

PV 出力変動に対する 周波数調整能力と周波数変動対策領域の相関性調査

西田 啓人* 重信 颯人 伊藤 雅一（福井大学）
杉本 仁志 金尾 則一（北陸電力）

Examination of correlation between frequency control region and frequency adjustment ability for PV output fluctuations

Keito Nishida*, Ryuto Shigenobu, Masakazu Ito (University of Fukui)
Hitoshi Sugimoto, Norikazu Kanao, (Hokuriku Electric Power Company)

Installation of variable renewable energy for the decarbonized society has as a challenge in the power system. The countermeasures against the short cycle frequency fluctuations are system inertia and load frequency control. On the other hand, the relief of the long-term frequency fluctuations and the forecast error is economic load dispatching control. The purpose of this research was to examine the correlation between each countermeasure area and frequency adjustment ability. The results by the simulation assuming real operation based on an AGC model showed the correlations between system inertia, LFC capacity, PV forecast error, and frequency deviations. The correlation on frequency deviation by PV forecast error was high, and the correlation on frequency deviation by LFC capacity and system inertia was low when LFC width was low. On the other hand, the correlation on frequency deviation by PV forecast error was low, and the correlation on frequency deviation by LFC capacity and system inertia was high when LFC width was high.

キーワード：LFC 容量，系統慣性力，PV 出力予測誤差，周波数逸脱，相関性，AGC モデル
(LFC capacity, system inertia, PV output forecast error, frequency deviation, correlation, AGC model)

1. はじめに

日本では、二酸化炭素（以下、CO₂）排出量を 2030 年までに 2013 年度比 46%削減という目標を掲げている⁽¹⁾。その実現のために、国内 CO₂ 排出量の約 4 割を占める電力部門での排出量削減が喫緊の課題となっている。この課題に対し、再生可能エネルギー（以下、再エネ）の最大限導入が必要とされているが、2019 年度の再エネ電源構成比率は 18%程度であり、2030 年度の電源構成比率目標である 36～38%には及ばない。再エネ導入を目指す一方で、再エネ出力は様々な周期の変動が含まれており、それに伴う系統安定性低下が課題として挙げられる。系統安定性維持のために、短周期変動対策として、系統慣性力やガバナフリー制御、負荷周波数制御（以下、LFC：Load Frequency Control）があり、長周期変動や再エネ出力予測誤差への対策として、経済負荷配分などの系統運用計画が重要となる。

これまでの研究で、再エネが導入された電力系統における蓄電池設備容量とその制御性能、設備コストに関する研究⁽²⁾、PV 出力の実測データと予測データの相関性分析⁽³⁻⁵⁾、

PV 出力の変動特性と出力抑制の相関性分析⁽⁶⁾などが行われている。一方で、PV 出力短周期変動への対策である系統慣性力や LFC 容量の確保、また系統運用計画の制御対象である PV 出力予測誤差が周波数調整能力に及ぼす影響についての報告は少ない。

そこで本稿では、各変動対策領域と周波数調整能力に及ぼす影響の相関性調査を目的に、実運用を想定した地域モデルを作成し、需給周波数シミュレーションを行った。地域モデルの対象は北陸エリアとし、北陸電力管内の発電機を参考に発電機構成を作成した。さらに、電力系統モデル、北陸エリアの PV 発電予測モデルをそれぞれ作成することで、実運用想定地域モデルを作成した。この地域モデルを用いることで、北陸エリアでの長期間需給周波数シミュレーションを可能とした。その結果から、系統慣性力、LFC 容量、PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の相関係数、ならびに確率密度関数を用いて相関性調査を行った。また、本シミュレーションで確認された周波数逸脱事例についても報告する。

本稿の構成は、以下の通りである。2 章では地域モデルの

作成方法, 3 章ではシミュレーション手順と条件, 4 章では相関性調査に用いるデータと調査方法, 5 章では相関性調査結果を述べる。6 章では, 周波数逸脱事例を述べ, 7 章では, 結論を述べる。

2. 地域モデル

地域モデルは対象を北陸エリアとし, 電気学会 需給・周波数制御シミュレーション標準解析モデル (AGC30 モデル) (7)を参考に, 発電機構成, 電力系統モデル, PV 発電予測モデルを組み合わせ作成した。発電機構成を Table 1 に示す (7~9)。

〈2・1〉 電力系統モデル 電力系統モデルは, 各種発電機, 慣性, LFC, EDC, 連系線潮流がモデル化されており, 各モデルの詳細は文献(7)を参照されたい。さらに, 需給インバランスから周波数偏差は(1)式を用いて算出する。

$$\Delta f(t) = \frac{F_0 \Delta P_t}{K_L P_{t,dem}} \left(1 - e^{-\frac{-K_L P_{t,dem} t}{M_{t,sys}}}\right) \dots\dots\dots (1)$$

ここで, t は時刻, $\Delta f(t)$ は周波数偏差 [Hz], F_0 は系統周波数 [Hz], ΔP_t は時刻 t における需給インバランス, K_L は負荷周波数特性定数 [%MW/%Hz], $P_{t,dem}$ は時刻 t における需要, $M_{t,sys}$ は時刻 t における系統慣性力 [s・MW/MVA]を表す。

〈2・2〉 PV 発電予測モデル PV 発電予測モデルは, PV 発電出力データ, 予測 PV 出力データから構成した。PV 出力は気象状況によって大きく変動する, かつ地域によって異なるため, 地域モデル対象エリアにおける PV 発電出力データと予測 PV 出力データが必要となる。

そこで, PV 発電出力データは, 北陸電力管内の PV 発電実測データ (1 分値) に短周期変動成分 (1 秒値) を追加することで作成した。すなわち, 実測データの振幅スペクトルから, 未計測周期変動の振幅スペクトルを推定し, 両者の振幅スペクトルを逆フーリエ変換し合成することで, 人工的に PV 発電出力データを作成した(7)。

予測 PV 出力データは, 気象庁より提供されているメソ数値予報モデル MSM-GPV⁽¹⁰⁾から北陸エリアにおける予測日射量を取得し, それにシステム係数を乗じることで作成した。

〈2・2・1〉 MSM-GPV の概要 MSM-GPV とは, 初期時刻 00UCT (日本標準時 9 時), 12UCT (日本標準時 21 時) から, それぞれ 39 時間先までの日射量や降水量等を予測した数値データである。計算領域は, 日本とその近海 (北緯 22.4 度から 47.6 度, 東経 120 度から 150 度) とされている。また, 提供ファイル形式は世界気象機関が定める GRIB2 ファイルである。

〈2・2・2〉 予測日射量取得手順 MSM-GPV から予測日射量を取得するフローチャートを Fig. 1 に示す。手順 1 で

表 1 地域モデルの発電機構成

Table 1 Electric power generators in Hokuriku model

Generator	LFC	Rated Output [MW]	Minimum Output [MW]	Change Rate [MW/min]
Oil #1	○	250	40	3.0
Oil #2		250	75	3.0
Oil #3		500	75	12.5
Oil #4		250	35	3.0
Coal #1		250	60	5.0
Coal #2		250	60	5.0
Coal #3	○	500	100	15.0
Coal #4	○	700	140	28.0
Coal #5	○	500	100	10.0
Coal #6	○	700	140	28.0
LNG	○	425	178	20.0

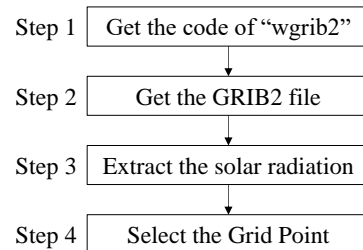


図 1 予測日射量取得手順のフローチャート
Fig. 1 Flow chart of step to get the solar radiation.

表 2 北陸 3 県の県庁所在地の経緯度

Table 2 Longitude and latitude of Hokuriku area.

	Longitude	Latitude
Fukui	135.13	36.04
Kanazawa	136.40	36.33
Toyama	137.13	36.42

は, GRIB2 ファイルの書き出しや csv 形式への変換を行うため, 文献(11)より wgrib2 を取得する。手順 2 では, 処理を行いたい GRIB2 ファイルを, 文献(12)より取得する。手順 2 で取得した GRIB2 データには, 日射量以外に降水量や雨量など様々な要素⁽¹³⁾が含まれているため, 手順 3 として, match オプションを用い, 取得したい要素を日射量に限定する。手順 3 で取得できるデータには, MSM-GPV の計算領域全体の予測日射量が含まれているため, 手順 4 として, lon オプションを用いて日射量を取得したい格子点を指定する。本稿では, 地域モデルとして北陸エリアを想定しているため, Table 2 に示す北陸 3 県の県庁所在地の経緯度を指定し, 各地点の予測日射量を取得する。

以上の手順より, 北陸 3 県の県庁所在地の予測日射量の平均を地域モデルでの予測日射量とした。

3. シミュレーション

〈3・1〉 シミュレーション手順 シミュレーションのフローチャートを Fig. 2 に示す。手順 1～3 は前日計画、手順 4, 5 は当日運用を模擬するための需給・周波数シミュレーションとして大別される。手順 1 では、PV 導入量と LFC 幅を設定する。手順 2 では、PV 出力予測誤差を考慮するため、MSM-GPV より予測日射量を取得し、予測 PV 出力データに変換する。手順 3 では、経済負荷配分を考慮し発電機起動停止計画を立案する。手順 4 では、PV 発電実測データ（1 分値）を 1 秒値へ変換することで、短周期変動を含めた PV 発電データを模擬する。手順 5 では、需給・周波数シミュレーションを実行する。手順 6 では、4 章に示す相関性調査に用いるデータを算出する。

〈3・2〉 シミュレーション条件 2 章で作成した地域モデルを用いて、2018 年 5 月を対象に、需給周波数シミュレーションを行う。LFC 幅は 1% から 10%、PV 容量は 2018 年 6 月時点での北陸 3 県の PV 導入量合計値である 820 [MW] とした⁽¹⁴⁾。

4. 相関性調査

相関性調査に用いるデータは、日平均系統慣性力（以下、系統慣性力）、日平均 LFC 容量（以下、LFC 容量）、系統容量に対する PV 出力予測誤差の日平均値（以下、PV 出力予測誤差）、日平均周波数時間滞在率とし、(2)式から(6)式を用いて算出する。ここで、周波数管理目標値は ± 0.1 Hz で周波数時間滞在率 95%以上（制約 1）かつ ± 0.2 Hz 以内（制約 2）であるため、 ± 0.1 Hz、 ± 0.2 Hz における周波数時間滞在率を算出する。

$$M = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T M_t \quad \dots\dots\dots (2)$$

$$C^{LFC} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NG} C_{i,t}^{LFC} \quad \dots\dots\dots (3)$$

$$\varepsilon^{PVfcst} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{\varepsilon_t^{PVfcst}}{P_t} \times 100 \quad \dots\dots\dots (4)$$

$$F^{\pm 0.1} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T f_t^{\pm 0.1} \times 100, \quad f_t^{\pm 0.1} = \begin{cases} 1, & \text{許容範囲内} \\ 0, & \text{許容範囲外} \end{cases} \quad \dots\dots\dots (5)$$

$$F^{\pm 0.2} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T f_t^{\pm 0.2} \times 100, \quad f_t^{\pm 0.2} = \begin{cases} 1, & \text{許容範囲内} \\ 0, & \text{許容範囲外} \end{cases} \quad \dots\dots\dots (6)$$

ここで、 t は時刻（ $t = 1, \dots, T$ ）、 i は発電機の番号（ $i = 1, \dots, NG$ ）を表している。また、 M は系統慣性力 [s/day]、 C^{LFC} は LFC 容量 [MW/day]、 P_t は時刻 t における系統容量 [MW]、 ε^{PVfcst} は PV 出力予測誤差 [%]、 $f_t^{\pm 0.1}$ 、 $f_t^{\pm 0.2}$ はそれぞれ時刻 t での、周波数

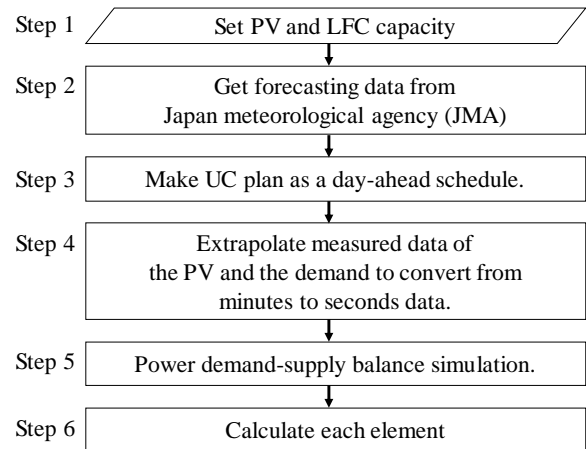


図 2 シミュレーションのフローチャート
Fig. 2 Flow chart of simulation.

偏差の制約 1、制約 2 における許容範囲状態（許容範囲内：1、許容範囲外：0）、 $F^{\pm 0.1}$ 、 $F^{\pm 0.2}$ はそれぞれ制約 1、制約 2 での周波数時間滞在率 [%]を表す。

これらの指標を 31 日間（5 月の 1 ヶ月間）算出し、系統慣性力、LFC 容量、PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の相関性調査を行う。

制約 1 では、(7)式に示すピアソンの積率相関係数より算出する相関係数 R を用いて相関性調査を行う。

$$R_x = \frac{\sum_{day=1}^{31} (x_{day} - \bar{x}) (F_{day}^{\pm 0.1} - \bar{F}_{day}^{\pm 0.1})}{\sqrt{\sum_{day=1}^{31} (x_{day} - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{day=1}^{31} (F_{day}^{\pm 0.1} - \bar{F}_{day}^{\pm 0.1})^2}} \quad \dots\dots\dots (7)$$

ここで、 day は日付（ $day = 1, \dots, 31$ ）、 x_{day} は日付 day における系統慣性力 M [s/day]、LFC 容量 C^{LFC} [MW/day]、PV 出力予測誤差 ε^{PVfcst} [%]、 \bar{x} はそれらの平均値、 $F_{day}^{\pm 0.1}$ は日付 day における制約 1 での周波数時間滞在率 [%]を表す。また、 R_x は各要素の相関係数（ R_M 、 $R_{C^{LFC}}$ 、 $R_{\varepsilon^{PVfcst}}$ ）を表す。

制約 1 での管理目標値が周波数時間滞在率 95%以上と幅があるのに対し、制約 2 では逸脱が許されないため、相関係数による調査は適用しない。代わりに制約 2 では、(8)式に示す確率密度関数 $g(x)$ を用いて相関性調査を行う。

$$g(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma^2} \exp\left(-\frac{(x-\bar{x})^2}{2\sigma^2}\right) \quad \dots\dots\dots (8)$$

ここで、 x は系統慣性力 M [s/day]、LFC 容量 C^{LFC} [MW/day]、PV 出力予測誤差 ε^{PVfcst} [%]、 σ はそれらの分散を表す。

5. 相関性調査結果

〈5・1〉 周波数時間滞在率制約 1 における相関係数
Fig. 3 に各 LFC 幅での、系統慣性力、LFC 容量、PV 出力予

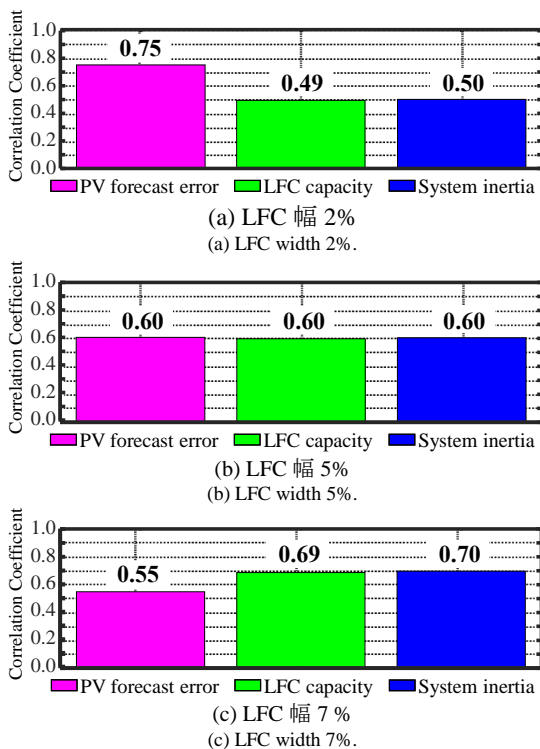


図 3 LFC 幅毎の相関係数
Fig. 3 Correlation coefficient at each LFC width.

測誤差と周波数時間滞在率の相関係数 ($R_{e^{PVfcst}}, R_{C^{LFC}}, R_M$) を示す。これより、LFC 幅 2% の場合は、($R_{e^{PVfcst}}, R_{C^{LFC}}, R_M$) = (0.75, 0.49, 0.50) であり、 $R_{e^{PVfcst}}$ が $R_{C^{LFC}}, R_M$ より大きい。一方、LFC 幅 7% の場合は、($R_{e^{PVfcst}}, R_{C^{LFC}}, R_M$) = (0.55, 0.69, 0.70) であり、 $R_{e^{PVfcst}}$ が $R_{C^{LFC}}, R_M$ より小さくなっている。

すなわち、LFC 幅が小さい場合は、PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の相関性は高いが、LFC 幅が大きい場合は、PV 出力予測誤差との相関性は低くなり、LFC 容量、系統慣性力と周波数時間滞在率との相関性が高くなった。

〈5・2〉 周波数滞在率制約 2 における確率密度関数

Fig. 4 に、系統慣性力、LFC 容量、PV 出力予測誤差の確率密度関数 $g(x)$ を、周波数時間滞在率 $F^{\pm 0.2}$ が制約 2 を満たす場合、満たさない場合でそれぞれ示す。さらに、それぞれの $g(x)$ における最大値を、Table 3 に示す。

Table 3 より、PV 出力予測誤差の $g(x)$ では、 $F^{\pm 0.2}$ が制約 2 を満たす場合と満たさない場合の最大値の差が大きいと確認できる。一方、LFC 容量と系統慣性力の $g(x)$ では、 $F^{\pm 0.2}$ が制約 2 を満たす場合と満たさない場合の最大値の差が小さいと確認できる。

そのため、制約 2 においては、系統慣性力、LFC 容量より PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の相関性が高いと考えられる。

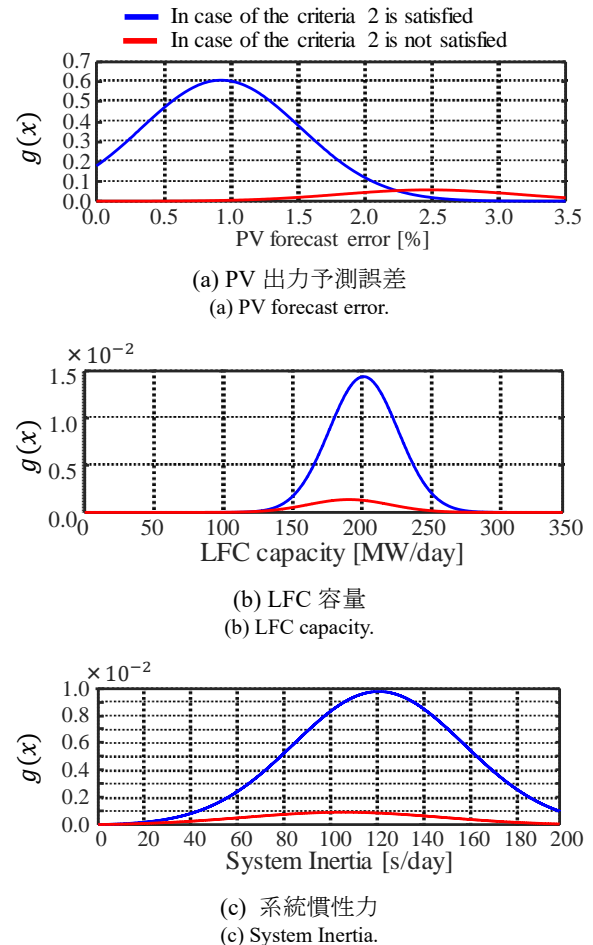


図 4 各要素の制約 2 における確率密度関数
Fig. 4 Probability density function of each element with criteria 2.

表 3 制約 2 における各要素の最大値

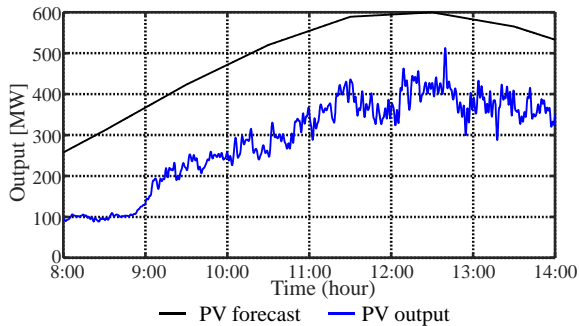
Table 3 Maximum of each element in criteria 2 satisfaction.

Criteria 2	Satisfied	Not satisfied
PV forecast error	2.5	0.9
System Inertia	120	105
LFC capacity	210	190

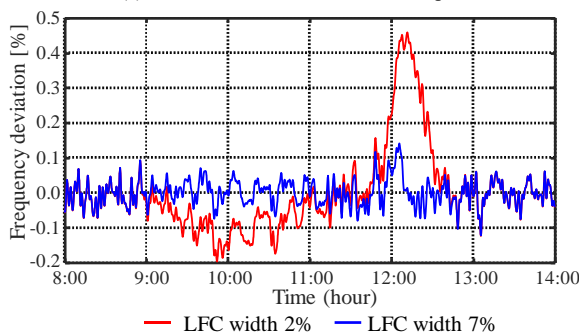
6. 周波数逸脱事例

相関性調査により、LFC 幅が大きい場合は、PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の相関性は低くなると考えられることから、そのことを示す事例について報告する。

Fig. 5 に 5 月 10 日の 8: 00 ~ 14: 00 における予測 PV 出力、PV 発電出力と、周波数偏差を示す。また、Table 4 に LFC 幅 2%、7% それぞれでの周波数時間滞在率を示す。これらより、LFC 幅 2% の場合は、PV 出力予測誤差の発生に伴い、周波数時間滞在率は各制約を満たしていないが、LFC 幅 7% の場合は、周波数時間滞在率が各制約を満たしている。すなわち、LFC 幅を大きくすることで、PV 出力予測誤差が周波数



(a) PV 出力と予測 PV 出力
(a) Profile of PV forecast and PV output.



(b) 周波数偏差
(b) Frequency deviations.

図 5 2018 年 5 月 10 日, 8:00 ~ 14:00
Fig. 5 May. 10 2018, 8:00 ~ 14:00.

表 4 LFC 幅毎の周波数時間滞在 (8:00 ~ 14:00)

Table 4 Time stay rate of frequency of each LFC width

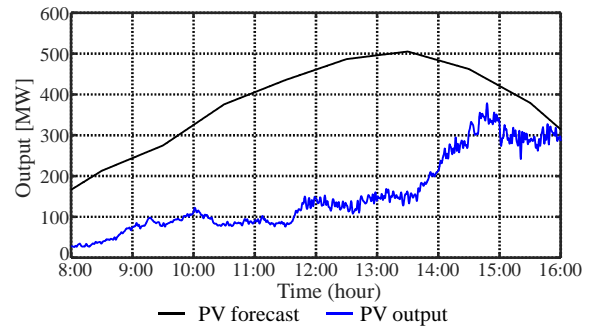
	LFC Width 2%	LFC Width 7%
Criteria 1	77.87%	98.15%
Criteria 2	92.15%	100.0%

時間滞在率へ与える影響は小さくなり、相関性が低くなったと確認できる。

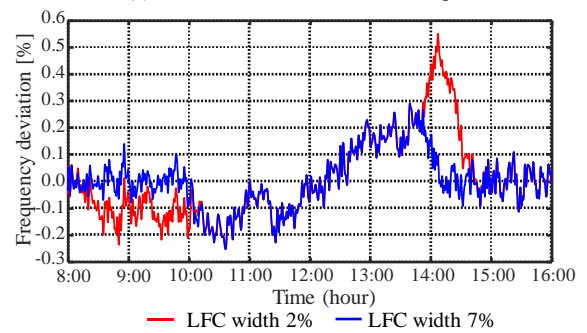
一方で、LFC 幅を大きくしても周波数管理目標値を満たさない事例も確認されたため報告する。Fig. 6 に 5 月 3 日の 8:00~16:00 における予測 PV 出力、PV 発電出力と、周波数偏差を示す。また、Table 5 に LFC 幅 2%、7%それぞれでの周波数時間滞在率を示す。これらより、LFC 幅 7%の場合は、LFC 幅 2%の場合と比較して周波数時間滞在率は上昇しているが、各制約を満たしていないことが確認できる。

7. まとめ

本稿では、PV 出力短周期変動への対策である系統慣性力や LFC 容量の確保、また系統運用計画の制御対象である PV 出力予測誤差のそれぞれが周波数調整能力に及ぼす影響を調査するために、実運用を想定した地域モデルを作成し、需給周波数シミュレーションを行った。北陸エリアを地域モデルの対象とし、発電機構成、電力系統モデル、PV 発電予



(a) PV 出力と予測 PV 出力
(a) Profile of PV forecast and PV output.



(b) 周波数偏差
(b) Frequency deviations.

図 6 2018 年 5 月 3 日, 8:00 ~ 16:00
Fig. 6 May. 3 2018, 8:00 ~ 16:00.

表 5 LFC 幅毎の周波数時間滞在 (8:00 ~ 16:00)

Table 5 Time stay rate of frequency of each LFC width

	LFC Width 2%	LFC Width 7%
Criteria 1	48.91%	67.24%
Criteria 2	85.53%	93.15%

測モデルをそれぞれ作成することで、実運用想定地域モデルを作成した。制約 1 ($\pm 0.1\text{Hz}$: 周波数時間滞在率 95%以上) では、系統慣性力、LFC 容量、PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の相関係数、制約 2 ($\pm 0.2\text{Hz}$) では、それぞれの確率密度関数を用いて、各変動対策領域と周波数調整能力に及ぼす影響の相関性調査を行った。その結果、制約 1 において、LFC 幅が小さい場合は、PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の相関性は高く、LFC 幅が大きい場合は、PV 出力予測誤差との相関性は低くなり、LFC 容量、系統慣性力と周波数時間滞在率の相関性が高くなった。制約 2 では、系統慣性力、LFC 容量より、PV 出力予測誤差が周波数時間滞在率と相関性が高いと考えられる結果となった。また、PV 出力予測誤差が大きい日 (5 月 3 日, 5 月 10 日) において、LFC 幅を大きくすることによる周波数偏差の緩和を確認した。

文 献

- (1) 資源エネルギー庁：「エネルギー基本計画（素案）の概要」，(2021)，
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/046/046_004.pdf，（閲覧日：2021/8/4）
- (2) K. Toshimoto, T. Nanahara, and G. Koshimizu: “A Control Method of Charging Level for Battery Energy Storage System for Smoothing Output Fluctuation of Wind Power Generation”, IEEJ Trans. PE, Vol.129, No.5, pp.605-613 (2009-5) (in Japanese)
由本勝久・七原俊也・興水源太郎：「風力発電出力平準化用蓄電池の充電レベルの制御法」，電気論 B, 129, 5, pp.645-652 (2009-5)
- (3) A. Yona, T. Senjyu, T. Funabashi, H. Sekine: “Application of Neural Network to 24-hours-Ahead Generating Power Forecasting for PV System”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp.1-6, Pittsburgh, PA, USA (2008) (in Japanese)
與那篤史・千住智信・舟橋俊久・関根秀臣：「ニューラルネットワークを用いた太陽光発電設備の24時間先発電電力予測」，電気論 B, Vol.128, No.1, pp.33-39 (2008)
- (4) K. Shibata, A. Takahashi, J. Imai, and S. Funabiki: “Verification of Long-Term Unpredictability of the Photovoltaic Power using Chaos Short-Term Prediction”, The Conference Record of the 2013 (64th) Chugoku-branch Joint Convention of Institutes Electrical and Information Engineers, 8-2 (2013) (in Japanese)
柴田恒平・高橋明子・今井 純・船曳繁之：「カオス短期間予測を用いた太陽光発電電力の長期予測不能性の検証」，平成25年度（大64回）電気・除法関連学会中国史部連合大会，8-2 (2013)
- (5) A. Takahashi, A. Yamagata, J. Imai, and S. Funabiki: “Decomposition of Fluctuating Photovoltaic Generation Power in Frequency Bands and Analysis of Chaotic Properties” IEEJ Trans. PE, Vol.136, No.7, pp.621-627 (2015-11) (in Japanese)
高橋明子・山形彰宏・今井 純・船曳繁之：「太陽光発電電力変動の分離とカオス解析」，電気論 B, Vol.136, No.7, pp.621-627 (2015-11)
- (6) E. Wiemken, H.G. Beyer, W. Heydenreich, and K. Kieffer: “Power characteristic of PV ensemble: experiences from the combined power production of 100 grid connected PV systems distributed over the area of Germany”, Solar Energy, Vol.70, No.6, pp.513-518 (2001)
- (7) 電力需給解析モデル標準化調査専門委員会：「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」 電気学会技術報告 第1386号，2016-12
- (8) 北陸電力：発電所一覧 <http://www.rikuden.co.jp/setsu/subi/hatsuden.html>（閲覧日：2021年8月6日）
- (9) 経済産業省：第18回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene/shinene/shin_energy/keito_wg/018.html（閲覧日：2021年8月6日）
- (10) 気象庁：GPV サンプルデータ一覧，https://www.data.jma.go.jp/devel/oper/gpv_sample.html（閲覧日：2021年8月6日）
- (11) Climate Prediction Center ,
Reanalysis: Atmospheric Data,
<https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/wesley/wgrib2/>（閲覧日：2021年8月5日）
- (12) 気象庁：オリジナルデータ，
<http://database.rish.kyoto-u.ac.jp/arch/jmadata/gpv-original.html>，（閲覧日：2021年8月6日）
- (13) 気象庁：気象データ詳細，
<https://ods.n-kishou.co.jp/detail/519>（閲覧日：2021年8月6日）
- (14) 資源エネルギー庁：固定価格買取制度 再生可能エネルギー電子申請 (<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>)（閲覧日：2021年8月6日）