

日本太陽エネルギー学会 太陽光発電部会 第13回セミナー  
「太陽光発電システムの発電出力把握・予測技術(2)」

系統運用におけるPV予測と蓄電の必要性

益田泰輔 (エネルギー総合工学研究所)

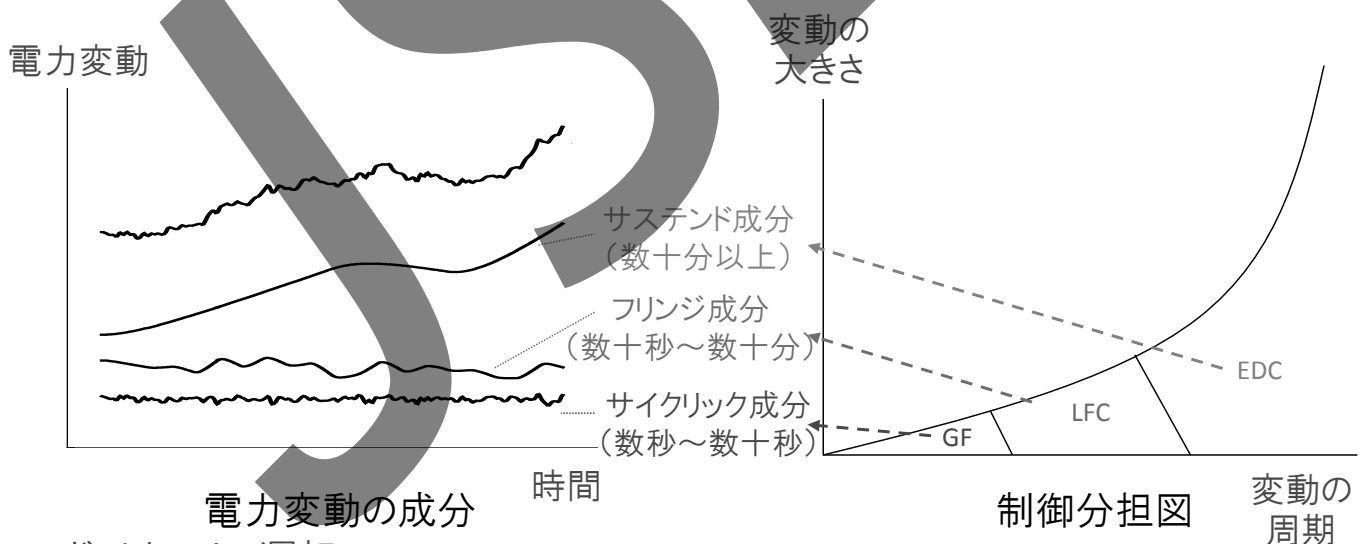
2015年3月27日

IAE

Research and Development Division, The Institute of Applied Energy (IAE)

■はじめに:電力系統の需給調整(系統運用の基礎)

2



ガバナフリー運転

- 调速機の働きにより, 発電機出力を自動的に増減する運転

LFC (Load Frequency Control)

- 中央給電指令所が需給のアンバランスの大きさから制御量を計算し, 各発電機に制御信号(LFC信号)として送信

EDC (Economic Dispatching Control)

- 中央給電指令所が各発電機の経済性(燃料費など)を考慮して負荷配分量を計算し, 制御信号(EDC信号)として送信

IAE

Research and Development Division, The Institute of Applied Energy (IAE)

## ■火力発電の出力調整と太陽光発電(PV)

3

火力発電機

停止から起動・並列まで数時間

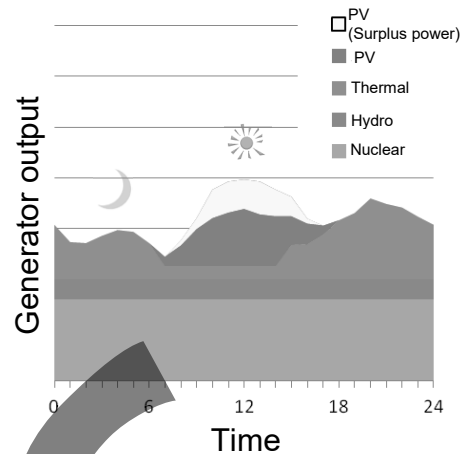
最小出力が20~30%程度

供給予備力とLFC調整容量を確保



起動・停止パターンを計画し、  
運転台数を事前に決めておく

UC(Unit Commitment)



予測を用いて計画した場合

- 実際>>予測...最小出力で運転しても電気が余剰(下げ代不足)
  - ベース電源の出力を下げるよう計画→高コスト
- 実際<<予測...最大出力で運転しても電気が不足(上げ代不足)
  - 多めに発電機を運転するよう計画→高コスト

高精度な予測技術⇔発電機が効率よく運転できる計画・運用手法

I/AE

Research and Development Division, The Institute of Applied Energy (IAE)

## ■理想的なPV出力抑制とは？

4

抑制電力ではなく出力上限値を指令

->前日の段階で指令

->すべての時間帯において上限値を指令

回避可能な出力抑制(全部または一部が回避可能)

- PV出力を完全に予測できれば抑制が不要な場合
  - 過小予測のため、起動台数が多すぎた場合  
(コスト考慮による起動台数増加、予備力の過剰確保など)

回避不能な出力抑制

- PV出力を完全に予測できたとしても抑制が必要な場合
  - 火力機起動台数が適切(=最小)であった場合
  - 予測精度改善では対応できない→蓄電が必要！

※すべての供給支障は回避可能

I/AE

Research and Development Division, The Institute of Applied Energy (IAE)

## 研究紹介

### 区間解析に基づく蓄電池充放電計画の 信頼性と経済性の基礎的評価

(2015年電気学会全国大会にて発表)

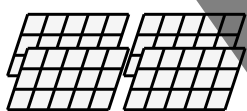
IAE

Research and Development Division, The Institute of Applied Energy (IAE)

#### ■ 研究の背景・目的

6

#### 太陽光発電(PV)の大量導入



- 東日本大震災
- 固定価格買取制度



電圧変動, 需給不均衡

#### これからの電力系統

- 全電源に占めるPVの割合増->経済負荷配分制御(EDC)に悪影響
- 停電や電力余剰の発生

PV予測を利用した需給運用

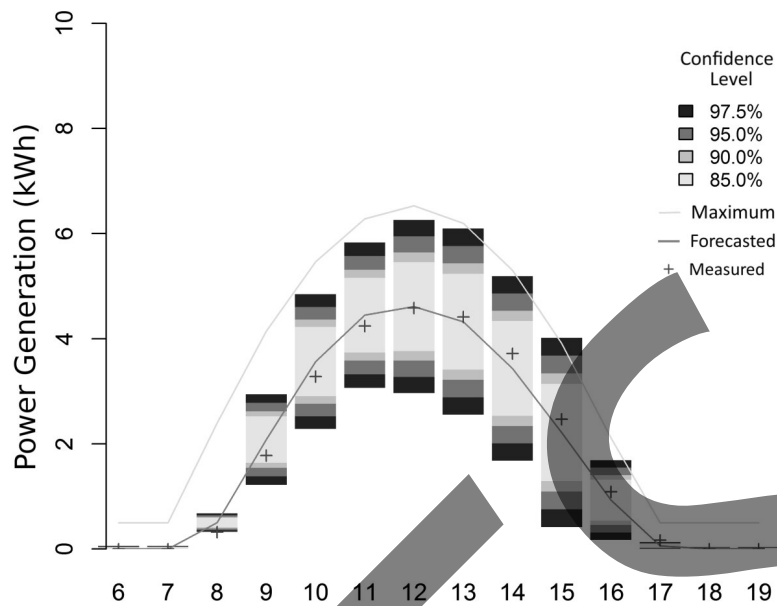
蓄電池(BESS)などの利用

- PV予測誤差, 火力機の起動停止計画(UC), BESSの充放電を全て同時に考慮するのは困難
  - 発電と充放電の計画を作成し, それに基づき従来電源のUCおよび最適負荷配分を実施する手法を提案
  - シミュレーションによって信頼性と経済性を評価

IAE

Research and Development Division, The Institute of Applied Energy (IAE)

予測値だけでなく、信頼区間情報も付与



- 90%の予測区間=90%の確率で実際値が現れる区間
- 区間の下限値を利用
  - PV出力をできるだけ過小に評価(停電を回避するため)

■ 区間解析に基づく発電計画とBESSの充放電計画

日間の発電出力目標値を計画(決定変数:  $V'_j, P'_{suppress,j}, P'_{BESS,j}$ )

負荷 PV予測出力 PV抑制電力 充放電電力

$$\text{出力目標値 } V'_j = \underbrace{P'_{D,j}}_{\text{負荷}} - \underbrace{P'_{PV,j}}_{\text{PV予測出力}} + \underbrace{P'_{suppress,j}}_{\text{PV抑制電力}} - \underbrace{P'_{BESS,j}}_{\text{充放電電力}}$$

目的関数

$$\text{Min. } f = \sum_{j=1}^T (V'_j)^2 \cdot \Delta T$$

制約条件

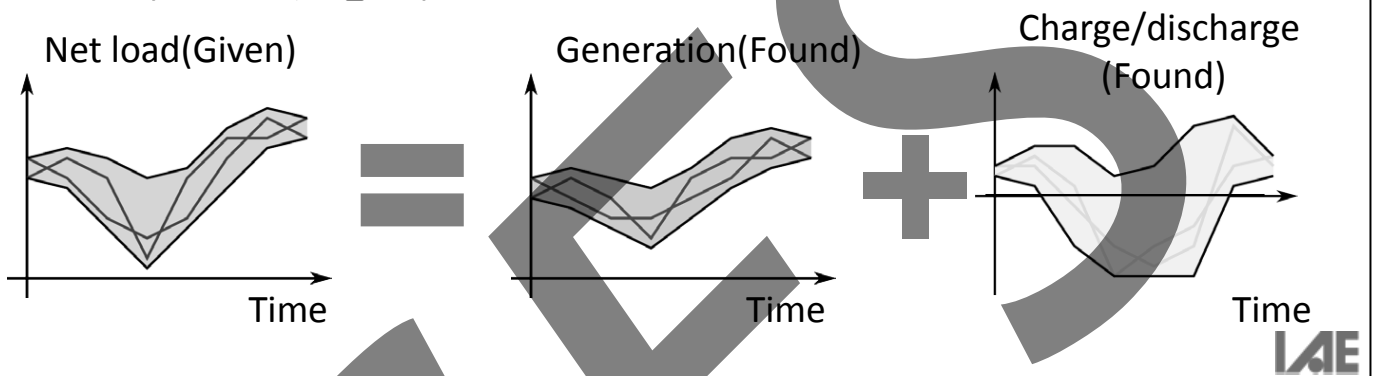
$$V'_j = P'_{D,j} - P'_{PV,j} + P'_{suppress,j} - P'_{BESS,j} \quad \dots \text{電力需給の一致}$$

$$-C_{INV} \leq P'_{BESS,j} \leq C_{INV} \quad \dots \text{充放電電力の上下限}$$

$$0 \leq E'_{BESS,j} \leq C_{BAT} \quad \dots \text{蓄電電力量の上下限}$$

$$E'_{BESS,T} = E'_{BESS,0} = 0.5 \cdot C_{BAT} \quad \dots \text{蓄電電力量の開始・終端条件}$$

- 正味需要と発電電力の区間には無数に経路が存在し、発電出力目標値が最大となる経路を求めることは難しい
- 最適な発電出力目標値が正味需要に関して単調増加することが証明されている（単調性）
  - 正味需要が最大となる場合の最適解が、発電出力目標の最大となる経路
  - PV予測区間の下限値を基に最適化問題を解き、発電計画と充放電計画を作成



## ■発電機起動停止計画(UC)の作成(計画)

計画段階(1日前)で1時間ごとの起動台数を決定(動的計画法)

$$\text{目的関数} \quad \text{Min. } f = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^T \left\{ \overbrace{u_{i,j} \cdot FC_i(P_{i,j}) \cdot \Delta T}^{\text{燃料費}} + \overbrace{u_{i,j} \cdot (1 - u_{i,j-1}) \cdot SC_i}^{\text{起動費}} \right\}$$

制約条件: 電力需給の一致, 出力上下限, LFC容量

PV出力は1日前予測値(80%区間の下限値)を使用  
(簡単のため負荷需要は予測値=実際値)

PVの出力予測値の大きさに関わらず、計画段階(1日前)で1時間ごとの出力上限値を計算→上限値以上は当日抑制

## ■PVの前日出力抑制(計画)

11

PVの出力予測値の大きさに関わらず, 計画段階(1日前)で1時間ごとの出力上限値を計算

$$\text{出力上限値 } P_{PV\_U,j} = P'_{D,j} - P'_{BESS,j} - \sum_i^N u_{i,j} \cdot (P_{MIN,i} + C_{LFC,i}) - P_{NU} - P_H$$

負荷需要 (括弧内)  
起動発電機の最小出力 (括弧内)  
水力および原子力発電は一定出力運転 (P<sub>NU</sub> - P<sub>H</sub> について)

当日: 上限値以上の出力を抑制

IAE

Research and Development Division, The Institute of Applied Energy (IAE)

## ■最適負荷配分(運用)

12

運用段階(リアルタイム)で各発電機の出力を決定

目的関数(各時間断面)

$$\text{Min. } f' = \sum_{i=1}^N u_{i,j} \cdot FC_i(P_{i,j})$$

燃料費 (括弧内)

制約条件(各時間断面): 電力需給の一致, 出力上下限

PV出力は実際の値を使用

発電機の起動台数は計画段階で決定した通り

起動中の発電機で需給バランスを維持できない場合  
→停電が発生・余剰を抑制

IAE

Research and Development Division, The Institute of Applied Energy (IAE)

PV出力が小さく、系統に並列している全ての発電機を最大出力で運転しても供給が需要を下回る場合

停電が発生

$$P_{outage,j} = -P_{PV,j} + \left\{ \underbrace{P_{D,j}}_{\text{PV出力}} - \underbrace{P_{BESS,j}}_{\text{負荷需要}} - \underbrace{\sum_i^N u_{i,j} \cdot (P_{MAX,i} - C_{LFC,i})}_{\text{起動発電機の最大出力}} - P_{NU} - P_H \right\}$$

PV出力が大きく、系統に並列している全ての発電機を最小出力で運転しても供給が需要を上回る場合

余剰を抑制

$$P_{suppress,j} = \underbrace{P_{PV,j}}_{\text{PV出力}} - \underbrace{P_{PV-U,j}}_{\text{PV出力上限(前日計画で計算)}}$$

## ■ シミュレーション条件

モデル系統: 関東地方を想定

電源構成

一定出力で運転	原子力	12,000 MW
	水力	6,000 MW
UCの対象	火力	39,150 MW(94機)
想定導入量	PV	30,000 MW
	BESS	パラメータ

負荷データ: 東京電力, 2010年5月

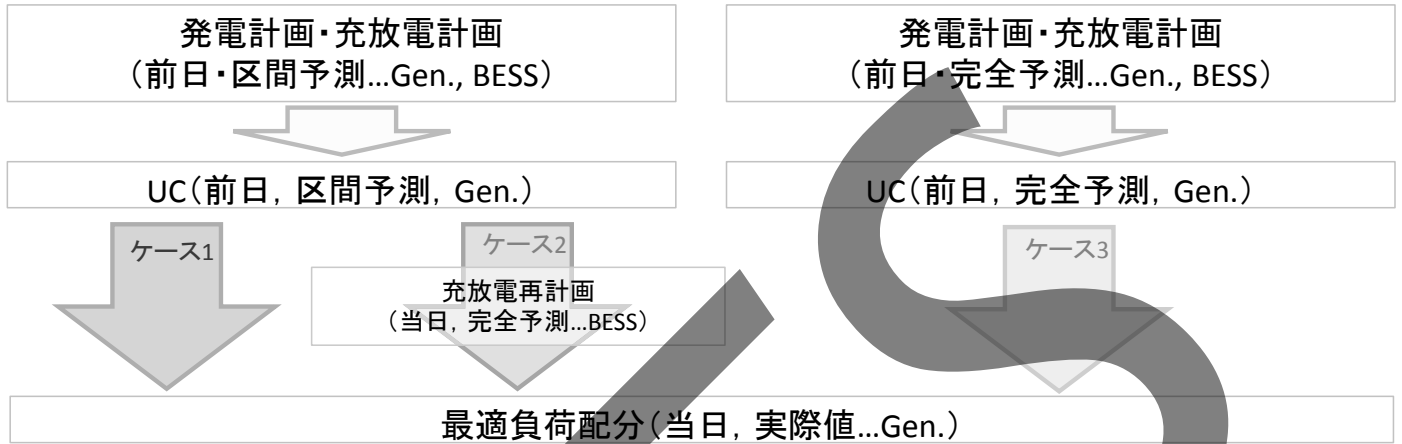
日射データ: 地上気象官署(関東エリア6カ所の平均), 2010年5月

予測データ: 上記データを基に作成した区間予測データ(80%)

## ■ 検討ケース

15

ケース1: 区間予測で発電・充放電計画→UC→最適負荷配分  
 ケース2: 区間予測で発電・充放電計画→UC→再計画→最適負荷配分  
 ケース3: 完全予測で発電・充放電計画→UC→最適負荷配分



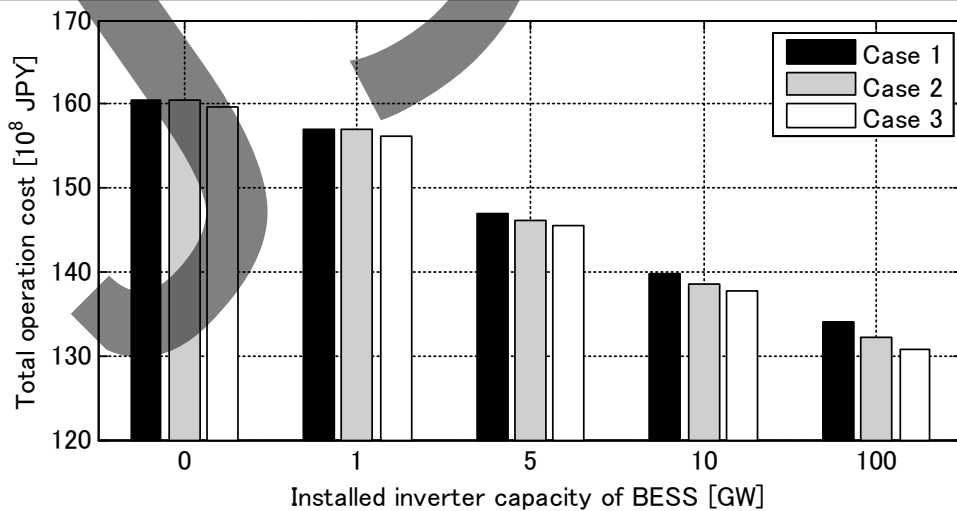
IAE

Research and Development Division, The Institute of Applied Energy (IAE)

## ■ シミュレーション結果 ①火力機の運用コスト

16

ケース1: 区間予測で発電・充放電計画→UC→最適負荷配分  
 ケース2: 区間予測で発電・充放電計画→UC→再計画→最適負荷配分  
 ケース3: 完全予測で発電・充放電計画→UC→最適負荷配分



5月の火力機の運用コスト

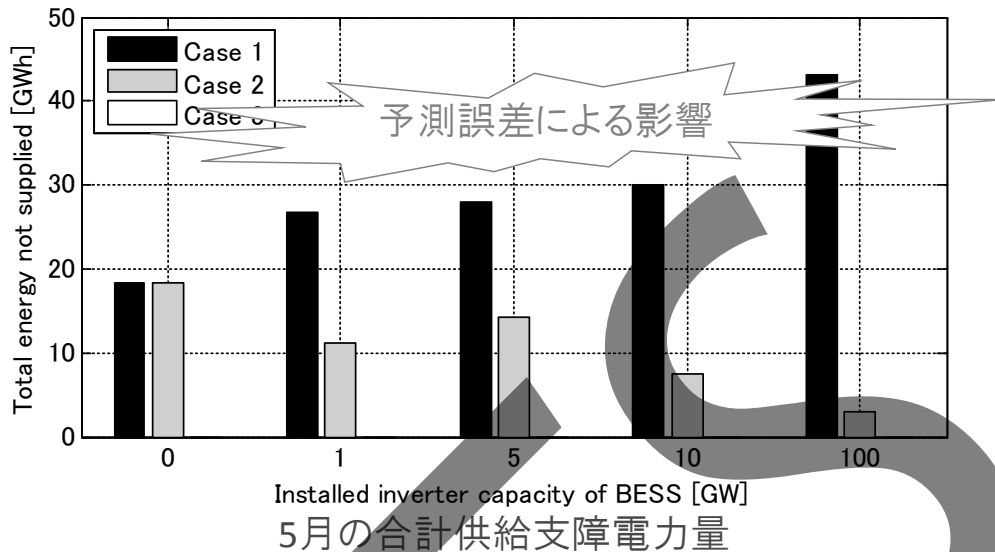
- BESSの導入量が多いほど運用コストは小さくなる
- ケース2では、ケース1より運用コストが小さい

IAE

Research and Development Division, The Institute of Applied Energy (IAE)



ケース1: 区間予測で発電・充放電計画→UC→最適負荷配分  
 ケース2: 区間予測で発電・充放電計画→UC→再計画→最適負荷配分  
 ケース3: 完全予測で発電・充放電計画→UC→最適負荷配分



- ケース1では、BESS導入量が多いほど供給支障電力量が大きい
- ケース2では、ケース1より供給支障電力量が小さい

## ■まとめと今後の予定

### まとめ

- 区間解析に基づく発電計画・充放電計画による需給運用をシミュレーション評価
- 当日0時の時点で充放電計画を修正する場合についても評価
  - 修正計画を行うケースでは、供給支障、余剰、火力機運用コストの全てが削減
  - 修正計画を行わないケースでは、蓄電池ゼロの場合よりも供給支障電力が増大

### 今後の予定

- ◆ 長期間を想定したシミュレーション
- ◆ 6時間前予測値の利用

PVが著しく大量に導入された電力系統

- 停電も余剰も回避するのは不可能
  - 通常は停電を回避するように運用
  - 停電のみであれば予測精度の向上で回避可能
  
- PVを有効利用するためには蓄電が不可欠
  - PV予測を利用して蓄電か出力抑制かを判断
  - 抑制量減少のため予測精度の向上が必要