

PV大量導入による、今後の 電力システム運用の課題と取り組み

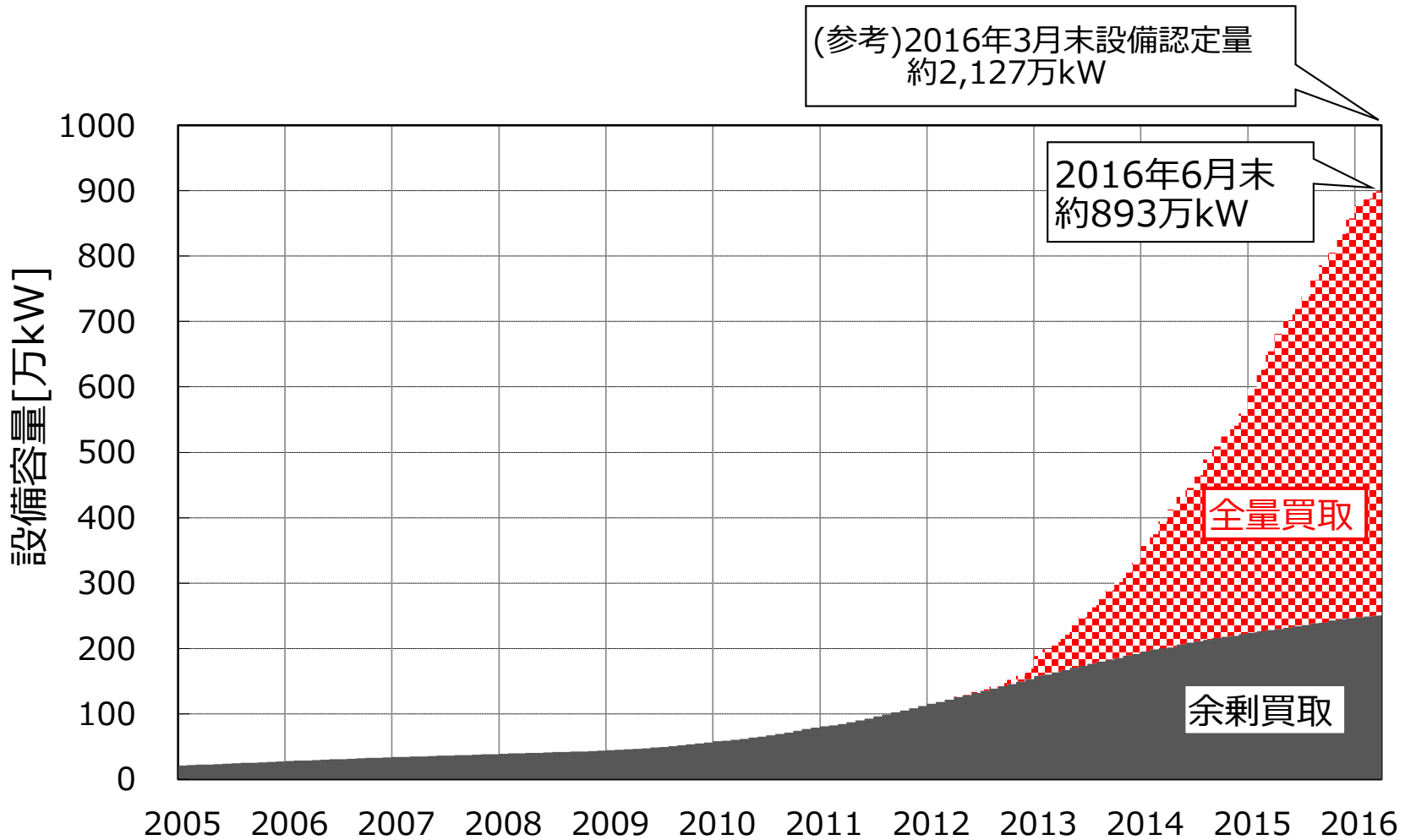
2016年8月9日

東京電力ホールディングス株式会社
経営技術戦略研究所 経営戦略調査室
菅沼 敏幸

1. P Vの導入状況
2. P V大量導入による需給運用の課題
3. P V導入拡大に伴う取り組み状況
4. まとめ

1. P Vの導入状況

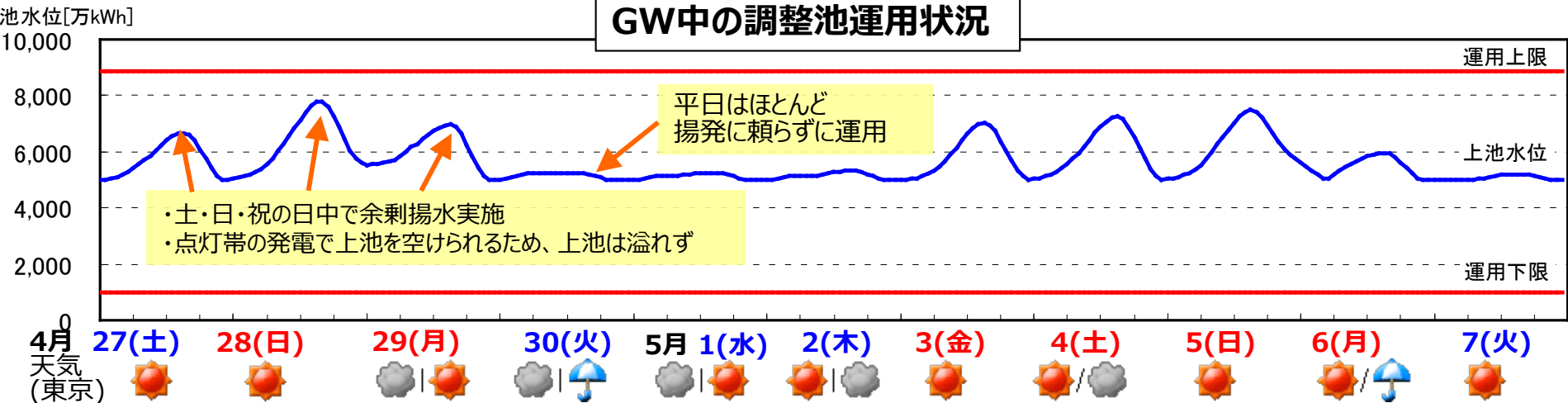
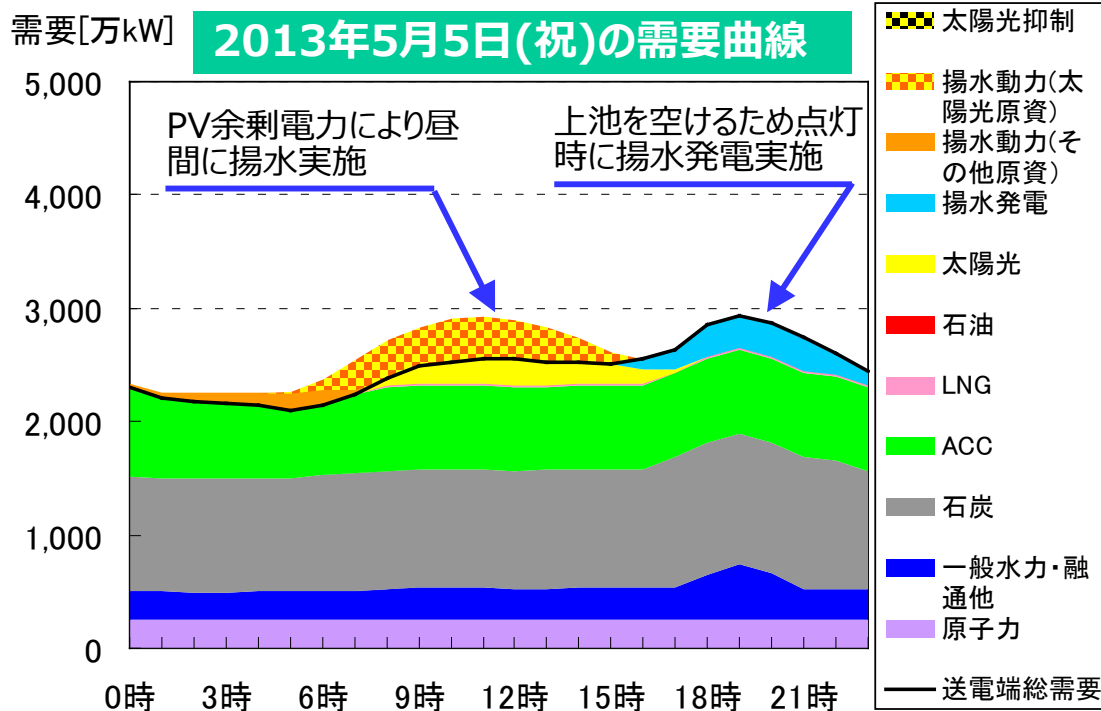
■ 太陽光設備量の推移は、以下の通り。
(2015.3月末は約600万kW, 2016.6月末は約893万kW)



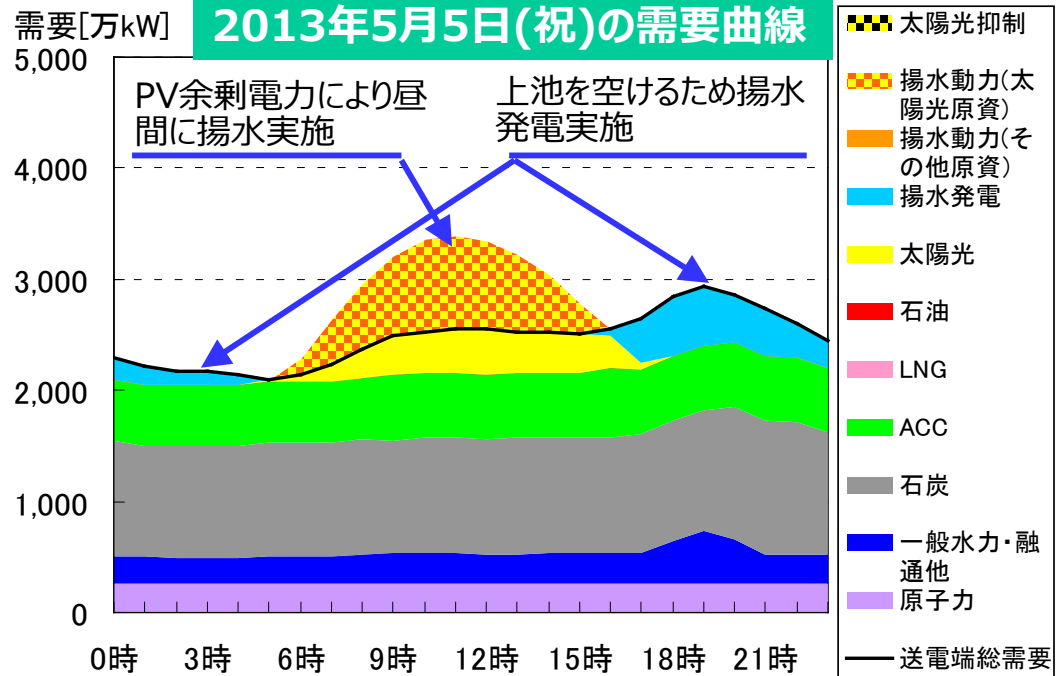
2. P V大量導入による需給運用の課題

- 調整池運用の課題
- PV除く電源分担分の形状変化
- 天気予報変化による課題

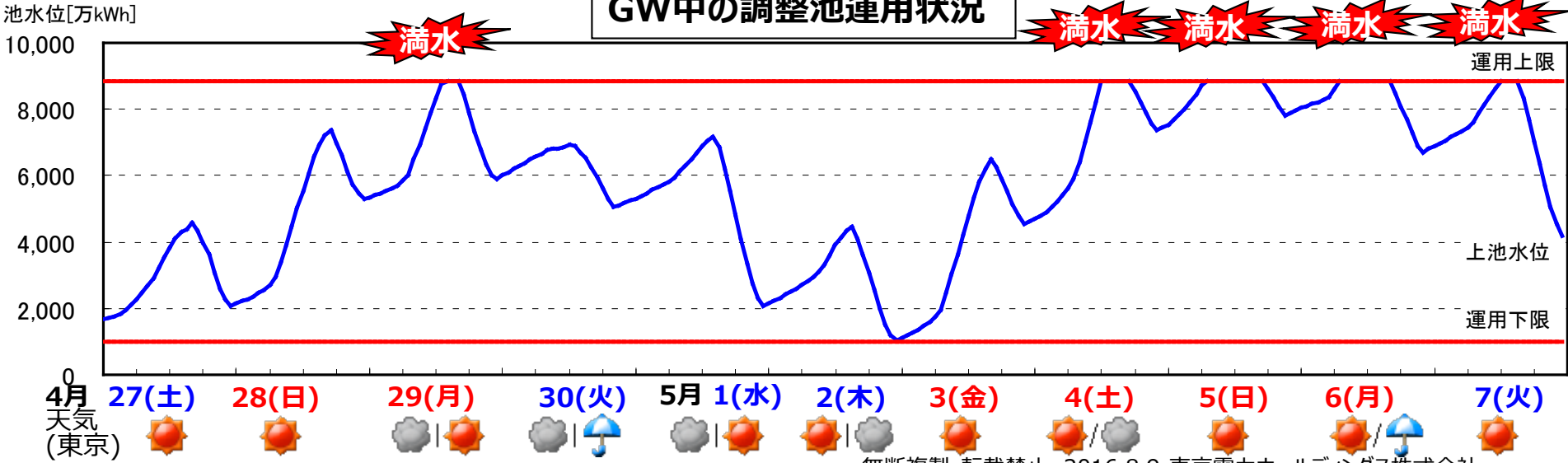
■ 低需要かつ日射の多いGWにおいて、昼間に余剰電力が発生。昼間に揚水を行い、点灯時に揚発を行う運用となる。



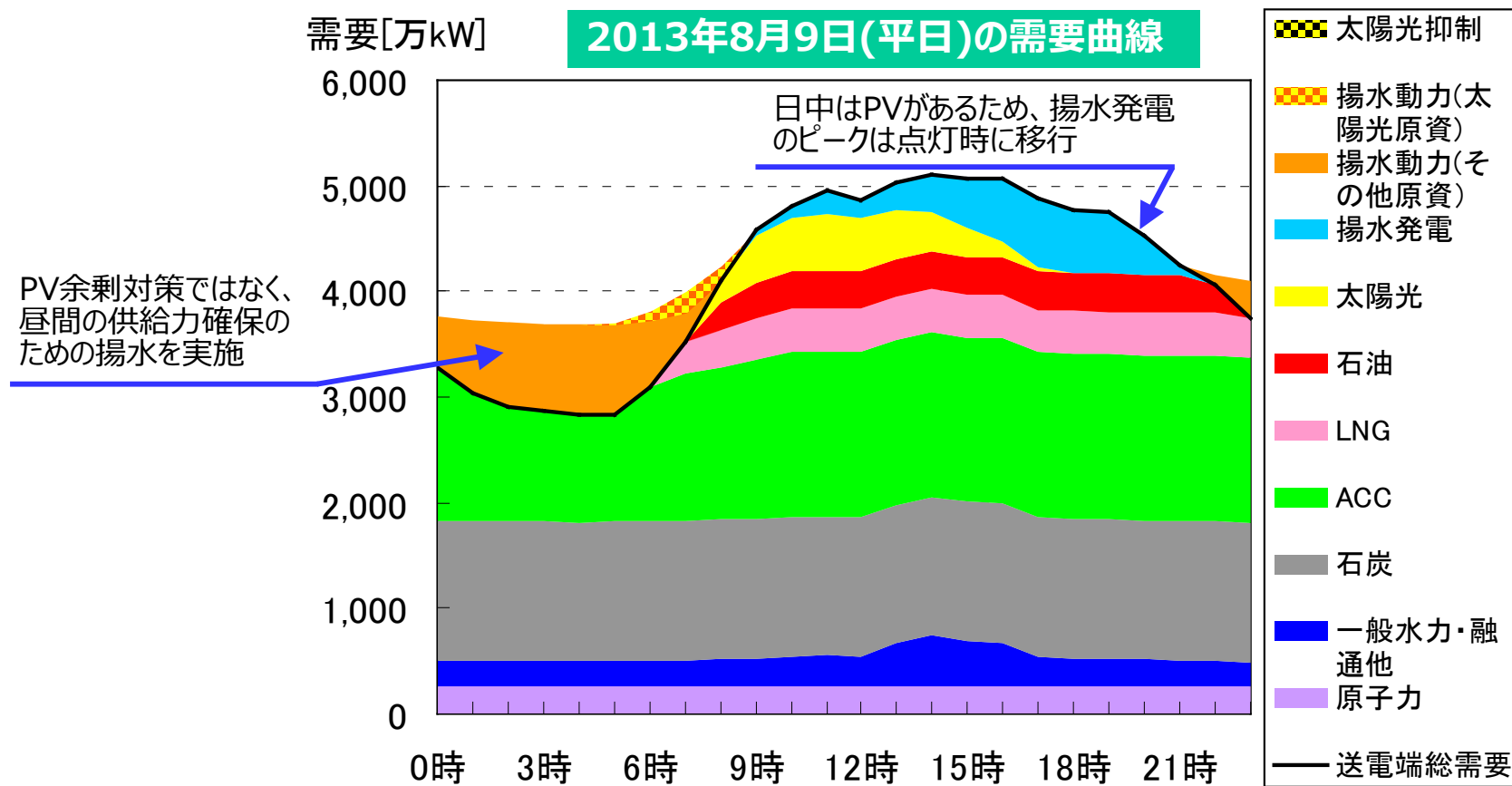
- PVによる余剰電力が増大すると、揚発により調整池水位を十分下げられず、調整池運用が破綻する。
- また、余剰回避のためのユニット停止は、LFCなど調整力確保に留意する必要がある。



GW中の調整池運用状況



- 夏季高需要時においては、需要のピークとなる昼間にPV出力もピークとなる。
- このため、従来は揚水発電で対応していた需要の一部がPVに置き換わり、揚水発電のピークが昼間→点灯帯に移行し、需要の最大時刻と予備力最小時刻にズレが生じる。



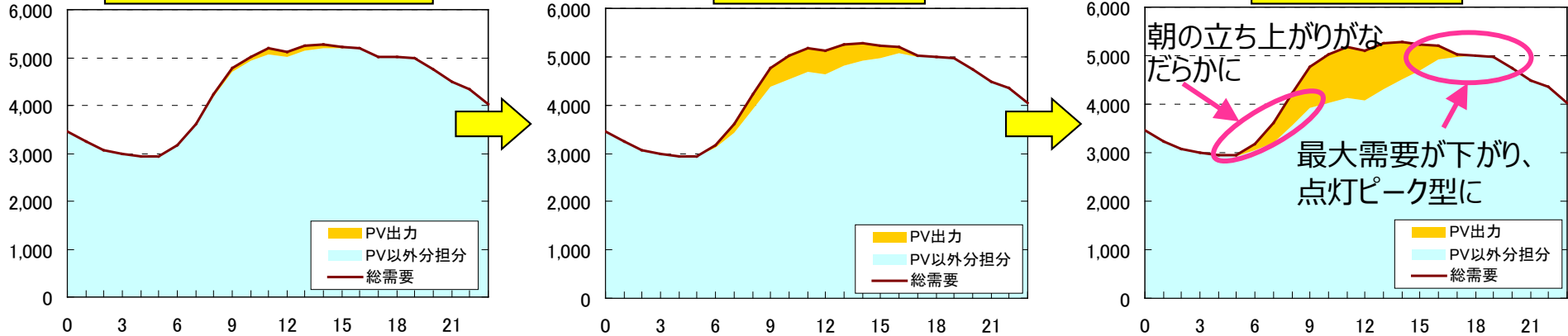
- PV導入量が増加すると、PV以外の電源(火力・揚水・原子力等)で対応する分担分の形状が変化。
- 夏季は昼間に需要とPV出力がピークとなるため、PV以外分担分は点灯型のカーブとなる。
- 冬季においてはPV出力のピークは日中、需要のピークは点灯時となるため、PV以外分担分の正午頃における極端な低下や、日没頃～点灯前の直前の急激な増加が顕著となる。

夏季ピーク時の例

2013実績(PV250万kW)

PV1,000万kW

PV2,000万kW

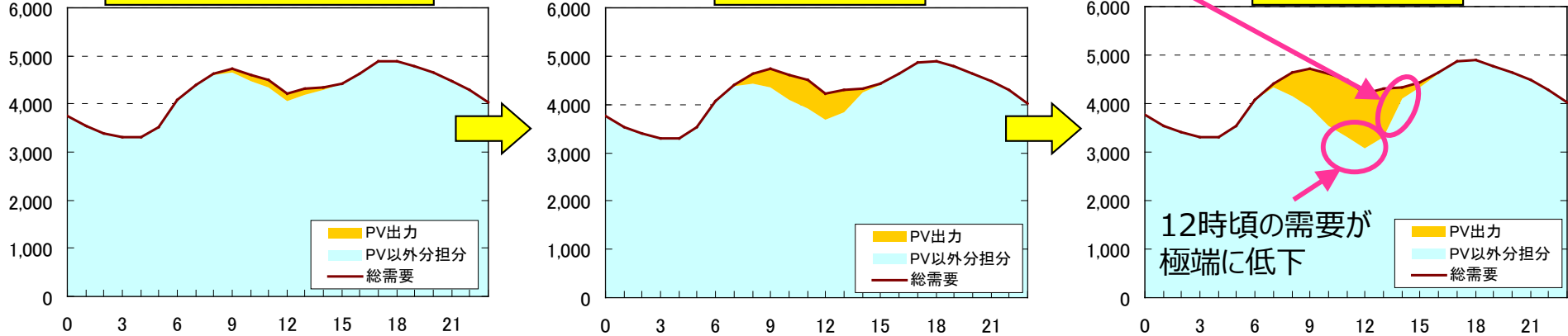


冬季ピーク時の例

2013実績(PV250万kW)

PV1,000万kW

PV2,000万kW



日没+点灯ピークの需要増で、
約800万kW/時の需要増

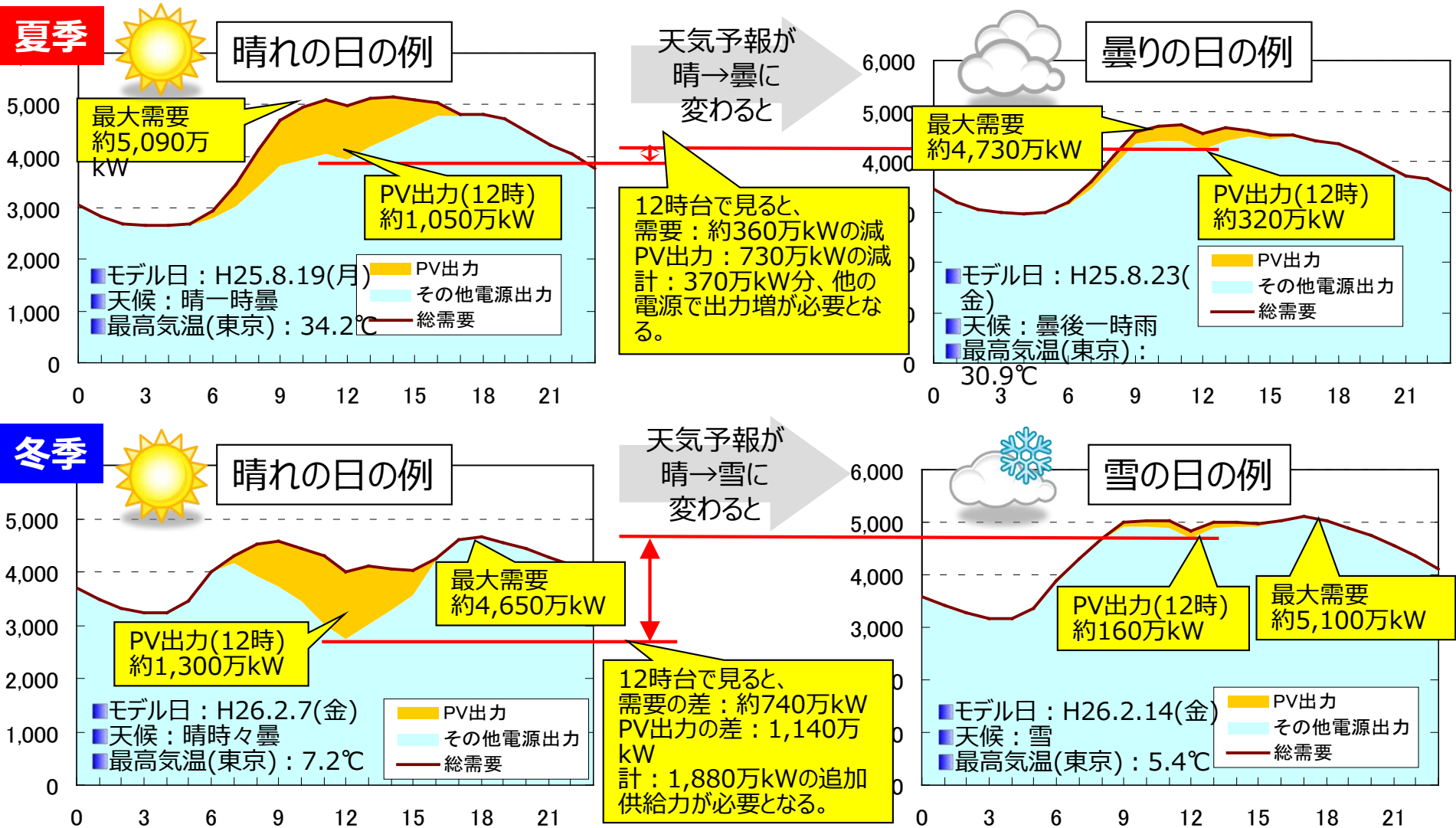
2-4. PV除き電源分担分の形状変化（変化速度のシミュレーション値）

- PV設備量が増加した場合の、PV以外分担分の変化速度は次の通り(各月での最も厳しい値)
- 夏季においては、PV設備量の増加に伴い、朝方は需要の増とPV出力の増が相殺されることで、朝の立ち上がりがなだらかになる。
- 一方、冬季においては上昇方向・下降方向ともにPV設備量の増加に伴って厳しくなり、需給調整の難しい場面が**夏季の朝方立ち上がりから冬季の点灯前にシフトする見込み**。

PV以外分担分の変化速度(各月での最も厳しい値)

	上昇方向 [万kW/時]			下降方向[万kW/時]		
	2013実績	PV1000万kW	PV2000万kW	2013実績	PV1000万kW	PV2000万kW
4月	365	357	403	▲ 254	▲ 254	▲ 275
5月	307	299	383	▲ 226	▲ 226	▲ 251
6月	394	370	349	▲ 271	▲ 271	▲ 309
7月	563	466	425	▲ 379	▲ 379	▲ 379
8月	662	555	464	▲ 374	▲ 374	▲ 374
9月	514	445	430	▲ 336	▲ 336	▲ 336
10月	350	343	466	▲ 252	▲ 252	▲ 274
11月	391	391	487	▲ 285	▲ 285	▲ 384
12月	471	471	535	▲ 341	▲ 387	▲ 450
1月	580	580	699	▲ 407	▲ 407	▲ 525
2月	546	546	780	▲ 369	▲ 369	▲ 452
3月	469	462	627	▲ 321	▲ 343	▲ 473
年間	662	580	780	▲ 407	▲ 407	▲ 525

- PVの増加に伴い、需給運用における天気予報の変化リスクも顕在化。
- 夏季はPV出力と需要のピークが重なる上、PV出力減と需要減が相殺されるため、影響は少ない。
- 冬季はお互いのピークが異なる上、PV出力減と需要増が重なり大きな追加供給力が必要となる。



(参考) 冬季の天気予報の変化例

- 2014年2月、関東・更新・東北地方を中心に2度の大雪があった。
- 大雪の原因は、南岸低気圧の通過によるものであり、寒気の流入により上空の気温が低かったため、雨ではなく雪となったものである。
- 特に、関東地方が大雪となった2月8日、14日の東京の天気予報の推移は以下の通り。
- 8日の場合、天候は2日前までの段階では、「くもり一時雨か雪」「くもり時々7日前」と予報しており、前日段階より「風雪強い」との予報に変わっている。最高気温は、4日前発表までは実績と比べて4℃～6℃高い予報であった。
- 14日の場合、7日前予報では晴れ間もある予報であった。気温については、6日前発表以後、最高・最低ともに実績に近い予報となっている。
- いずれの場合も、対象日が近づくにつれて予報(天気・気温)が刻々と変わっていることがわかる。

対象日	実績	前日発表	2日前発表	3日前発表	4日前発表	5日前発表	6日前発表	7日前発表	
2月8日(土)	天気	昼：大雪 夜：大雪 後時々曇	風雪強い	くもり時々 雪か雨	くもり時々 雨か雪	くもり時々 雨か雪	くもり一時 雨か雪	くもり一時 雨か雪	くもり一時 雨か雪
	最高気温	4.0	2	5	6	10	11	9	8
	最低気温	-0.9	0	0	0	2	3	3	2
2月14日(金)	天気	昼：雪 夜：大雪後雨、 雪・あられを伴う	雪か雨	くもりのち 雪か雨	くもりのち 雨か雪	くもり一時 雨か雪	くもり一時 雨か雪	くもり	くもり時々 晴れ
	最高気温	5.4	3	7	6	6	6	7	10
	最低気温	-0.2	1	2	1	1	1	1	3

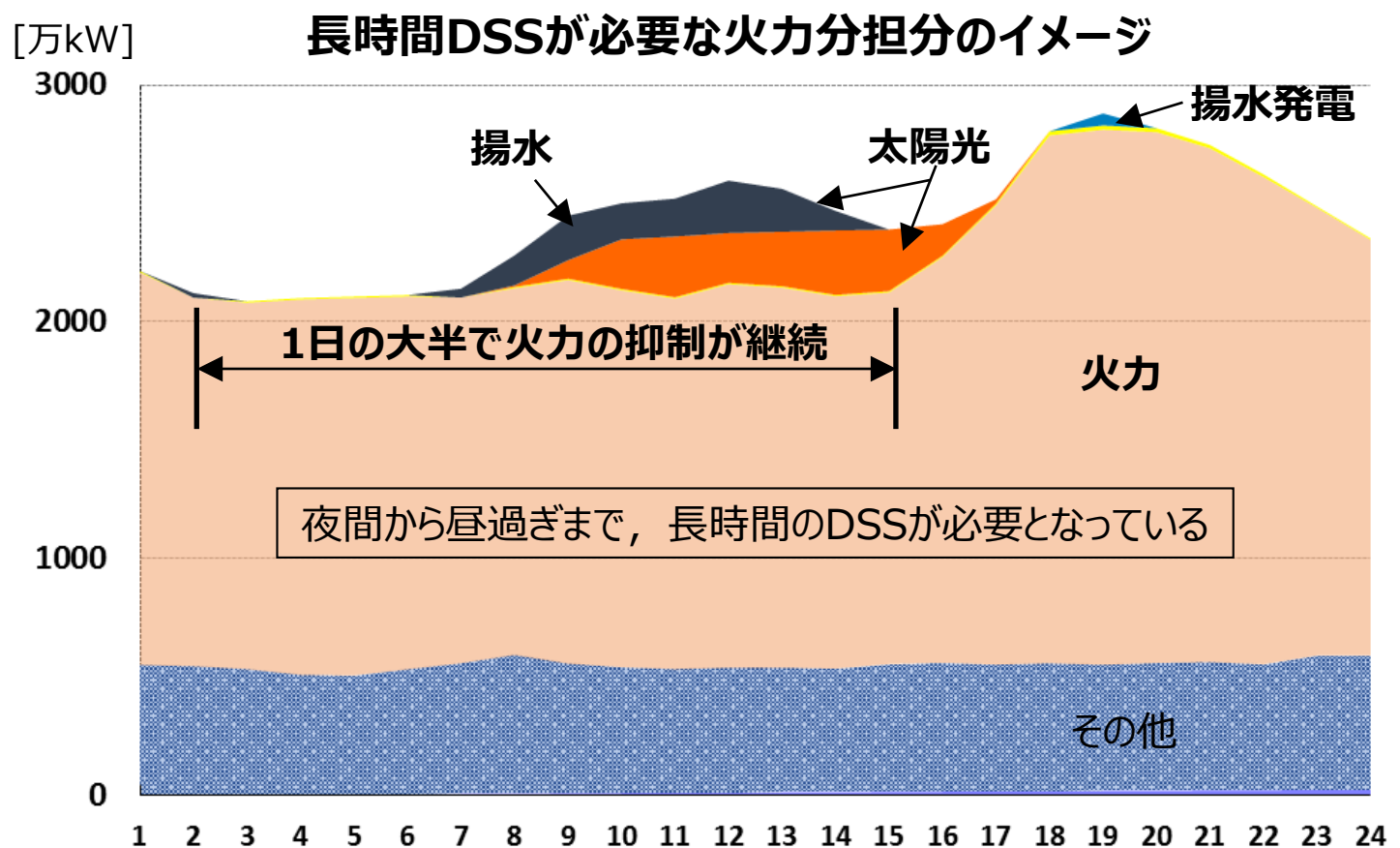
(注) 前日以前発表の天気予報は、気象庁が毎日17時に発表している天気予報(3日前発表以前は週間天気予報)

3. PV導入拡大に伴う取り組み状況

- 昼間余剰への対応
- PV除き電源分担分の形状変化への対応
- PV精度向上に向けた取り組みと課題
- 需要予測精度向上の取り組み

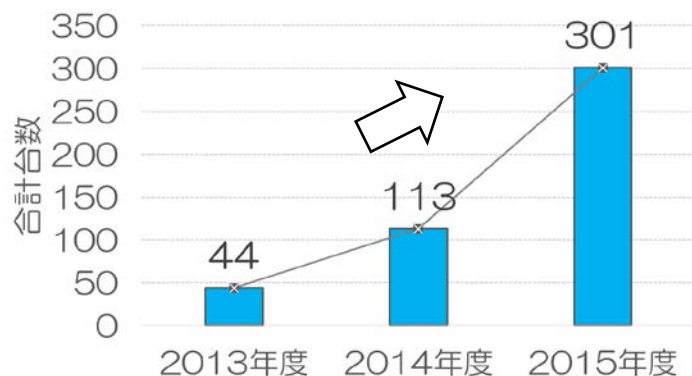
◆ P Vによる，昼間余剰の抑制および需給費用の低減には，夜間のみのDSS から，昼過ぎまで継続したDSSが必要となっている。

※DSS : Daily Start-up and Shut-down



3-2. 昼間余剰への対応（長時間DSSの運用拡大）

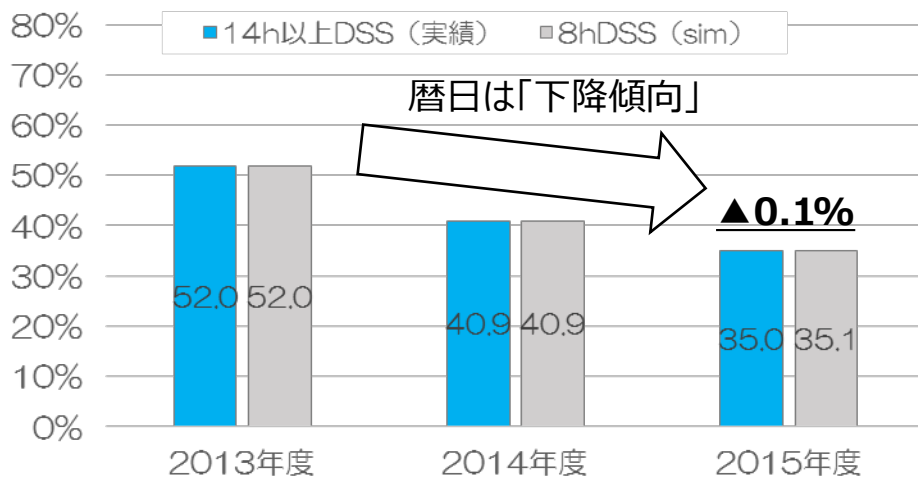
◆ 2013～2015年度の長時間DSSの実施台数は、年々増加傾向にある。



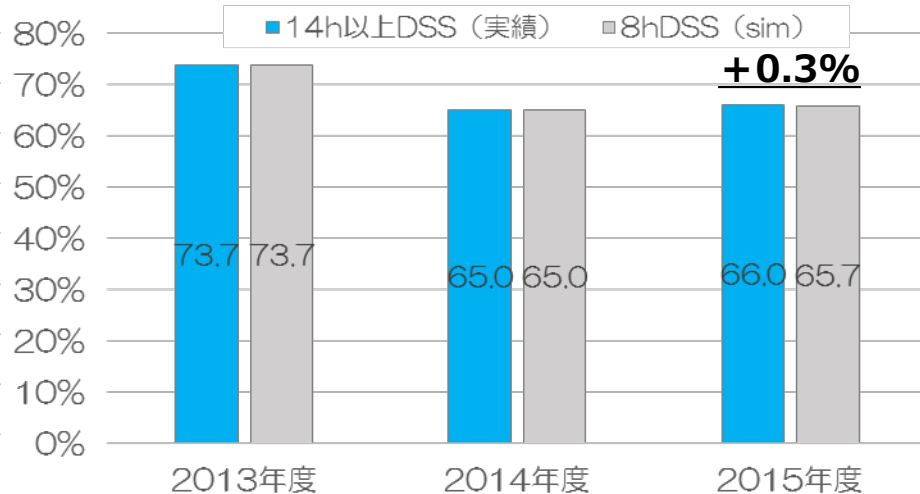
- ◇ 14h以上DSS対応機（コンベンショナル機）
 - **18台**（DSS対応機20台の内）
- ◇ 同日対応可能台数（同一中操制約）
 - **最大10台**

- ◆ 利用率の実績と長時間DSSを実施しなかった場合のシミュレーション値
- ◆ 暦日利用率への影響は軽微。(2015年度 : ▲0.1%)
- ◆ 除停止利用率は向上。(2015年度 : +0.3%)

暦日利用率 (CC+コンベ)



除停止利用率 (CC+コンベ)



冬季点灯帯のP V出力減少と需要増に他の電源で対応可能かなど、需給費用を最小化するユニットコミットメントには、

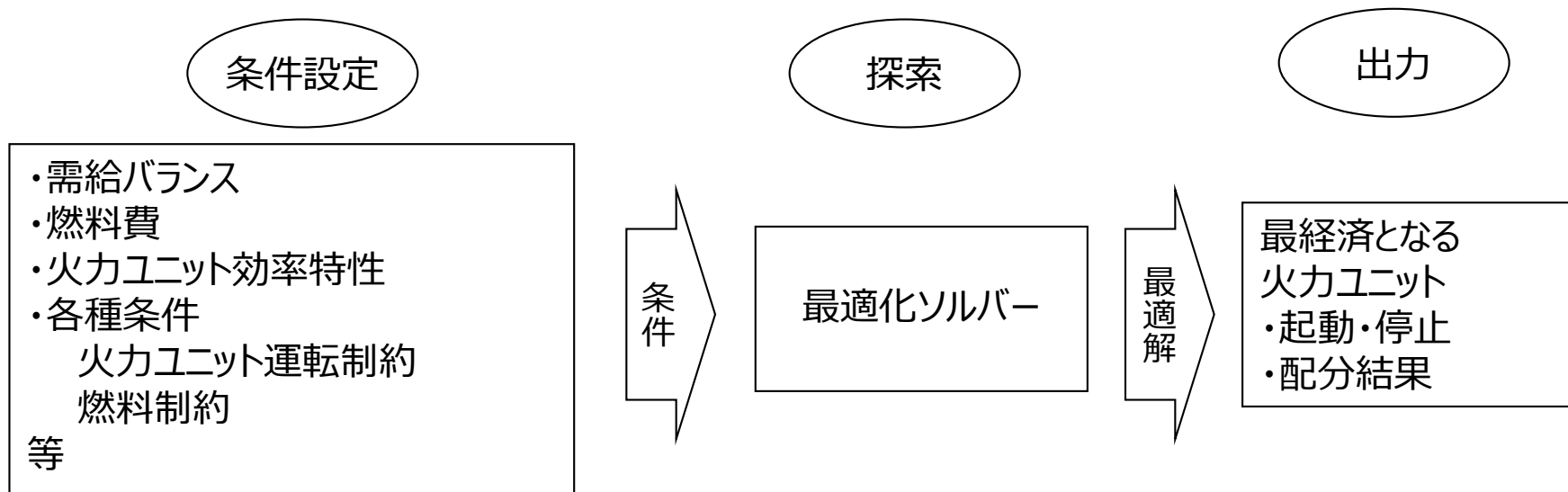
・火力ユニットの変化速度追従性

・LFC (Load Frequency Control) など調整力の確保量

を評価する技術が必要になっている。

需給費用最小となる発電機起動停止問題を解くユニットコミットメントは、総当たりでの組合せから求めることが困難であり、通常、最適解を求めるのにソルバーが用いられている。

ソルバーによる探索手順



変化速度、LFCなど調整力を模擬した場合、ソルバーの収束性が課題。

調整力を加味できる分析ツール（Excel）を開発。（ソルバー不使用）
ただし、定量化は可能になったものの、**長期間のシミュレーションの実現、計算時間の短縮などの課題が継続。**

	ソルバー	分析ツール
UC精度	○	○※1
収束性	△※2	○
計算時間	△※2	×※2
調整力加味	△※3	○
拡張性	○	×※4

※1 やや分析ツールが劣る

※2 計算条件による

※3 収束性が課題

※4 計算上の制約

・**計算期間 最大7日間**

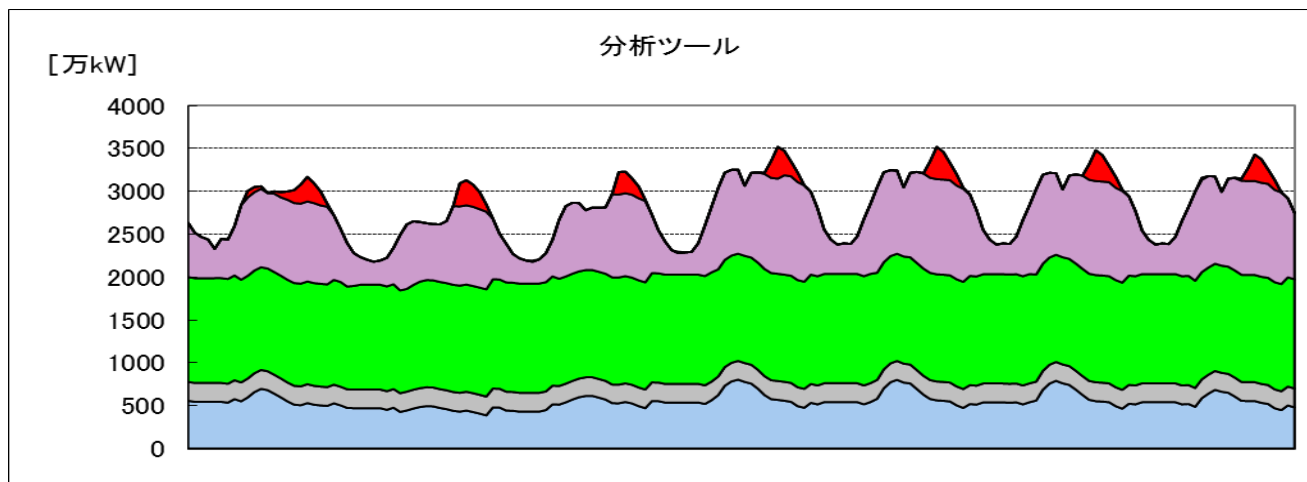
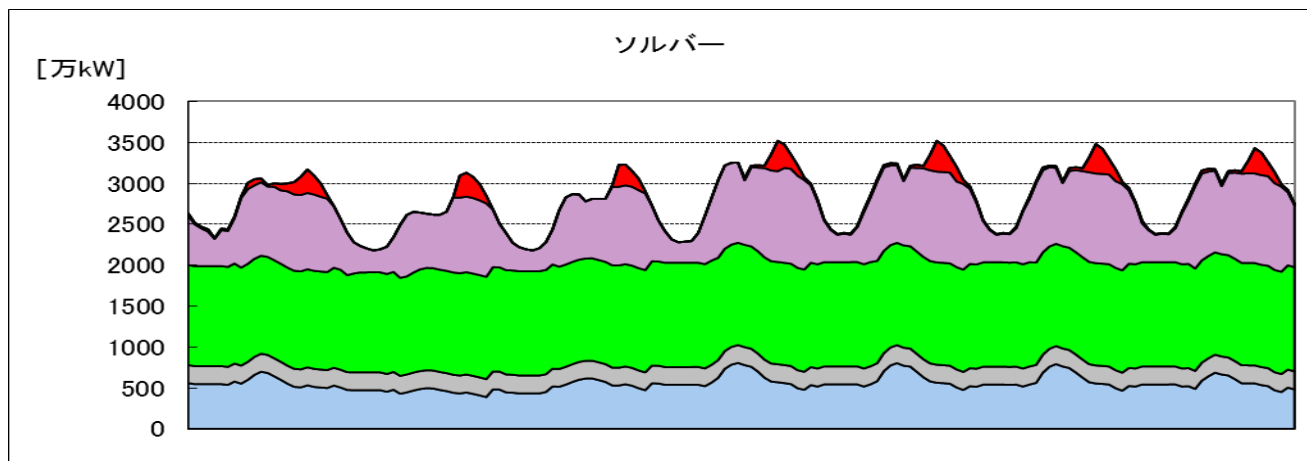
・揚水発電機模擬 一機一池

・初期設定からの並解列変化 同一時刻最大25台

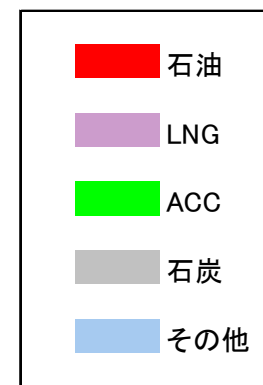
・起動費、最小運転・停止時間 設定なし

など

火力ユニット（石油、LNG）27台を対象とした1週間のユニットコミットメントを計算。
※変化速度・LFC・上下余力は、未設定
需給費用は、ほぼ同等であったものの、計算時間は、ソルバーが1時間、分析ツールが10時間であった。



※ソルバーによる計算システムは、電中研と共同研究で開発した「週間・翌日需給計画策定ツール」を使用



GWにおいて、P Vが最大となった2016年5月8日 (日) の需給バランスを基に、LFCを総需要の2%確保するシミュレーションを実施。

※シミュレーションは、変化速度・LFC・上下余力を設定したディスパッチ

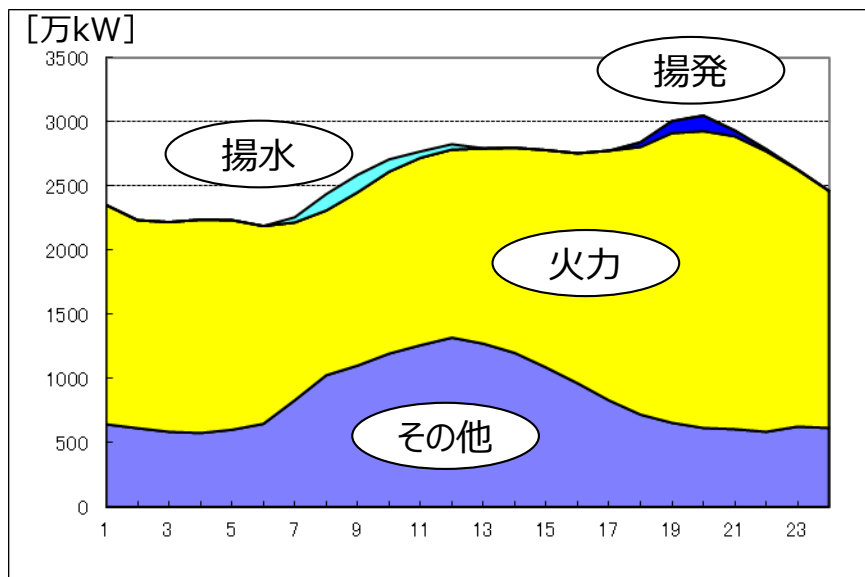
○5/8の需給状況

最大電力 (エリア) 3,049万 kW (20時)

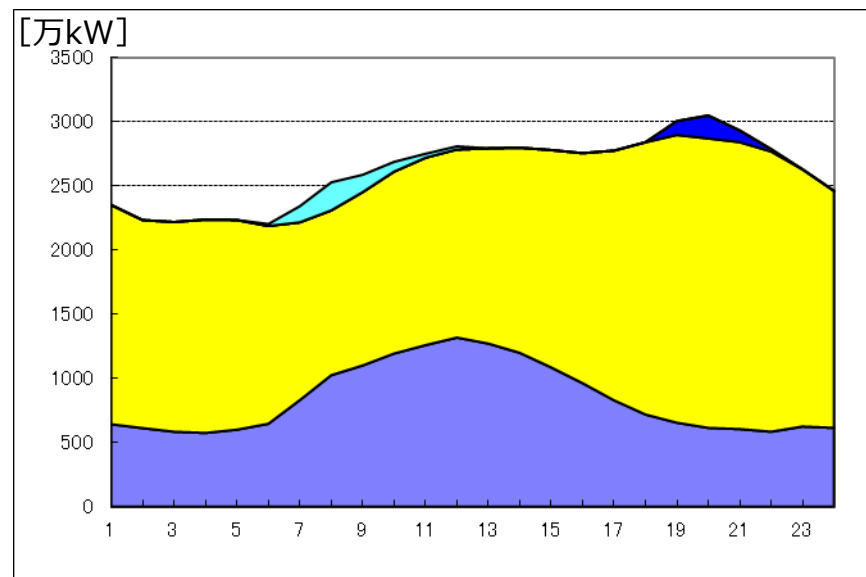
最小電力 (エリア) 2,188万 kW (6時)

P V 最大値 669万 kW (12時)

実績



シミュレーション

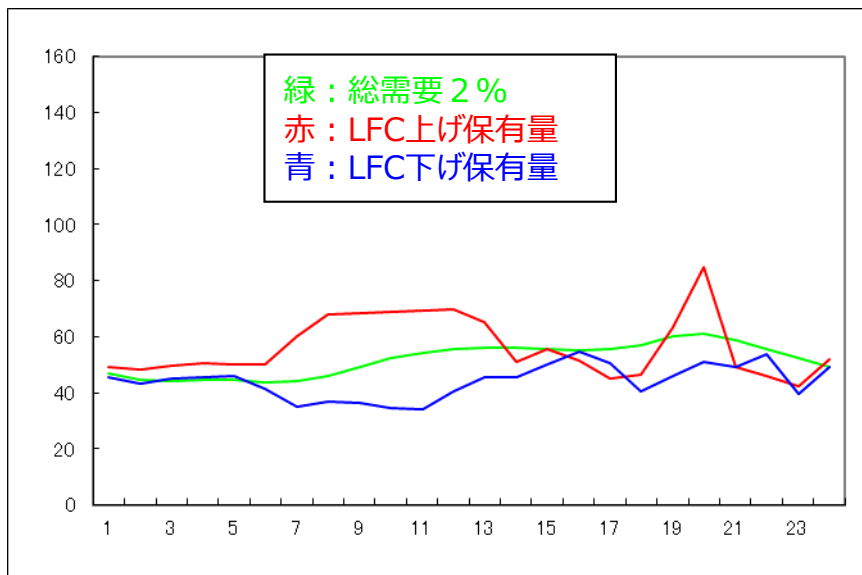


LFCの保有実績は、ほぼエリア総需要の2%前後で推移。
シミュレーション結果は、不足するLFC上げが目標値になるよう火力ユニットの配分を補正し、必要量を確保。

※LFC下げの実績が全般低めに推移しているのは、安価なユニットのLFCをロックし、出力低下による経済損失を回避する運用によるもの。

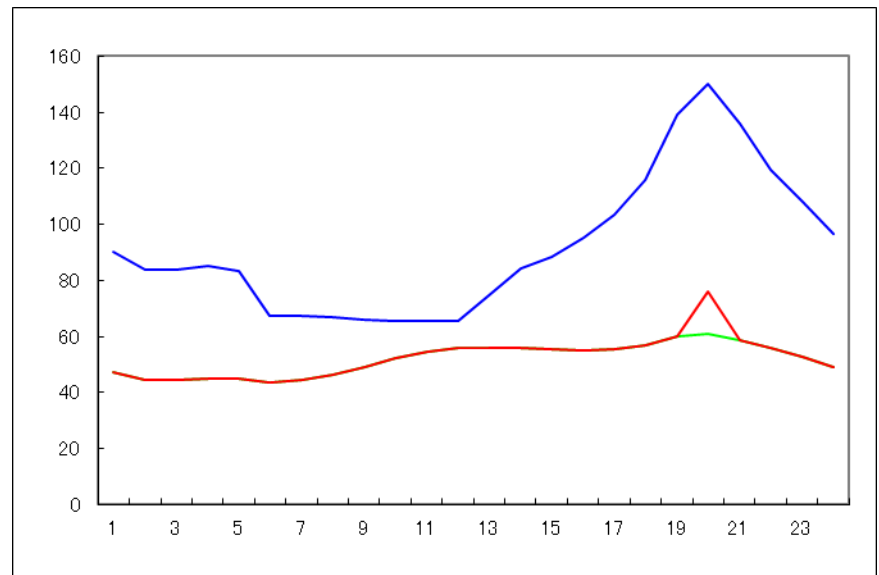
実績

[万kW]



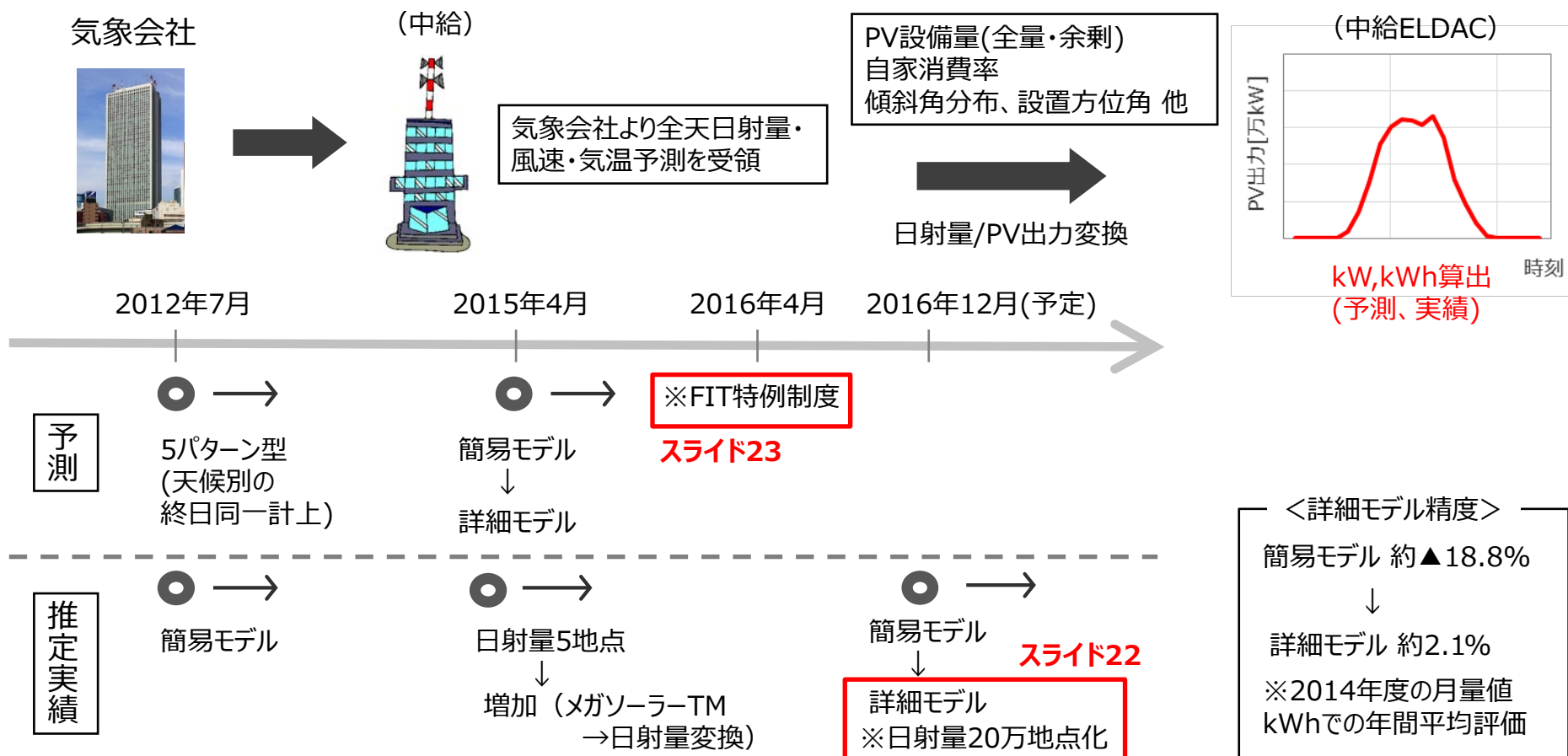
シミュレーション

[万kW]



- ◆ 太陽光業務は設備量の増加とともに予測・推計実績それぞれで精度向上の取り組みを実施。
- ◆ 精度向上の取組みとして、PV予測ではH27年4月～、PV推定実績では2016年12月(予定)を目標に簡易モデルから詳細モデルへ変更。
- ◆ さらなる精度向上の取組みとして、ひまわり8号の観測データ利用による日射量※の細分化などを検討中。

※ 日射量実績を中心に取組み中



- 短期予測及び実績については、気象画像データを用いた詳細な日射量データ受領により、現状のマクロ想定→ミクロ想定が可能。
- 細部の天候変化を認識することで、エリア全体の精度向上も期待。

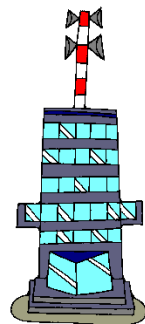
〈短期予測(5分～3時間先)及び実績〉

日射データについて

- ・ひまわり8号による気象画像データ
- ・空間解像度が500mメッシュで20万ヶ所毎の日射量データの受領



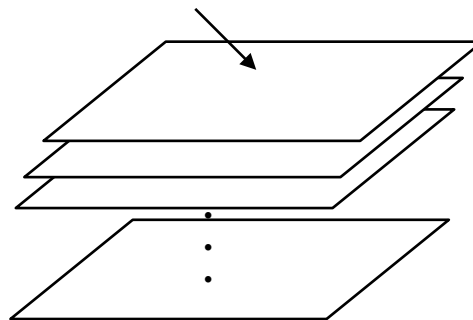
気象会社



中給

〈システム構造〉

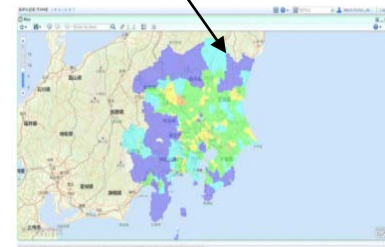
日射量 (ひまわり8号)
風速・気温
設備量 (kW) ...



500mメッシュ × 20万ヶ所

〈map化〉

PV設備情報を設定
(設備kW、住所)



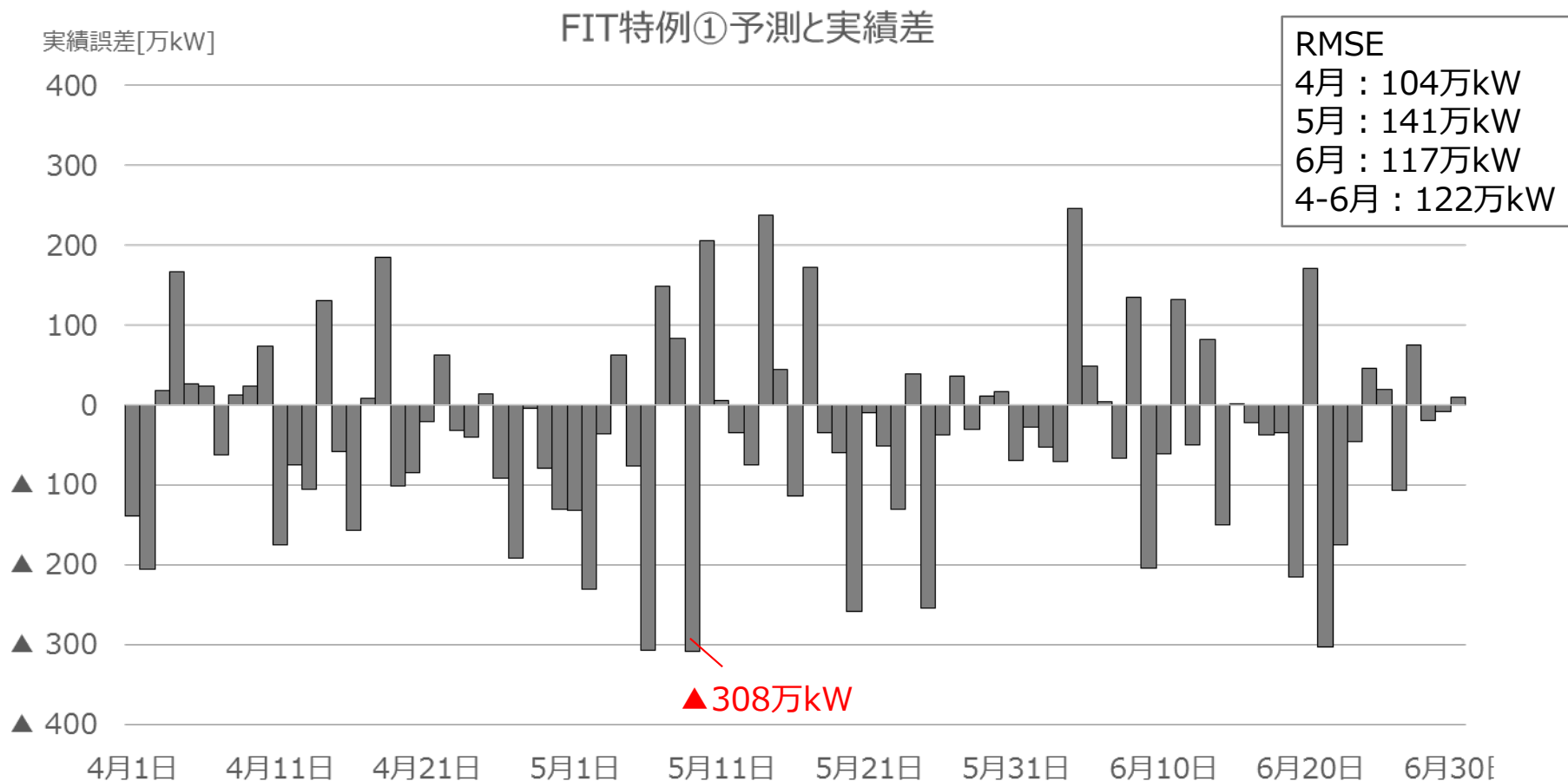
メリット

- ・ミクロなPV推定が可能となり、結果としてマクロなPV精度向上も期待
- ・メガソーラーなど局地的な発電影響がなくなり、実績精度が向上

3-9. FIT特例制度①における予測精度

- FIT特例①配分値は、中給からの翌々日想定であるため、実績との乖離が大きい断面も存在
- 結果として予備力・調整力を減少させるため、制度を含めた対応が今後必要。
- 2016.1Q実績は、最大で▲308万kW※1、4～6月の平均で122万kW※2となった。

※1：配分時におけるPV出力最大時での実績差（実績－計画） ※2：最大時※2の平均二乗誤差(平方根)



(参考) 簡易モデルと詳細モデル

- 簡易モデル及び詳細モデルは、ともに日射量を変数としPV出力を計算。
- 簡易モデルは斜面係数や温度ロスなどを定数とし、四則演算による簡易計算。
- 詳細モデルは、太陽の軌道等を考慮し全天日射量から斜面日射量を計算、その他気温条件からパネル面温度による発電効率を算出。これらを各設備ごとに設定・算出することでPV出力を算出することで精度向上を実現。

〈簡易モデル〉

定数（設定値）

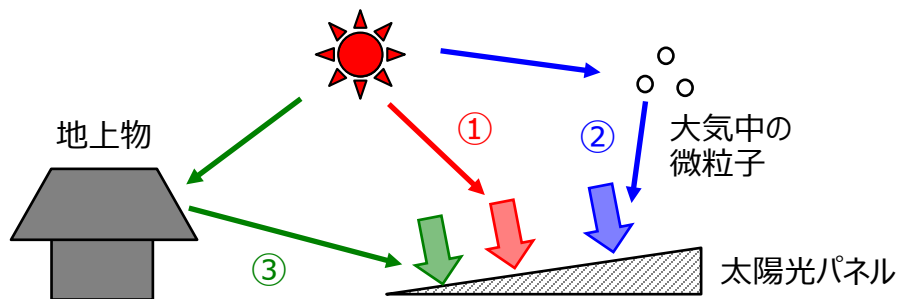
$$\text{PV出力} = \frac{(\text{日射量} \times \text{斜面係数})}{3.6 \text{MJ/kWh}} \times (1 - \text{温度ロス}) \times (1 - \text{その他ロス}) \times \text{太陽光発電設備容量} \times \text{補正係数}$$

〈詳細モデル〉

$$\begin{aligned} \text{斜面日射量} &= \text{斜面直達日射量(①)} \\ &+ \text{斜面天空日射量(②)} \\ &+ \text{地表面反射日射量(③)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{PV出力} &= \text{斜面日射量} \times \text{セル変換効率} \\ &\times \text{インバータ効率} \times (1 - \text{その他ロス}) \\ &\times \text{過積載率} \times \text{補正係数} \end{aligned}$$

※風速・気温・日射量から算出



各設備（住宅、公共・産業用、メガソーラー）ごとに算出

◆ 来年4月の全面自由化等に対応するため、需要予測システムの機能拡張および強化を実施。

◆ 主な機能拡張・強化項目

➤ 気象予報の受信頻度・需要予測周期ならびに予測単位，期間の改善

（30分周期に受信，これに合わせ需要も30分粒度で14日先まで予測）

→ 短時間先の需要予測強化（当日予測，3時間先予測）

→ 自社需給の需要インバランス回避に寄与

➤ 需要予測アルゴリズム，パラメータの改善

→ 最大電力だけではなく，24時間全ての時間帯の精度向上

→ 縮小回帰導入による過学習防止，過大・過小誤差防止

→ 従来予測精度の低かった土日祝祭日の予測精度の向上

→ 日射量の参照地点数の拡充（主要9都市へ）

時刻 i の需要予測式(回帰モデル) $\hat{y}_i = b_1 x_{1,i} + b_2 x_{2,i}$

\hat{y}_i : 予測値, y_i : 実測値, b_1, b_2 : 回帰係数, $x_{1,i}, x_{2,i}$: 説明変数

重回帰 での回帰係数推定

縮小回帰 での回帰係数推定

目的関数

$$\begin{aligned}
 &= \sum_i (\text{誤差}_i)^2 \\
 &= \sum_i (\hat{y}_i - y_i)^2 \\
 &= \sum_i (b_1 x_{1,i} + b_2 x_{2,i} - y_i)^2 \\
 &\rightarrow \text{最小化する } b_1, b_2 \text{ を推定}
 \end{aligned}$$



目的関数

$$\begin{aligned}
 &= \sum_i (\text{誤差}_i)^2 + \text{回帰係数へのペナルティ} \\
 &= \sum_i (\hat{y}_i - y_i)^2 + \lambda \cdot f(b_1, b_2) \\
 &= \sum_i (b_1 x_{1,i} + b_2 x_{2,i} - y_i)^2 + \lambda \cdot f(b_1, b_2) \\
 &\rightarrow \text{最小化する } b_1, b_2 \text{ を推定}
 \end{aligned}$$

λ (>0) : 正則化係数,

f : 回帰係数ペナルティ関数

高相関の説明変数利用時や学習データが少ないときに発生する大きな回帰係数を縮小

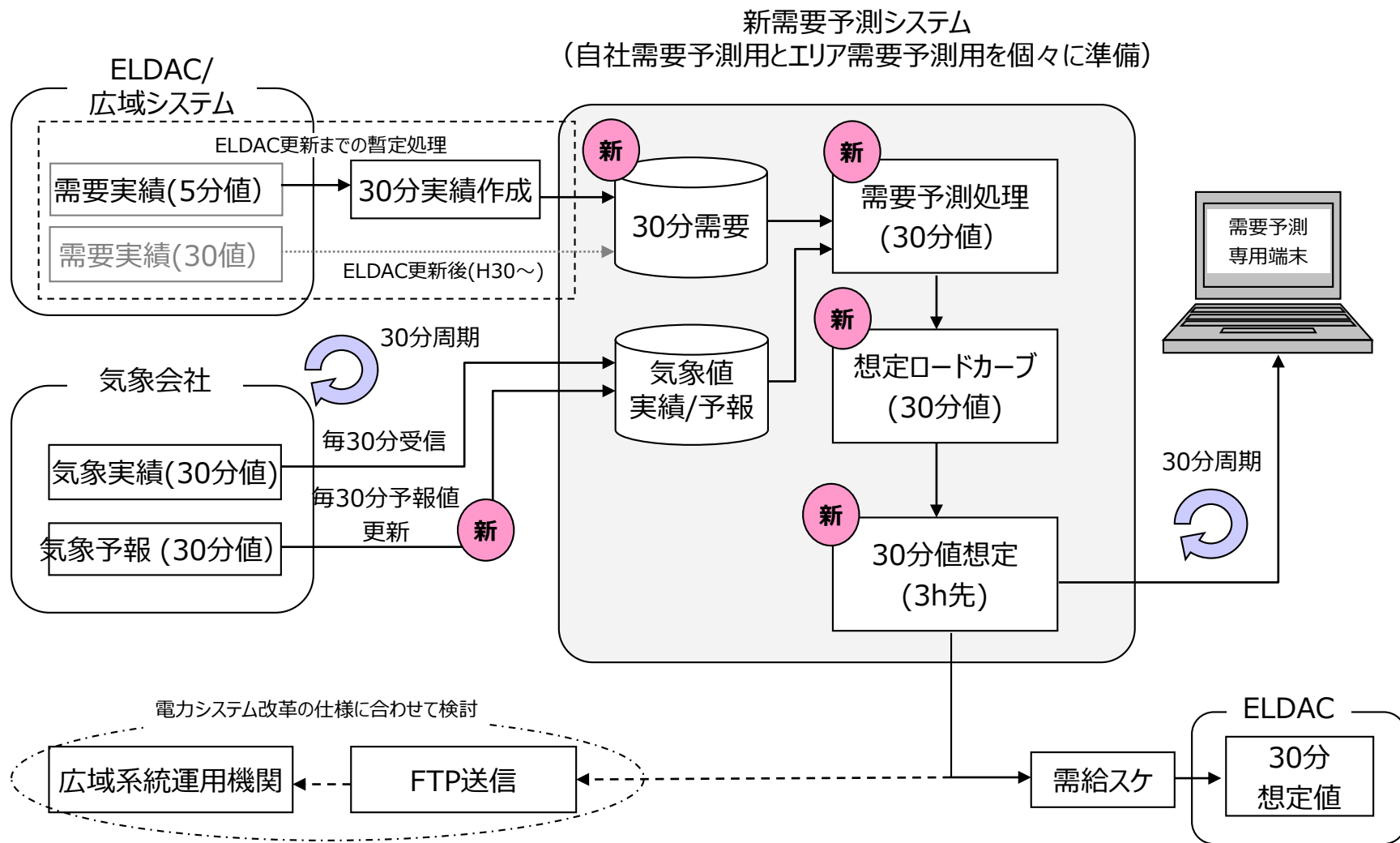
Ridge $f(\mathbf{b}_1, \mathbf{b}_2) = \mathbf{b}_1^2 + \mathbf{b}_2^2 \dots$ 係数縮小効果により, 過学習防止・大はずし防止

Lasso $f(\mathbf{b}_1, \mathbf{b}_2) = |\mathbf{b}_1| + |\mathbf{b}_2|$
 \dots 上記 + 変数選択効果

Elastic Net $f(\mathbf{b}_1, \mathbf{b}_2, \alpha) = (1 - \alpha)(\mathbf{b}_1^2 + \mathbf{b}_2^2) + \alpha(|\mathbf{b}_1| + |\mathbf{b}_2|)$

\dots RidgeとLassoの合わせ技, Lassoで0となる解が多い場合に精度向上目的で使用

f : 回帰係数ペナルティ関数, α : RidgeとLassoの按分割合 ($0 < \alpha < 1$)



※ELDAC:中給システム

4. まとめ

今後もP Vの導入拡大が継続する中、軽負荷期の調整池運用、変化速度・L F Cなどの調整力確保、火力分担分の先鋭化といった課題がより顕著に表れてくるものと考えられる。

需給運用のニーズとしては、

- ・天気予報精度の向上（需要・P V予測の向上）
- ・火力機の機能向上
（変化速度、最適出力低減、並解列の機動性）
- ・揚水発電の活用（広域的活用含む）
- ・蓄電池、D Rの活用

など種々あるが、

将来の課題の早期把握、対応（ニーズ）の具体化・定量化、あるいは実運用での活用には、需給シミュレーション技術の向上が有用である。

ご清聴ありがとうございました。