

PV 出力変動対応のための PV 出力予測誤差統計データに基づく LFC 容量動的決定手法

Dynamic Determination Method of LFC Capacity based on Statistical Data of PV Output Forecast Error for Responding to PV Output Fluctuation

西田 啓人 *・重信 颯人 **・伊藤 雅一 **
Keito Nishida Ryuto Shigenobu Masakazu Ito
金尾 則一 ***・杉本 仁志 ***
Norikazu Kanao Hitoshi Sugimoto

(原稿受付日 2021 年 11 月 30 日, 受理日 2022 年 6 月 15 日)

Abstract

High penetration of PV systems has a challenge for power system stability due to the PV short-cycle fluctuations and the PV output forecast error. The countermeasure against the PV output forecast error is unit commitment considering the reserved capacity such as LFC capacity. Generally, the constant LFC capacity is known regardless of the PV fluctuations. LFC capacity is required in accordance with the PV output forecast error for more PV installation capacity. Then, this paper proposes a dynamic determination method of LFC capacity at each time in a unit commitment by estimating the range of PV output forecast error. Firstly, a PV output forecast error statistical data was made for estimating the range. Secondly, an equation of the LFC capacity for the PV output forecast error was formulated. Finally, the unit commitment was planned by estimating PV output forecast error and dynamically determining the LFC capacity. The result of the proposed method showed that the maximum PV installation capacity could be increased from 56.5% to 71.6% compared to the static setting of LFC capacity. Furthermore, LFC capacity was reduced from 391 MWh to 295 MWh.

Key words : Statistical data, PV output forecast error, LFC capacity, Dynamic determination method, Maximum PV installation capacity

1. はじめに

政府は 2030 年までに温室効果ガス排出量 2013 年度比 46%削減目標を掲げており, 実現には国内 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¹⁾. 課題解決のため, 太陽光発電(PV)の最大限導入が必要とされている²⁾. 一方で, PV が大量接続された電力系統安定運用の観点で見ると, PV 出力の変動量増加や PV 出力予測誤差による系統安定性低下が懸念されている. 短周期変動対策として, 系統慣性力の確保, ガバナフリー制御, 負荷周波数制御(LFC)が行われているが, さらに, PV 出力予測誤差への対策のため, PV 出力予測誤差を考慮した発電機起動停止計画(UC)問題に基づく電力系統運用が期待される. 現在の系統運用計画では, PV 出力変動の大きさに関わらず, 予備力として予測需要に対して 2~3%程度の一定の LFC 容量が確保されている³⁾.

一方 PV 出力変動に対するこれまでの研究では, 天空画像から推定された雲量を用いる PV 出力短周期変動予測手法の提案⁴⁻⁶⁾や, PV 出力予測誤差の特性が分析され⁷⁻⁹⁾, PV 出力予測は高精度化されている. UC に対するこれまでの

研究では, 系統運用者の利益を考慮した UC^{10,11)}が報告されている. さらに, 再生可能エネルギーの不確実な出力変動に対応するため, 運転予備力制約を拡張した UC¹²⁾や, 予測 PV 出力に信頼区間を設け, それに基づいた LFC 容量確保制約を考慮した UC¹³⁾も提案されているが, どちらも PV 出力予測誤差に対する周波数安定性は考慮していない. また, PV 出力予測誤差は PV 出力の予測値と実測値の差分として扱っているが, LFC 容量と同様に, PV 出力予測誤差も予測需要基準で推定する必要がある. ここで著者らは, 予測需要基準での PV 出力予測誤差と周波数偏差の関係について, LFC 容量に応じた関連性調査を行った. 2 章でも述べるが, 結果として, PV 出力予測誤差増加に応じて LFC 容量を増加させることで, 周波数偏差への影響を緩和できることを確認した¹⁴⁾. しかし, PV 出力予測誤差は, 実運用時にしか分からず, また, LFC 対象機は限定され, 発電機は起動停止維持時間制約や出力変化速度制約を満たす必要があるため, 時々刻々と変化する PV 出力予測誤差に対して, リアルタイムで LFC 容量を変更することは困難である. よって, 電力系統安定性を維持しつつ, PV を最大限導入するためには, UC において PV 出力予測誤差を推定し, それに対応した LFC 容量の確保が必要である.

そこで本稿では, PV 出力予測誤差の統計データから誤差

Corresponding author ; Keito Nishida,

E-mail : nishida.keito@pws.fuee.u-fukui.ac.jp

* 福井大学大学院工学研究科安全社会基盤工学専攻

** 福井大学学術研究院工学系部門工学領域

〒910-8507 福井県福井市文京 3 丁目 9 番 1 号

*** 北陸電力株式会社 新価値創造研究所

〒930-0848 富山県富山市久方町 2 丁目 54 番地

の範囲を推定することで、UC での所要 LFC 容量を各時刻で動的に決定する手法を提案し、その検証として前日計画及び当日運用を模擬した需給周波数シミュレーションを行う。提案手法は、PV 出力予測誤差の統計データを作成し、PV 出力予測誤差に対する所要 LFC 容量算出式を定式化する。さらに、PV 出力予測誤差統計データおよび所要 LFC 容量算出式に基づき、推定される PV 出力予測誤差に対して LFC 容量を UC の時刻断面毎に動的に決定する。提案手法を用いることで、電力系統安定性を維持した上での PV 導入可能量増加効果、LFC 容量削減効果を明らかにする。

本稿の構成は、以下の通りである。2 章で PV 出力予測誤差と周波数制御の相関性調査について述べ、3 章で提案手法である PV 出力予測誤差統計データに基づく LFC 容量動的決定手法、4 章で想定するシミュレーション条件、5 章でシミュレーション結果及び考察、6 章で結論を述べる。

2. 相関性調査

著者らは、PV 出力予測誤差が周波数制御に与える影響を明らかにするため、3.1 節で述べる系統解析モデルを用いて、PV 出力予測誤差と周波数制御の指標である周波数時間滞在率の相関性調査を行った。そこで、確保した LFC 容量の大きさによって PV 出力予測誤差が周波数制御へ与える影響は異なることを報告した¹⁴⁾。図 1 に PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の散布図及びその近似直線を示す。図 1 の近似直線より、いずれの LFC 容量でも PV 出力予測誤差増加に伴い周波数時間滞在率が減少していることが確認できる。また、LFC 容量 7% の時は LFC 容量 2% の時に比べて、近似直線の傾きが緩やかになっていることが確認できる。さらに、 $\pm 0.1\text{Hz}$ での周波数管理目標値(95%以上)を満たすためには、PV 出力予測誤差の増加に伴い、多くの LFC 容量確保が必要であると確認できる。

よって、系統安定性維持のためには、UC で PV 出力予測誤差を考慮し、所要 LFC 容量を確保することが重要である。

3. PV 出力予測誤差統計データに基づく LFC 容量動的決定手法

提案手法は図 2 に示すように、ステージ A, B, C に大別される。また、各ステージで用いるデータ期間を図 3 に示す。PV に関する用語説明は付録 A を参照されたい。

ステージ A では、解析対象日の前年度 1 年分の PV 出力予測誤差を、UC 時刻断面毎で予測 PV 出力区分(本稿では 200MW 毎)により分類、学習する。PV 出力予測誤差は時々刻々と発生し、快晴や曇天などの気象状況に応じて発生量が異なるため、1 年分のデータをそのまま用いると、気象情報が考慮されない年平均 PV 出力予測誤差を学習することになる(図 4(a))。そこで、気象情報に関する分解能とし

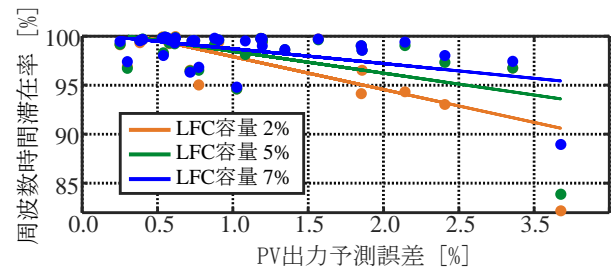


図 1 PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の相関図

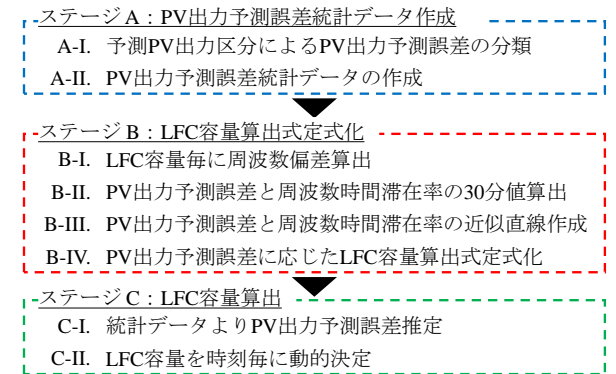


図 2 提案手法の概要

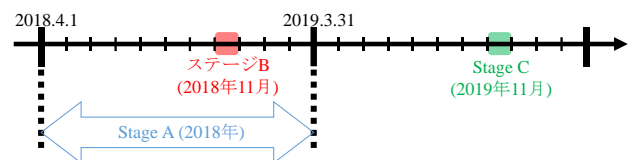


図 3 各ステージの使用データ期間と解析対象日

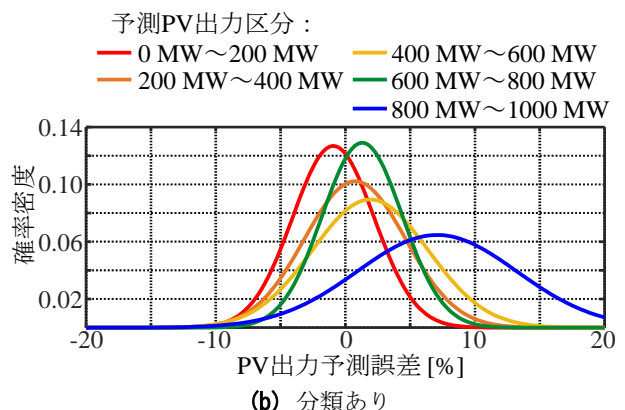
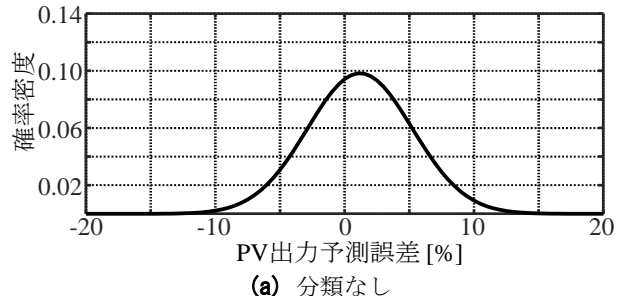


図 4 UC12:00 断面において

予測 PV 出力区分の有無による確率密度関数

て予測 PV 出力を導入することで、UC 時刻断面毎で予測 PV 出力区分により PV 出力予測誤差を分類する(図 4(b))。このように、時刻断面毎、各予測 PV 出力区分で PV 出力予測誤差推定値を学習する。全時刻断面、全予測 PV 出力区

表1 系統解析モデルの発電機構成

発電機	LFC 対象	定格出力 [MW]	最小出力 [MW]	出力変化速度 [MW/min]	単位慣性定数 [s]	燃料費係数			定格出力 での単価 [円/kWh]
						a [¥]	b [¥/MW]	c [¥/MW ²]	
石油#1	○	250	40	3.0	7.70	316	4.6	0.00105	6.1
石油#2		250	75	3.0	7.70	200	5	0.00005	5.8
石油#3		500	75	12.5	8.56	200	5	0.00005	5.4
石油#4		250	35	3.0	7.70	316	4.6	0.00105	6.1
石炭#1		250	60	5.0	7.70	40	2	0.0002	2.2
石炭#2		250	60	5.0	7.70	40	2	0.0002	2.2
石炭#3	○	500	100	15.0	9.86	120	1.5	0.00018	1.8
石炭#4	○	700	140	28.0	6.81	182	1.3	0.00016	1.7
石炭#5	○	500	100	10.0	7.25	120	1.5	0.00018	1.8
石炭#6	○	700	140	28.0	6.86	182	1.3	0.00016	1.7
LNG 機	○	425	178	20.0	6.83	120	1.4	0.00166	2.4
水力		388	130	10.0	13.4	120	1.4	0.00166	2.4

分での PV 出力予測誤差推定値を合わせたデータを PV 出力予測誤差統計データとする。ステージ B では、解析対象月の系統安定性及び季節性を解析するため、解析対象日が含まれる月と同月の前年度データを用い、PV 出力予測誤差に応じた LFC 容量算出式定式化を行う。ステージ C では、PV 出力予測誤差統計データ(ステージ A)と LFC 容量算出式(ステージ B)、解析対象日前日の予測 PV 出力を基に、予測 PV 出力区分により PV 出力予測誤差を推定し、それに対する所要 LFC 容量を UC 時刻断面毎に動的に決定する。

3.1 系統解析モデル・使用データ

系統解析モデルは北陸エリアを想定し、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)¹⁵⁾を参考に作成した。発電機構成を表1に示す。LFC 対象機は、発電機の容量や出力変化速度などを考慮し、石油機、石炭機、LNG 機とした。また、水力機は、慣性力供給のため9:00から18:00にスケジュール運転とした。さらに、本稿で用いる PV 発電出力・需要は、北陸エリアにおける実測データ(1 分値)に短周期変動成分(1 秒値)を外挿することで作成した。予測 PV 出力は、気象庁から発行される最大 39 時間先までの予測を取得可能なメソ数値予報モデル MSM-GPV から北陸エリアにおける予測日射量を取得し、システム出力係数を乗じることで作成した。システム出力係数決定方法は付録 B を参照されたい。予測需要は、需要実測の 30 分平均値とした。本稿での PV 出力予測誤差を(1)式で定義する。また、系統解析モデル・使用データの詳細は文献(15)を参照されたい。

$$\varepsilon_t^{\text{meas}} [\%] = \frac{p_t^{\text{PVfct}} [\text{MW}] - p_t^{\text{PV}} [\text{MW}]}{D_t^{\text{fct}} [\text{MW}]} \cdot 100 \quad (1)$$

ここで、 t は UC 時刻断面($t = 1, \dots, 48$)、 $\varepsilon_t^{\text{meas}}$ は PV 出力予測誤差、 p_t^{PVfct} 、 p_t^{PV} はそれぞれ予測 PV 出力、PV 発電出力、 D_t^{fct} は予測需要を表す。

3.2 ステージ A : PV 出力予測誤差統計データ作成

PV 出力予測誤差統計データの作成手順を図5に示す。

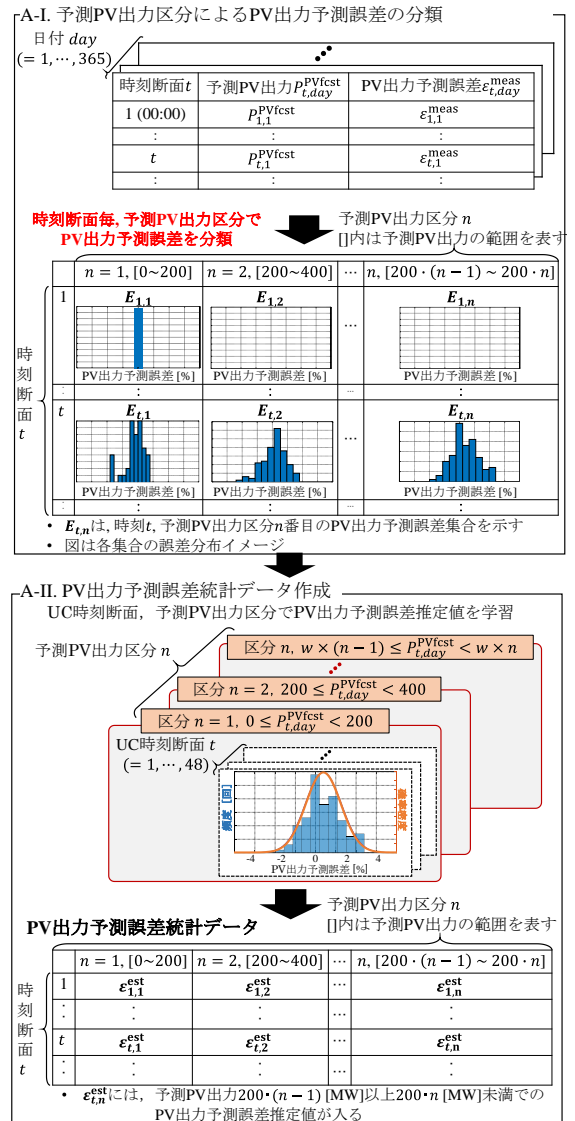


図5 PV 出力予測誤差統計データ作成のイメージ

まず、3.1節で説明した予測 PV 出力と予測需要、PV 発電出力の 30 分平均値から PV 出力予測誤差を算出し、時刻断面毎で予測 PV 出力区分により分類する。図6に予測 PV 出力区分 200~400 MW での UC9:00 断面、12:00 断面、15:00 断面における PV 出力予測誤差のヒストグラムを示す。これより、分類した PV 出力予測誤差が正規分布に基づく確

率密度関数に従うと仮定し、各時刻断面の各予測 PV 出力区分で、正負方向それぞれの PV 出力予測誤差推定値($|\mu \pm \sigma|$ 値)を算出する。さらに、 $|\mu \pm \sigma|$ 値のうち大きい方の値を PV 出力予測誤差推定値とし、PV 出力予測誤差統計データを作成する。以下に各手順の詳細について述べる。

(A-I) 予測 PV 出力での PV 出力予測誤差の分類

(2)式を用いて、UC 時刻断面毎で予測 PV 出力区分により PV 出力予測誤差を分類する。予測 PV 出力幅は 200 MW とする。

$$E_{t,n} = \{\varepsilon_{t,day}^{meas} \mid w \cdot (n-1) \leq p_{t,day}^{PVfcst} < w \cdot n\} \quad (2)$$

$$w = 200, n = \{1 \leq n, n \text{は整数}\}$$

ここで、 t は UC 時刻断面($t = 1, \dots, 48$), day は日付($day = 1, \dots, 365$), n は予測 PV 出力の区分番号を表す。 $E_{t,n}$ は時刻 t における予測 PV 出力区分 n 番目の PV 出力予測誤差集合、 $\varepsilon_{t,day}^{meas}, p_{t,day}^{PVfcst}$ はそれぞれ日付 day での時刻 t における PV 出力予測誤差 [%], 予測 PV 出力 [MW], w は予測 PV 出力幅 [MW]を表す。

(A-II) PV 出力予測誤差統計データの作成

集合 $E_{t,n}$ の PV 出力予測誤差が正規分布に基づく確率密度関数に従うと仮定すると、図 6(b)に示すように、PV 出力予測誤差の平均値が正方向、負方向へずれることがある。これは、PV 発電出力が上振れまたは下振れするときの幅が異なることを意味している。そこで、 $E_{t,n}$ の確率密度関数による正方向の予測誤差推定値 $\delta_{t,n}^+$ 、負方向の予測誤差推定値 $\delta_{t,n}^-$ をそれぞれ(3)式より算出する。さらに、(4)式を用いてすべての UC 時刻断面における PV 出力予測誤差推定値を算出し、PV 出力予測誤差統計データを作成する。

$$\delta_{t,n}^+ = |\mu_{t,n} + \sigma_{t,n}| \quad (3)$$

$$\delta_{t,n}^- = |\mu_{t,n} - \sigma_{t,n}|$$

$$\varepsilon_{t,n}^{est} = \begin{cases} |\mu_{t,n} + \sigma_{t,n}|, & \delta_{t,n}^+ > \delta_{t,n}^- \\ |\mu_{t,n} - \sigma_{t,n}|, & \delta_{t,n}^+ < \delta_{t,n}^- \end{cases} \quad (4)$$

ここで、 $\mu_{t,n}$ は $E_{t,n}$ の確率密度関数での平均値、 $\sigma_{t,n}$ は $E_{t,n}$ の確率密度関数での標準偏差、 $\varepsilon_{t,n}^{est}$ は時刻 t における予測 PV 出力区分 n 番目の PV 出力予測誤差推定値 [%]を表す。

3.3 ステージ B : LFC 容量算出式定式化

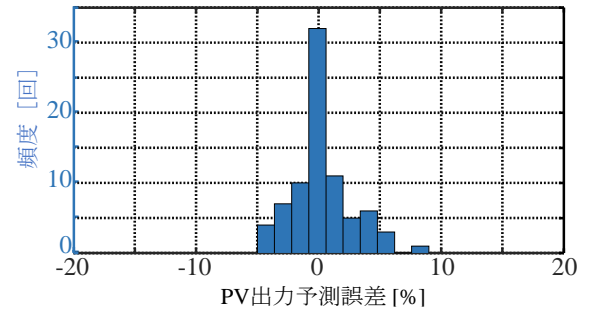
ステージ B は、LFC 容量毎に PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の近似直線を作成し、管理目標値を閾値とすることで、PV 出力予測誤差に応じた LFC 容量算出式の定式化を行う。以下に、各手順の詳細について述べる。

(B-I) LFC 容量毎に周波数偏差算出

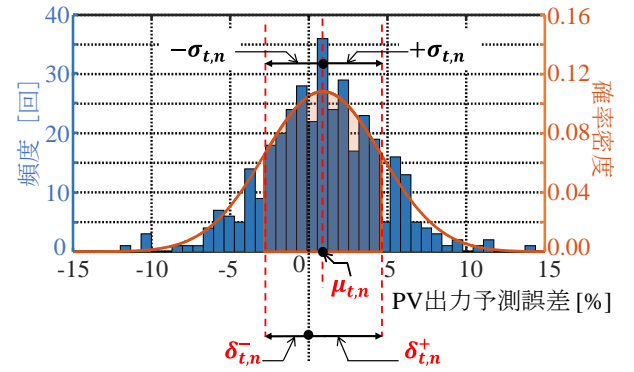
LFC 容量毎の周波数偏差を算出するため、3.1 節で説明した系統解析モデル・データを用いて、需給周波数シミュレーションを行う。LFC 容量は 2%~10%とする。

(B-II) PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の 30 分値算出

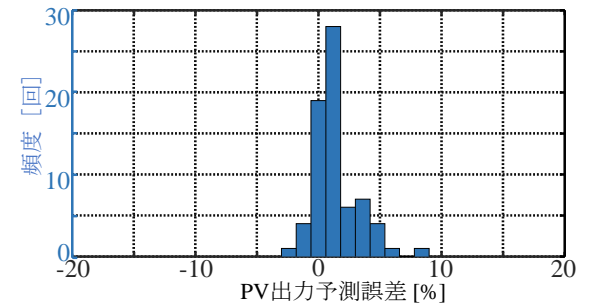
LFC 容量は UC で確保する必要がある、UC は 30 分間隔



(a) UC9:00 断面



(b) UC12:00 断面



(c) UC15:00 断面

図 6 予測 PV 出力区分 200 MW~400 MW での PV 出力予測誤差のヒストグラム

で立案されるため、B-I で取得される周波数偏差を用いて、LFC 容量毎に周波数時間滞在率の 30 分平均値を算出する。また、PV 出力予測誤差の 30 分平均値も算出する。

(B-III) PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の近似直線

LFC 容量毎に許容できる PV 出力予測誤差の範囲を決定する。そのために、B-II で算出した 30 分平均値を用いて、PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率の近似直線を LFC 容量毎に(5)式を用いて作成する。

$$F_i^{\pm 0.1} = a_i \varepsilon_t^{PV} + b_i \quad (5)$$

ここで、 t は UC 時刻断面($t = 1, \dots, 48$), i は UC での LFC 容量($i = 2, \dots, 10$) [%], a_i, b_i は LFC 容量 i での近似直線の傾きと切片、 $F_i^{\pm 0.1}$ は LFC 容量 i での ± 0.1 Hz における周波数時間滞在率 [%], ε_t^{PV} は PV 出力予測誤差 [%]を表す。

(B-IV) LFC 容量算出式の定式化

B-III で算出される周波数時間滞在率 $F_i^{\pm 0.1}$ は管理目標値 95%以上を満たす必要がある。そこで、周波数時間滞在率が管理目標値を満たす最小の LFC 容量を決定するように、

(6)式でPV 出力予測誤差に応じた LFC 容量算出式を定式化する。

$$LFC_t = \min(I_t) \quad (6)$$

$$I_t = \{i \mid (a_i \varepsilon_t^{PV} + b_i - F_0) \geq 0\}$$

ここで、 F_0 は $\pm 0.1\text{Hz}$ での周波数管理目標値が95%以上であるため、95とした。

3.4 ステージC：LFC 容量決定

ステージCは、PV 出力予測誤差統計データ(ステージA)、PV 出力予測誤差に応じた LFC 容量算出式(ステージB)、解析対象日前日の予測 PV 出力を基に、UC 時刻断面毎に PV 出力予測誤差を推定し、所要 LFC 容量を決定する。

(C-I) 統計データより PV 出力予測誤差推定

ステージAで作成したPV 出力予測誤差統計データに基づき、(7)式を用いて各時刻の予測 PV 出力に応じた PV 出力予測誤差を推定する。

$$\varepsilon_t^{PV} = \{\varepsilon_{t,n}^{\text{est}} \mid w \cdot (n-1) \leq P_t^{\text{PVfscst}} < w \cdot n\} \quad (7)$$

$$w = 200, n = \{1 \leq n, n \text{は整数}\}$$

ここで、 t はUC 時刻断面($t = 1, \dots, 48$)、 n は予測 PV 出力幅の区分番号を表す。また、 $\varepsilon_{t,n}^{\text{est}}$ は時刻 t における予測 PV 出力区分 n 番目の PV 出力予測誤差推定値 [%]、 ε_t^{PV} は時刻 t における PV 出力予測誤差 [%]、 P_t^{PVfscst} は時刻 t における予測 PV 出力 [MW]、 w は予測 PV 出力幅 [MW]を表す。

(C-II) LFC 容量を時刻毎に動的決定

ステージBで定式化したPV 出力予測誤差に応じた LFC 容量算出式(6)式を用いて、C-Iで推定したPV 出力予測誤差に対する所要 LFC 容量をUC 時刻断面毎に決定し、(8)式に示す LFC 容量確保制約を満たすように UC を立案する(図7)。本稿で対象とする UC は、メリットオーダーに基づき、各種制約条件を満たしつつ、発電機起動停止状態、発電機出力を決定しており、目的関数および制約条件は付録Cを参照されたい。

【LFC 容量確保制約】

$$D_t^{\text{fcst}} [\text{MW}] \cdot LFC_t^{\%} [\%] \leq LFC_t^{\text{MW}} [\text{MW}] \quad (8)$$

$$LFC_t^{\text{MW}} = \sum_{g^{LFC} \in G^{LFC}} (P_{g^{LFC}}^{\text{max}} - P_{t,g^{LFC}}^{\text{UC}}) \cdot u_{t,g^{LFC}}$$

ここで、 t はUC 時刻断面($t = 1, \dots, 48$)、 g^{LFC} はLFC 対象機($g^{LFC} = 1, \dots, G^{LFC}$)、 $u_{t,g^{LFC}}$ は発電機の起動停止状態を表す。 D_t^{fcst} は予測需要 [MW]、 $LFC_t^{\%}$ は LFC 容量算出式により決定される所要 LFC 容量 [%]、 LFC_t^{MW} は UC 立案時の確保 LFC 容量 [MW]を表す。 $P_{g^{LFC}}^{\text{max}}$ と $P_{t,g^{LFC}}^{\text{UC}}$ はそれぞれ発電機の定格出力と UC 計画出力を表し、確保 LFC 容量は、稼働中の全 LFC 対象機の定格出力と UC 計画出力の差分の合計値とする。

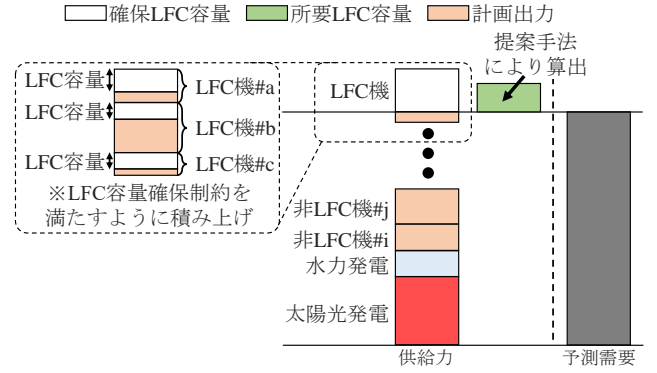


図7 LFC 容量確保制約のイメージ

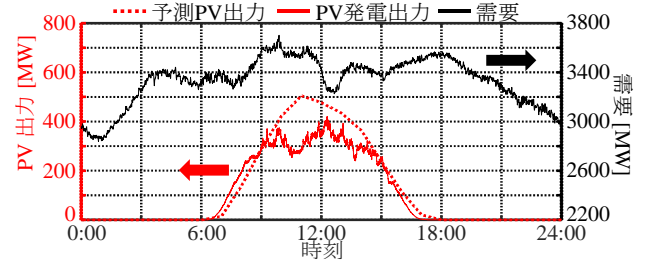


図8 基準PV 導入量における予測PV 出力、PV 発電出力、需要

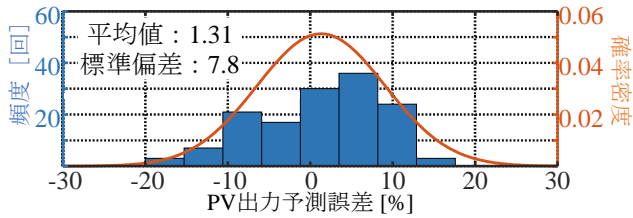
4. 提案手法の有効性検証手順・条件

4.1 シミュレーション手順

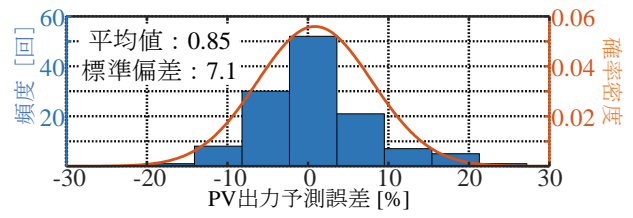
提案手法を用いて LFC 容量を決定し、UC 立案、需給周波数シミュレーションを行うため、まず、解析対象日の前日 9:00(運用開始時刻の 15 時間前)に MSM-GPV より予測日射量を取得し、予測 PV 出力を算出する。次に、予測 PV 出力に対して LFC 容量動的決定手法を適用し、UC 時刻断面毎に PV 出力予測誤差推定、それに対する LFC 容量決定、UC 立案を行う。さらに、3.1 節で述べた系統解析モデル・データを用いて需給周波数シミュレーションを行う。

4.2 シミュレーション条件

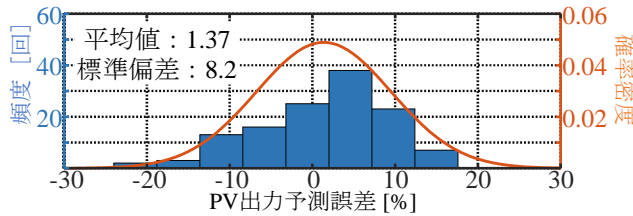
図3に示すように、解析対象日は2019年11月6日とする。また、ステージAでは、前年度2018年度のデータを学習データとする。ステージBでは、解析対象月における系統安定性及び季節性について学習するため、前年度同月である2018年11月のデータを用いる。またPV 導入量は、2019年11月時点での北陸3県のPV 導入量合計値1010 MW¹⁶⁾を基準PV 導入量とし、PV 導入可能量を評価するため40MW刻みで増加させる。さらに、提案手法で用いる予測PV 出力とPV 出力予測誤差の学習データは、基準PV 導入量1010MWで正規化し、PV 導入量を乗じることで導入量増加による影響を反映させた。ここでは、PV 導入量増加によるならし効果の影響は考慮していない。また、図8に基準PV 導入量での予測PV 出力、PV 発電出力、需要を示す。これより、基準PV 導入量での最大PV 出力予測誤差は約5.7%(約201MW)であり、PV 導入量増加に伴い予測誤差が増加する日を対象とした。



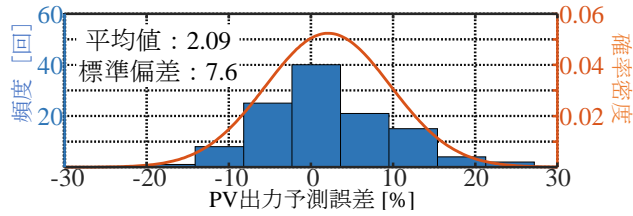
(a-1) 予測 PV 出力 400MW~600MW, UC11:00 断面



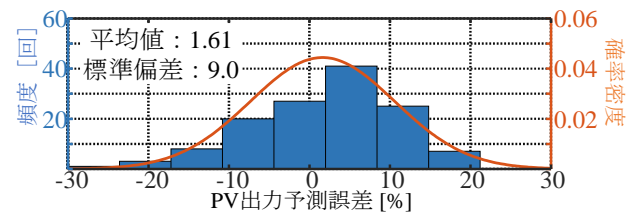
(a-2) 予測 PV 出力 600MW~800MW, UC11:00 断面



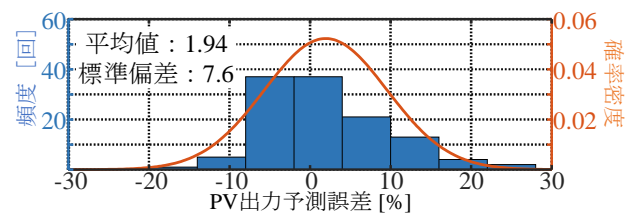
(b-1) 予測 PV 出力 400MW~600MW, UC11:30 断面



(b-2) 予測 PV 出力 600MW~800MW, UC11:30 断面



(c-1) 予測 PV 出力 400MW~600MW, UC12:00 断面



(c-2) 予測 PV 出力 600MW~800MW, UC12:00 断面

図 9 PV 導入量 2130MW 時の UC11:00, 11:30, 12:00 断面における

予測 PV 出力区分 400MW~600MW, 600MW~800MW でのヒストグラムと確率密度関数

4.3 評価指標

PV 導入可能量を「周波数管理目標値(① $\pm 0.2\text{Hz}$, ② $\pm 0.1\text{Hz}$: 95%以上)を満たす最大需要に対する最大 PV 導入量」とし, (9)式で定義する.

$$PV_m^{\text{poss}} = \frac{\max(PV_m^{0.1} \cap PV_m^{0.2})}{\max(D_t)} \quad (9)$$

ここで, m は LFC 容量決定手法(m :一定 LFC 容量, 提案手法)を表す. PV_m^{poss} は PV 導入可能量 [%], $PV_m^{0.1}$, $PV_m^{0.2}$ は各周波数管理目標値を満たす PV 導入量 [MW], D_t は需要を表す.

5. 数値シミュレーション結果・考察

5.1 ステージ A, B の有効性

ステージ A: PV 導入量 2130 MW 時の UC11:00 断面, 11:30 断面, 12:00 断面それぞれにおける予測 PV 出力 400 MW~600 MW, 600 MW~800 MW 区分での各誤差集合のヒストグラム及び確率密度関数を図 9 に示す. PV 導入量 2130 MW は, 5.2 節にて提案手法と一定 LFC 容量 5%を比較する際に用いるため, ここで採用した. これより, 時刻断面毎・予測 PV 出力区分で PV 出力予測誤差の平均値, 標準偏差が異なり, これらを学習することで, 時刻断面毎で予測 PV 出力に応じた PV 出力予測誤差が推定できる.

ステージ B: ステージ B で作成される近似直線を図 10 に, 各 LFC 容量の近似直線における周波数時間滞在率の絶対誤差の平均値を表 2 示す. 近似直線の a_i, b_i , PV 出力予測

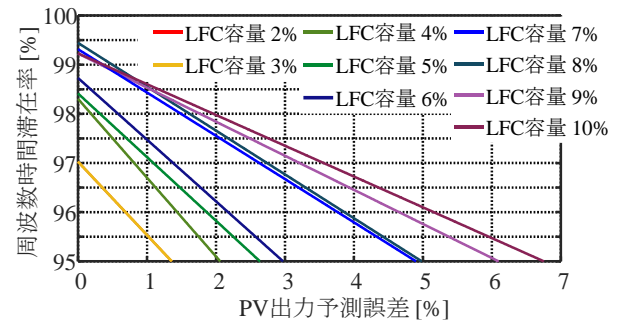


図 10 LFC 容量毎の近似直線

表 2 近似直線の絶対誤差

LFC 容量[%]	絶対誤差[%]	LFC 容量[%]	絶対誤差[%]
2	3.05	6	2.09
3	3.05	7	0.80
4	2.95	8	1.02
5	2.31	9	0.93
		10	0.84

誤差と所要 LFC 容量の対応表は付録 D を参照されたい. これより, LFC 容量を変化させることで, 許容できる PV 出力予測誤差が増加することが確認できる. また, LFC 容量の増加に伴い絶対誤差が小さくなるため, PV 出力予測誤差に対して LFC 容量を最適に決定することが可能である.

5.2 PV 導入量による周波数時間滞在率の評価

PV 導入量増加に対して, 一定 LFC 容量及び提案手法を適用した場合の周波数時間滞在率を図 11 に示す. 図 11 より, 一定 LFC 容量 2%と 5%の周波数時間滞在率に差異がなかった. これは, 所要 LFC 容量の違いはあるものの, それ

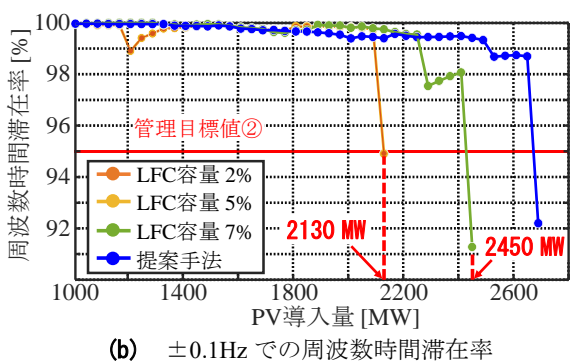
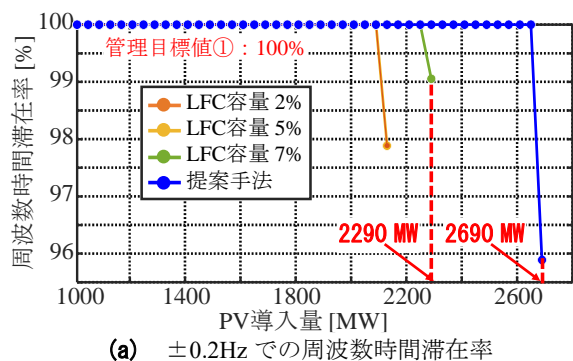


図 11 各 PV 導入量での周波数時間滞在率

を確保するための発電機起動停止状態に差異がなかったためである。図 11(a)より、PV 導入量 2290 MW 時に LFC 容量 7% とすると、周波数時間滞在率は $\pm 0.1\text{Hz}$: 97.5%, $\pm 0.2\text{Hz}$: 99.0% で管理目標値①を満たさなかった。さらに図 11(b)より、PV 導入量 2450 MW 時は、 $\pm 0.1\text{Hz}$: 91.3% で管理目標値②を満たさず、系統安定性を維持できなかった。また、PV 導入量 2130 MW 時に一定 LFC 容量 2%, 5% とすると、周波数時間滞在率は $\pm 0.1\text{Hz}$: 94.9%, $\pm 0.2\text{Hz}$: 97.9% で両管理目標値を満たさなかった。一方、提案手法を適用すると、 $\pm 0.1\text{Hz}$: 99.4%, $\pm 0.2\text{Hz}$: 100.0% に周波数時間滞在率が向上し、両管理目標値を満たすことで、系統安定性が維持できた。

そこで、PV 導入量 2130 MW の場合について、提案手法と一定 LFC 容量 5% での周波数偏差、発電機出力を確認することで、提案手法適用による有効性について考察を行う。PV 出力予測誤差が発生した時間帯 11:00~12:00(図 8)において、一定 LFC 容量 5% を適用した場合の石炭 5 号機の UC 計画出力と経済負荷配分制御(EDC)出力、発電機出力、UC 計画出力下限を図 12 に示す。また、各手法適用時の全 LFC 対象機計での UC 計画出力と EDC 出力、発電機出力、LFC 容量を含む UC 計画出力を図 13、図 14、周波数偏差を図 15 に示す。ここで、本シミュレーションにおける EDC は UC を基に、演算周期 5 分で予測残余需要と実績残余需要との乖離分を補正するように各発電機の調整量を決定する。また LFC 容量が UC 断面で確保されることから、EDC は LFC 容量の範囲内で運用することとした。図 12 より一定 LFC 容量 5% での石炭 5 号機は、11:30 で停止する UC が立案さ

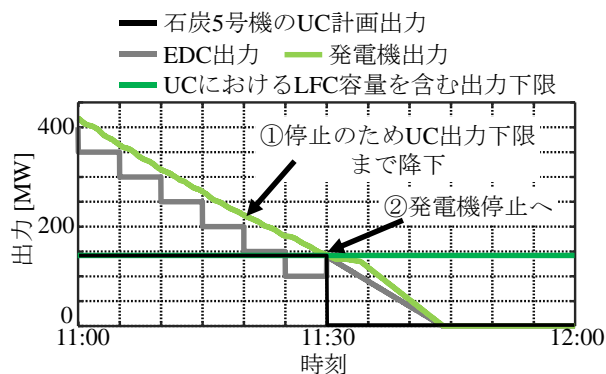


図 12 石炭 5 号機の発電機出力

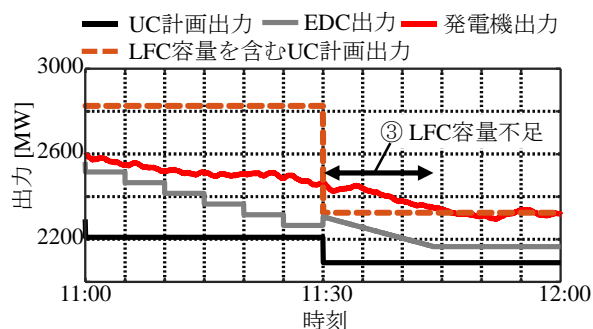


図 13 一定 LFC 容量 5% における UC 計画、EDC 出力、発電機出力、LFC 容量を含む UC 計画出力

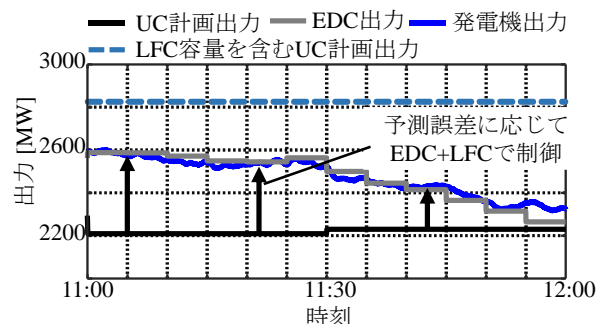


図 14 提案手法における UC 計画、EDC 出力、発電機出力、LFC 容量を含む UC 計画出力

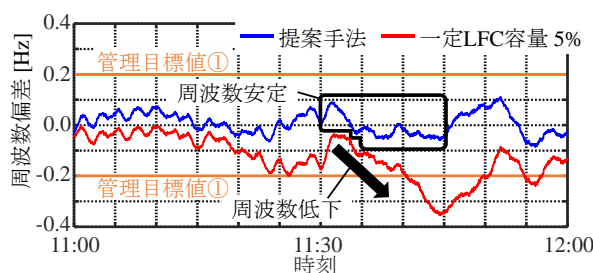


図 15 周波数偏差

れたため、発電機出力が UC 計画出力下限まで直線的に下降している(①)。その後、11:30 時点で発電機出力が UC 計画出力下限となり、発電機停止へ移行した(②)。さらに図 13 より、確保される LFC 容量が 11:30 の石炭 5 号機停止計画に応じて減少し、PV 出力予測誤差に対する LFC 容量が不足する(③)ことで周波数が低下した(図 15)。実際の運用においては、あまり発生しないが、 -0.3Hz を約 10 分継続して逸脱していることが確認できる。また、図 13 において、11:30~11:45 に LFC 容量を含む UC 計画出力を超えて出力

している。これは図 12 より、石炭 5 号機が停止する計画に対して、11:30 にすぐ発電機停止は出来ないため、11:30 から 11:45 までは UC 計画出力下限以下で出力し、それにより UC 計画出力を上回った出力がなされたと確認できる。一方、図 14 より、UC で PV 出力予測誤差を考慮し、LFC 容量を動的に決定することで、PV 出力予測誤差に応じて、EDC+LFC で制御され、電力系統安定性が維持された(図 15)。従って、提案手法を適用し、UC 時刻断面で PV 出力予測誤差を推定、所要 LFC 容量を決定することで、PV 出力予測誤差が発生しても、電力系統安定性を維持できる。

5.3 PV 導入量増加効果・LFC 容量削減効果

図 11 より、一定 LFC 容量 5% と提案手法を比較すると、PV 導入可能量 PV^{poss} は 56.5% から 71.6% に増加し、15.1 ポイントの PV 導入可能量増加効果が見られた。さらに、最大 PV 出力を含む時間帯(12:00~13:00)における PV 発電量は 662MWh から 839MWh に増加し、21.1% の PV 発電量増加効果が見られた。

また図 11 (a) より、PV を 2250 MW 導入するためには、一定 LFC 容量 7% もしくは提案手法を適用する必要がある。そこで、PV 導入量 2250 MW において、一定 LFC 容量 7% および提案手法を適用した場合に、全 LFC 対象機で確保される LFC 容量を図 16 に示す。これより提案手法を適用することで、予測 PV 出力が大きい日中は、PV 出力予測誤差を考慮し、LFC 容量をより多く確保し、夜間は LFC 容量をより少なくしていることがわかる。また、日平均 LFC 容量は 391 MWh から 295 MWh に減少し、24.5% の LFC 容量削減効果が見られた。

5.4 提案手法適用による月間シミュレーション結果

解析対象日(2019 年 11 月 6 日)を含む 2019 年 11 月を対象に、PV が 2130 MW 導入された場合について、需給周波数シミュレーションを行った。図 17 に、各日の PV 出力予測誤差日平均値と周波数時間滞在率を示す。正の PV 出力予測誤差は、PV 発電出力が予測 PV 出力より下振れした場合を示す。これより、PV 発電出力が下振れした場合に提案手法を適用することで、ほとんどの日で周波数時間滞在率が向上し、例えば図 17 (b) より、11 月 16 日では、84.4% から 98.5% に、11 月 14 日では、88.6% から 97.5% に向上した。5.2 節でも述べたように、11 月 6 日も、94.9% から 99.4% に向上していることから、提案手法の適用は、PV 出力予測誤差による供給力低下に対して有効であると確認できる。

5.5 提案手法適用時での周波数安定性低下の要因と対策

提案手法を適用しても周波数安定性が低下した要因について、PV 導入量 2690 MW 時の発電機出力および周波数偏差から考察する。PV 出力変動により需給インバランスが発生する 9:30~11:30 における各発電機出力と設備利用率、周波数偏差を図 18 に示す。図 8、図 18(a) (b) より、PV 出

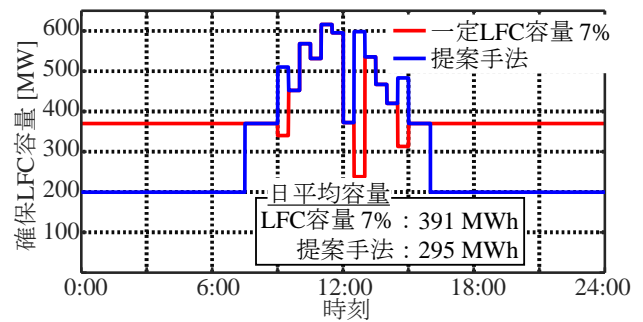
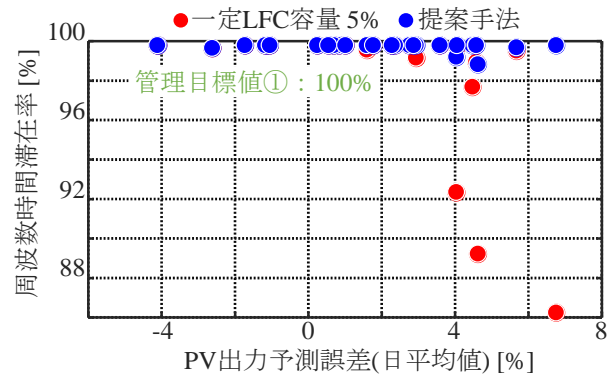
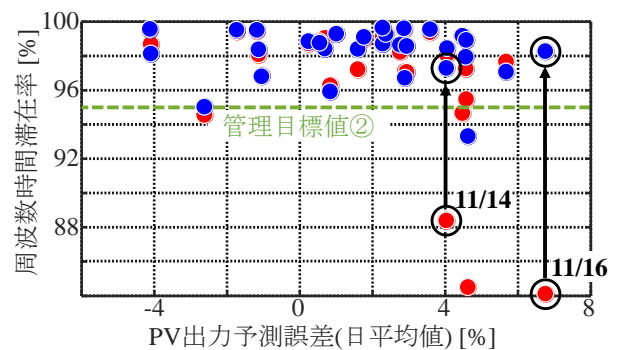


図 16 各手法の確保 LFC 容量と日平均値



(a) ±0.2Hz の周波数管理目標値



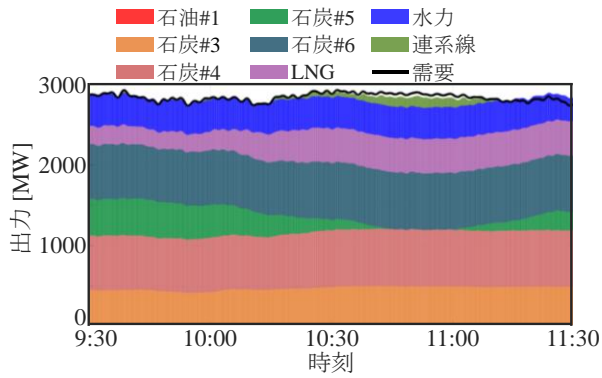
(b) ±0.1Hz の周波数管理目標値

図 17 各日の PV 出力予測誤差と周波数時間滞在率

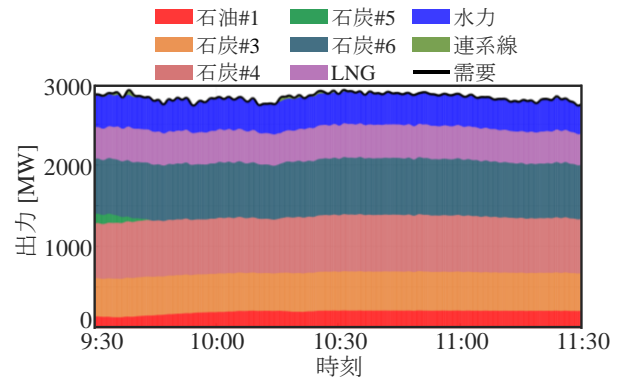
力予測誤差が大きく増加する時間帯に、石炭 5 号機が停止するように計画され、これを補うために全稼働発電機が設備利用率 100% となるように出力している。さらに、発電機起動にも時間を要することから他の発電機を起動はできないため、EDC 及び LFC 能力が低下し、図 18(c) のように長周期にわたる大きな周波数変動が発生したと考えられる。そこで、石油 1 号機を優先起動発電機に設定した場合の、各発電機出力と設備利用率、周波数偏差を図 19 に示す。図 19(a) (b) より、日中における発電機の起動停止はなく、石油 1 号機の設備利用率が 85% 程度であることが確認できる。これより、PV 出力予測誤差に対して出力余裕を確保でき、周波数安定性が維持できた(図 19(c)). すなわち、更なる PV 導入可能量増加のためには、LFC 容量の確保だけでなく、起動停止タイミングなどを考慮した運用が必要である。

6. まとめ

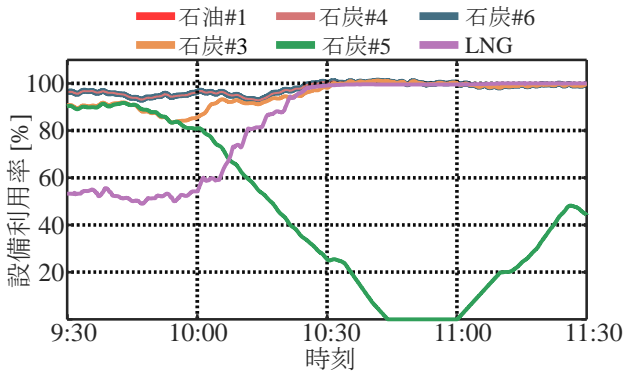
脱炭素化社会実現のために、更なる PV 導入が必要であ



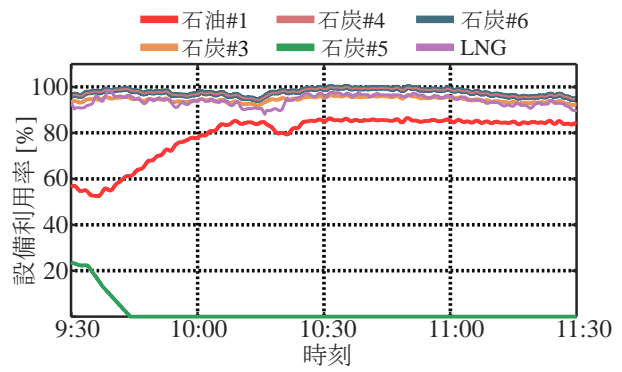
(a) 各発電機出力および連系線潮流, 需要



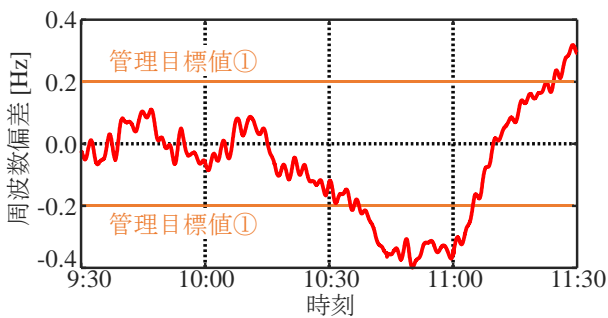
(a) 各発電機出力および連系線潮流, 需要



(b) 各発電機の設備利用率

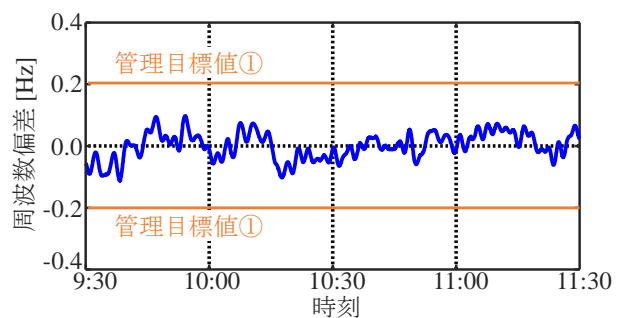


(b) 各発電機の設備利用率



(c) 周波数偏差

図 18 発電機優先起動設定なし



(c) 周波数偏差

図 19 発電機優先起動設定あり

る一方で、PV 出力短周期変動や PV 出力予測誤差による系統安定性低下が課題として挙げられる。課題解決のためには、PV 出力予測誤差を考慮し、それに対して LFC 容量を決定する UC に基づく電力系統運用が必要である。そこで本稿では、UC において PV 出力予測誤差を推定し、LFC 容量を各時刻で動的に決定する手法を提案した。提案手法は 3 つのステージに大別されており、ステージ A では、PV 出力予測誤差推定のための統計データの作成、ステージ B では、PV 出力予測誤差に対する LFC 容量算出式の定式化を行った。さらに、ステージ C では、予測 PV 出力区分に応じて PV 出力予測誤差を推定し、それに対する所要 LFC 容量を UC の時刻断面毎で動的に決定した。提案手法を適用したシミュレーションにより、周波数時間滞在率が向上し、PV 導入可能量、PV 発電量の増加効果が示され、同時に LFC 容量削減効果も示された。さらに、提案手法と一定 LFC 容量それぞれの場合の発電機出力を確認し、提案手法を用い

ることで、PV 出力予測誤差を考慮した LFC 容量を決めることができ、系統を安定に維持できた。

一方で、PV 出力予測誤差による供給力不足に対する系統安定性維持のために、LFC 容量を柔軟に確保する提案手法において、PV 出力変動が大きい日中に発電機起動停止のタイミングが重なり、稼働発電機により出力余裕を確保できなくなると、EDC 及び LFC 制御能力が低下し、周波数安定性が低下する可能性が考えられる。そのため、LFC 容量の確保だけでなく、起動停止のタイミングなどを考慮し、既存の同期発電機に対して LFC とは異なる需給バランス維持の対策を検討する必要がある。また、今回は北陸エリアを対象に、提案手法の有効性について検証を行ったが、系統の規模の変化や、PV 導入量の増加によるならし効果などの影響は分析していない。そのため、これらに対する提案手法の有効性については、詳細な数値シミュレーションによる定量的な解析が今後必要である。

参考文献

- 1) 経済産業省;2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略, 2021 年 12 月, <https://www.meti.go.jp/press/2020/12/20201225012/20201225012-1.pdf> (アクセス日 2021.11.20)
- 2) 環境省;我が国の再生可能エネルギー導入ポテンシャル, <https://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/doc/gaiyou3.pdf> (アクセス日 2021.11.20)
- 3) 北陸電力株式会社;指定ルール太陽光・風力の出力制御見通し算定結果について, 2018 年 11 月, <https://www.rikuden.co.jp/koteikaitori/attach/prospection2018.pdf> (アクセス日 2021.11.20)
- 4) 雪田和人, 一柳勝宏, 後藤泰之, 松村年郎, 水野勝教, 箕輪昌幸, 七原俊也;日射強度の短周期変動予測を目的とした全天雲画像データによる遠方雲量推定の検討, 太陽エネルギー, 46-3 (2020), pp.77-84.
- 5) 谷口浩成, 黒川浩助, 大谷謙仁;気象衛星「ひまわり」画像から算出した雲移動ベクトルを用いた雲の自動推定, 写真測量とリモートセンシング, 39-6 (2000), pp.4-12.
- 6) M.Noia, C.F.Ratto, R.Festa; Solar Irradiance Estimation from Geostationary Satellite data I,II, Solar Energy, 51-6 (1993), pp.449-465.
- 7) 張天鴻, 松橋隆治;ピンポイント日射量予測精度の検証及び分析, エネルギー・資源学会論文誌, 41-6 (2020), pp.336-341.
- 8) 高橋雅仁, 松橋隆治;重回帰分析を用いた系統エリア大の風力発電・太陽光発電の出力予測と予測誤差特性の分析, エネルギー・資源学会論文誌, 38-5 (2017), pp.1-8.
- 9) 大竹秀明, 下瀬健一, Joao Gari da Silva Fonseca Junior, 高島工, 大関崇, 山田芳則;気象庁週間予報モデルの日射量予測の誤差評価, 電気学会論文誌 B, 134-6 (2014), pp.501-509.
- 10) 内藤健人, 北村聖一, 森一之;収益変動リスクを考慮した発電機の週間運転計画, 電気学会論文誌 C, 140-7 (2020), pp.786-793.
- 11) 馬天虎, 馬場旬平, 岩船由美子;価格型デマンドレスポンスを通じたマイクログリッドの経済性分析, 電気学会論文誌 B, 137-9 (2017), pp.602-613.
- 12) 高野浩貴, 張鵬, 村田純一, 橋口卓平, 合田忠弘, 飯坂達也, 中西要祐;再生可能エネルギーの不確実性に対応した小規模グリッドの最適電源運用計画手法, 電気学会論文誌 C, 133-10 (2013), pp.1897-1904.
- 13) 宇田川佑介, 荻本和彦, 大関崇, 大竹秀明, 池上貴志, 福留潔;太陽光発電出力予測に基づく起動停止計画モデルの開発と実規模システムの解析, 電気学会論文誌 B, 136-5 (2016), pp.484-496.
- 14) 西田啓人, 重信颯人, 伊藤雅一, 金尾則一, 杉本仁志;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, 令和 3 年 電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会, (2021), pp.113-118.
- 15) 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).
- 16) 資源エネルギー庁;固定価格取扱い制度再生可能エネルギー電子申請, <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary> (アクセス日 2021.11.20)

付録 A PVに関する用語説明

本稿で用いる PV に関する用語説明を以下に示す。

・ 予測 PV 出力 P^{PVfct}

気象庁発行のメソ数値予報モデル MSM-GPV から北陸エリアにおける予測日射量を取得し、システム出力係数を乗じることで作成。

・ PV 発電出力 P^{PV}

北陸エリアにおける実測データ(1 分値)に短周期変動成分(1 秒値)を外挿することで作成。

・ PV 出力予測誤差 ε^{meas}

予測需要に対する PV 出力予測誤差を(1)式により算出。

・ 予測 PV 出力幅 $w = 200$

A-I で PV 出力予測誤差を分類する際に用いる値。

・ 予測 PV 出力区分番号 $n, \{1 \leq n, n \text{は整数}\}$

予測 PV 出力幅で PV 出力予測誤差を分類する際の区分番号。

・ PV 出力予測誤差集合 $\{E_{t,n} | w \cdot (n - 1) \leq P_t^{PVfct} < w \cdot n\}$

A-I で UC 時刻断面毎、予測 PV 出力区分毎に分類した PV 出力予測誤差の集合。以下に例を示す。

【 $n = 1, 0 \leq P^{PVfct} < 200$ 】

$E_{t,1}$: 予測 PV 出力が 200 MW 未満での PV 出力予測誤差の集合。

【 $n = 2, 200 \leq P^{PVfct} < 400$ 】

$E_{t,2}$: 予測 PV 出力が 200 MW 以上 400 MW 未満での PV 出力予測誤差の集合。

・ PV 出力誤差推定値 ε^{est}

各 PV 出力予測誤差集合が正規分布に基づく確率密度関数と仮定した際に決定される PV 出力予測誤差推定値。

・ PV 出力予測誤差統計データ

全ての UC 時刻断面、予測 PV 出力区分の PV 出力予測誤差推定値をまとめたデータ。

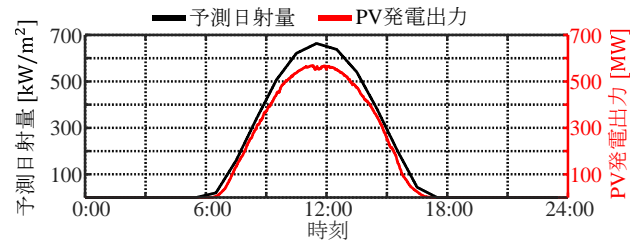
付録 B システム出力係数決定方法

本稿で用いる予測 PV 出力は、MSM-GPV より予測日射量を取得し、それにシステム出力係数(PR)を乗じることで作成するが、日射量は各地域で異なるため、対象地域での PR を決定する必要がある。そこで、(付 1)式を用い、2019 年 11 月での快晴日の最大予測日射量と最大 PV 発電出力(実測データ)から PR を決定した。付図 1 に PR 決定に用いた快晴日の予測日射量、PV 発電出力を示す。

$$P^{PVfct} = I^{fct} \cdot C^{PV} \cdot PR \quad (\text{付 1})$$

ここで、 P^{PVfct} 、 I^{fct} はそれぞれ予測 PV 出力、予測日射量、 C^{PV} は北陸エリア PV 導入量1010 MW¹⁶⁾を表す。

付図 1 より、最大予測日射量は662 kW/m²、最大 PV 発電出力は564 MWであるため、(付 1)式に代入すると、PR は 0.84となる。この PR を用いて、予測 PV 出力を作成した。



付図 1 2019 年 11 月での快晴日の
予測日射量と PV 発電出力

付録 C 発電機起動停止計画の定式化

本稿で扱う UC の目的関数及び各種制約条件を示す。

【目的関数】

$$\min \left\{ \sum_{t \in 48} \sum_{g \in NG} FC_g(p_{g,t}) \cdot u_{g,t} \right\}$$

【制約条件】

(需給バランス制約)

$$\sum_{g \in NG} p_{g,t} \cdot u_{g,t} = P_t^{\text{Load}} - P_t^{\text{PVfct}} \quad (t \in 48)$$

(出力上下限制約)

$$p_g^{\min} \leq p_{g,t} \leq p_g^{\max} \quad (t \in 48, g \in NG)$$

(出力変化速度制約)

$$\Delta p_g^{\text{DOWN}} \leq p_{g,t} - p_{g,t-1} \leq \Delta p_g^{\text{UP}} \quad (t \in 48, g \in NG)$$

ここで、 t は UC 時刻断面($t = 1, \dots, 48$)、 g は発電機($g = 1, \dots, NG$)を表す。 $u_{g,t}$ は発電機の起動停止状態、 $p_{g,t}$ は発電機出力、 $FC_g(p_{g,t})$ は発電機 g の燃料費を表す。 D_t^{fct} は予測需要、 P_t^{PVfct} は予測 PV 出力を表す。 p_g^{\min}, p_g^{\max} はそれぞれ最小出力、定格出力を表す。 $\Delta p_g^{\text{DOWN}}, \Delta p_g^{\text{UP}}$ はそれぞれ下り、上りの最大出力変化速度を表す。

付録 D a_i, b_i 値、PV 出力予測誤差と所要 LFC 容量の対応表

ステージ B で作成される近似直線の a_i, b_i を付表 1、LFC 容量算出式に基づき作成される PV 出力予測誤差と LFC 容量の対応表を付表 2 に示す。

付表 1 近似直線の傾きと切片

LFC 容量	a_i	b_i	LFC 容量	a_i	b_i
2	-1.49	97.03	6	-1.26	98.73
3	-1.49	97.03	7	-0.88	99.32
4	-1.49	98.31	8	-0.89	99.44
5	-1.29	98.41	9	-0.69	99.23
			10	-0.63	99.23

付表 2 PV 出力予測誤差と LFC 容量の対応表

予測誤差	LFC 容量	予測誤差	LFC 容量
0	2	~ 2.97	6
~ 1.36	3	~ 4.90	7
~ 2.06	4	~ 4.98	8
~ 2.64	5	~ 6.10	9
		6.10 ~	10