

両面垂直 PV 及び一軸追尾 PV の追加導入が 系統周波数に与える効果の検証

西田 啓人* 重信 颯人 伊藤 雅一 (福井大学)

Verification of Effect of Installing Additional Vertical Bifacial PV System and One-Axis Tracking PV System on Power System Frequency

Keito Nishida*, Ryuto Shigenobu, Masakazu Ito (University of Fukui)

A vertical bifacial PV system (VBiPV) and a one-axis tracking PV system (OATPV) are expected to mitigate PV output suppression. A serious peak of PV output can be declined and shifted simultaneously by VBiPV. Otherwise, the OATPV can efficiently generate while mitigating PV output fluctuations. This paper verifies the effectiveness of each PV system from the point of view of power system frequency, system inertia based on operating generator state, maximum PV capacity, and potential PV power generation, AGC30 model adapted. The maximum PV capacity increased by 42.5 pts, and the potential PV power generation increased by +4.3 pts by facing west at VBiPV.

キーワード：両面垂直 PV，一軸追尾 PV，系統周波数，PV 導入可能量，PV 発電可能量，AGC30 モデル
(Vertical Bifacial PV system, One-Axis Tracking PV system, Power system frequency, Maximum PV capacity, Potential PV power generation, AGC30 model)

1. はじめに

電力系統への太陽光発電 (PV : Photovoltaic Power Generation) の大量導入により、PV 出力変動・予測誤差による需給インバランスを制御するための調整力の不足が懸念されている。運用上における調整力は、発電機起動停止計画 (UC : Unit commitment) 立案時に、日間を通して予測需要に対して一定割合で確保されるが⁽¹⁾、PV 出力変動は時々刻々と変化するため、それに応じて調整力を確保することが望ましい。しかし、制御対象となる発電機は限られ、各発電機は起動停止維持時間制約やランプ制約を満たす必要があるため、出力変動に対してリアルタイムで調整力を変更することは困難である⁽²⁾。著者らは、UC 立案時に時刻断面毎の PV 出力予測誤差を推定する手法⁽³⁾と、時刻別予測誤差に対する所要調整力を決定する手法⁽⁴⁾を提案し、PV 導入可能量増加効果を報告した。ここでは、PV 設置方法として片面受光型、傾斜角 20 度、南向き (MS : Mono facial South PV system) を想定した。そのため、導入量増加に伴い日中の供給電力が増加し、PV 出力ピーク時に発電機稼働台数が減少することで、系統周波数安定性が低下することが確認された。さらに、PV が発電する時間帯は限られているため、PV 発電可能量の増加効果は僅かであった。

すなわち、PV 導入量増加に伴い、系統側では調整力不足と発電機稼働台数減少が課題となる一方で、PV 側では発電

量増加効果が僅かである点が課題として挙げられる。調整力不足は主に、予測誤差が発生する日における課題であり、解決のためには、所要調整力の定量的な解析が必要となる。一方、発電機稼働台数減少や僅かな発電量増加効果に対しては、MS の出力カーブ (朝方、夕方の供給電力が少なく、日中の供給電力が大きい) を変更することで解決できると考えられる。そこで、新たな PV 設置方法として、両面垂直 PV (VBiPV : Vertical Bifacial PV system)⁽⁵⁻¹⁵⁾と一軸追尾 PV (OATPV : One-Axis Tracking PV system)⁽¹⁶⁻³¹⁾の導入が期待されている。これまでに、R. O. Yakubu らが、MS に対する VBiPV の発電量増加効果、M. Rahimi らや M. M. Abu-Khader らが、MS に対する OATPV の発電量増加効果を報告している^(5,16-20)。さらに、VBiPV の表面を東向き、西向きにすることで、PV 出力ピーク値をシフトさせ、日中の発電機稼働台数を増加できることが報告されている⁽⁶⁾。しかし、VBiPV や OATPV は、日の入りや日の出で MS よりも多く発電するため、立ち上がりや立ち下りの出力変化速度が増大すると考えられる。そのため、各設置方法が系統周波数へ与える効果を解析する必要がある。

本稿では、MS の他に、VBiPV の表面を東向き (BiE : VBiPV East)、西向き (BiW : VBiPV West)、OATPV の片面受光 (MOT : Mono facial OATPV)、両面受光 (BOT : Bifacial OATPV) を考慮し、各 PV の導入が系統周波数に与える効果の検証をする。そのために、UC 立案と当日運用を模擬した

需給周波数シミュレーションを行い、系統周波数、系統慣性量、PV 導入及び発電可能量の観点から評価を行った。

2. PV 出力算出モデル ⁽³²⁾

各 PV の導入を考慮するためには、UC 立案段階での予測 PV 出力、当日運用を模擬するための PV 発電出力を、PV 面日射強度から算出する必要がある。しかし、土地や利用状況に応じて傾斜角や表面の向きは異なるため、すべての PV について PV 面日射強度を測定することは困難である。そのため、水平面全日射強度から PV 面日射強度を算出し、各 PV の出力を算出する。

Step 1 : 水平面全日射強度の直散分離

水平面全日射強度には、太陽から直接地上に到達する直達日射成分と、大気中で散乱されて地上に到達する散乱日射成分が含まれる。そこで、(1) 式により水平面全日射強度の直散分離を行う。

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1.0 - 0.09(I/I_0) & (I/I_0 \leq 0.22) \\ 0.95 - 0.16(I/I_0) \\ +4.39(I/I_0)^2 - 16.64(I/I_0)^3 & (0.22 < I/I_0 \leq 0.80) \\ +12.34(I/I_0)^4 & (0.80 < I/I_0) \\ 0.165 & (0.80 < I/I_0) \end{cases} \quad (1)$$

ここで、 I は水平面全日射強度 [MW]、 I_0 は大気外水平面全日射強度 [MW]、 I_d は散乱成分 [MW] を示す。なお、直達成分は $(I - I_d)$ となる。

Step 2 : PV 面日射強度の算出

PV 面日射強度には、Step 1 で直散分離した直達成分・散乱成分に加えて、地上面から反射する地面反射成分が含まれる。そのため、直達成分を (2) 式、天空散乱成分を (3) 式、地面反射成分を (4) 式により算出する。また、VBiPV、OATPV の $\cos\theta$ を (5) 式、(6) 式より算出する。

$$I_{b\beta\gamma} = (I - I_d)\cos\theta/(\cos\theta_z) \quad (2)$$

$$I_{s\beta\gamma} = I_d(1 + \cos\beta)/2 \quad (3)$$

$$I_{r\beta\gamma} = I\rho(1 - \cos\beta)/2 \quad (4)$$

VBiPV

$$\cos\theta = \frac{(\sin\varphi \cdot \cos\beta - \cos\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma) \cdot \sin\delta + \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\gamma \cdot \sin\omega + (\cos\varphi \cdot \cos\beta + \sin\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma) \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega}{2} \quad (5)$$

OATPV

$$\cos\theta = \cos(\arcsin(\cos\varphi \cdot \sin\delta - \sin\varphi \cdot \cos\omega \cdot \cos\delta)) \quad (6)$$

ここで、 θ はPV面への入射角、 θ_z は太陽の天頂角、 β は傾斜角、 ρ は地表面アルベド、 φ は緯度、 δ は赤緯、 γ は方位角、 ω は時角を表す。設置方法に応じて、 $\cos\theta$ や β 、 γ を変更し、各成分の総和をPV面日射強度 [MW] として算出する。

Step 3 : PV 出力定式化

PV 面日射強度及びPV導入量、システム出力係数を用いて、PV 出力を (7) 式で定式化する。

$$P^{PV} = (I_{b\beta\gamma} + I_{s\beta\gamma} + I_{r\beta\gamma}) \cdot PV \cdot PR \quad (7)$$

ここで、 PV はPV導入量 [MW]、 PR はシステム出力係数を表す。

3. 各 PV の導入が系統周波数に与える効果の検証

〈3・1〉 評価指標 電力系統の評価とPVの評価に分けて、各PV導入による効果検証を行う。系統側の評価では、系統慣性量と周波数管理目標値を評価指標とする。また、PV側の評価では、どの程度のMWを導入できるか、それによりどの程度のMWhを得られたかを評価指標とする。

・系統周波数と管理目標値 ⁽³³⁾

各PV導入による需給インバランスに対する系統周波数は (8) 式で算出できる。

$$\Delta f(t) = \frac{F_0 \Delta P_t}{K_L P_{t,dem}} \left(1 - e^{-\frac{K_L P_{t,dem} \tau}{M_t}} \right) \quad (8)$$

ここで、 t は時刻、 $\Delta f(t)$ は周波数偏差 [Hz]、 F_0 は基準系統周波数 [Hz]、 ΔP_t は時刻 t における需給インバランス [MW]、 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 [MW]、 M_t は時刻 t における系統慣性量 [MW・s]、 τ は ΔP_t からの経過時間を表す。

この系統周波数を評価する指標として、系統周波数の0%タイル値、5%タイル値、95%タイル値、100%タイル値を用いる。0%タイル値、100%タイル値は最大系統周波数偏差を表し、短期間で系統周波数がどの程度変動したかの評価に用いる。5%タイル値、95%タイル値は、日間を通して、どの程度許容範囲内に抑制できたかの評価に使用する。また、周波数管理目標値は ± 0.1 Hz以内に周波数時間滞在率95%以上かつ ± 0.2 Hz以内であるため、5%タイル値、95%タイル値が ± 0.1 Hz以内、0%、100%タイル値が ± 0.2 Hz以内であれば系統周波数は安定であるとする。

・系統慣性量 ⁽³⁴⁻³⁶⁾

(8) 式より、系統周波数は需給インバランスと系統慣性量に応じて変動することが分かる。そこで、系統周波数に与える影響を評価するために系統慣性量を (9) 式で算出する。

$$M_t = \sum H_i \cdot C_i \cdot u_{i,t} \quad (9)$$

ここで、 t は時刻、 i は発電機番号、 H_i は単位慣性定数 [MW・s/MVA]、 C_i は定格容量 [MVA]、 $u_{i,t}$ は起動停止状態 (0: 停止, 1: 起動) を表す。

・PV導入可能量 (MW 評価)、PV発電可能量 (MWh 評価)

PV導入可能量 [%] は、管理目標値を満たす最大PV導入量 [%] とする。PV発電可能量 [%] は、導入可能量における総需要量 [MWh] に対する総PV発電量 [MWh] の割合とする。

〈3・2〉 シミュレーション手順 電気学会 需給・周波数制御システムモデル (AGC30 モデル)⁽³⁷⁾ を参考に、PV・需要予測、UC立案及び当日運用の一連のシミュレーションを行う。AGC30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(37)を参照されたい。

表 1 発電機設備構成
Table 1 Electric power generators.

Generator	LFC function	Rated Capacity [MVA]	Rated Output [MW]	Minimum Output [MW]	Inertia Constant [s]
Oil #1	-	280	250	40	8.0
Oil #2	-	280	250	75	8.0
Oil #3	-	556	500	75	8.0
Oil #4	-	280	250	35	8.0
Coal #1	-	280	250	60	8.0
Coal #2	-	280	250	60	8.0
Coal #3	○	556	500	100	8.0
Coal #4	○	780	700	140	8.0
Coal #5	○	556	500	100	8.0
Coal #6	○	780	700	140	8.0
LNG	○	472	425	178	8.0

表 2 追加 PV 導入設置方法
Table 2 Additional PV installation system.

Case	Tilt	Direction	Module type
MS	20	South	Mono facial
BiE	90	East	Bai facial
BiW	90	West	
MOT	Tracking	South	Mono facial
BOT	Tracking	South	Bai facial

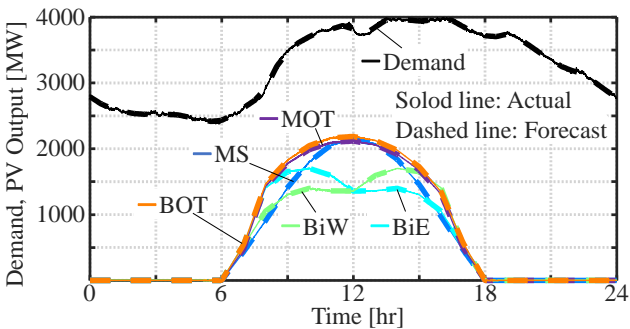


図 1 PV 導入量 82.5% (既設: 27.5%, 新規: 50.0%) 時の
需要予測値、実績値との PV 発電出力、予測出力
Fig. 1 Demand actual and forecast, PV output actual and forecast
at PV capacity 82.5% (current: 27.5%, additional: 50.0%).

Step 1 : PV, 需要予測

予測需要は、AGC30 モデルの標準データから 30 分値を算出し、最大需要 4000 MW となるように作成する。各設置方法の予測 PV 出力は、AGC30 モデルの水平面全天日射強度標準データの予測値と PV 出力算出モデルから作成する。

Step 2 : UC 立案

予測 PV 出力、予測需要に対して、運用費を最小化するように二次計画法で定式化し、メリットオーダーに基づき発電機の最適出力・起動停止状態を決定する。制約条件は、需給バランス制約、調整力確保制約、発電機の出力変化速度制約、出力上下限制約、起動停止維持時間制約を考慮する。目的関数及び制約条件は、文献 (3) を参照されたい。

Step3 当日運用

需要実績値は、AGC30 モデルの標準データを基に、最大

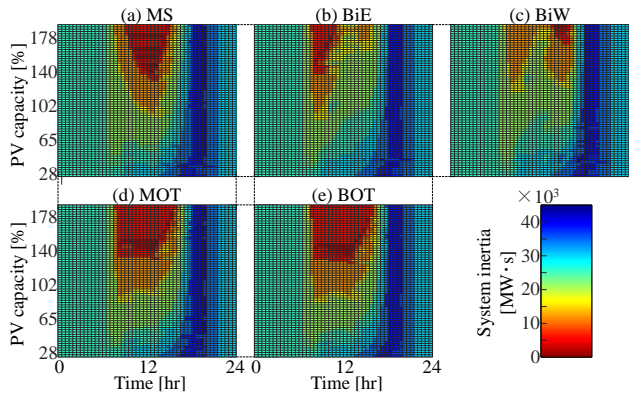


図 2 UC 断面での
各設置方法における PV 導入量増加に伴う系統慣性量
Fig. 2 System inertia with increasing PV capacity
when a UC is scheduled at each PV system.

需要 4000 MW となるように作成する。各設置方法の PV 発電出力は、AGC30 モデルの水平面全天日射強度標準データの実績値と PV 出力算出モデルから作成する。これらを用いて、需給・周波数シミュレーション⁽³⁷⁾を行い、各評価指標により各 PV の導入による効果を検証する。

〈3・3〉 シミュレーション条件 発電機設備構成⁽³⁷⁻³⁹⁾を Table 1 に、追加で導入する PV を Table 2 に示し、両面受光型 (BiE, BiW, BOT) の裏面の発電効率は 70%⁽⁴⁰⁾とする。PV 導入量 [%] は最大需要 [MW] に対する PV 導入量 [MW] の割合とし、既設 PV 導入量は 2021 年 12 月時点での北陸 3 県 (福井県、石川県、富山県) の PV 導入量合計値である 27.5%とした⁽⁴¹⁾。また、Table 2 の各 PV の追加導入を想定し、スイープ解析を行う。すなわち、PV 導入量は既設+追加導入量となる。解析対象日は AGC30 モデルの標準データの快晴日とし、予測誤差はほとんど発生しないこととした。Fig. 1 に需要予測値、実績値と PV 導入量 82.5%時の PV 発電出力、予測出力を示す。解析ソフトは MATLAB/Simulink を用いる。

4. 各評価指標による効果検証結果

・系統慣性量

総発電機台数は 11 機であるため、起動停止状態の組み合わせは各時刻断面で 2047 通りとなる。解析ソフトの都合上、発電機稼働台数が 2 機未満では、需給・周波数シミュレーションの計算が収束しないため、最小稼働台数を 2 機とする。稼働台数が 2 機の場合の最小系統慣性量は、すべての組み合わせの中で 4.48×10^3 [MW·s] であったため、系統慣性量が 4.48×10^3 [MW·s] 未満の場合は、評価対象外とする。

Fig. 2 に、横軸を時刻 [hr]、縦軸を PV 導入量 [%] として、各 PV 導入時の系統慣性量をカラーマップ (赤: 系統慣性量が小、青: 系統慣性量が大きい) で示す。Fig. 2 (a) より、MS 導入時は、日中 (11:00~13:00) に系統慣性量が低下し、朝方

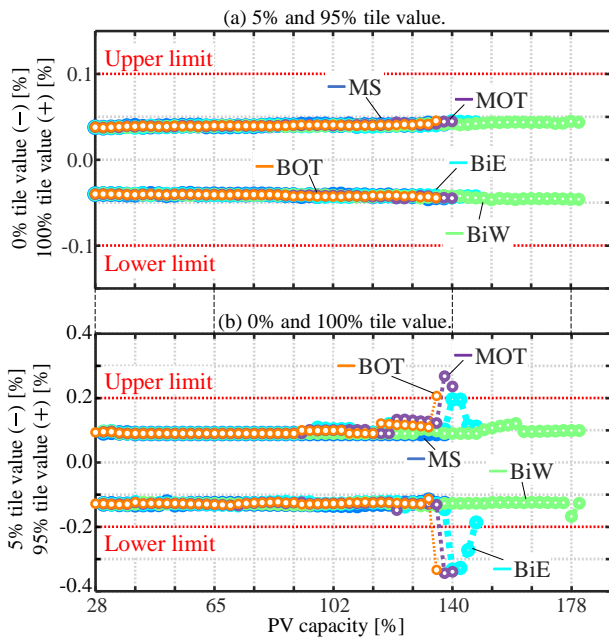


図3 各設置方法での0%, 5%, 95%, 100%タイル値
Fig. 3 0%, 5%, 95%, 100% tile value at each PV system.

(7:00~9:00), 夕方 (15:00~17:00), 夜間 (18:00~20:00) との差が大きくなることが確認された。

Fig. 2 (b), (c)より, BiE, BiW 導入時は, ピーク値をシフトさせることで, MS に比べると日中の系統慣性量が確保され, 夜間との差が緩和された。一方, BiE では, 朝方の低需要の時間帯にピーク値がシフトされるため, この時間帯の系統慣性量が低下し, 夜間との差が大きくなった。それに対して BiW では, 夕方の高需要の時間帯にピーク値がシフトされるため, 日中と朝方, 夕方, 夜間との差が緩和された。

Fig. 2 (d), (e)より, MOT, BOT 導入時は, MS と BiE, BiW それぞれの出力の特徴を含んでいるため, PV 導入量増加に伴い, 朝方, 日中, 夕方の系統慣性量が低下した。これにより, 朝方, 日中, 夕方の系統慣性量の差は緩和されたが, MS 同様に夜間との差は大きくなった。

これより, MS では PV 導入量 140.0%, BiE では PV 導入量 150.0%, BiW では PV 導入量 182.5, MOT では PV 導入量 142.5%, BOT では PV 導入量 137.5%の時に, 系統慣性量が 4.48×10^3 [MW・s] 未満となった。すなわち, 系統慣性量を確保しつつ, PV 導入量を増加させるためには, 高需要時間帯にピーク値をシフトできる BiW が有効であった。

・系統周波数と管理目標値

Fig. 3 に各設置方法での5%タイル値, 95%タイル値, 0%タイル値, 100%タイル値を示す。また, 系統慣性量が 4.48×10^3 [MW・s] 未満の場合は評価対象外とする。

Fig. 3 (a) より, 系統慣性量が 4.48×10^3 [MW・s] 以上の場合は, どの設置方法においても管理目標値 ± 0.1 Hz を満たした。これは, 解析対象日が快晴日で, 予測誤差がほとんど発

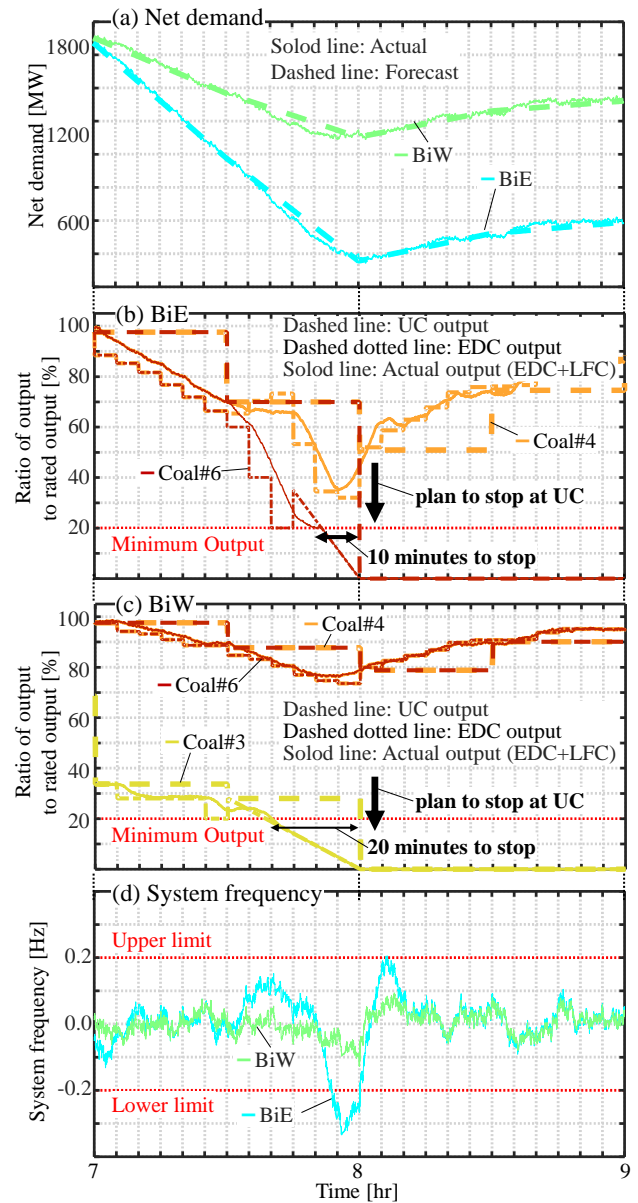


図4 PV 導入量 140.0%時の BiE, BiW における
残余需要, 発電機出力割合, 周波数偏差

Fig. 4 Net demand, Ration of output to rated output, System frequency of BiE and BiW at PV capacity 140.0%.

生しないため, PV 導入量が増加しても UC 計画通りの出力・運用を行い, 系統周波数安定性を維持できたことを示す。一方, Fig. 3 (b) より, BiE は PV 導入量 140.0%時, MOT は PV 導入量 137.5%時, BOT は PV 導入量 135.0%時に, 管理目標値 ± 0.2 Hz を満たさないことが確認された。

そこで, PV 導入量 140.0%時の BiE, BiW での残余需要, 系統周波数, 発電機出力割合を Fig. 4 に示す。Fig. 4 (a)~(c)より, どちらの設置方法でも, 残余需要が 8:00 まで低下するため, 8:00 に発電機 1 機が停止する計画が立案された。

Fig. 4 (b) より, BiE 導入時は, Coal#6 が 7:50 に最小出力と

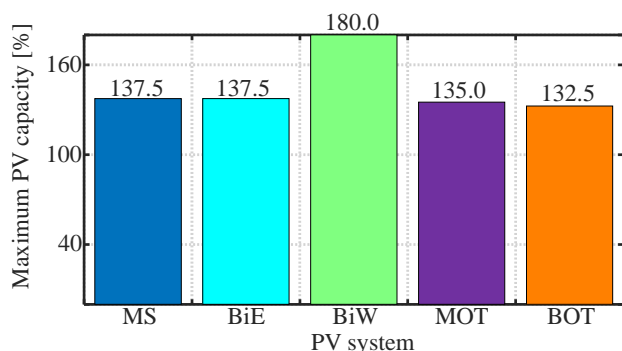


図 5 各設置方法での PV 導入可能量
Fig. 5 Maximum PV capacity at each PV system.

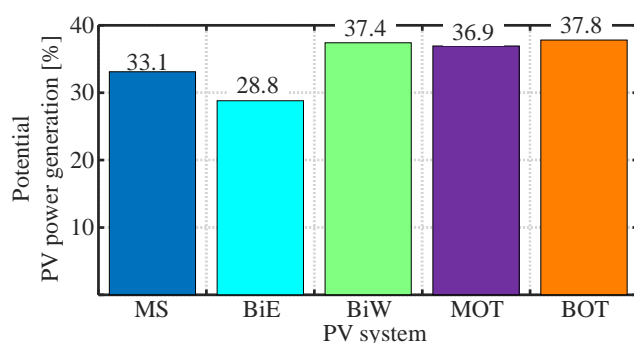


図 6 各設置方法での PV 発電可能量
Fig. 6 Potential PV power generation at each PV system.

なり、停止に向けて出力を直線的に降下させたことが確認できる。一方 Fig. 4(c) より、BiW 導入時は、Coal#3 が 7:40 に最小出力となり、そこから停止していることが分かる。これより、朝方においては、BiW よりも BiE のほうが PV 出力変化速度が急峻になるため、停止に向かう発電機出力変化速度が増大し、系統周波数が周波数管理目標値を逸脱した (Fig. 4(d))。また、MOT, BOT 導入時も BiE と同様に、発電機 1 機が 10 分間で停止し、系統周波数の安定性が低下したことは確認されたが、結果の図は紙面の都合上割愛する。

すなわち、予測誤差がほとんど発生しない日でも、PV 出力変化速度増加に伴う停止までの発電機出力変化速度増加が、系統周波数不安定化の一つの要因であることが分かった。

・PV 導入可能量, PV 発電可能量

Fig. 5 に各設置方法での PV 導入可能量, Fig. 6 に PV 発電可能量を示す。Fig. 5 より、PV 導入可能量は、MS と BiE で 137.5%、BiW で 180.0%、MOT で 135.0%、BOT で 132.5%となった。これより、MS に対する PV 導入可能量増加効果は、BiE, MOT, BOT では確認されなかったが、BiW では 42.5 pts の増加効果が確認された。また、Fig. 6 より、PV 発電可能量は、MS で 33.1%、BiE で 28.8%、BiW で 37.4%、MOT で 36.9%、BOT で 37.8%であった。これより、MS に対する PV 発電可能量増加効果は、BiE では確認されなかったが、BiW

では 4.3 pts, MOT では 3.8 pts, BOT では 4.7 pts の増加効果が確認された。

以上より、BiW を導入することで、PV 導入可能量、及び、発電可能量がともに増加することが確認された。

5. まとめ

本稿では、BiE, BiW, MOT, BOT の導入が系統周波数へ与える効果を検証するために、UC 立案と当日運用を模擬した需給周波数シミュレーションを行い、系統周波数、系統慣性量、PV 導入及び発電可能量の観点から評価を行った。各指標を用いた評価から、以下のことが確認された。

- ・系統慣性量
 - ・ BiE, BiW では、日中と夜間の系統慣性量の差を緩和
 - ・ MOT, BOT では、朝方～夕方の系統慣性量の差を緩和
- ・系統周波数と管理目標値
 - ・ 発電機停止までの時間：BiW は 10 分、BiE は 20 分
 - ・ PV 出力変化速度増加に伴う発電機停止までの発電機出力変化速度の増加が、系統周波数安定性低下の要因
- ・各 PV の MW 評価, MWh 評価
 - ・ PV 導入可能量：BiW で +42.5 pts
 - ・ PV 発電可能量：BiW で +4.3 pts, BOT で +4.7 pts

系統慣性量を確保しつつ、PV 導入可能量、発電可能量を増大させるためには、BiW が有効であることが確認された。

予測誤差が発生しない場合でも、停止までの発電機出力変化速度が系統周波数安定性低下の要因として明らかになった。そのため、時間解像度が 30 分である UC 断面では出力変化速度制約を満たしていても、系統周波数安定性維持のための停止までの所要時間を定量的に解析することが今後必要となる。

文 献

- (1) 経済産業省：「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」, 2021 年 4 月 15 日 (閲覧日: 2022 年 12 月 12 日)
- (2) 辻井佑樹・古川俊行・渡辺雅浩・山根憲一郎：「PV 出力のリアルタイムデータに応じた LFC 調整力の確保手法」, 電気学会論文誌 B, 140, 7, pp. 595-603, (2020).
- (3) 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」, エネルギー・資源学会論文誌, 43, 4, pp. 151-161, (2022).
- (4) 西田啓人・重信颯人・伊藤雅一・金尾則一・杉本仁志：「ガウス過程回帰による所要 LFC 容量動的決定手法」, 令和 4 年電気学会全国大会講演論文集, 講演番号 6-107, pp. 166-167, (2022)
- (5) R. O. Yakubu, M. T. Ankoh, L. D. Mensah, D. A. Quansah, and M. S. Adaramola: "Predicting the Potential Energy Yield of Bifacial Solar PV Systems in Low-Latitude Region," Energies, Vol. 15, No. 22, pp. 8510, (2022).
- (6) R. Shigenobu, M. Ito, and H. Taoka: "Optimal design of bifacial PV system to mitigate duck-curve problem of power system with the UC problem," Energy Reports, Vol. 7, pp. 7004-7014, (2021),
- (7) S. Obara, D. Konno, Y. Utsugi, and J. Morel: "Analysis of output power and capacity reduction in electrical storage facilities by peak shift control of PV system with bifacial modules," Applied Energy, Vol. 128, pp. 35-48, (2014).

- (8) D. Chudinzow, S. Nagel, J. Gusewell, and L. Eltrop: "Vertical bifacial photovoltaics – A complementary technology for the European electricity supply?," *Applied Energy*, Vol. 264, pp. 114782, (2020).
- (9) S. Jouttijärvi, G. Lobaccaro, A. Kamppinen, and K. Miettunen: "Benefits of bifacial solar cells combined with low voltage power grids at high latitudes," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 161, pp. 112354, (2022).
- (10) M. H. Riaz, H. Imran, R. Younas, M. A. Alam, and N. Z. Butt: "Module Technology for Agrivoltaics: Vertical Bifacial Versus Tilted Monofacial Farms," *IEEE Journal of Photovoltaic*, Vol. 11, no. 2, pp. 469-477, (2021).
- (11) C. D. Rodríguez-Gallegos, M. Bieri, O. Gandhi, J. P. Singh, T. Reindl, and S.K. Panda: "Monofacial vs bifacial Si-based PV modules: Which one is more cost-effective?," *Solar Energy*, Vol. 176, pp. 412-438, (2018).
- (12) M. T. Patel, M. S. Ahmed, H. Imran, N. Z. Butt, M. R. Khan, and M. A. Alam: "Global analysis of next-generation utility-scale PV: Tracking bifacial solar farms," *Applied Energy*, Vol. 290, pp. 116478, (2021).
- (13) M. H. Riaz, H. Imran, R. Younas, M. A. Alam, and N. Z. Butt: "The optimization of vertical bifacial photovoltaic farms for efficient agrivoltaic systems," *Solar Energy*, Vol. 230, pp. 1004-1012, (2021).
- (14) T. Baumann, H. Nussbaumer, M. Klenk, A. Dreisiebner, F. Carigiet, and F. Baumgartner: "Photovoltaic systems with vertically mounted bifacial PV modules in combination with green roofs," *Solar Energy*, Vol. 190, pp. 139-146, (2019).
- (15) J. Jang, and K. Lee: "Practical Performance Analysis of a Bifacial PV Module and System," *Energies*, Vol. 13, No. 17, pp. 4389, (2022).
- (16) M. Rahimi, M. Banybayat, Y. Tagheie, and P. V. Sheyda: "An insight on advantage of hybrid sun-wind-tracking over sun-tracking PV system," *Energy Convers Management*, Vol. 105, pp. 294-302, (2015).
- (17) M. M. Abu-Khader, O. O. Badran, and S. Abdallah: "Evaluating multi-axes sun-tracking system at different modes of operation in Jordan," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 12, no. 3, pp. 864-873, (2008).
- (18) T. Huld, T. Cebecauer, M. Šúri, and E. D. Dunlop: "Analysis of one-axis tracking strategies for PV systems in Europe," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 18, no. 3, pp. 183-194, (2010).
- (19) M. E. Ya'acob, H. Hizam, T. Khatib, and M. A. M. Radzi: "A comparative study of three types of grid connected photovoltaic systems based on actual performance," *Energy Convers Management*, Vol. 78, pp. 8-13, (2014).
- (20) H. Z. A. Gami, A. Awasthi, and M. A. M. Ramli: "Optimal design and analysis of grid-connected photovoltaic under different tracking systems using HOMER," *Energy Convers Management*, Vol. 155, pp. 42-57, (2018).
- (21) S. Yilmaz, H. R. Ozcalik, O. Dogmus, F. Dincer, O. Akgol, and M. Karaaslan: "Design of two axes sun tracking controller with analytically solar radiation calculations," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 43, pp. 997-1005, (2015).
- (22) E. Kabalcı, and A. Calpinici: "Design and Implementation of Control Algorithms for Single-Axis Sun Tracking Systems," *Journal of Power Technologies*, Vol. 100, no. 1, pp. 32-42, (2020).
- (23) L. Liu, C. Liu, J. Wang, K. Yang, W. Zhang, and H. Gao: "Optimal azimuth and elevation angles prediction control method and structure for the dual-axis sun tracking system," *JVC/Journal of Vibration and Control*, Vol. 21, no. 2, pp. 402-407, (2015).
- (24) S. Abdallah, "The effect of using sun tracking systems on the voltage-current characteristics and power generation of flat plate photovoltaics," *Energy Conversion and Management*, Vol. 45, no. 11-12, pp. 1671-1679, (2004).
- (25) B. J. Huang, W. L. Ding, and Y. C. Huang: "Long-term field test of solar PV power generation using one-axis 3-position sun tracker," *Solar Energy*, Vol. 85, no. 9, pp. 1935-1944, (2011).
- (26) K. D. Malamaki, and C. S. Demoulias: "Minimization of electrical losses in two-axis tracking pv systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 28, no. 4, pp. 2445-2455, (2013).
- (27) B. Müller, L. Hardt, A. Armbruster, K. Kiefer, and C. Reise: "Yield predictions for photovoltaic power plants: empirical validation, recent advances and remaining uncertainties," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 20, no. 1, pp. 6-11, (2015).
- (28) O. Perpiñán, "Cost of energy and mutual shadows in a two-axis tracking PV system," *Renew Energy*, Vol. 43, pp. 331-342, (2012).
- (29) A. Dolara, F. Grimaccia, S. Leva, M. Mussetta, R. Faranda, and M. Gualdoni: "Performance analysis of a single-axis tracking PV system," *IEEE Journal of Photovoltaics*, Vol. 2, no. 4, pp. 524-531, (2012).
- (30) B. J. Huang, and F. S. Sun: "Feasibility study of one axis three positions tracking solar PV with low concentration ratio reflector," *Energy Convers Management*, Vol. 48, no. 4, pp. 1273-1280, (2007).
- (31) B. Huang, Y. Huang, G. Chen, P. Hsu, and K. Li: "Improving solar PV system efficiency using one-axis 3-position sun tracking," *Energy Procedia*, Vol. 33, pp. 280-287, (2013).
- (32) 日本太陽エネルギー学会, 「新太陽エネルギー利用ハンドブック」, (2000). (閲覧日: 2022 年 12 月 12 日)
- (33) 北陸電力送配電, 「系統運用ルール」, (2022), https://www.rikuden.co.jp/nw_rule/attach/unyou_tokkou.pdf. (閲覧日: 2022 年 12 月 12 日)
- (34) W. J. Farmer, and A. J. Rix: "Optimizing power system frequency stability using virtual inertia from inverter-based renewable energy generation," *IET Renewable Power Generation*, Vol. 14, no. 15, pp. 2820-2829, (2020).
- (35) H. T. Nguyen, G. Yang, A. H. Nielsen, and P. H. Jensen: "Combination of synchronous condenser and synthetic inertia for frequency stability enhancement in low-inertia systems," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 10, no. 3, pp. 997-1005, (2019).
- (36) M. S. Alam, F. S. Al-Ismael, and M. A. Abido, "PV/Wind-Integrated Low-Inertia System Frequency Control: PSO-Optimized Fractional-Order PI-Based SMES Approach," *Sustainability*, Vol. 13, No. 14, pp. 7622, (2021).
- (37) 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). (閲覧日: 2022 年 12 月 12 日)
- (38) 北陸電力, 「発電所一覧」, <http://www.rikuden.co.jp/setsubi/hatsuden.html> (閲覧日: 2022 年 12 月 12 日)
- (39) 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: 2022 年 12 月 12 日)
- (40) C. Deline, S. A. Peláez, B. Marion, B. Sekulic, M. Woodhouse, and J. Stein: "Bifacial PV System Performance: Separating Fact from Fiction", *PVSEC-46*, (2019).
- (41) 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: 2022 年 12 月 12 日)