

# 電力システムの需給運用における 予測技術の活用と課題

2024年3月4日

関西電力送配電株式会社  
系統運用部 系統技術グループ  
吉田 貴之

## 1.需給運用に活用される予測技術の全体像

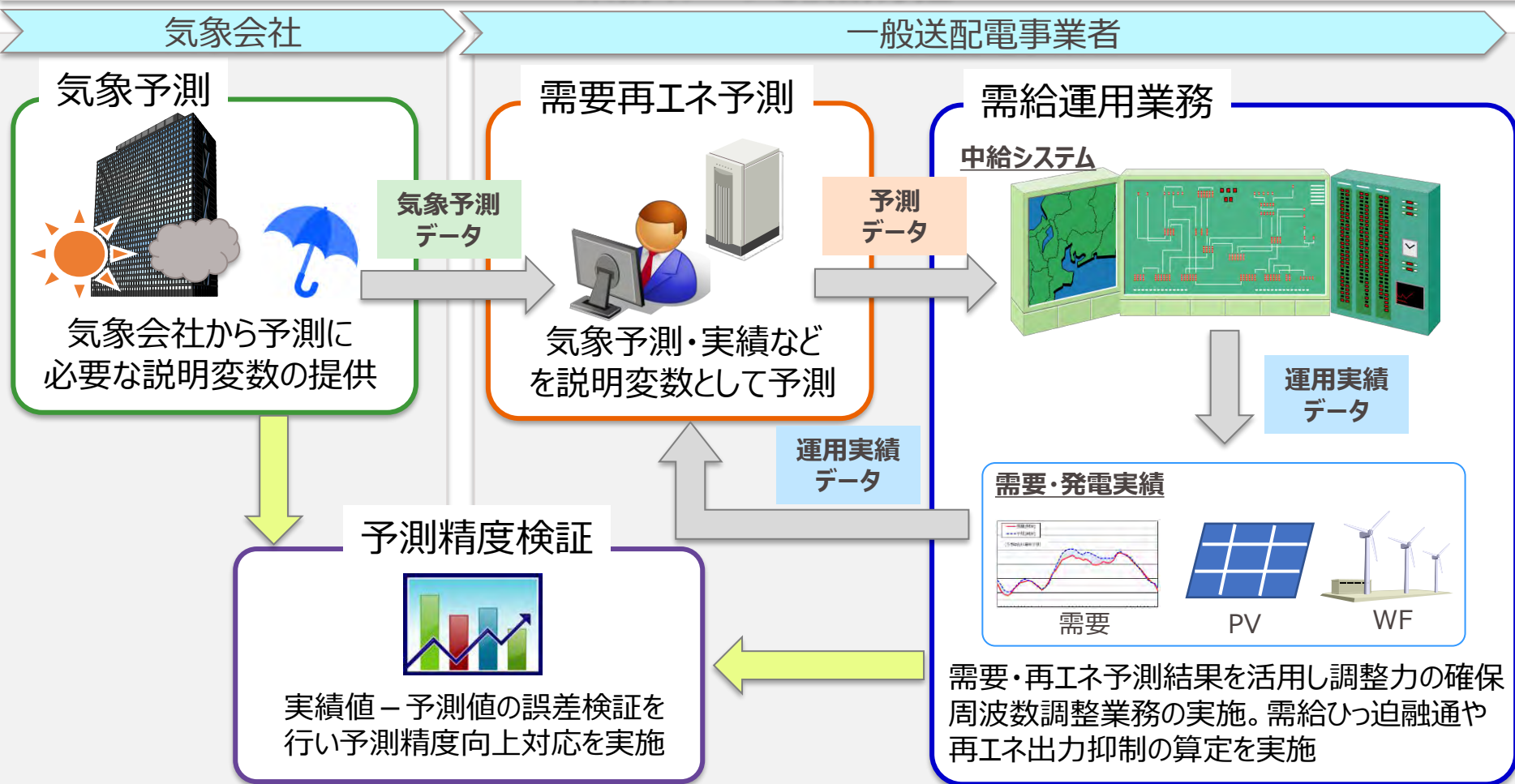
2.予測技術の活用例① 需給調整業務における調整力の調達・運用

3.予測技術の活用例② 再エネ出力制御

4.予測技術活用における課題・取り組み

- 一般送配電事業者は、**気象予測データや需給運用の実績データ等を基に需要・再エネ予測を実施し、その予測データを調整力の調達および運用、再エネ出力制御の要否や制御量の検討などの需給運用業務に活用している。**
- 気温、日射量、風向・風速等の気象予測データは、気象会社から受信している。

## 業務イメージと役割分担



- 調整力の調達・運用面では、**再エネ予測誤差に対応するための三次調整力②の調達、GC後の周波数調整業務におけるEDC制御**などに需要・再エネ予測データを活用している。
- 再エネ関係では、FIT特例制度①配分、FIT特例制度③（送配電買取）のための翌日予測、**再エネ出力制御の要否や必要な場合の制御量の算定**に活用している。

		分類	活用する予測データ	業務概要
需給運用	調整力	調達	✓ 翌日予測（需要・再エネ）	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 3次調整力①必要量の検討、調達</li> <li>✓ 3次調整力②必要量の検討、調達</li> </ul>
		運用	✓ 当日予測（需要・再エネ）	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ GC～実需給断面において調整力を使用し需給調整（EDC制御で予測値を活用）</li> <li>✓ 計測データを取得できないPVは、数分先の予測値を現況値推定値として総需要に計上</li> </ul>
	FIT予測	✓ 翌日・当日予測（再エネ）	✓ FIT特例制度（発電販売計画）への再エネ予測値の配分	
系統運用	再エネ	出力制御 需給制約	✓ 翌日・当日予測（需要・再エネ）	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 再エネ抑制有無の決定、抑制量の算出</li> <li>✓ 需給ひっ迫融通</li> </ul>
		出力制御 系統制約		✓ 送電線、変圧器の潮流、系統の安定度を検討し系統切替を実施

## 1.需給運用に活用される予測技術の全体像

## 2.予測技術の活用例① 需給調整業務における調整力の調達・運用

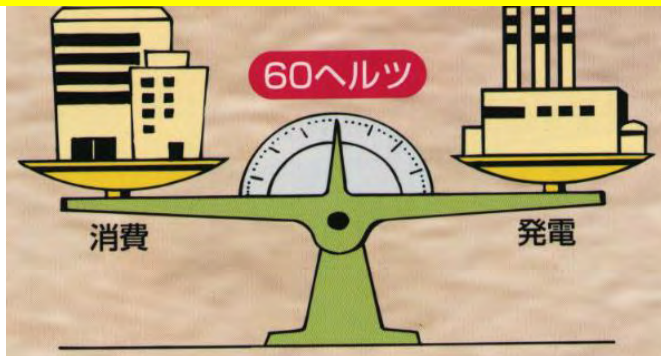
1. 需給調整業務の概要
2. 調整力の調達 ～三次②と再エネ予測～
3. 調整力の運用 ～EDCと残余需要予測～

## 3.予測技術の活用例② 再エネ出力制御

## 4.系統運用での予測技術活用における課題・取り組み

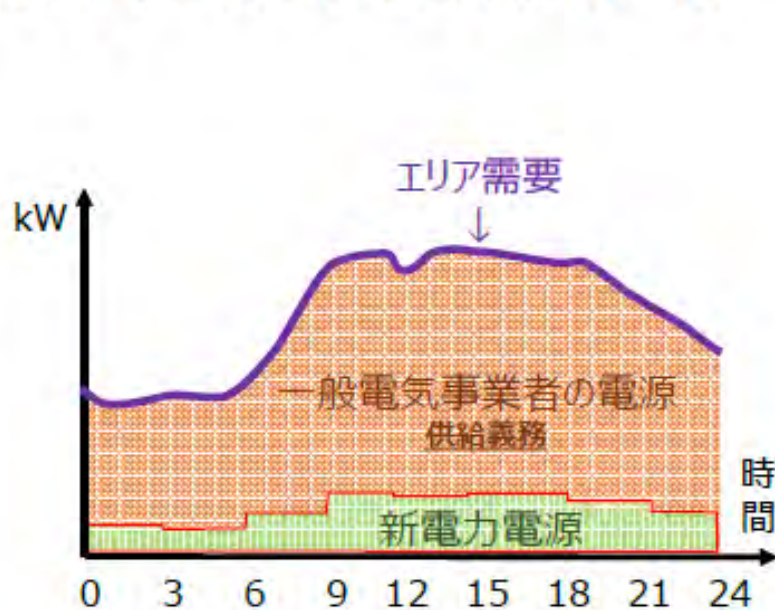
○周波数は時々刻々と変化しており、一般送配電事業者は、その変化に対し、確保している調整力を活用しエリアの周波数を維持している。

周波数は**需要**と**発電量**のバランスにより維持

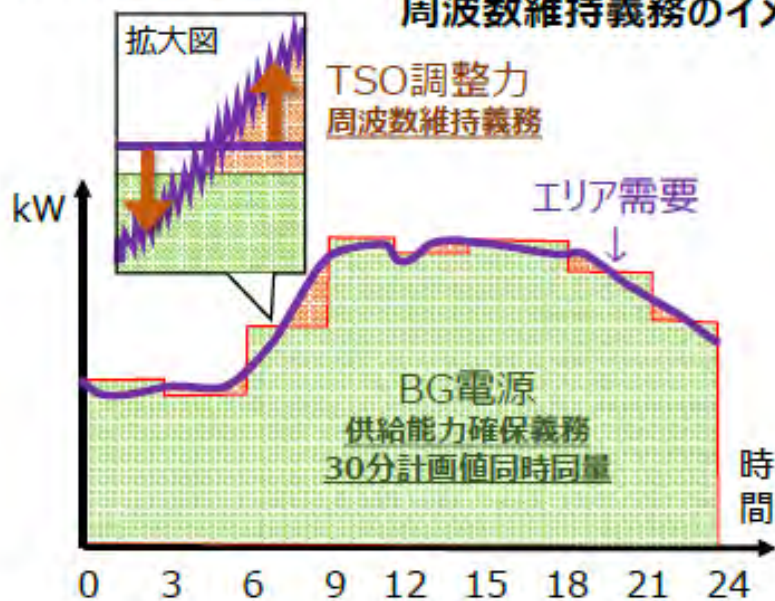


(出典：第9回 制度設計専門会合 資料6-1より)

【従来（～H28.3）の供給義務イメージ】



【現在（H28.4～）の供給能力確保義務、周波数維持義務のイメージ】

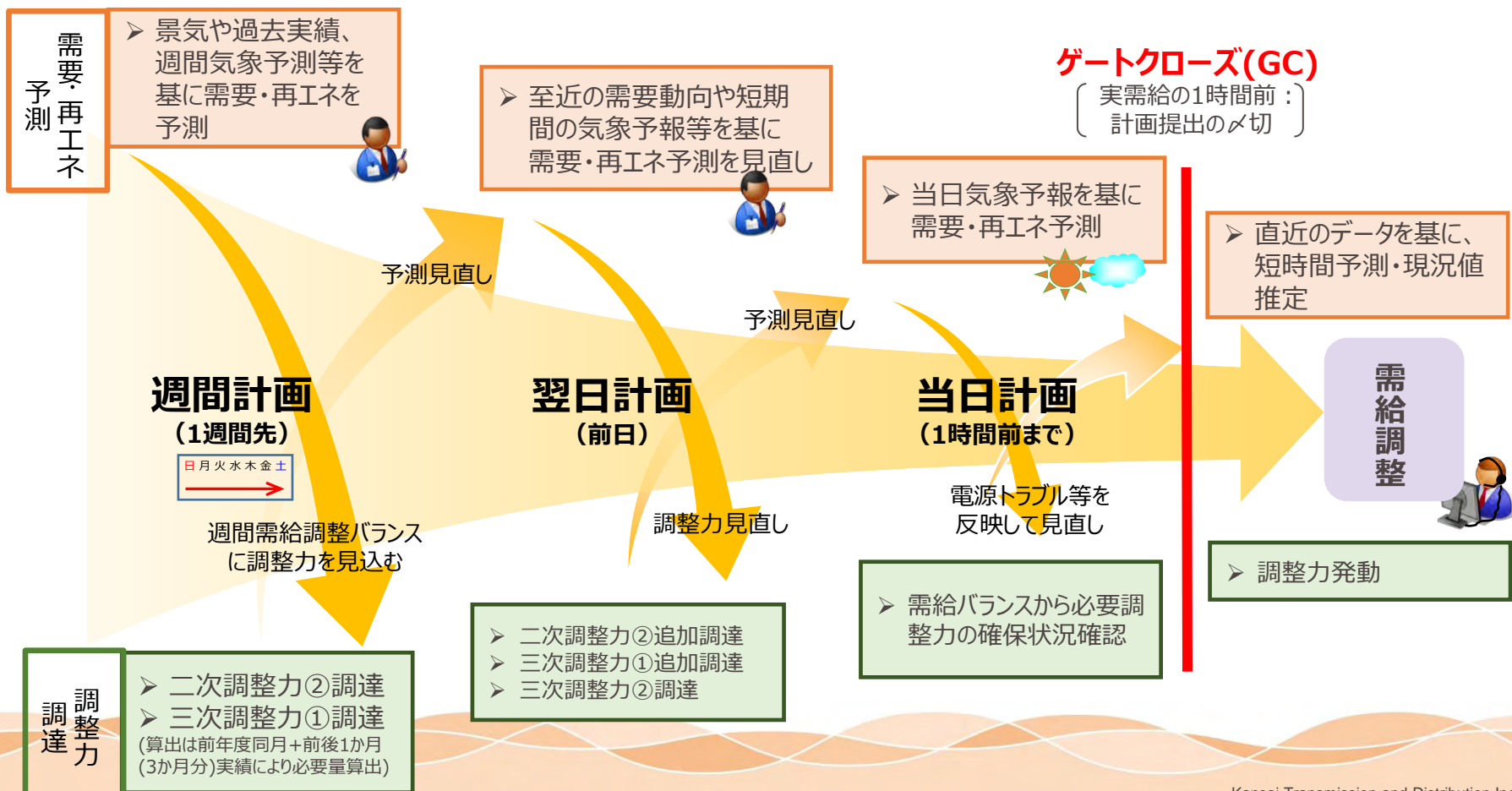




- 一般送配電事業者は、公募または需給調整市場より必要な調整力を調達する。  
**二次②、三次①は残余需要の予測誤差、三次②は再エネ予測誤差への対応に用いる。**
- 実需給断面では、**需要・再エネ予測値**や周波数・連系線潮流値を計測し、調達した調整力を運用することで需給・周波数制御を実現している。

## 調整力の調達

## 調整力の運用



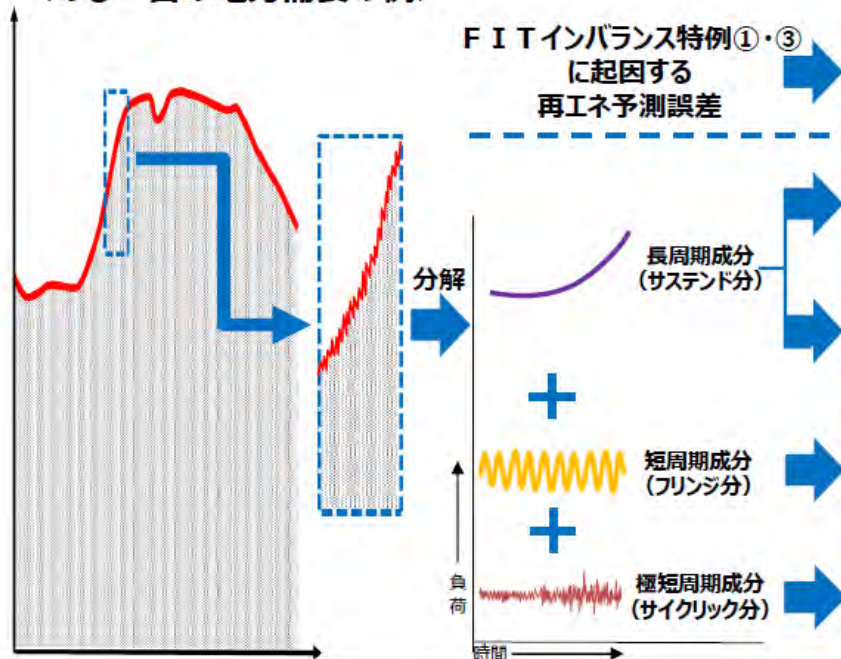
- 2021年4月の市場創設以降、現在までに三次調整力①、②の市場調達が開始されている。
- 三次②・三次①・二次②は、**予測誤差へ対応する商品**である。

（出典：電力・ガス基本政策小委員会 第84回制度検討作業部会 資料5より）

- 電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれの変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。需給調整市場ではこの制御機能等を踏まえ、**応動時間や継続時間に応じて一次調整力から三次②までの5つの商品を取り扱う予定**。
- 需給調整市場において調整力を広域調達するためには、システム改修や連系線の運用変更が必要となるため、まずは**2021年度より低速域の三次②の広域調達を開始**することとした。また、**2022年度からは三次①の調達を開始**し、他商品は2024年度から取引を行う予定である。

＜商品区分と導入スケジュール＞

＜ある一日の電力需要の例＞



	商品	2021	2022	2023	2024	2025
前日調達	三次調整力② (三次②) 応動時間45分以内 継続時間：3時間		▼調達開始			
	三次調整力① (三次①) 応動時間15分以内 継続時間：3時間		▼調達開始			
週間調達	二次調整力② (二次②) 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	二次調整力① (二次①) 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	一次調整力 (一次) 応動時間10秒以内 継続時間：5分以上				▼調達開始	

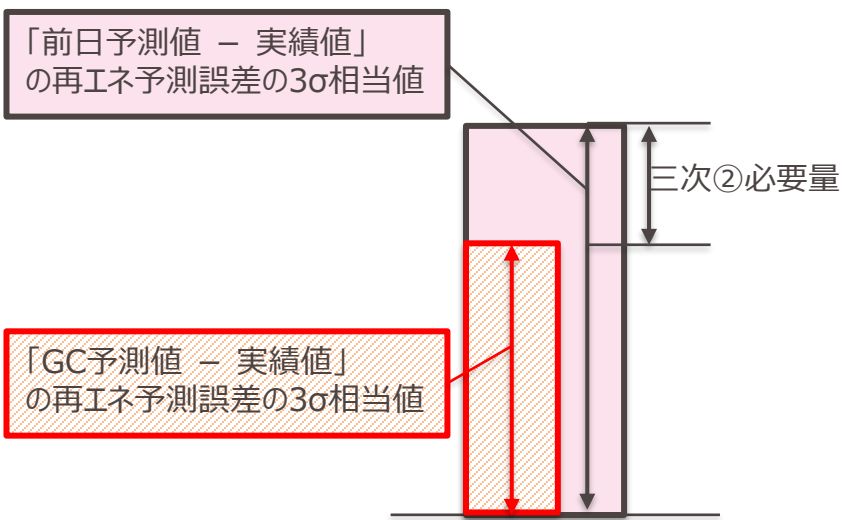


- 三次調整力②は、再生可能エネルギーの予測誤差に対応するための調整力であり、予測技術と関連深い。
- 2024年度三次②調整力確保費用は全国で約500億円の規模であり、**三次②必要量低減に向けた取り組みが必要不可欠**となっている。

$$\text{三次調整力②必要量} = \left[ \text{「前日予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値} \right] - \left[ \text{「GC予測値 - 実績値」の再エネ予測誤差の3}\sigma\text{相当値} \right]$$

(出典：第59回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料3より)

## 【三次②必要量算出イメージ】



### 2024年度三次②調達費用見込額（計算結果）

● 以上を踏まえ、各エリアの2024年度三次②調達費用見込額を計算した結果は以下のとおり。  
 (※) 補正後の見込量は、2023年1～12月の三次②取引実績を基礎とし、効率化係数・インセンティブにより補正したもの。

エリア	調達見込単価 (円/AkW・h)	エリア	補正後の見込量 (億kW・h)	エリア	2024年度調整力確保費用 (億円)
北海道	3.8	北海道	4.0	北海道	15.0
東北	2.3	東北	23.4	東北	54.2
東京	2.4	東京	35.4	東京	84.3
中部	2.8	中部	24.4	中部	67.1
北陸	1.5	北陸	2.4	北陸	3.6
関西	3.7	関西	19.5	関西	71.6
中国	4.6	中国	12.3	中国	56.5
四国	5.0	四国	11.7	四国	58.2
九州	3.3	九州	26.2	九州	87.1
沖縄	3.0	沖縄	1.7	沖縄	5.1
平均	3.1	合計	161.0	合計	502.6

※1：各数値は四捨五入の5ス表示。  
 ※2：2023年3月のガイドライン改定前の起動費重視計上、持ち下げ供出、経済差し給電等による調達費用は、昨年度同様算定対象から除外。  
 ※3：実際の交付額単価は、FIT設備の見込量で算定した交付金額を、エリアごとに2023年度の買取電力量の見込値で割り戻し、決定される。  
 ※4：沖縄については、需給調整市場が開業していないため、2021年度・2022年度・2023年度の交付金算定時と同じ考えのもと、交付金を算定する。  
 ※5：11月、12月の取引実績量については暫定値を用いていることから、2024年度交付金見込額についても、変化が生じ得ることに留意。  
 ※6：三次②では調達不足が発生していることを踏まえ、2024年度の調整力確保費用算定には、取引実績量を使用したが、今後調達不足の解消が進んだ際には、取引実績量ではなく、必要量の実績値を使用することが考えられる。

- 三次②調達にあたっては、**月別・予測出力帯別・時間帯別に必要量を選定**できるよう、過去の複数年のデータを用いて、**事前に三次②必要量テーブルを作成**する。
- **前日断面の再エネ予測値**をインプットデータとして、三次②必要量テーブルの該当箇所を参照して必要量を算定している。

### 【ステップ1：過去実績の整理】

#### 再エネ予測誤差の算出

月日	時刻	前日予測 (予測出力帯)	実績	再エネ 予測誤差
4/1	00:00~ 00:30	32 (8%)	23	9
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
4/1	03:00~ 03:30	53 (15%)	33	20
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

#### 月別・時間帯別・出力予測帯別に分類

予測 出力帯	4月 ブロック							
	1	2	3	4	5	6	7	8
0~ 10%	9							
10~ 20%		20						
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

※「GC予測値-実績値」の再エネ予測誤差も同様に整理

### 【ステップ2：3σ相当値の算出】

#### 「前日予測値-実績値」 の再エネ予測誤差の3σ相当値の算出

予測 出力帯	4月 ブロック							
	1	2	3	4	5	6	7	8
0~ 10%	25	40	0	0	0	0	30	30
10~ 20%	0	20	25	45	40	20	20	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

#### 「GC予測値-実績値」 の再エネ予測誤差の3σ相当値

予測 出力帯	4月 ブロック							
	1	2	3	4	5	6	7	8
0~ 10%	10	20	0	0	0	0	15	10
10~ 20%	0	10	15	20	15	10	10	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

### 【ステップ3：必要量テーブルの作成】

#### 「前日予測値-実績値」の再エネ予測誤差 の3σ相当値から「GC予測値-実績値」の 再エネ予測誤差の3σ相当値を控除

予測 出力帯	4月 ブロック							
	1	2	3	4	5	6	7	8
0~ 10%	15	20	0	0	0	0	15	20
10~ 20%	0	10	10	25	15	10	10	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

(出典：第20回需給調整市場検討小委員会 資料3より)

- 三次調整力②は前日断面で再エネ予測をする必要がある。現状は再エネの多くがPVであり、**翌日のPV予測技術が各一般送配電事業者で活用されている。**
- PV予測には予測リードタイム（何時間先を予測するか）や予測エリアの空間的な広さなどに応じて多様な手法があるが、**三次②に対しては主に数値気象モデルが適用**されている。

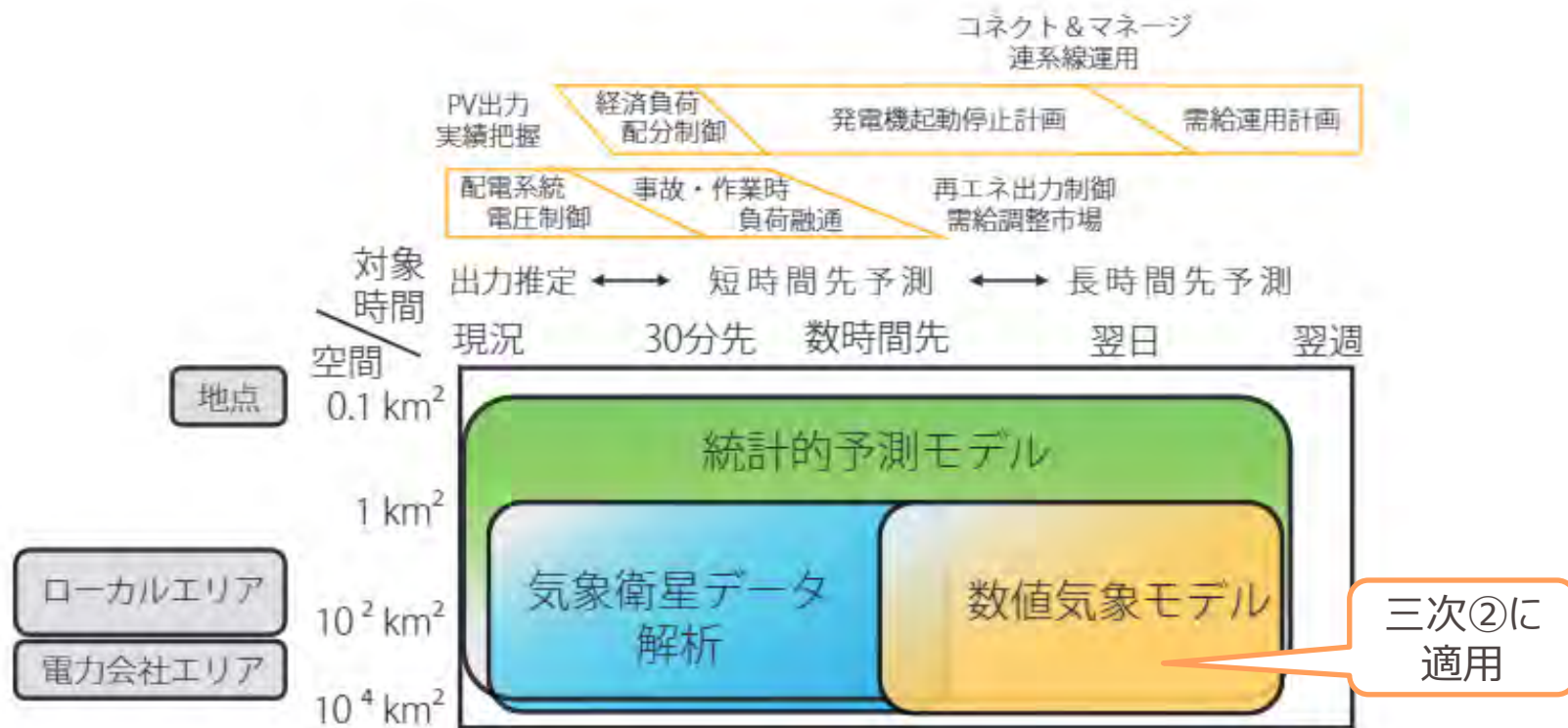


図3 PV出力の予測技術の一般的な適用範囲

(出典) 由本勝久：「総論：電力システムの需給運用と再生可能エネルギーの出力予測」電気学会誌 Vol.143 No.5,2023



- 一般送配電事業者は調整力を活用し、それぞれの変動成分に対応した周波数調整機能を使い分けながら、需要変動に対して周波数制御を実施している。

微小変動(極短周期成分)  
(秒単位)



短周期成分  
(分単位)



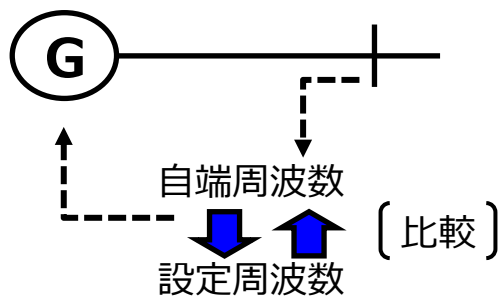
長周期成分  
(十数分単位以上)



## 発電機のガバナフリー

Governor Free : GF

発電機が自ら周波数を検出し、設定周波数と比較して発電機出力を制御する。



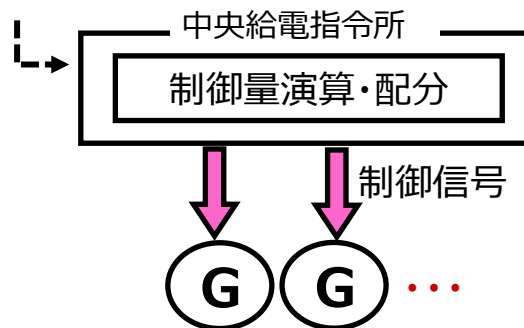
一次

## 負荷周波数制御

Lord Frequency Control : LFC

中央給電指令所からの制御信号で発電機出力を自動制御する。

系統周波数



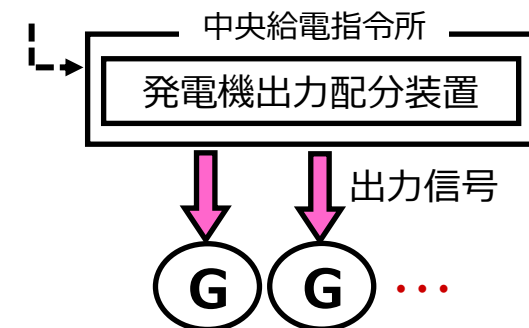
二次①

## 経済負荷配分制御

Economic load Dispatch Control : EDC

需要・再エネ予測に対する最適な運転出力を計算し、発電機に出力信号を送信する。

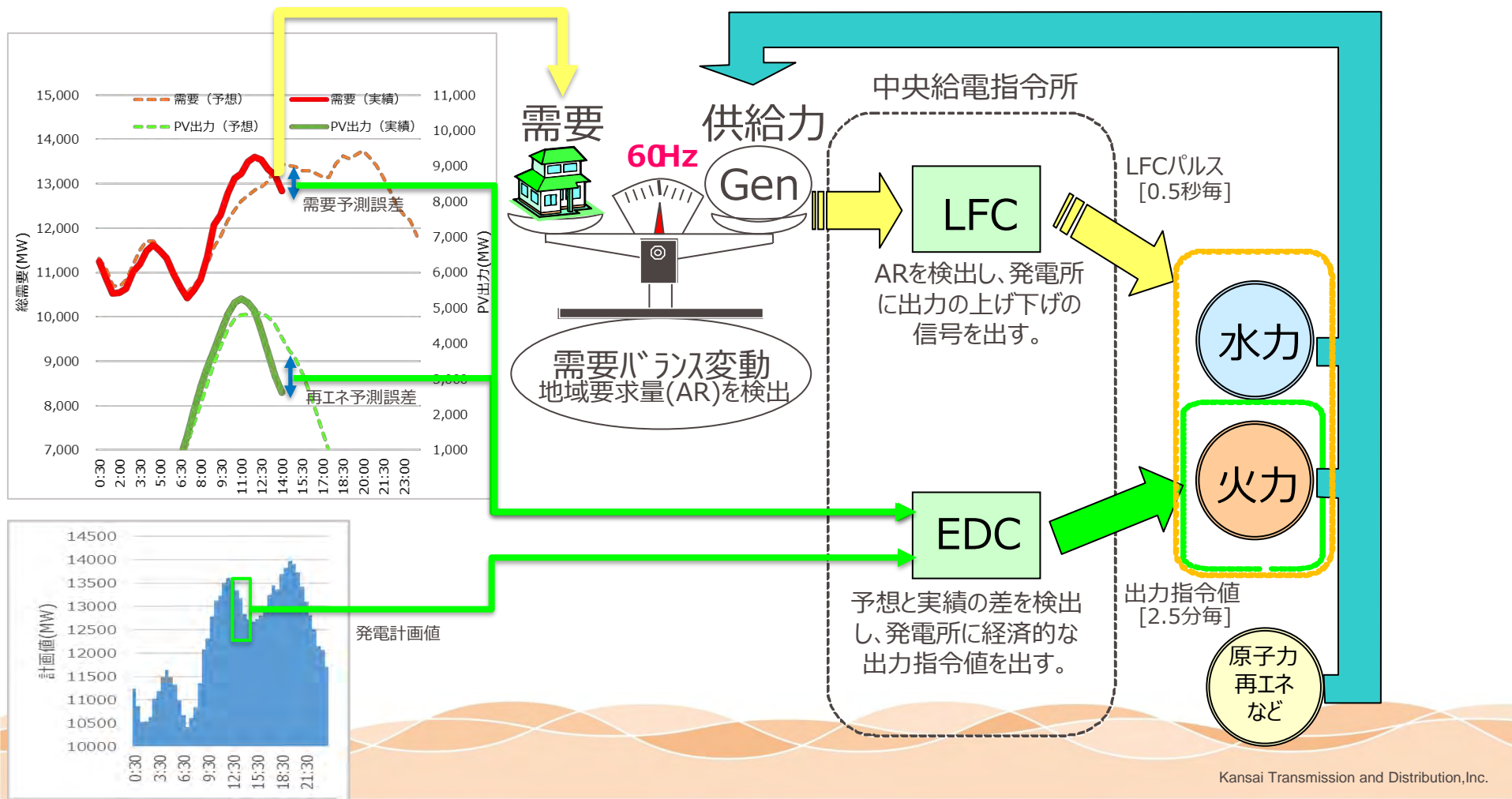
**需要・再エネ予測**



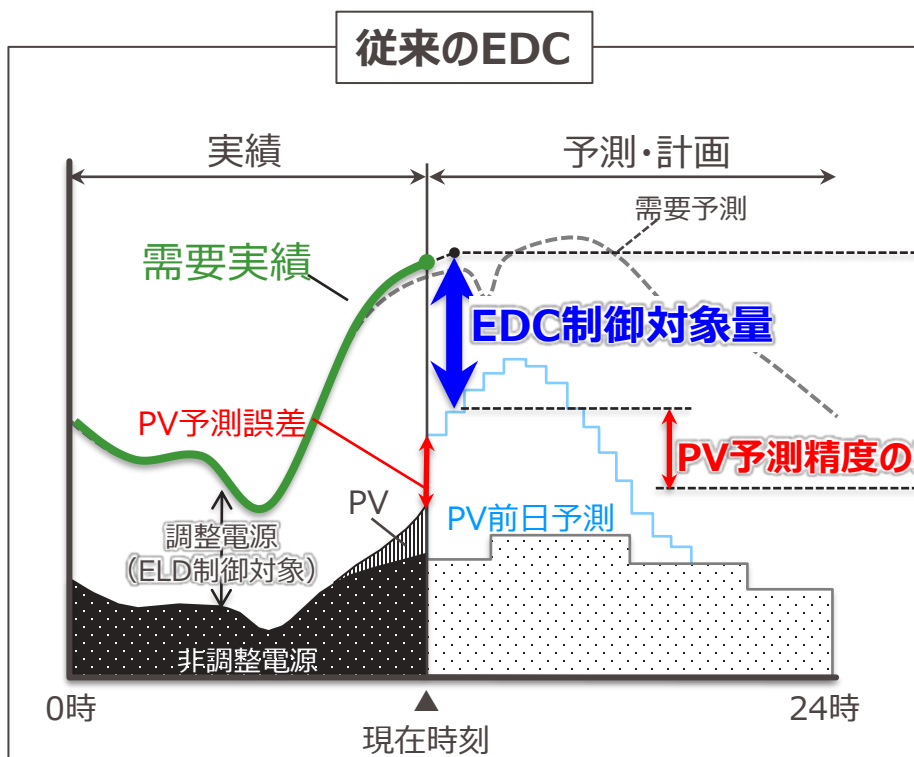
二次②・三次①



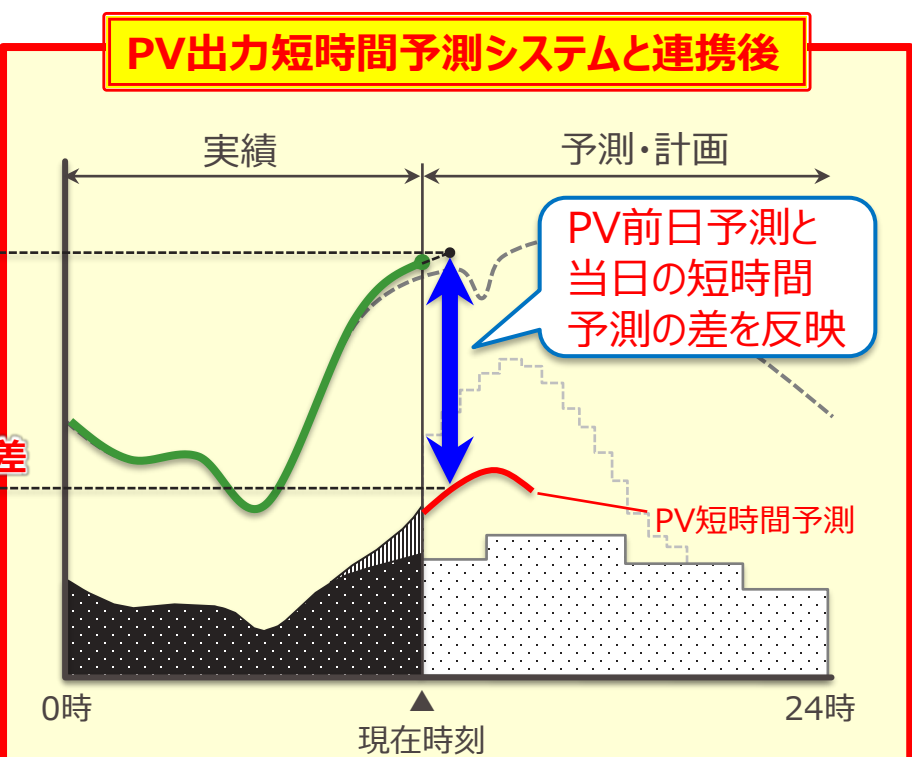
- 周波数調整機能のうち、**EDCは残余需要予測（需要・再エネ予測）に基づき制御対象量を算出して経済的に発電機に出力配分をする制御**であり、予測技術と関連が深い。
- 残余需要予測の精度が高くなればEDCによる制御量が増え、経済的な運用が実現する。



- 従来は翌日PV予測値をEDCに連携していた。**PV短時間予測をEDCにシステム連携させることで、EDCに入力する予測値の精度が向上し、EDC制御対象量を精度良く算出。**
- これによりEDC制御対象量の誤差が小さくなり、**調整力コストの低減**につながった。  
※なお、予測誤差によるEDC制御残はLFC（経済性を考慮しない制御）に持ち越される

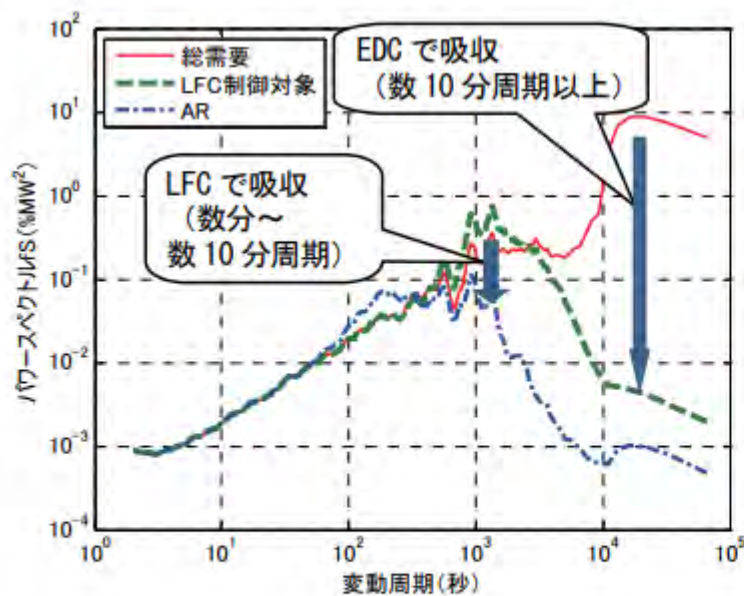


- PV出力予測に前日予測を採用しているため、EDC制御対象量の**誤差が大きい**
- EDC制御対象量の誤差はEDC以外の制御が分担するため、**経済性が低下**する

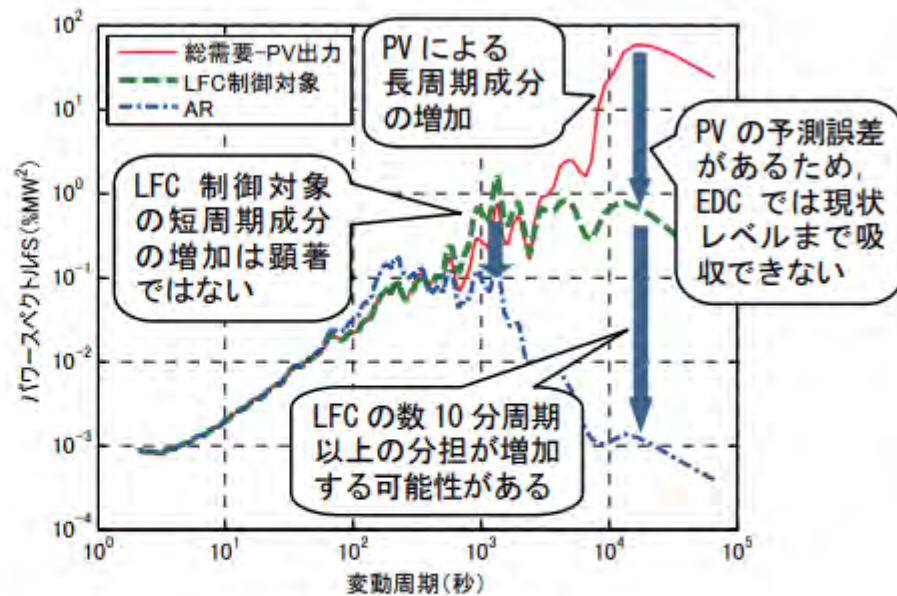


- PV出力短時間予測システムをEDCに連携することで、EDC制御対象量を**精度良く算出**
- EDC制御対象量の誤差が小さくなり、**経済性が向上**

- EDCに用いる予測値が高精度の場合、EDCで吸収できる需要変動が大きく、**LFCが分担する需要変動が少なく周波数品質を維持しやすい。**
- 一方、**予測誤差が大きい場合**、EDCで吸収できる需要変動が減り、**EDCの制御残がLFCに持ち越される。LFCが分担する需要変動が大きくなり、周波数品質に悪影響を及ぼす。**
- 再エネ導入拡大に伴い、再エネ予測誤差が周波数制御におよぼす影響が大きくなっている。**再エネ予測精度の向上は、周波数品質の向上にも貢献する。**



(a) 現状



(b) PV 大量導入時

(全国で 5300 万 kW 導入に相当する 294 万 kW 導入時)

図3 PVが大量導入された場合のEDCとLFCの制御分担例

出所：「PV大量導入がLFCへ与える影響に関するシミュレーション検討—長周期の予測誤差の考慮と適切なAR低減方策の検討—」電力中央研究所報告(2012.7)

## 1.需給運用に活用される予測技術の全体像

## 2.予測技術の活用例① 需給調整業務における調整力の調達・運用

## 3.予測技術の活用例② 再エネ出力制御

1. 関西エリアの再エネ導入量および需給バランス
2. 需給バランス制約による再エネ出力制御および予測技術との関係性
3. 系統制約による再エネ出力制御および予測技術との関係性

## 4.予測技術活用における課題・取り組み

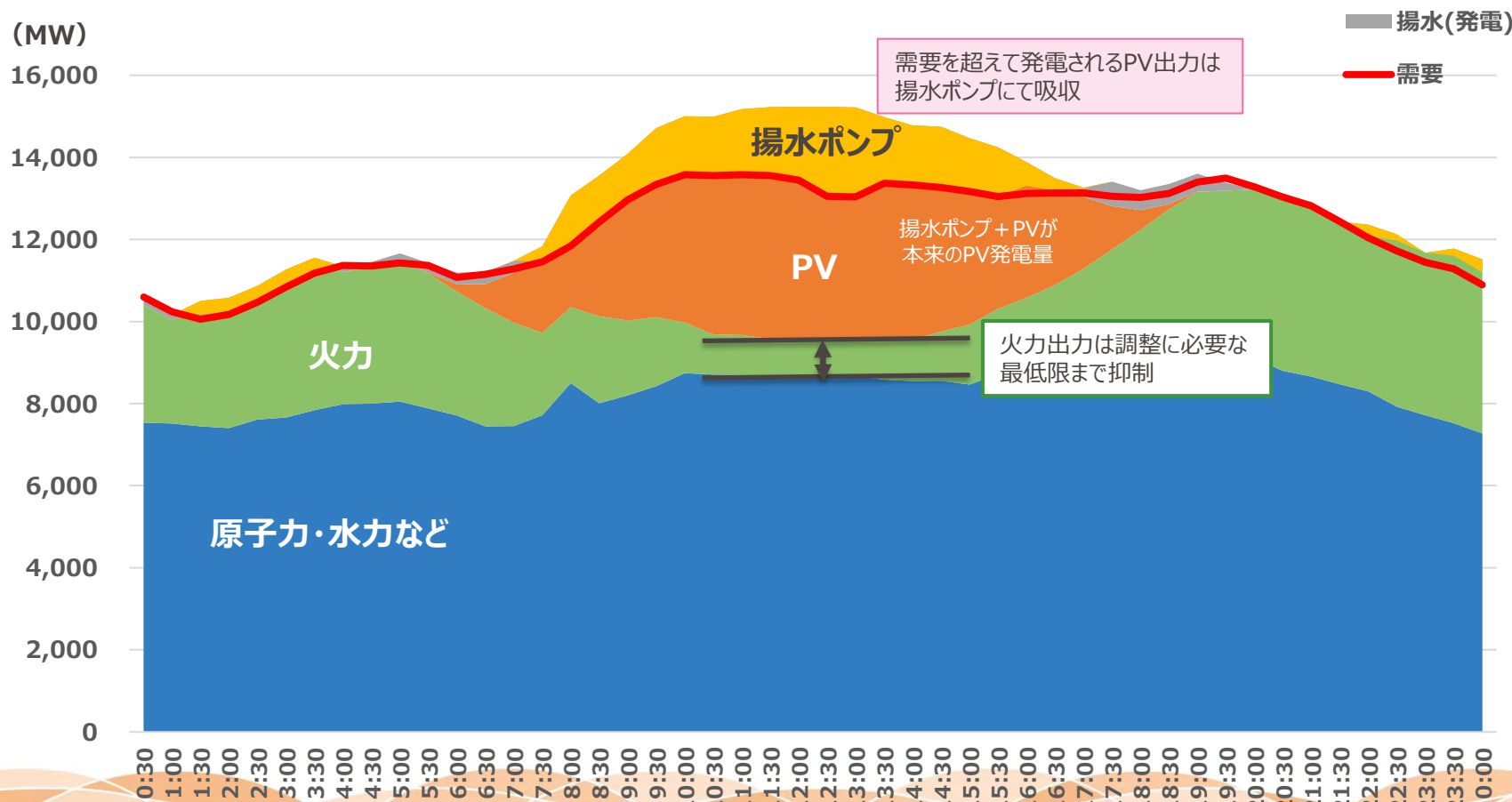


- 関西エリアの太陽光・風力の導入状況は、2023年3月末時点で太陽光699万kW、風力17万kWである。
- **太陽光の導入が継続的に増加**（年間約50万kWのペース）している。
- 風力は適地が限られており、太陽光に比べ導入量は小さい。



- **関西エリアの昨年GWの需要に対するPVの割合は約43%である。春季は需要が軽いことに加え日射強度が高いためPVの割合が高く、需給運用への影響が大きくなってきている。**
- 再エネ比率が高まると調整電源の比率が下がる。その状況で需要・再エネ予測の誤差が大きくなると**限られた調整力で需給バランスを保つ必要があり需給運用が難しくなっている。**

## 2023年5月2日 関西エリア需給実績（電源構成）



○再エネ出力制御には、①エリア全体の需給バランスによるものと、②個別の送変電設備（基幹系統、ローカル系統）の容量によるものが存在する。

（出典：第48回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1より）

## ①需給バランス制約（需給制約）による出力制御

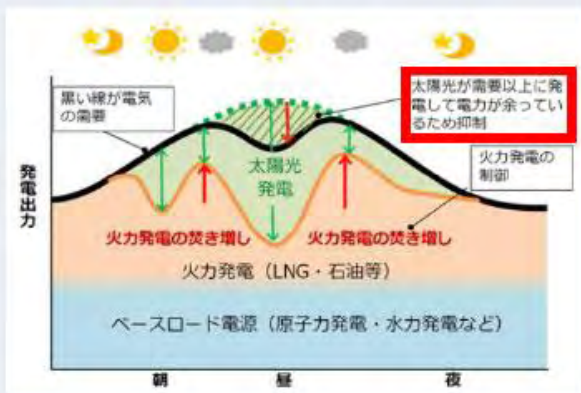
出力制御ルール

### 出力制御ルール

出力制御順

- ①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水の活用
  - ②他地域への送電（連系統）
  - ③バイオマスの出力制御
  - ④太陽光、風力の出力制御
  - ⑤長期固定電源※（水力、原子力、地熱）の出力制御
- ※出力制御が技術的に困難

出力制御の発生イメージ



## ②送電容量制約（系統制約）による出力制御（基幹系統）（ローカル系統）

再給電方式（一定の順序）

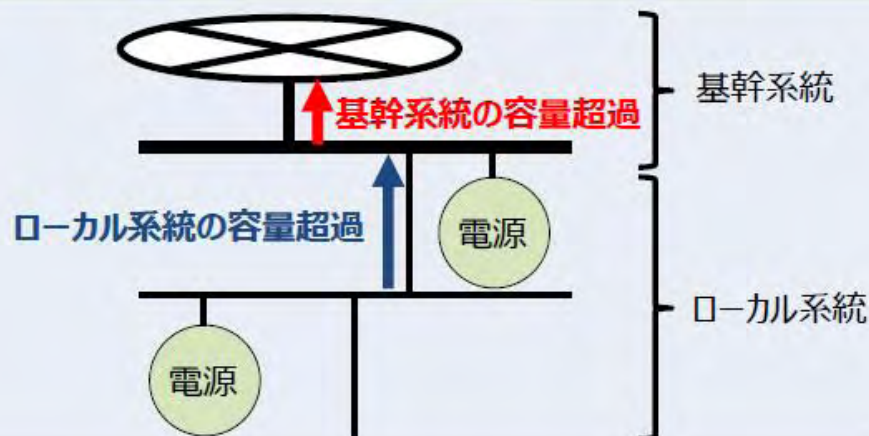
再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく一律制御（計画変更）

出力制御順

- ①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水の揚水運転、貯蔵装置の充電
  - ②ノンファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御
  - ③ファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御
  - ④ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御
  - ⑤ノンファーム太陽光、風力の出力制御
  - ⑥その他のノンファーム電源※の出力制御
- ※地域資源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源

出力制御順

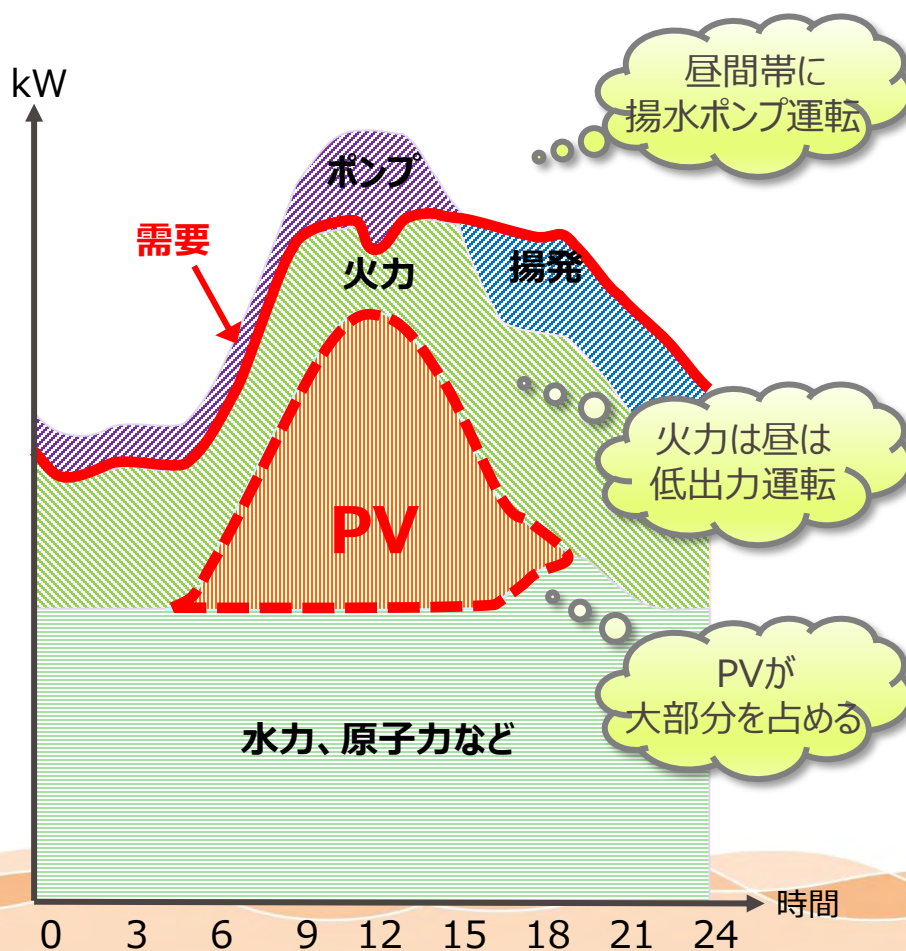
- ①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水の揚水運転、貯蔵装置の充電
  - ②ノンファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御
  - ③ファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御
  - ④ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御
  - ⑤ノンファーム太陽光、風力の出力制御
  - ⑥その他のノンファーム電源※の出力制御
- ※地域資源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源



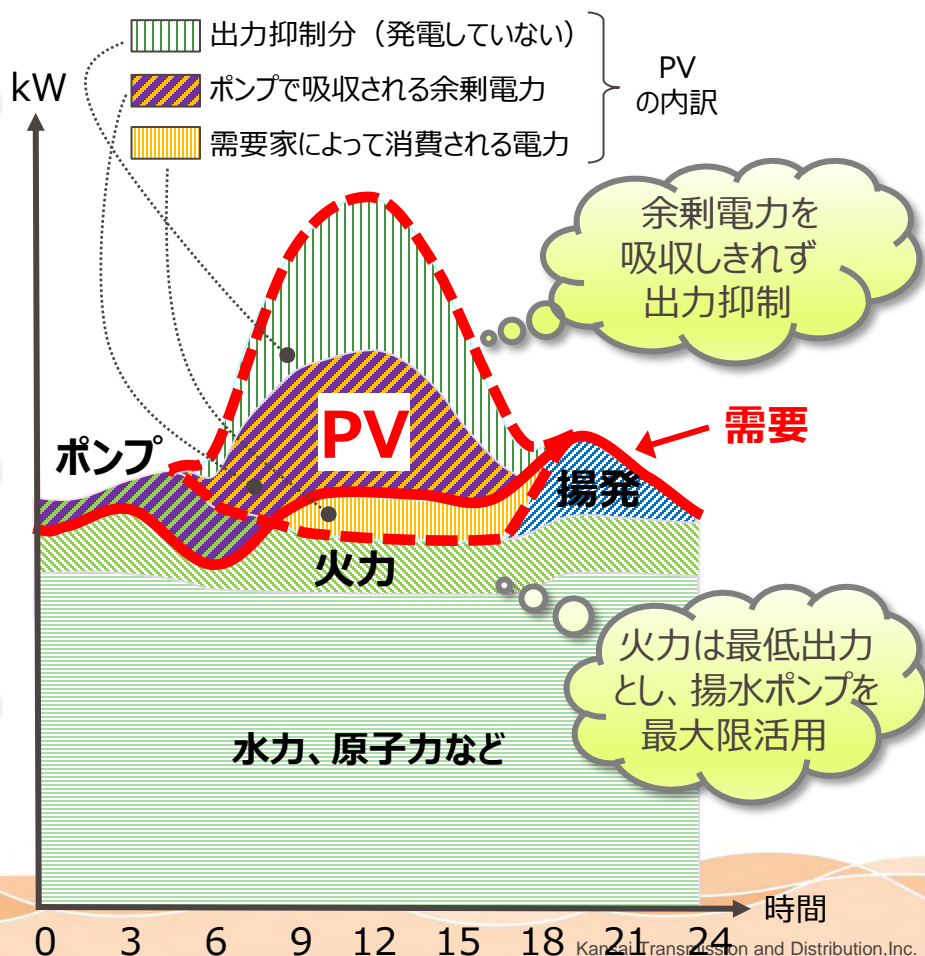


- 再エネは天候により出力が変動するため、大量導入後は需要変動に加え再エネの出力変動に対しても調整を行う必要があるため、**出力予測の精度向上は重要な課題**である。
- 発電量が需要を上回る場合には火力発電の出力抑制、揚水ポンプによる需要創出などを行うものの、それでも上回る場合は優先給電ルールに基づく**再エネ出力抑制が必要**となる。

## ■ 夏期平日のイメージ



## ■ 端境期休日のイメージ

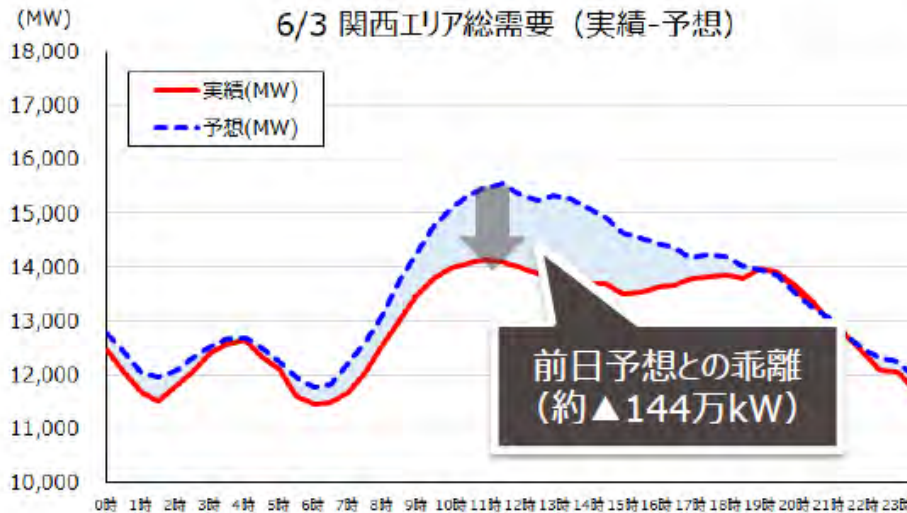




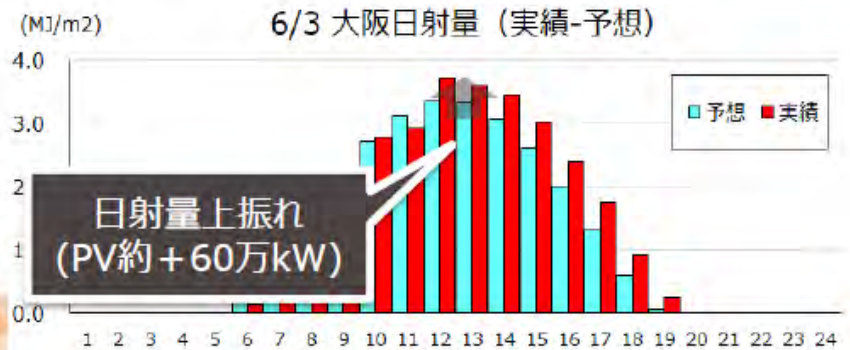
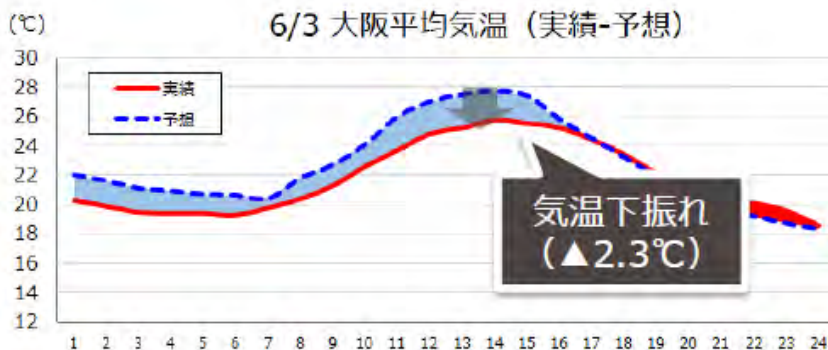
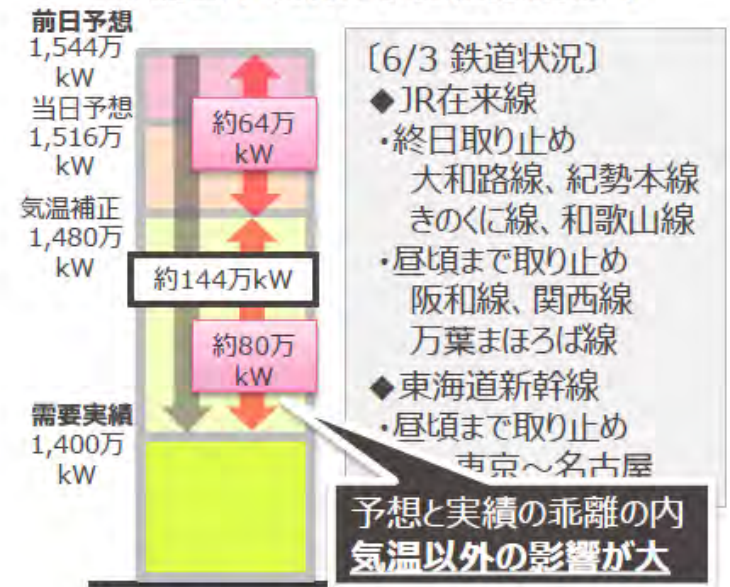
- 6/3は気温下振れや前日の豪雨、鉄道運休等の影響により、前日の予想需要と実績の乖離が大きいことに加え、日射量上振れによるPV出力の増加も重なり下げ代確保量が不足。
- この結果、広域機関に「下げ代不足融通」を要請し、**最大61万kWの融通を実施した。**

(出典：第47回 系統ワーキンググループ 資料3より)

## 【 6/3 関西エリアの需要・気温・日射量の予測値および実績値 】



## 【 需要下振れの事後検証結果 】



## ○ 気温下振れ（2.3℃低）要因

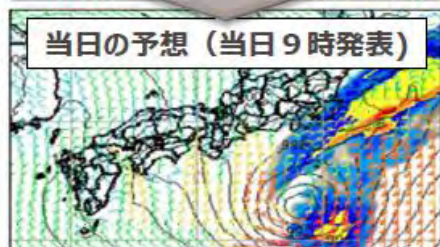
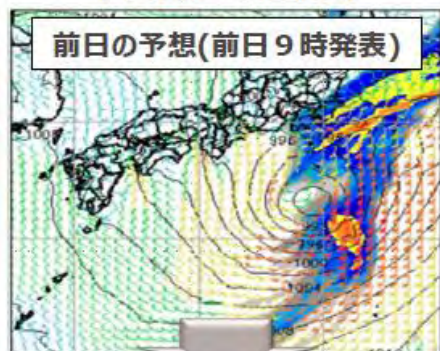
衰退期にあった台風が予想よりも勢力を維持し、進行も早く進路も南よりとなったことから、**北風が強まり寒気が引き込まれた**ことで、想定より気温上昇とならなかった。

## ○ 日射量予測（PV出力）上振れ（131.2W/m<sup>2</sup>）要因

前日予想では快晴に至らず、広い範囲で晴れと想定。当日は**台風や前線の影響が想定より小さく広い範囲で快晴ないしは晴れとなり、雲の発生域もごく一部の地域に限られた**ことからPV出力が過小予測となった。

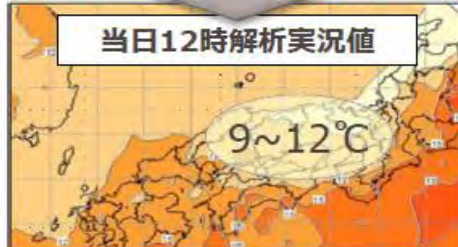
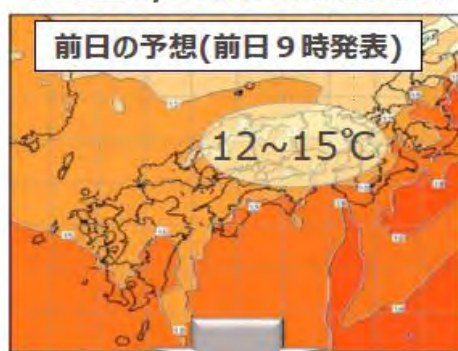
（出典：第47回 系統ワーキンググループ 資料3より）

【 台風2号進路 】

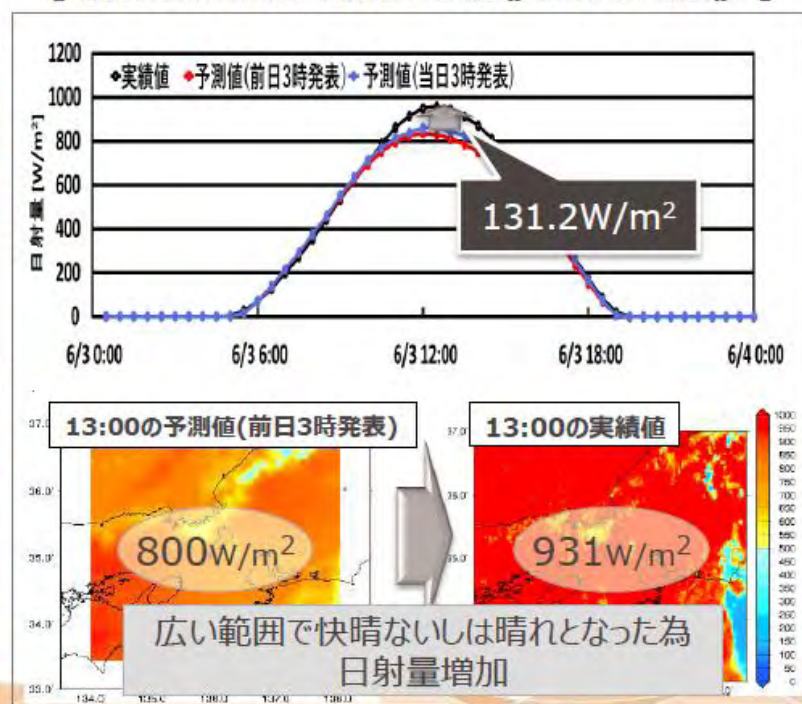


台風が南よりに推移し気圧も低く、北寄りの寒気が流入し  
気温が低下

【 上空1,500mの気温場 】



【 前日3時発表の日射量予測値および実績値 】



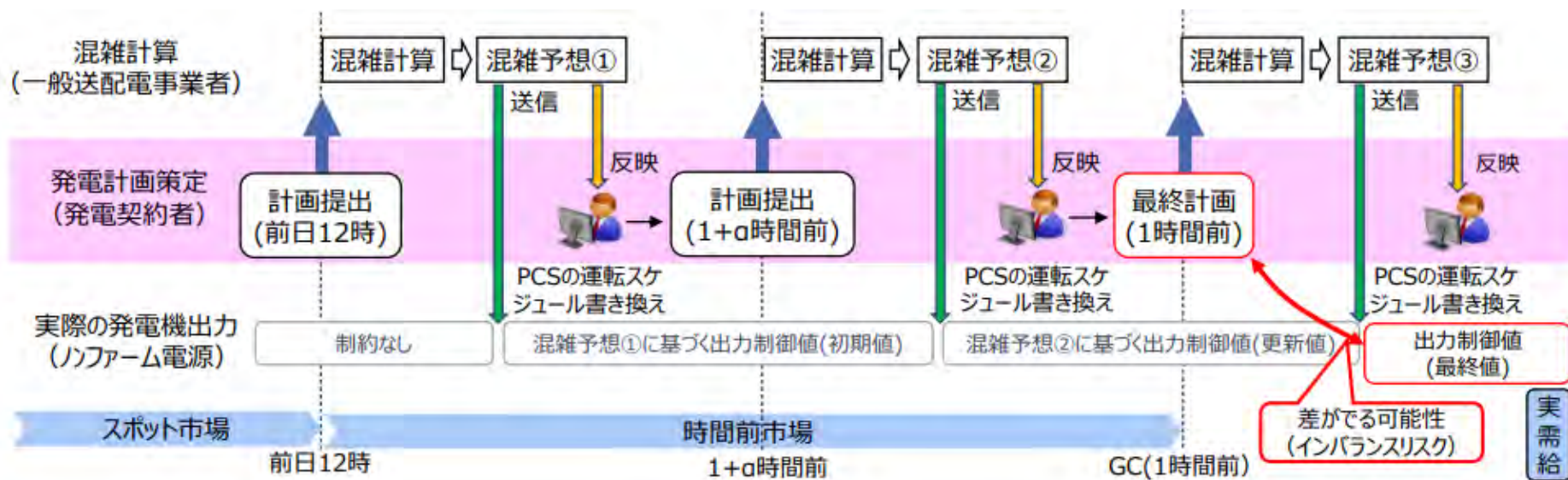


○再エネ出力制御には、①エリア全体の需給バランスによるものと、②個別の送変電設備（基幹系統、ローカル系統）の容量によるものが存在する。

（出典：第48回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料1より）

	①需給バランス制約（需給制約）による出力制御	②送電容量制約（系統制約）による出力制御（基幹系統）（ローカル系統）
出力制御ルール	<p>出力制御ルール</p> <p>出力制御順</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水の活用</li> <li>②他地域への送電（連系統）</li> <li>③バイオマスの出力制御</li> <li>④太陽光、風力の出力制御</li> <li>⑤長期固定電源※（水力、原子力、地熱）の出力制御</li> </ol> <p>※出力制御が技術的に困難</p>	<p>再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく一律制御（計画変更）</p> <p>出力制御順</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水の揚水運転、貯蔵装置の充電</li> <li>②ノンファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御</li> <li>③ファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御</li> <li>④ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御</li> <li>⑤ノンファーム太陽光、風力の出力制御</li> <li>⑥その他のノンファーム電源※の出力制御</li> </ol> <p>※地域資源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源</p>
出力制御の発生イメージ	<p>発電出力</p> <p>黒い線が電気の需要</p> <p>太陽光発電</p> <p>火力発電の抑制</p> <p>火力発電の焼き増し</p> <p>火力発電（LNG・石油等）</p> <p>ベースロード電源（原子力発電・水力発電など）</p> <p>朝 昼 夜</p>	<p>基幹系統</p> <p>ローカル系統の容量超過</p> <p>電源</p> <p>ローカル系統</p>

- 一般送配電事業者が混雑を予想し出力制御を行うタイミングは以下の①～③の3回である。
  - ① 翌日発電計画提出後
  - ② 実需給の1+α時間前
  - ③ 実需給の1時間前(発電計画確定の直後)
- ①～③時点で事業者から提出されている最新の発電計画および**需要・再エネ予測**をもとに、**潮流想定を行い、混雑時においてノンファーム電源の出力制御**をおこなう。



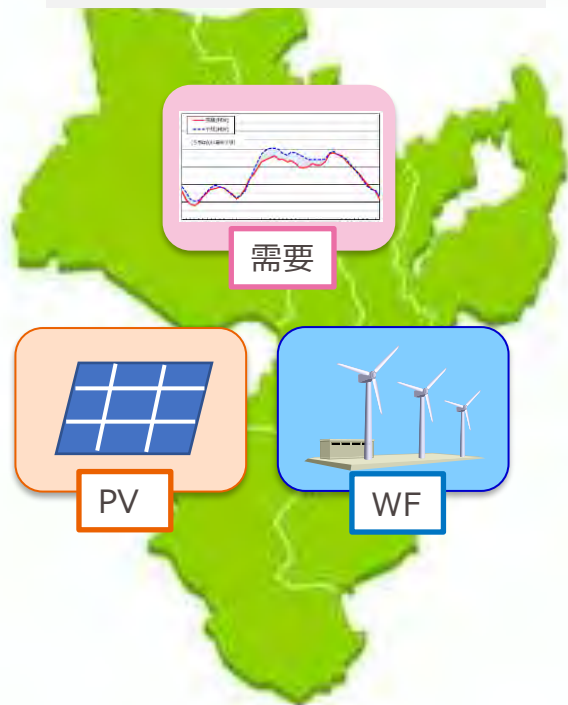
(出典：システムの接続および利用ルールについて～ノンファーム接続～)



- 系統混雑の管理のためには系統の潮流を予測する必要があり**ローカルな予測が必要**となる。
- エリア全域を対象にした広範囲な予測のように平滑化効果が期待できないこと、予測対象が細くなるもののそれぞれに対して最適な予測モデルを構築することは非現実であることから、**予測精度の向上が従来より難しくなる**。また、データ量が増えるため、管理面の課題もある。

## 需給運用（エリア単位予測）

関西エリア全体予測として管理

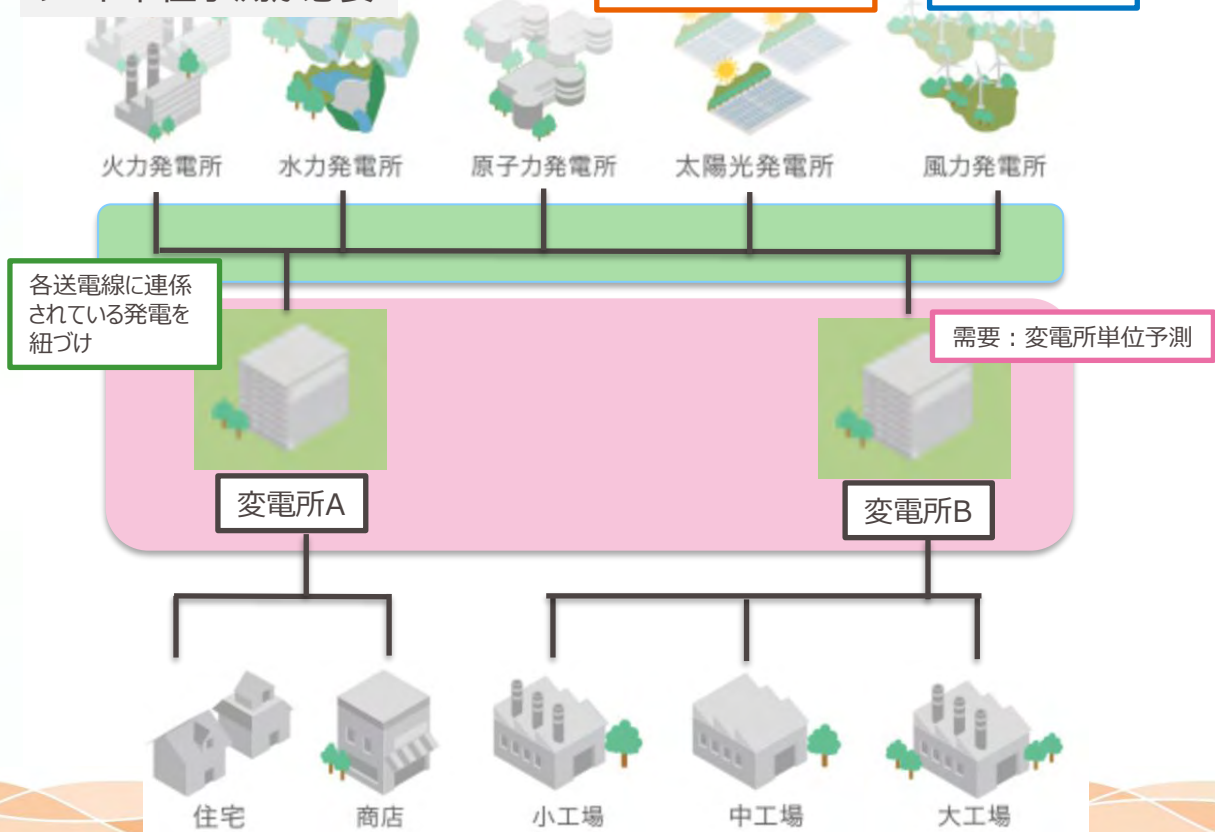


## 系統制約による再エネ出力制御（ノード単位予測）

ノード単位予測が必要

PV : 1kmメッシュ予測

風力 : 地点予測



1.需給運用に活用される予測技術の全体像

2.予測技術の活用例① 需給調整業務における調整力の調達・運用

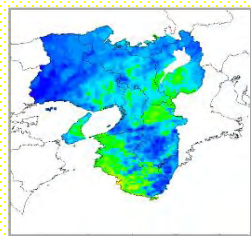
3.予測技術の活用例② 再エネ出力制御

**4.予測技術活用における課題・取り組み**

- 再エネ導入の進展による再エネ予測誤差の拡大、洋上風力等の予測では対応できない急峻な出力変動により、**調整力コストの増加や周波数品質の低下が懸念**される。
- 日本各地において再エネ出力制御が行われるようになり、今後も再エネ導入量拡大により、**再エネ出力制御量の増加も懸念**される。

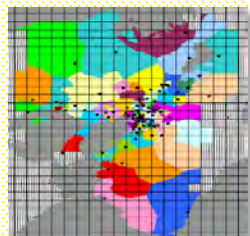
		分類	課題	解決に向けた取り組み
需給運用	調整力	調達	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 予測誤差の拡大により、調整力コストの増加および周波数品質の低下</li> <li>✓ 予測では対応できない急峻な再エネ出力変動による周波数品質の低下</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 需要・再エネ予測の精度向上</li> <li>✓ 調整力の共同調達</li> <li>✓ アンサンブル予測の活用</li> <li>✓ グリッドコードによる出力変化速度の緩和要件</li> </ul>
		運用		
		FIT予測		
系統運用	再エネ	出力制御	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 再エネ出力制御量の増加</li> <li>✓ 予測単位のローカル化への対応</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 発電設備オンライン化による短時間予測活用</li> <li>✓ ダイナミックレーティングによる出力制御の低減</li> </ul>
		需給制約		
		系統制約		

- 太陽光の出力予測は、予測地点での最新の日射予測値を使用。
- 関西エリアの1kmメッシュの日射量に、同メッシュの発電設備容量を乗じて予測し、1kmメッシュ毎に算出した出力の合計値に換算係数を乗じ、関西エリア全域の太陽光の出力予測値としている。



日射量

日射量を1kmメッシュで予測



PVマップ

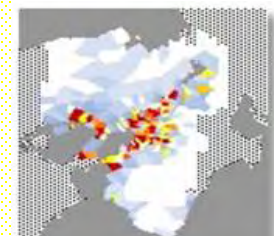
PV導入量を1kmメッシュで管理



**k**

PV出力換算係数(※1)

PV設置角度・方位などを考慮

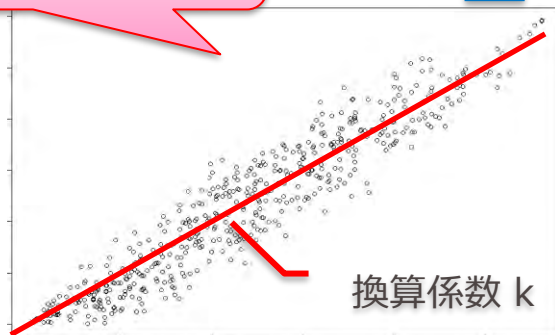


PV出力

(※2)

発電実績データを活用したビッグデータ分析

PV発電量(実績)



日射量×PV導入分布

(※1) 月別に設定

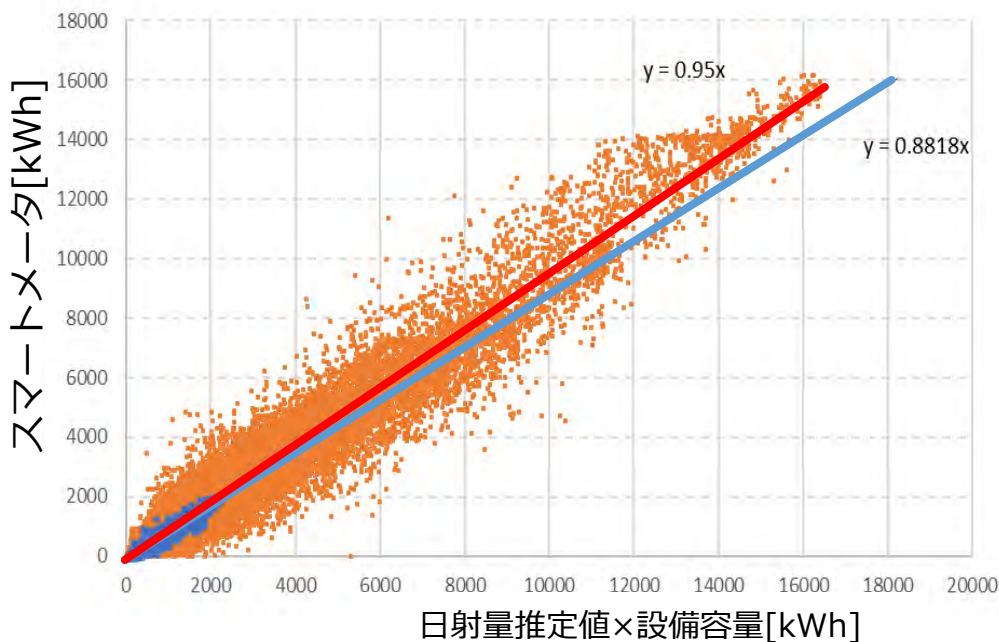
(※2) 低圧連系について自家消費を考慮



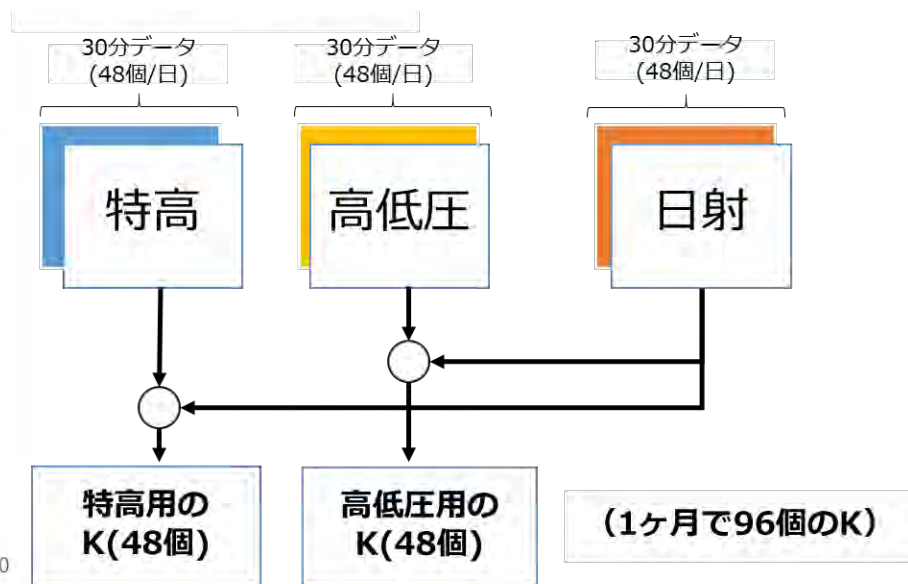
- スマートメータによるPV発電量の計測データと衛星画像を活用した日射量推定値（日射計を面的に設置できないため推定値で代用）とPV設備容量から算出したPV発電量推定データを比較し、契約種別による影響を定期的に分析している。
- 換算係数の算出に用いるデータ（スマメータと日射量データ）を**時間別・電圧階級別に分けて個別に換算係数を求めることで精度向上**を図っている。

## ■ 契約種別による影響

スマメータ予測 散布図



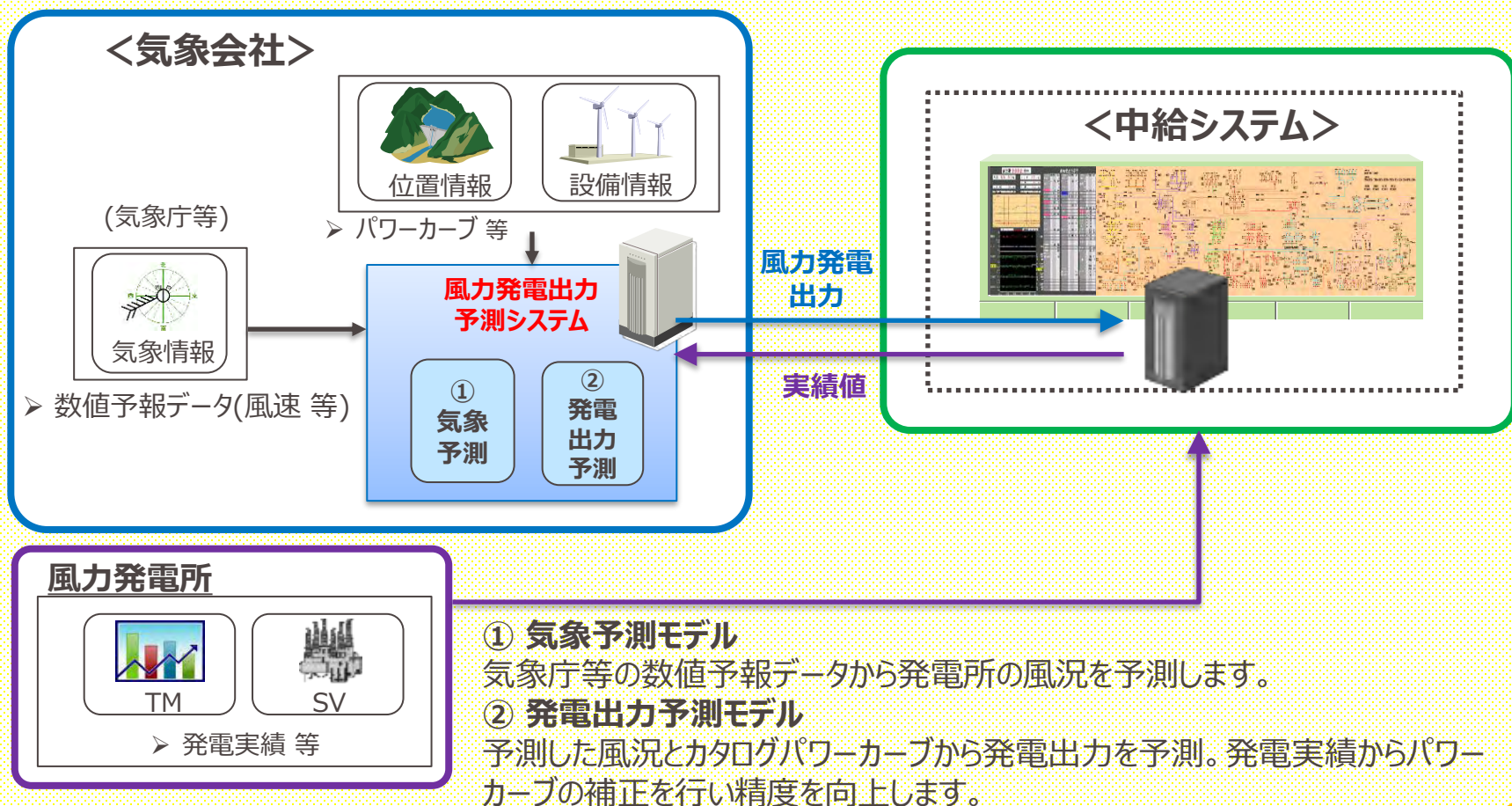
## ■ 分析結果から採用した手法



■ : 特高データ   
 ■ : 高低圧データ   
 — : 特高回帰直線   
 — : 高低圧回帰直線

- 風力発電予測システムは契約する気象会社に構築し、予測結果のみ当社中給システムにて受信する構成としている。
- 予測対象地点の風速を予測し、各発電所のパワーカーブをもとに予測した風速データを発電出力に変換。また、リアルタイム観測データの活用による発電出力の逐次補正を実装。

## 風力発電出力予測システム概要



- 大規模な自然変動電源が急峻に出力変動した場合、**高精度な出力予測ができていたとしても調整力で出力変動に追従できず、需給バランスの調整ができなくなる可能性**がある。
- そのため、出力変動に伴う電力品質への影響が懸念される風力発電（特高）に対しては、出力変化速度の上限が設けられている（2020年4月に要件化）。

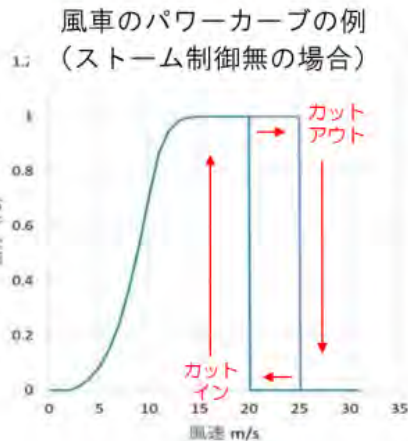
（出典：第23回 系統ワーキンググループ 資料8より）

## 風力の出力変動緩和対策等の必要性

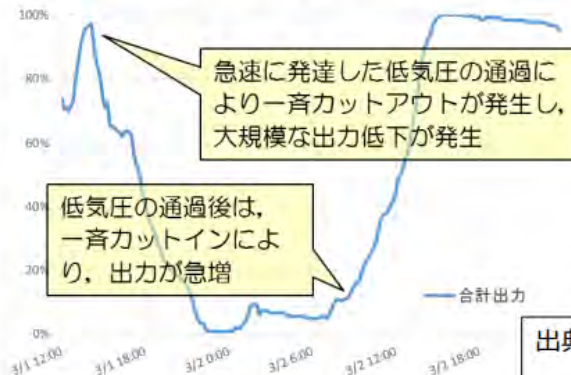
6

- 大規模な風力発電所や狭い地域に風力発電所が多数連系する場合、出力変動に対する平滑化効果が小さい事が想定される。
- 特に大きな出力変動となるカットアウトやカットイン等の発生時に、一送が調達・運用する調整電源の容量（ $\Delta kW$ ）や、追従能力（ $kW/分$ ）が不足する場合や、系統事故等による周波数変動時にそれを助長するような出力変動が発生した場合、周波数品質への影響が懸念される。よって、これらの現象に対する出力変動緩和対策等を連系要件として求めることを検討。

### 《カットアウト・カットインによる影響》



秋田県洋上風力の出力変動シミュレーション結果  
（2018年3月1日、2日の風速を適用）



出典：第20回系統WG  
資料3



○ 三次調整力②の調達量を低減するため、共同調達やアンサンブル予測などに取り組んでいる。

## 【三次調整力② 共同調達】

(出典：第20回需給調整市場検討小委員会 資料3より)

## 【アンサンブル予測の活用】

(出典：第92回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料1より)

### 三次②必要量低減に向けた取り組み（共同調達）の一例について 23

■ 複数エリアで行う共同調達は、三次②必要量の低減に資する取り組みであり、また需給調整市場において行われる広域調達による調達コストの低減、広域運用による運用コストの低減とあわせて、調整力のコスト削減に寄与するものと考えられる。



### 三次②必要量算定における信頼度階級予測の活用について（1 / 2） 10

■ 現在導入している信頼度階級予測は、気象会社がアンサンブル予測に基づく日射量の信頼度階級予測として、2種類（高（A）、低（B））を設定し、その信頼度階級予測をもとに、過去の再エネ予測誤差実績を2種類に分け、一般送配電事業者が三次②必要量テーブルを作成しておき、翌日の信頼度階級予測によって、必要量テーブルを使い分ける手法である。

The diagram shows the process of using reliability level forecasts for solar irradiance prediction. It starts with 気象会社 (Weather company) providing 日射量予測や天候データから翌日の予測信頼度(A,B)を設定・配信 (Setting and distributing forecast reliability levels A and B for the next day based on solar irradiance prediction and weather data). The forecast is categorized into 信頼度A(高い) (High reliability A) and 信頼度B(低い) (Low reliability B). The process then moves to 一般送配電事業者 (General power supply and distribution companies) who use these forecasts to determine their required quantity tables (A-table and B-table).

**例: 4月におけるブロック4、出力予測値50~60%の場合**

**Aテーブルを使用**

日	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
10-1%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-5%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-10%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-15%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-20%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-25%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-30%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-35%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-40%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-45%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-55%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-60%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

**Bテーブルを使用**

日	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
10-1%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-5%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-10%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-15%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-20%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-25%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-30%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-35%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-40%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-45%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-55%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10-60%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※過去の信頼度階級予測に応じて、Aの日を母集団として作成した必要量テーブルをAテーブル、Bの日を母集団として作成した必要量テーブルをBテーブルとする。



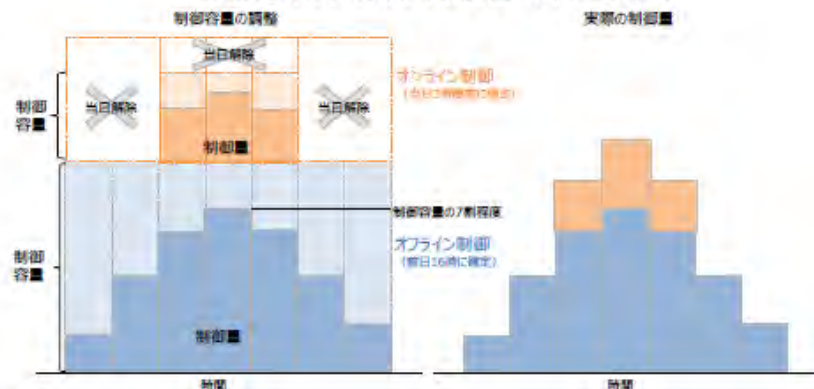
○ オンライン制御では当日2時間前の精度の高い需給予測に基づいた出力抑制が可能であり、また必要な時間帯のみの制御が可能である。その結果、**再エネ出力制御量を低減できる。**

## (参考) オンライン制御の拡大

(出所) 第21回 系統WG (2019年4月26日) 資料4

- オフライン制御は**前日16時**に制御量を確定し、**発電事業者自らが当日8～16時**に発電を停止。
- 一方、オンライン制御は**当日2時間前**の需給予測に応じた柔軟な調整が可能であり、**必要時間帯のみ制御が可能**。オンライン制御を活用することにより、**九州では約3割の再エネ制御量を削減** (2018年度実績)。
- **オンライン制御の拡大は再エネ制御量の一層の低減に加えて、発電事業者の機会損失の低減や人件費の削減にも資するが、発電事業者任せでは十分にオンライン化が進展しない。**こうした状況を踏まえ、**一般送配電事業者は必要な再エネ運用システムの整備を進めつつ、国や発電事業者の業界団体とともに、先ずは特別高圧のオフライン事業者のオンライン化から順次促していくべきではないか。**

<オンライン/オフライン制御 (イメージ)>



<九州における再エネ出力制御量 (2018年度)>

オンライン制御可能な発電所の制御を当日解除することにより、出力制御量を**31%削減**



### 【機会損失額の試算】

オンライン及びオフライン事業者の出力制御による機会損失額を以下の条件で試算した場合、その差は約40万円/年となる。

- ・発電容量: 1,000kW
- ・買取価格: 30円/kWh
- ・制御時間/回: オンライン4.5時間、オフライン7時間
- ・事業者あたりの制御回数/年: 5回

- ダイナミックレーティングは気象条件等により送電線等の容量を動的に扱う手法であり、既に世界各地で導入されているほか、国内でも技術開発が進められている。
- 送電線の運用容量は、特にローカル系統以下においては主に熱容量によって決まるが、ダイナミックレーティングを適用した送電線ではこの運用容量を拡大できる場合があり、ノンフォーム型接続をした電源に対しての出力制御の量を低減しうる。

## <送電線におけるダイナミックレーティングのイメージ>

・現在の熱容量の計算方法

<気象条件> **固定値**  
外気温 40℃  
風速 0.5m/s  
日射量 1,000W/m<sup>2</sup>

+

<電線条件\*>  
許容電流  
許容電線温度

送電線熱容量[kW]  
(気象条件によらず一定)

・DLRの計算方法 (例)

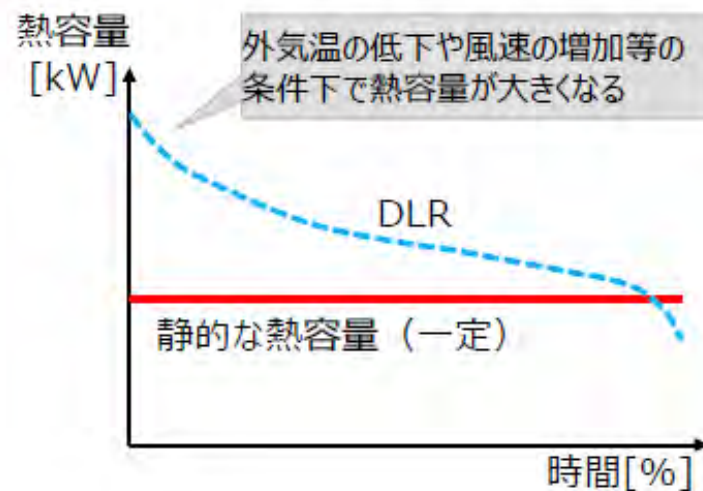
<気象条件> **変動値**  
外気温  $t$  [℃]  
風速  $V$  [m/s]  
日射量  $S$  [W/m<sup>2</sup>]

+

<電線条件\*>  
許容電流  
許容電線温度

送電線熱容量[kW]  
(気象条件により動的)

\*材質、断面積等により決定される



- 気象庁から提供される**気象データの予測値と観測値を機械学習させることで、送電線の周囲温度を予測するモデルを独自に開発した。**
- 開発した予測モデルをもとに1時間先から翌日までの送電線容量を動的に予測する手法について、送電線に設置したセンサーにより計測される実測値を活用しつつ、評価・検討を進めている。

## 【現状の運用容量の算定】



従来の管理値

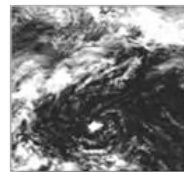
4~5月	6~9月	10月	11月	12月	1月	2~3月
35℃	40℃	35℃	30℃	25℃	20℃	25℃

(従来) 月毎の過去実績から最過酷となる周囲温度で算出

## 【ダイナミックレーティングの取組み例】

### <気象データ>

- ・地表面温度
- ・風速、風向
- ・雲、日射量
- ・地形データ



(将来) 気象データを用いて周囲温度を推定し、実態に即した運用容量を算出

### <送電線に直接取付けるセンサー>





Thank you.

