# 電力システム運用における太陽光発電出力の予測技術の価値検証

宇田川佑介¹²・荻本和彦¹・Joao Gari da Silva Fonseca Junior¹・大関崇³・海崎光宏³・西辻裕紀²・請川克之²・福留潔⁴ <mark>1東京大学 生産技術研究所、<sup>2</sup>株式会社構造計画研究所</mark>

<mark>③産業技術総合研究所 太陽光発電研究センター システムチーム、⁴株式会社J-POWERビジネスサービス</mark>

# 研究の目的

電力システム運用を模擬するモデルにPV予測データを適用し PV出力予測技術が電力システム運用(電力需給運用)へ与える影響を 経済性、信頼性の観点から考察した。

#### 【必要性】

- 一般に予測技術はME, RMSEなどを用いて評価されるが、 予測技術の適用先である電力システムへ与える影響は見えない。
- 電力システム運用に役立つPV出力予測技術とは?を考え、 さらなるPVシステム導入、効率的な電力システム運用へ貢献する。

# シミュレーション対象(入力データ)

- 2030年を想定した九州電力エリア
- PVシステム設備導入容量は10 GWと想定
  - 2016年度公開PV出力時系列データをアップスケーリング
- 需要は2016年度公開時系列データを30分値に補間

供給力	合計定格容量	機数	内訳
火力(内生)	12[GW](3.5 GW, 4.4 GW, 4 GW)	25	石炭: 5, LNG: 19, 石油: 1
揚水(内生)	2.30 [GW]	6	可変速型: 4, 定速型: 2
ベース	最小 1.68[GW]		自流式水力, 調整池式水力
ハース (外生)	平均 5.78[GW]	1	原子力, 地熱, バイオマス
	最大 7.82[GW]		コジェネ, 連系線潮流

# モデル(定式化)

- 電カシステムを運用する電気事業者は、起動時間の要する火力電源の効率的運用、安定供給のための必要充分な予備力確保を目的として、 日々発電計画の策定を行っている。この策定において発電機の起動停止スケジュールを作成するユニットコミットメント(UC)と呼ばれる最適化 モデルが用いられている。
- UCモデルにPV予測を入力し、シナリオシミュレーションを行うことで、予測技術が電カシステム運用に与える影響が考察可能となる。

### 【運用イメージ】



#### 【目的関数】

# 【主な制約条件(24時間48タイムステップを対象)】

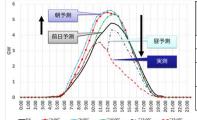
雲給均衡

火力発電+正味の揚水発電+出力制御後PV+ベース電源=需要

- 短時間変動制約(Load Frequency Control調整力)
  - $\sqrt{(需要_t \cdot 3\%)^2 + (PV_t \cdot 10\%)^2}$  ≤LNG火力・LFC調整力+揚水発電・LFC調整力
- 発電出力上下限制約,上げ代下げ代制約

火力上げ代+揚水上げ代≥1%×日最大需要 火力下げ代+揚水下げ代≥1%×日最大需要

# レミュレーション結果(6月24日)

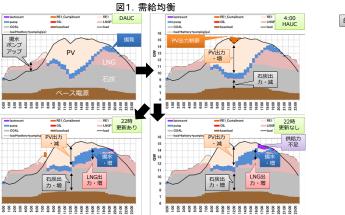


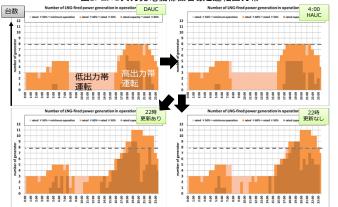
[GWh]	供給力 不足	PV 出力 制御量
DAUC	0.0	0.06
当日朝UC	0.0	1.24
運用結果 (予測更新あり)	0.26	0.33
運用結果 (予測更新なし)	1.21	0.00

# 短時間PV予測を考慮することで運用の経済性、信頼性の改善が期待可能

- LNG火力発電機の稼働台数・出力
  - 予測を更新しないと、各時間断面で揚水、LNGなどの火力の上げ代・下げ代で対応 するが、その影響が一日の終わり時刻に及ぶ
    - 揚水の貯水量がなくなり、貯水量を戻すためにLNGが稼働し、1日で数百万~ 数千万円程度のコストが増加する
- 短時間で起動可能な火力発電機があると、予測誤差の影響は緩和
  - 予測が随時更新されると、早い時間に誤差が生じてその誤差に対応するために起動 してしまうことがある。
    - その結果、最短稼働時間により必要に以上に稼働してしまうため、 予測誤差に細かく対応するには、制御できる需要の活用が効果的と考えられる。

図2. LNG火力発電機稼働台数と運転出力帯





この成果は、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)の委託業務の結果得られたものです。