内における全 PV システム出力のアンサンブル平均値は、中心地の PV システム出力の移動平均値として、次式のように表される。

$$P_{\text{Ave}}(t) = \frac{1}{N} \sum_{k=-(N-1)/2}^{(N-1)/2} P(t - \frac{d}{v}k) \dots\dots\dots (付 1)$$

ただし、 t : 時刻 [min], v : 雲の移動速度 [m/min]

さらに、上式を P の周期 T [min] 成分に対するフィルタとして表現した場合、フィルタゲイン $G(T)$ は次式のように表される。

$$G(T) = \left| \frac{1}{N} \frac{\sin\left(N\frac{d}{2v}\right) \frac{2\pi}{T}}{\sin\left(\frac{d}{2v} \frac{2\pi}{T}\right)} \right| \dots\dots\dots (付 2)$$

本論文では、 $d = 15$ m, $N = 101$, $v = 500$ m/min (30 km/h) とした。これらの数値を上式に代入すると、本文の図 2 に示したフィルタゲインが得られる。

柳川 茂 幸 (正員) 2002 年 3 月名古屋大学大学院工学研究科博士課程前期課程修了, 2002 年 4 月三菱電機, 現在に至る。太陽光発電システムの評価に関する研究に従事。



加藤 文 佳 (正員) 1996 年 3 月名古屋大学大学院工学研究科博士課程後期課程修了。同年 4 月名古屋大学理工科学総合研究センター助手, 現在に至る。2002 年国際応用システム分析研究所研究員。工学博士。超伝導電力システム, エネルギーシステムに関する研究に従事。エネルギー・資源学会会員。



田 畑 彰 守 (正員) 1990 年 3 月名古屋大学大学院工学研究科博士課程後期課程修了。同年 4 月名古屋大学工学部助手, 2000 年 11 月名古屋大学大学院工学研究科講師, 現在に至る。工学博士。半導体材料に関する研究に従事。



鈴 置 保 雄 (正員) 1978 年 3 月名古屋大学大学院工学研究科博士課程後期課程修了。同年 4 月同大学工学部助手, 1987 年同講師, 1989 年同助教授。1995 年 4 月同大学理工科学総合研究センター教授, 2003 年 4 月同大学大学院工学研究科教授, 現在に至る。工学博士。主として、電気電子材料, エネルギーシステムに関する研究に従事。IEEE, 応用物理学会, 高分子学会, エネルギー・資源学会会員。



電力・エネルギー部門大会座長のコメントと回答

—A22 太陽光発電II—

質 疑

座長 小林 広武

応 答

柳川 茂幸・加藤 丈佳
田畑 彰守・鈴置 保雄 (名古屋大)

1. 同セッションでの対象論文への質疑応答

(1)

Q : LFC より小さい時間領域における変動分の系統への影響は？

A : 一般的には GF に対応。ただし、本論文のように大規模導入を考えている場合は、PV が広域に存在するため平準化効果が効き、大きな影響は出ないと予想される。

(2)

Q : 系統周波数への影響のほか、(電圧)位相への影響はないのか？

A : ここでは系統全体での同期した周波数のずれを考えている。通常の日射変動による PV 出力の変動であれば、位相のずれは考慮する必要がないと考えられる。

(3)

Q : LFC への影響がある場合の PV 側での対策法は？

A : 一般的に蓄電機能による平準化が考えられている。著者らは、最大電力追従を遅らせることによる方法も提案している。

2. 著者に照会したい座長コメント

5 地点の日照データにより PV 群全体の出力変動を推定されているが、本経験をふまえ、今後、他電力管内など他地域で同様のデータ収集・分析を行う場合、測定地点数、測定点の距離、サンプリング時間などにおいて同様の手法で十分なのか、何か改善が必要なのか、ご教示いただきたい。

「著者に照会したい座長コメント」への回答

日射量の観測方法は、評価の目的に応じて異なると考えられる。LFC 領域の日射変動については、観測地点間距離と日射変動コヒーレンスとの関係性を評価した結果、観測地点間距離が 5 km 以上であれば、日射変動に対する観測地点間のコヒーレンスは十分に小さくなり、最大限の平準化効果を考慮できると考えられる。なお、本研究では、論文中で示した 5 地点以外にも地点間距離が 1 km 程度においても多地点の同時観測を行い、各地点の日射変動の相関が強いことを確認している。その結果、PV 群の狭域の出力平準化については、雲移動に起因するものが支配的と想定し、フィルターモデルを使って出力平準化効果を表している。

サンプリング時間について、PV 出力変動の LFC の影響評価においては、さらに短いサンプリング時間を用いても、地点間出力の時間差によって平準化されてしまうと考えられるため、1 分程度が適当ではないかと考えられる。

※ ※ ※
※ ※ ※