

# ＜短期＞実績データの集約結果等について

平成27年10月2日

調整力等に関する委員会 事務局

- 前回の委員会において、まずは系統全体としての議論を行うこととした。

第4回調整力等に関する委員会 資料4

## 検討の大まかな進め方

2

- まず系統全体として必要な予備力・調整力を議論する方が望ましいというご意見を多数いただいたところ。
- 今般の制度改革に関連する検討（計画値同時同量制度導入の影響の検討⇒一般送配電事業者が確保すべき量の検討）については、下図のStep2において扱う。

### 【Step1】

系統全体として必要な予備力・調整力の算定

評価指標の仮設定

需給変動要因・変動量の検討

必要量・スペック・評価基準の検討

制度改革に伴う影響を考慮せず、  
系統全体としての議論を行う。  
⇒この進め方について今回議論

### 【Step2】

一般送配電事業者が確保すべき調整力の  
必要量・スペックの整理

制度改革に基づいた検討  
・計画値同時同量制度導入の影響の検討  
・一般送配電事業者が確保すべき量の検討



- 前回の委員会において、需給の変動要因を下表のとおり区分して検討することとしており、今回は下図の赤枠で表示した分類に関する分析・検討結果を報告する。（詳細については次ページ以降で説明）

|               |     | Part 1   | Part 2  | Part 3 |
|---------------|-----|--|---|--------|
|               | 説明図 | 需給バランスに関する変動要因(※1)   | 周波数制御に関する変動要因(※2)                                     |        |
| 需要に関するもの      | 図1  | <b>「需要想定誤差」</b><br>(定義：需要想定値(30分平均値)から需要実績値(30分平均値)の誤差)          | <b>「需要変動」</b><br>(定義：30分平均値からの需要の変動)                  |        |
| 電源脱落に関するもの    | 図2  | <b>「電源脱落(継続)」</b><br>(定義：電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分))                 | <b>「電源脱落(直後)」</b><br>(定義：電源脱落による供給力の減少(脱落直後の瞬時的な減少分)) |        |
| 再エネ出力変動に関するもの | 図3  | <b>「再エネ出力想定誤差」</b><br>(定義：再エネ出力想定値(30分平均値)から再エネ出力実績値(30分平均値)の誤差) | <b>「再エネ出力変動」</b><br>(定義：30分平均値からの再エネ出力の変動)            |        |

(※1) 需給の不一致(変動)の要因のうち、30分コマにおいて電力量の補給が**必要となる**もの

(※2) 需給の不一致(変動)の要因のうち、30分コマにおいて電力量の補給が**必要でない**もの(電源脱落直後の瞬時的な供給力減少を含む)

- 「需要想定誤差」「再エネ出力想定誤差」について、一般電気事業者から実績データを受領しており、その状況を報告する。

第4回調整力等に関する委員会 資料4(抜粋)

【論点①】 「需要想定誤差」

8

- 需要想定誤差の大きさは、想定を行う時点、想定対象の断面、想定主体等(※)によって異なると考えられる。まずは、現在、一般電気事業者及び主要な特定規模電気事業者の需要想定の実施状況、想定誤差についてアンケート調査(データがある場合はデータの提出依頼)を行うこととしたい。  
(※) 第2回委員会資料3-1(中部電力資料)P18参照
- その結果を踏まえ、評価の指標・基準(例: 想定誤差の2σ相当に対応する)について、検討することとしたい。

【論点③】 「再エネ出力想定誤差」

11

- 再エネ出力想定誤差は、需要想定誤差と同様に、想定を行う時点、想定対象の断面、想定主体等によって異なると考えられる。また、太陽光と風力では異なると考えられる。
- まずは、現在の一般電気事業者の再エネ出力想定の実施状況、想定誤差についてアンケート調査(データがある場合はデータの提出依頼)を行うこととしたい。
- その結果を踏まえ、評価の指標・基準について、検討することとしたい。

- 「需要変動」「再エネ出力変動」について、一般電気事業者から実績データを受領しており、その状況を報告する。

第4回調整力等に関する委員会 資料4

【論点④】「需要変動」、【論点⑥】「再エネ出力変動」

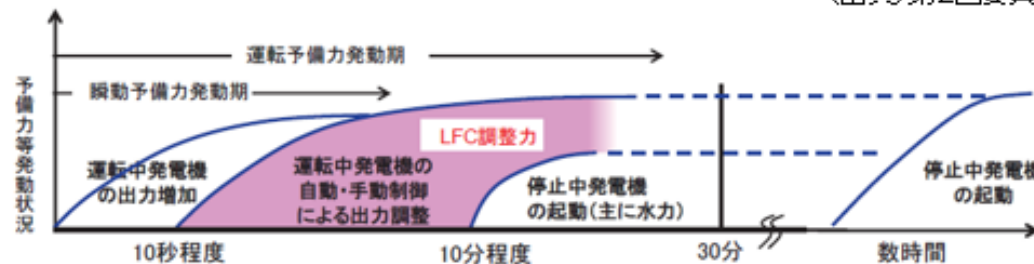
14

- 30分コマの平均値に対する需要変動・再エネ出力変動が調整の対象であるが、この時間領域の需要変動・再エネ出力変動は、
  - ✓ ガバナフリー制御による運転中発電機出力増加・減少
  - ✓ LFC制御による運転中発電機出力増加・減少
  - ✓ 停止中発電機（水力等）の起動
 などにより対応しているのが実態。
- 検討の対象としては、①予備力・調整力としての上げ代・下げ代の必要量、②制御機能毎の必要量、の2つがあると考えられる。
  - ① 予備力・調整力としての上げ代・下げ代の必要量の算定のため、変動量を分析することとしたい（データ提供について一般電気事業者へ協力を依頼）。
  - ② 制御機能毎の必要量は、電力系統・各制御機能をモデル化のうえ、需要変動・再エネ出力変動のデータを与えてシミュレーションを行い、算出する方法が考えられるが、具体的な方法について、引き続き調査・検討を行う。

この部分

【運転予備力、LFC調整力の応動イメージ】

(出典)第2回委員会資料3-1



- 前回の委員会の時点で、「需要変動」、「再エネ出力変動」に対応するための予備力・調整力についての具体的検討方法については、引き続き検討を行うこととしていた。
- 今回、次頁「電源脱落(直後)」に対応するための予備力・調整力とあわせ、具体的検討方法をご報告させていただく。この方向性でよいか、ご意見をいただきたい。

第4回調整力等に関する委員会 資料4

【論点④】「需要変動」、【論点⑥】「再エネ出力変動」

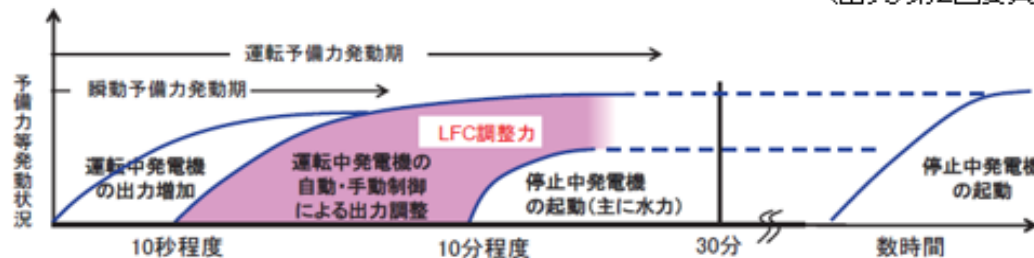
14

- 30分コマの平均値に対する需要変動・再エネ出力変動が調整の対象であるが、この時間領域の需要変動・再エネ出力変動は、
  - ✓ ガバナフリー制御による運転中発電機の出力量増加・減少
  - ✓ LFC制御による運転中発電機の出力量増加・減少
  - ✓ 停止中発電機（水力等）の起動
 などにより対応しているのが実態。
- 検討の対象としては、①予備力・調整力としての上げ代・下げ代の必要量、②制御機能毎の必要量、の2つがあると考えられる。
  - ① 予備力・調整力としての上げ代・下げ代の必要量の算定のため、変動量を分析することとしたい（データ提供について一般電気事業者へ協力を依頼）。
  - ② 制御機能毎の必要量は、電力系統・各制御機能をモデル化のうえ、需要変動・再エネ出力変動のデータを与えてシミュレーションを行い、算出する方法が考えられるが、具体的な方法について、引き続き調査・検討を行う。

この部分

【運転予備力、LFC調整力の応動イメージ】

(出典)第2回委員会資料3-1



- 前回の委員会の時点では、「電源脱落（直後）」に対応するための予備力・調整力について、シミュレーションを実施する旨ご報告させていただいていた。
- 今回、前頁「需要変動」、「再エネ出力変動」に対応するための予備力・調整力と併せ、具体的検討方法をご報告させていただく。この方向性でよいか、ご意見をいただきたい。

第4回調整力等に関する委員会 資料4

【論点⑤】 「電源脱落（直後）」

15

（指標）

- 電源脱落が発生した場合、その脱落規模によっては、周波数低下による連鎖的な発電機の脱落（結果として大規模な停電に至る）を回避するため、一部の需要の遮断が行われることがある。
- 指標については、仮に「負荷遮断の有無・規模」に設定し、分析することとしたい。

（変動量）

- このとき、想定電源脱落量が論点となり、論点②とあわせて検討を行う。

（想定電源脱落量の例）

電源のN-1・N-2故障等、電源以外の流通設備の故障に伴う電源脱落

（分析）

- 周波数低下のシミュレーションを実施（必要時は一般電気事業者に協力を依頼）。

この部分

( 空白 )



## Part 1: 「需給バランスに関する変動要因」における「需要想定誤差」及び「再エネ出力想定誤差」の実績（中間報告）

### ■ 報告内容

- 需要想定誤差及び再エネ出力想定誤差については、現在の一般電気事業者及び主要な特定規模電気事業者の実施状況、想定誤差についてアンケートを行うこととしており、その前段として、一般電気事業者に想定の実施状況、データ有無等の聞き取りを行った。
- その結果、早期に提供を受けることが可能なデータを受領したことから、今回、そのデータについての分析結果の一部を報告する。

## ■ 今回使用したデータ（各一般電気事業者より受領）

- 需要は、2012年10月から2013年9月までの1年間の実績値を使用した。また予測値は、前日想定翌日1時間値（24点）および当日朝想定翌日ピーク（1点）を使用した。（※1）
- 太陽光については、需要と同一期間の日射量予測値と実績値（※2）をもとに、2015年5月時点の連系済容量にて算出した出力予測値、推定実績値（1時間値13点（7-19時））を使用した。
- 風力については、需要と同一期間の各社保有（※3）の出力予測値、実績値をもとに、2015年5月時点の連系済容量に換算した出力予測値、実績値（1時間値13点（7-19時））を使用した。

（※1）「需要」は、各一般電気事業者の発受電端電力（自家消費分は需要の減）

（※2）経済産業省 資源エネルギー庁「太陽光発電出力予測技術開発実証事業（2011～2013）」において、各エリアで収集された日射量予測・実績データを活用

（※3）対象期間の予測データを保有している1社（東北電力）のデータを使用

## ■ 想定誤差の算出（概要）

- ピーク需要想定誤差（前日想定、当日朝想定）および年間の各時間帯における残余需要想定誤差（13ページ参照）を算出した。
- 誤差率は、当該時間需要実績値を分母として算出した。

## ■ 1年間のピーク需要想定誤差率（上振れ） [%]

|       | 北海道  |      | 東北   |      | 東京   |      | 中部   |      | 北陸   |      | 関西   |      | 中国   |      | 四国   |      | 九州   |      | 沖縄   |      |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|       | 前日想定 | 当日想定 | 前日想定 | 当日想定 | 前日想定 | 当日想定 | 前日想定 | 当日想定 | 前日想定 | 当日想定 | 前日想定 | 当日想定 | 前日想定 | 当日想定 | 前日想定 | 当日想定 | 前日想定 | 当日想定 | 前日想定 | 当日想定 |
| 平均誤差  | -0.3 |      | -0.9 | -0.8 | -1.1 | -0.8 | -0.3 | 0.0  | -1.2 | -0.8 | -0.5 | -0.4 | -0.7 | -0.4 | -1.0 | -0.7 | -0.9 | -0.6 | -0.4 |      |
| 標準偏差  | 2.2  |      | 2.5  | 2.3  | 2.9  | 2.1  | 2.7  | 2.0  | 3.5  | 2.9  | 2.9  | 2.7  | 3.1  | 2.3  | 3.8  | 3.3  | 3.9  | 2.6  | 3.2  |      |
| 平均+2σ | 4.1  |      | 4.2  | 3.8  | 4.6  | 3.5  | 5.0  | 4.0  | 5.7  | 4.9  | 5.3  | 4.9  | 5.4  | 4.2  | 6.5  | 6.0  | 7.0  | 4.6  | 5.9  |      |
| 平均+3σ | 6.3  |      | 6.7  | 6.2  | 7.5  | 5.6  | 7.7  | 6.0  | 9.2  | 7.8  | 8.2  | 7.6  | 8.5  | 6.5  | 10.3 | 9.3  | 10.9 | 7.1  | 9.1  |      |
| 最大誤差  | 7.7  |      | 7.4  | 7.1  | 8.4  | 6.0  | 7.1  | 5.8  | 8.4  | 7.7  | 7.8  | 7.8  | 7.5  | 6.4  | 8.8  | 7.5  | 7.0  | 5.4  | 9.5  |      |

※北海道、沖縄は当日想定データなし

※ピーク需要想定誤差率 = { (需要実績値) - (需要想定値) } / (需要実績値)

(第2回調整力等に関する委員会 資料3-1 P18抜粋)

### 18 最大電力想定誤差の実績



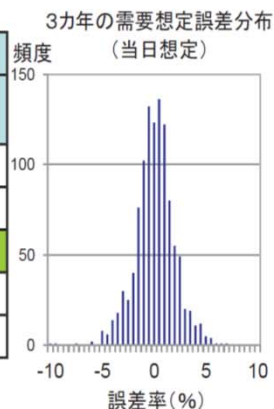
- 一般的に最大電力想定誤差は、当日に近づくにつれ、精度が概ね向上。
- 至近3年において、1年間の当日の最大電力想定誤差率(平均+2σ)は、4%程度。

1年間の最大電力想定誤差率 (%)

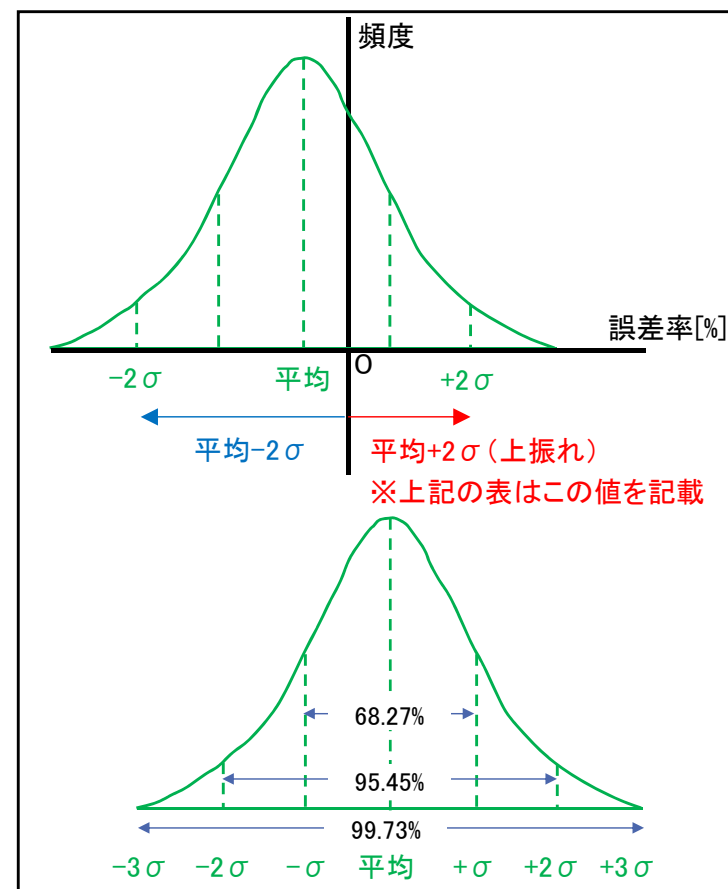
| 項目 \ 年度 | 平成24年度 |      | 平成25年度 |      | 平成26年度 |      | 3カ年(24~26年度計) |      |
|---------|--------|------|--------|------|--------|------|---------------|------|
|         | 前日想定   | 当日想定 | 前日想定   | 当日想定 | 前日想定   | 当日想定 | 前日想定          | 当日想定 |
| 平均誤差    | -0.2   | -0.1 | -0.4   | -0.1 | -0.6   | -0.3 | -0.4          | -0.2 |
| 標準偏差    | 2.3    | 1.9  | 2.4    | 1.9  | 2.4    | 2.0  | 2.4           | 1.9  |
| 平均+2σ   | 4.5    | 3.7  | 4.4    | 3.7  | 4.1    | 3.6  | 4.3           | 3.7  |
| 平均+3σ   | 6.8    | 5.6  | 6.9    | 5.6  | 6.5    | 5.6  | 6.7           | 5.6  |
| 最大誤差    | 7.7    | 6.3  | 6.2    | 5.2  | 7.0    | 7.0  | 7.7           | 7.0  |

前日想定 : 前日17時における翌日の最大電力想定値と実績との誤差率

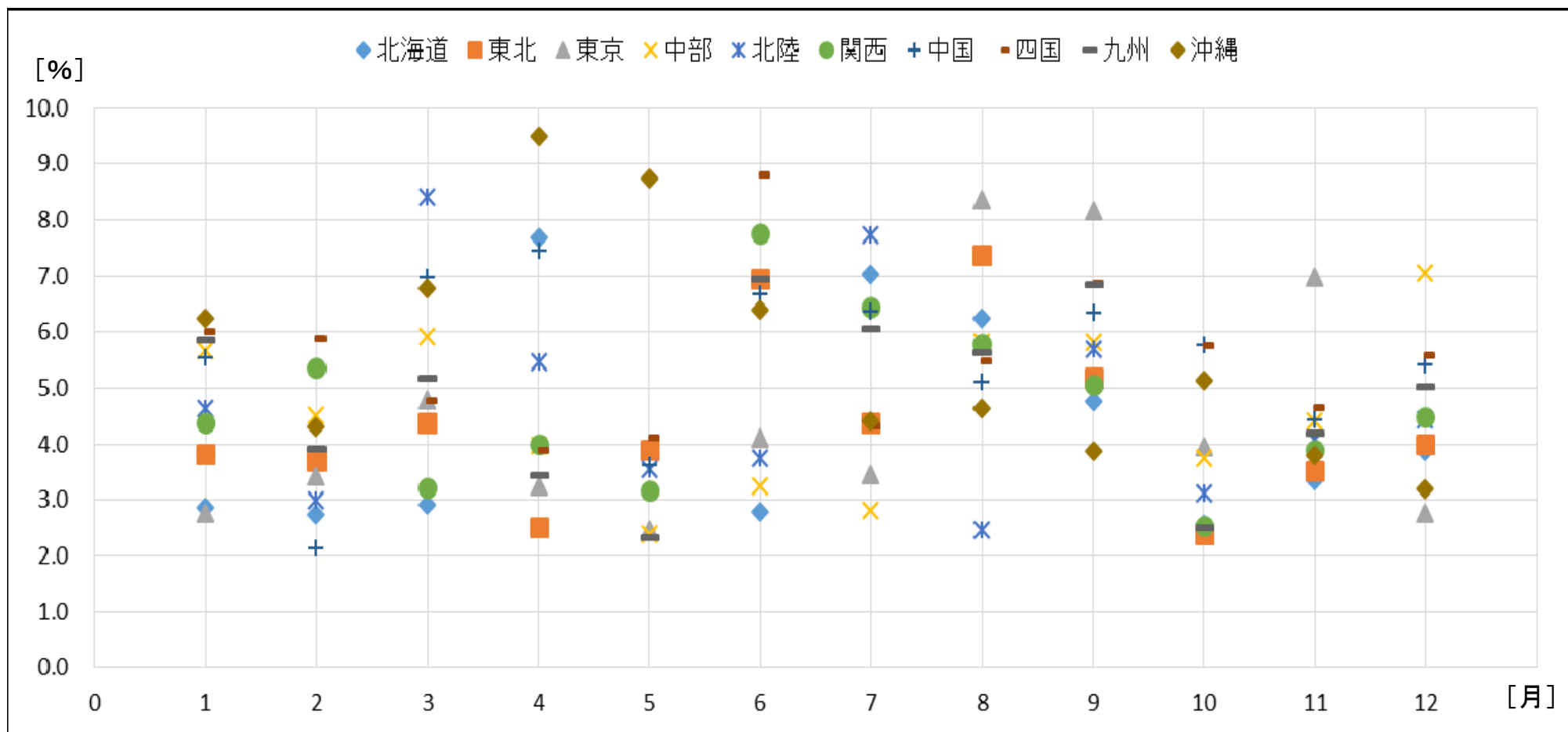
当日想定 : 当日6時における当日の最大電力想定値と実績との誤差率



### 【参考】正規分布イメージ



## ■ 各エリアのピーク需要想定（前日想定）誤差率（月別の最大誤差率、上振れ）



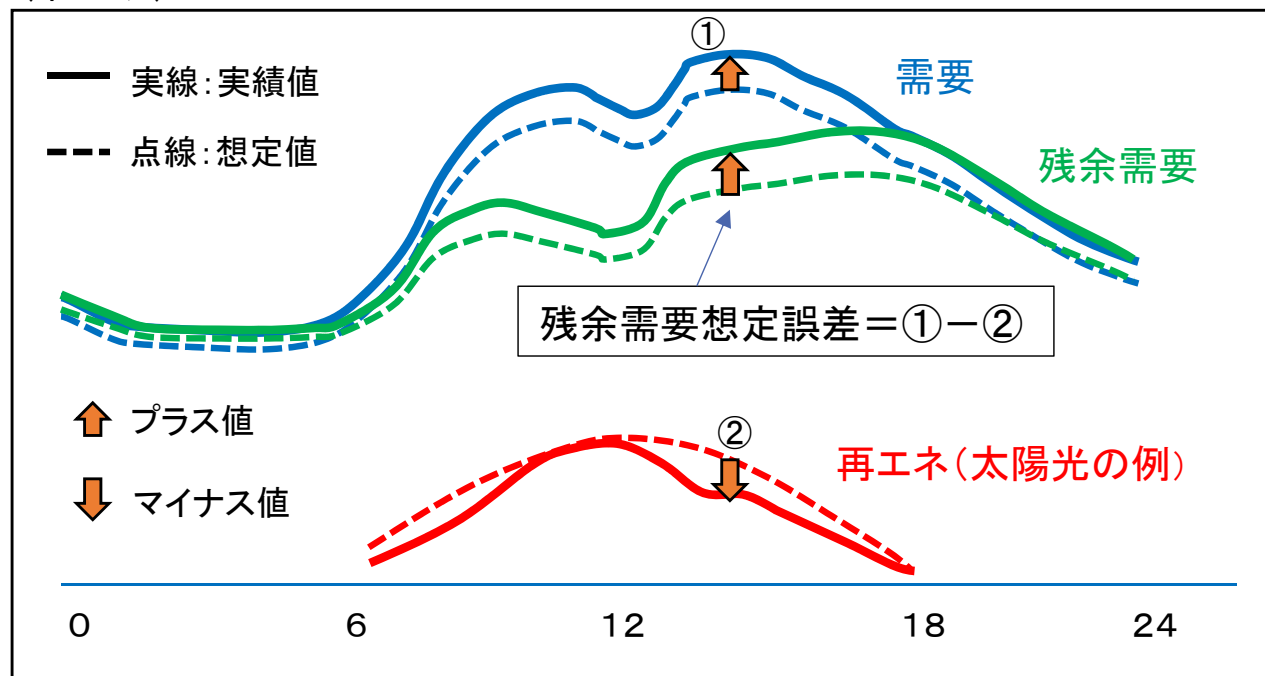
## ■ 残余需要

需要から、再エネ（太陽光・風力）出力を控除した需要  
(需要) - (再エネ(太陽光・風力)出力)

## ■ 残余需要想定誤差

需要実績値から再エネ(太陽光・風力)出力実績値を控除した「残余需要実績値」と、需要想定値から再エネ(太陽光・風力)出力想定値を控除した「残余需要想定値」の差  
(需要実績値 - 再エネ(太陽光・風力)実績値) - (需要想定値 - 再エネ(太陽光・風力)出力想定値)  
= (需要想定誤差：①) - (再エネ(太陽光・風力)想定誤差：②)

(イメージ)



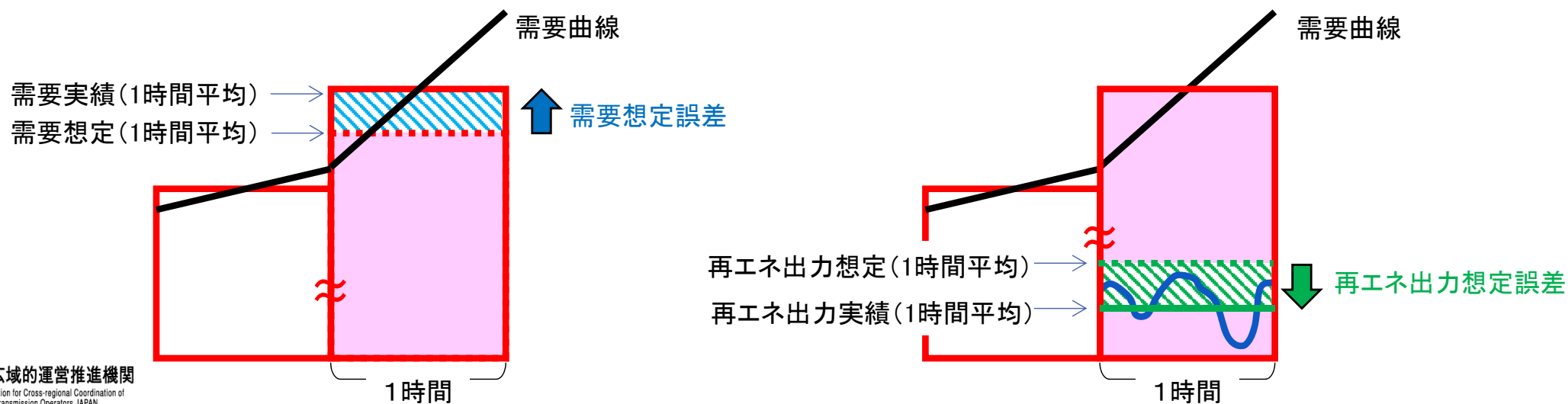
## ■ 残余需要想定誤差率（年間）平均+2σ（上振れ） [%]

|     | 7時  | 8時  | 9時  | 10時  | 11時  | 12時  | 13時  | 14時  | 15時  | 16時  | 17時  | 18時 | 19時 |
|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|
| 北海道 | 5.1 | 5.2 | 5.6 | 6.1  | 6.3  | 6.4  | 6.6  | 6.3  | 6.3  | 6.1  | 5.6  | 4.6 | 4.3 |
| 東北  | 5.7 | 5.5 | 5.7 | 5.9  | 6.3  | 6.7  | 7.2  | 7.4  | 7.1  | 7.1  | 6.1  | 5.3 | 4.6 |
| 東京  | 6.2 | 6.1 | 6.4 | 6.6  | 7.0  | 7.2  | 7.4  | 7.1  | 6.9  | 6.6  | 6.0  | 5.1 | 4.6 |
| 中部  | 5.3 | 5.6 | 6.0 | 6.2  | 6.6  | 7.0  | 7.3  | 7.1  | 6.9  | 6.6  | 5.9  | 5.2 | 4.9 |
| 北陸  | 6.1 | 5.9 | 5.5 | 5.8  | 5.8  | 6.2  | 6.6  | 7.1  | 7.1  | 7.2  | 6.8  | 6.1 | 5.3 |
| 関西  | 4.0 | 4.6 | 5.3 | 5.9  | 6.3  | 6.5  | 7.0  | 7.0  | 7.0  | 6.9  | 6.5  | 5.8 | 5.2 |
| 中国  | 5.1 | 5.5 | 6.1 | 7.0  | 7.8  | 8.7  | 9.3  | 8.8  | 8.5  | 8.0  | 7.6  | 6.8 | 5.9 |
| 四国  | 6.2 | 7.2 | 8.5 | 9.5  | 10.1 | 11.3 | 12.0 | 11.7 | 11.4 | 10.4 | 8.8  | 7.5 | 6.4 |
| 九州  | 7.4 | 8.6 | 9.7 | 10.3 | 11.4 | 13.0 | 14.0 | 13.4 | 12.1 | 11.1 | 10.3 | 8.7 | 7.0 |
| 沖縄  | 7.0 | 7.5 | 7.1 | 8.7  | 9.4  | 9.6  | 9.9  | 9.7  | 9.2  | 8.5  | 8.2  | 6.9 | 5.9 |

※風力の出力想定誤差を含むのは東北のみ

※残余需要想定誤差率 = { (需要想定誤差) - (再エネ出力想定誤差) } / (需要実績値)

## ■ 需要想定誤差と再エネ出力想定誤差（イメージ）



# 【参考】需要想定誤差及び再エネ(太陽光・風力)出力想定誤差 (前日想定1時間値(7-19時))

## ■ 需要想定誤差率(年間)平均+2σ(上振れ) [%]

|     | 7時  | 8時  | 9時  | 10時 | 11時 | 12時 | 13時 | 14時 | 15時 | 16時 | 17時 | 18時 | 19時 |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 北海道 | 5.0 | 4.9 | 4.9 | 5.2 | 5.4 | 5.5 | 5.6 | 5.5 | 5.6 | 5.6 | 5.4 | 4.6 | 4.3 |
| 東北  | 5.0 | 4.3 | 4.4 | 4.7 | 4.9 | 5.2 | 5.4 | 5.8 | 5.7 | 5.8 | 5.3 | 4.7 | 4.3 |
| 東京  | 5.9 | 5.6 | 5.6 | 5.5 | 5.7 | 5.9 | 6.3 | 6.1 | 6.0 | 5.9 | 5.6 | 5.0 | 4.6 |
| 中部  | 5.0 | 4.8 | 5.0 | 4.8 | 4.9 | 5.2 | 5.5 | 5.4 | 5.3 | 5.3 | 5.4 | 5.1 | 4.9 |
| 北陸  | 6.0 | 5.8 | 5.4 | 5.5 | 5.6 | 5.9 | 6.2 | 6.7 | 6.7 | 6.8 | 6.6 | 6.0 | 5.3 |
| 関西  | 3.9 | 4.3 | 4.8 | 5.3 | 5.3 | 5.6 | 6.0 | 6.0 | 6.2 | 6.2 | 6.1 | 5.7 | 5.2 |
| 中国  | 4.9 | 5.0 | 5.2 | 5.6 | 6.0 | 6.5 | 6.9 | 6.7 | 6.8 | 6.7 | 6.9 | 6.6 | 6.0 |
| 四国  | 5.9 | 6.2 | 6.8 | 7.0 | 7.2 | 7.6 | 8.0 | 8.0 | 8.1 | 8.0 | 7.9 | 7.2 | 6.4 |
| 九州  | 7.0 | 7.4 | 7.7 | 7.8 | 7.7 | 8.3 | 8.5 | 8.5 | 8.4 | 8.6 | 8.8 | 8.1 | 6.9 |
| 沖縄  | 7.0 | 7.2 | 6.3 | 7.2 | 7.6 | 8.0 | 8.0 | 7.6 | 7.9 | 7.8 | 7.9 | 6.9 | 6.0 |

## ■ 太陽光出力想定誤差率(年間)平均-2σ(下振れ) [%]

|     | 7時   | 8時   | 9時   | 10時  | 11時  | 12時  | 13時   | 14時  | 15時  | 16時  | 17時  | 18時  | 19時  |
|-----|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|------|
| 北海道 | -1.1 | -1.8 | -2.2 | -2.5 | -2.7 | -2.8 | -2.9  | -2.7 | -2.4 | -1.7 | -1.1 | -0.5 | -0.1 |
| 東北  | -1.5 | -2.2 | -2.7 | -3.1 | -3.3 | -3.4 | -3.6  | -3.4 | -3.0 | -2.5 | -1.6 | -0.7 | -0.1 |
| 東京  | -1.1 | -1.9 | -2.7 | -3.1 | -3.4 | -3.4 | -3.4  | -3.3 | -2.9 | -2.2 | -1.3 | -0.5 | -0.1 |
| 中部  | -1.5 | -2.5 | -3.1 | -3.6 | -3.9 | -4.3 | -4.5  | -4.4 | -4.1 | -3.5 | -2.2 | -1.0 | -0.1 |
| 北陸  | -0.6 | -1.1 | -1.5 | -1.8 | -2.1 | -2.2 | -2.3  | -2.1 | -1.8 | -1.5 | -0.9 | -0.4 | -0.1 |
| 関西  | -0.7 | -1.4 | -2.0 | -2.4 | -2.7 | -2.9 | -3.1  | -3.0 | -2.8 | -2.3 | -1.4 | -0.6 | -0.1 |
| 中国  | -0.9 | -2.0 | -3.1 | -3.8 | -4.5 | -5.1 | -5.7  | -5.2 | -4.7 | -3.7 | -2.3 | -1.1 | -0.2 |
| 四国  | -1.8 | -3.6 | -5.0 | -6.0 | -6.8 | -7.7 | -8.5  | -8.3 | -7.7 | -6.2 | -3.7 | -1.7 | -0.3 |
| 九州  | -1.6 | -3.4 | -5.4 | -7.1 | -8.5 | -9.7 | -10.6 | -9.9 | -8.7 | -7.0 | -4.8 | -2.6 | -0.6 |
| 沖縄  | -0.5 | -1.8 | -3.4 | -4.8 | -5.9 | -6.5 | -7.1  | -7.1 | -6.1 | -4.8 | -3.5 | -1.7 | -0.4 |

## ■ 風力出力想定誤差率(年間)平均-2σ(下振れ) [%]

|    | 7時   | 8時   | 9時   | 10時  | 11時  | 12時  | 13時  | 14時  | 15時  | 16時  | 17時  | 18時  | 19時  |
|----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 東北 | -2.2 | -2.2 | -2.1 | -2.0 | -2.0 | -2.1 | -2.2 | -2.0 | -2.0 | -2.0 | -2.0 | -1.9 | -1.9 |

※調整力の上げ代が必要となる誤差の方向を記載(需要:上振れ、再エネ出力:下振れ)

## ■ 今後の分析について

- ✓ 一般電気事業者の至近の複数年(3年程度)データについても調査・分析を行う。
- ✓ 一般電気事業者を対象に、需要想定が大きく外れた場合の対応など、当日の運用について調査を行う。
- ✓ 主要な特定規模電気事業者を対象に、需要想定の実施状況・想定誤差についてアンケートを行う（データがある場合は提出を依頼）

◆ 今回使用したデータは、1年分のデータであり、当該年度の特異な事象の影響を受けている可能性があることから、今回の分析結果について、現時点では参考値扱いとする。



## Part 2: 「周波数制御に関する変動要因」における「需要変動」 及び「再エネ出力変動」の変動量の実績（中間報告）

### ■ 報告内容

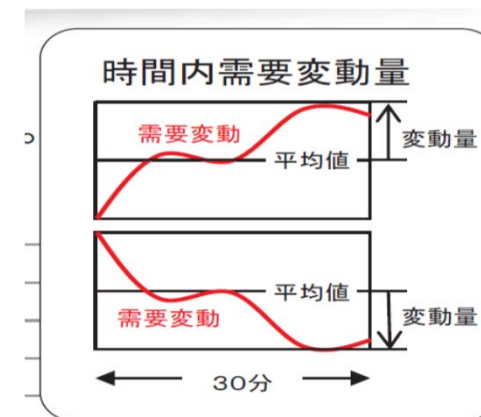
- 需要変動及び再エネ出力変動については、一般電気事業者からデータ提供を受け、その変動量を分析することとしており、今回、早期に提供を受けることが可能なデータを受領したことから、そのデータについての分析結果の一部を報告する。

## ■ 使用データ（各一般電気事業者より受領）

- 需要については、2013年4月から2014年3月までの1年間の実績値（1分周期以内の連続データ）を使用した。
- 太陽光については、需要と同一期間の日射量実績値をもとに、2015年5月時点の連系済容量にて算出した推定実績値（1分周期以内の連続データ）を使用した。
- 風力については、需要と同一期間の出力実績値をもとに、2015年5月時点の連系済容量にて換算した実績値（1分周期以内の連続データ）を使用した。

## ■ 時間内変動の算出

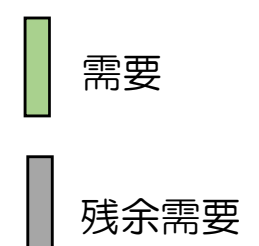
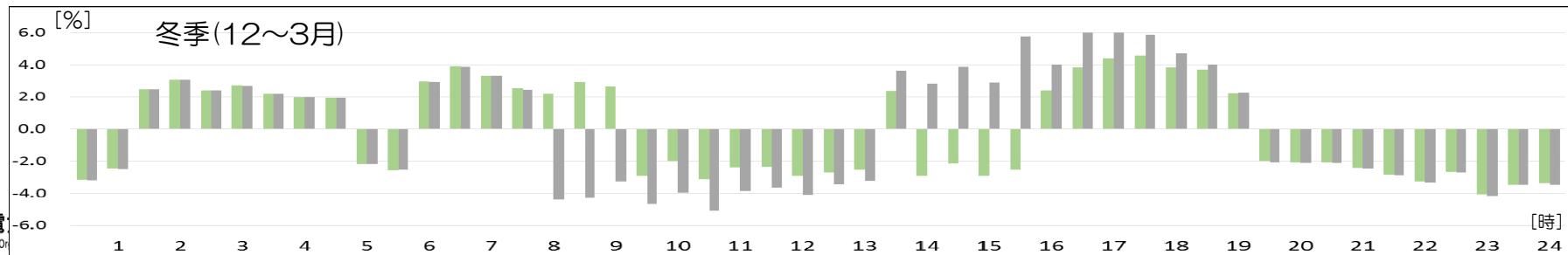
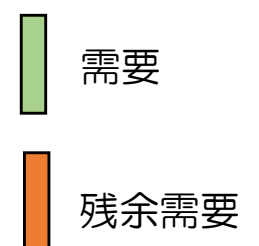
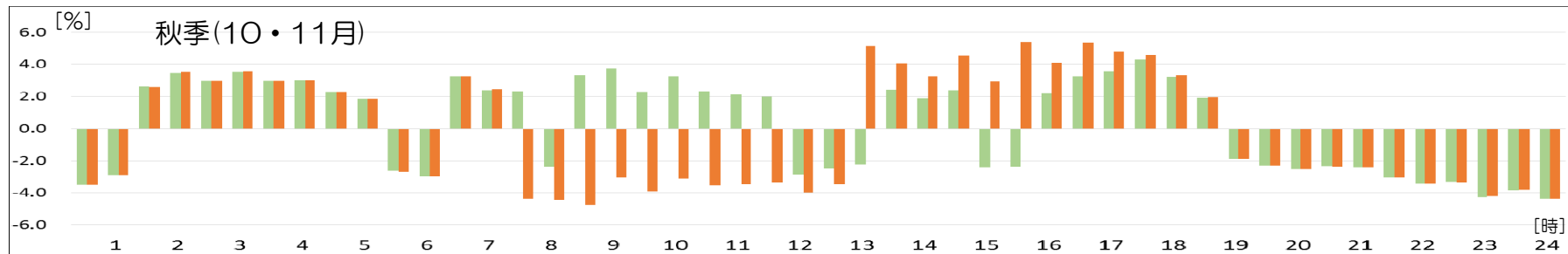
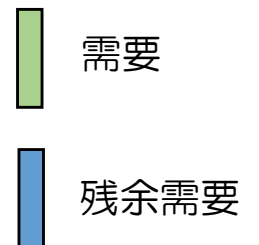
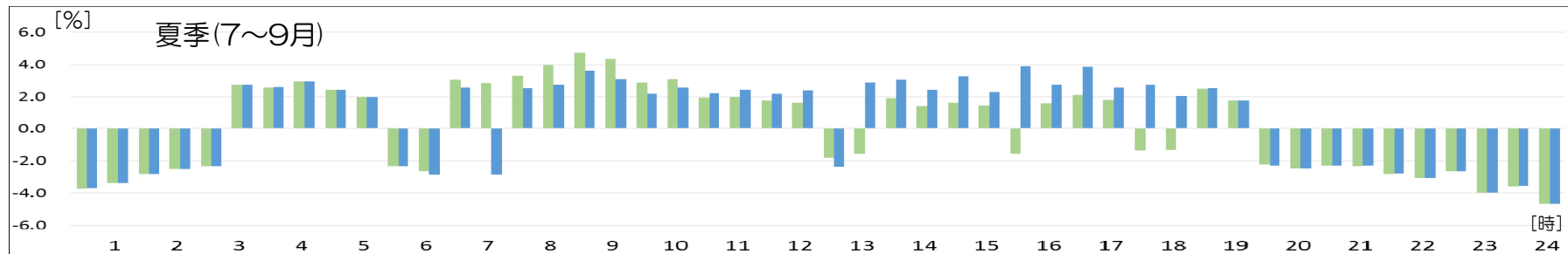
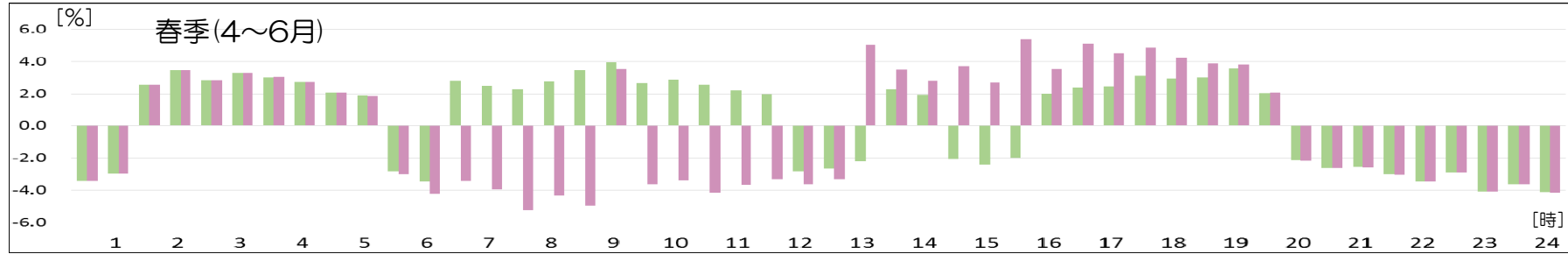
- 各30分コマの需要の平均値を算出し、その平均値からの変動（需要(30分コマ平均値)の増加時は正方向、減少時は負方向）を各30分コマの時間内変動とした。
- 需要の時間内変動と残余需要の時間内変動を算出した。
- 変動率は、当該30分コマの需要の平均値を分母として算出した。
- 季節ごとの再エネの影響を確認するため、春季（4～6月）、夏季（7～9月）、秋季（10・11月）、冬季（12～3月）に分けて算出した。



（第2回調整力等に関する委員会 資料3-1 P16抜粋）

# 需要および残余需要の時間内変動

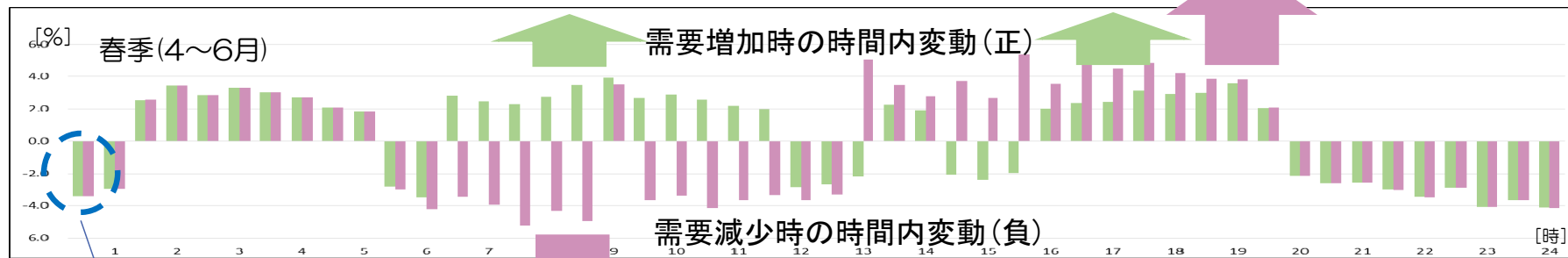
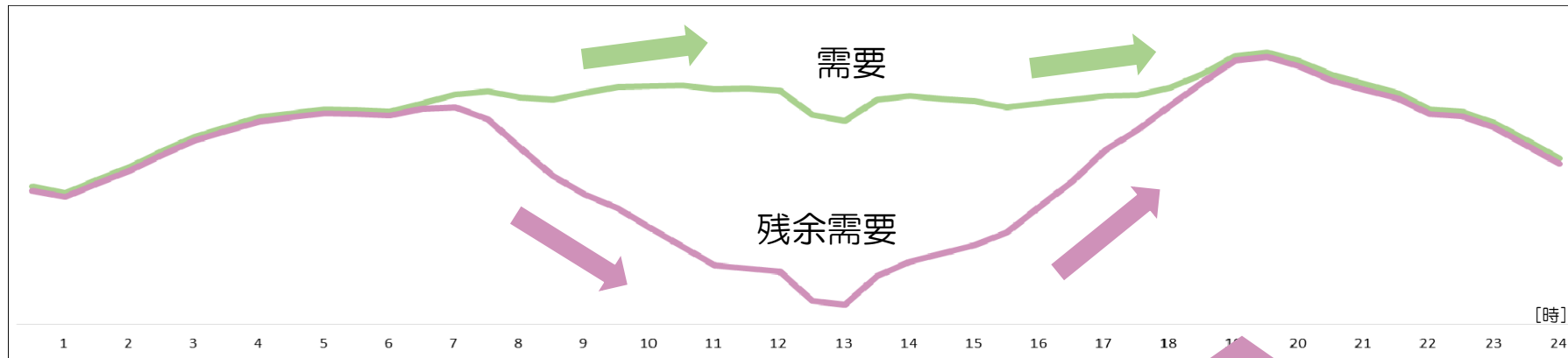
- 需要および残余需要の季節別時間内変動（再エネ比率の大きい九州電力の例）  
（各30分コマ時間内変動の平均+2σ値）



# 需要および残余需要の時間内変動（続き）

## ■ 需要および残余需要の変動方向のイメージ

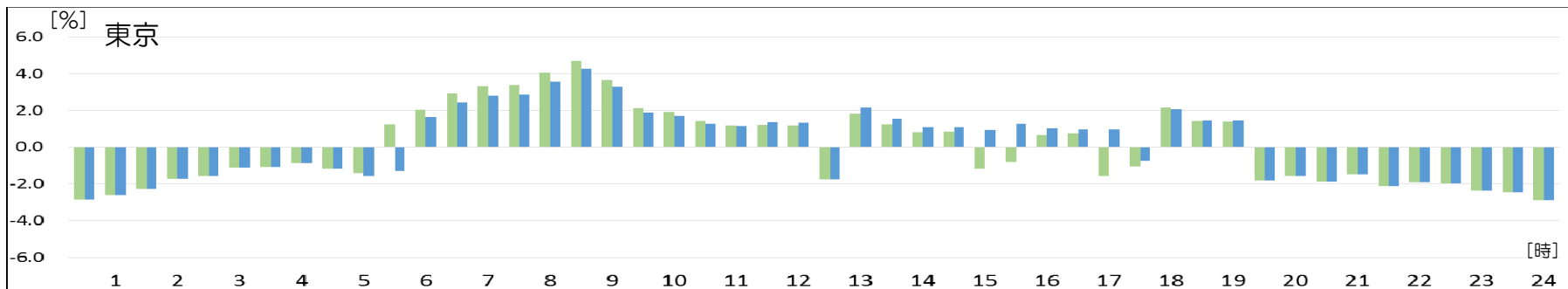
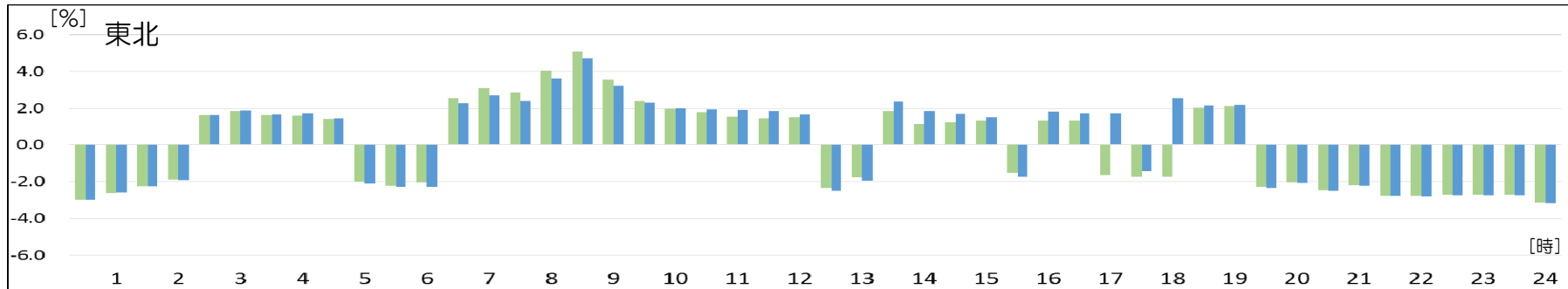
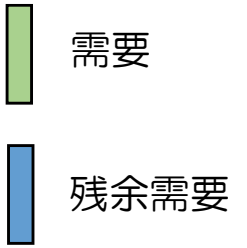
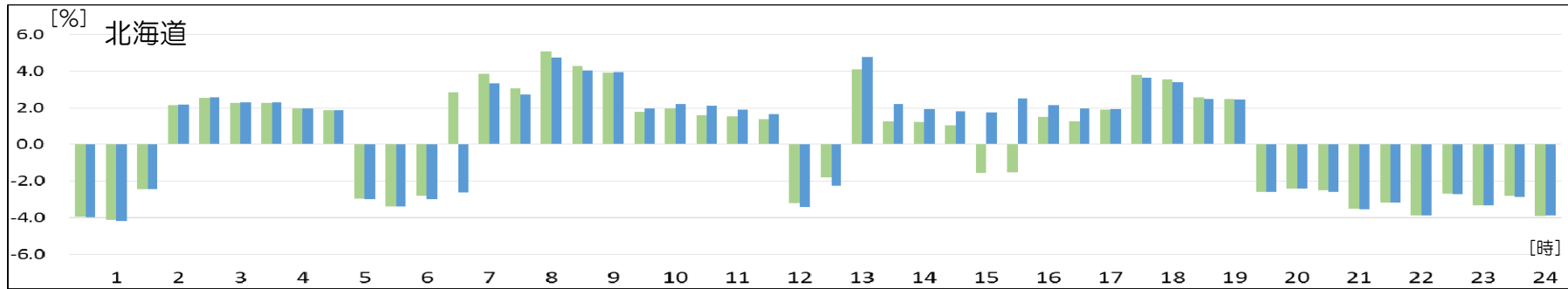
第5回委員会後 修正(上下方向→正負方向へ表現の統一)



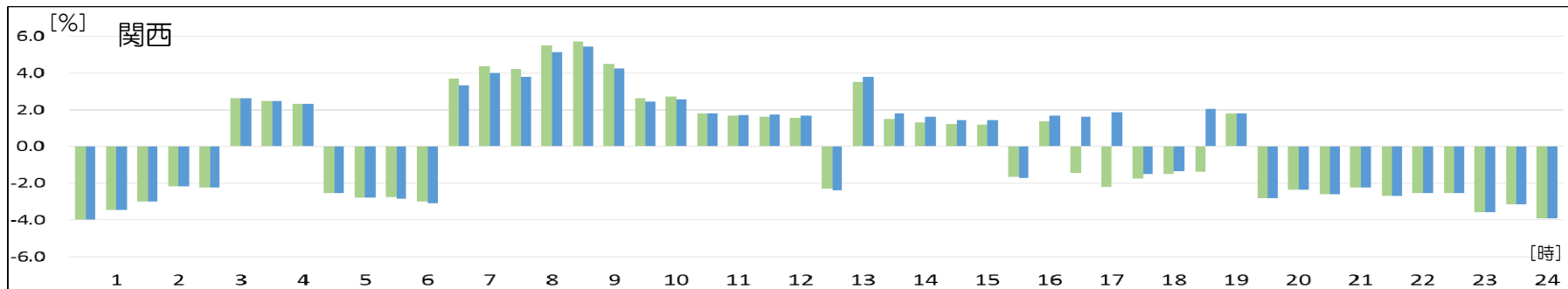
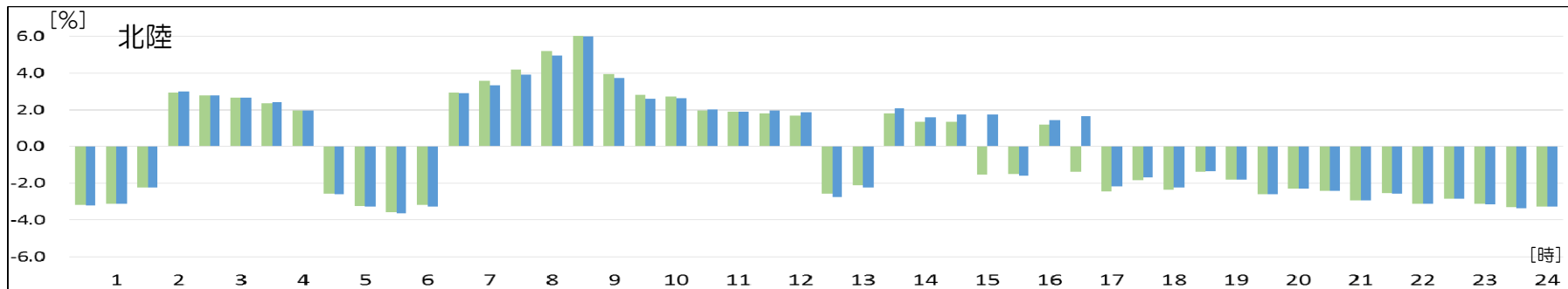
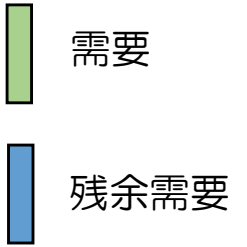
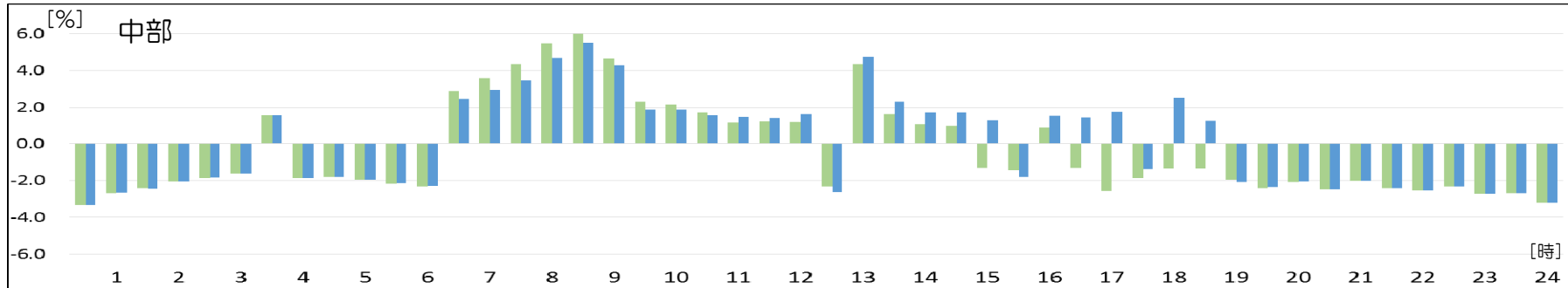
(グラフ化した各30分コマの時間内変動率の算出手法 (春季の場合))

- 対象期間 (4/1~6/30) における当該時間コマの時間内変動率 (正方向、負方向あり) を算出 (当該30分コマの需要の平均値を分母とした)
- 対象期間内の時間内変動率の平均により需要増加傾向、減少傾向を判定 (+ : 増加、- : 減少)
- 需要増加の場合、+値の時間内変動率 (減少の場合は-値) の統計値を算出

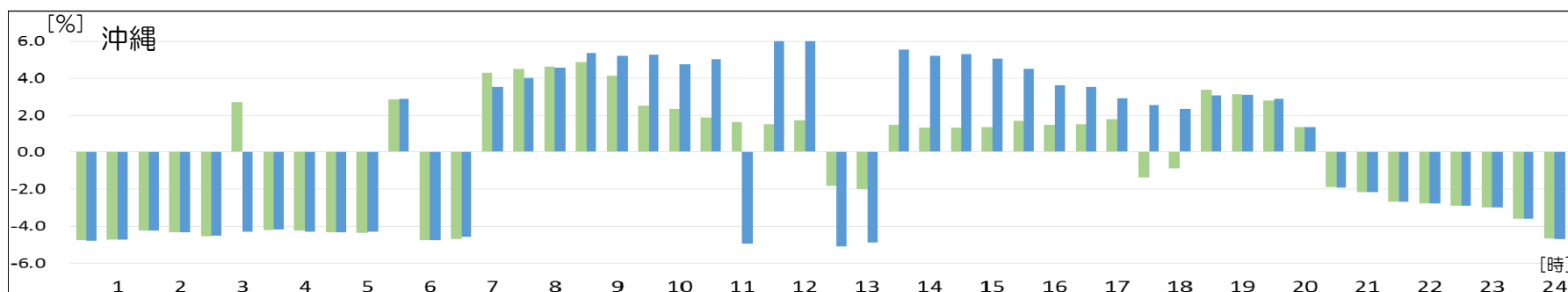
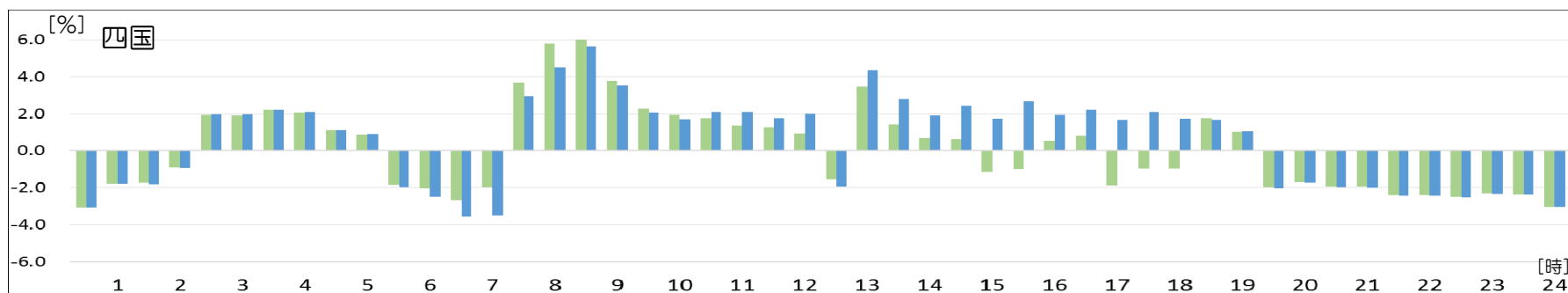
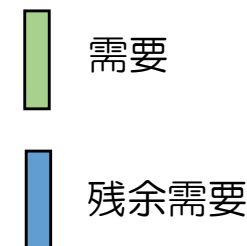
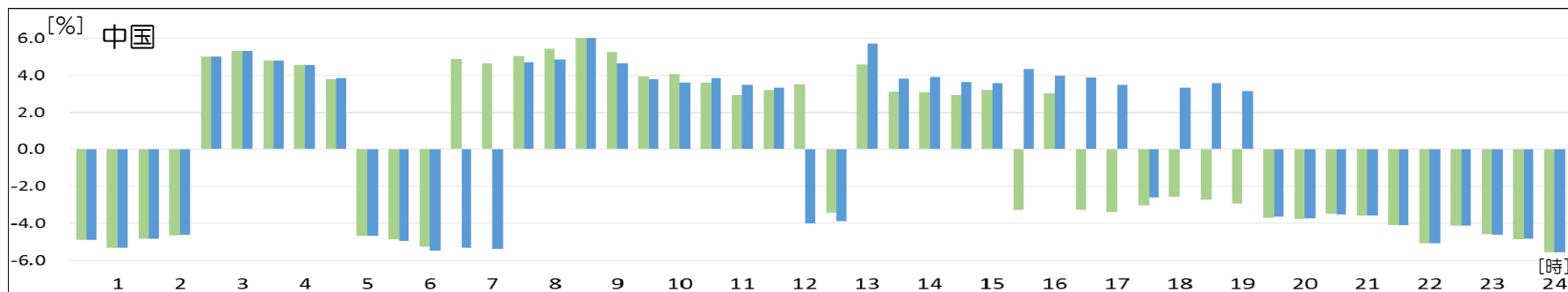
- 一般電気事業者各社の需要および残余需要の夏季（7～9月）時間内変動率（各30分コマ時間内変動率の平均+2σ値）



- 一般電気事業者各社の需要および残余需要の夏季（7～9月）時間内変動率（各30分コマ時間内変動率の平均+2σ値）



- 一般電気事業者各社の需要および残余需要の夏季（7～9月）時間内変動率（各30分コマ時間内変動率の平均+2σ値）



## ■ 今後の分析について

- ✓ 一般電気事業者の至近の複数年(今回受領した年度以外の2年程度)データについても分析を行う。
- ✓ 系統規模に対する再エネ比率の大きい一般電気事業者を中心に、大きな時間内変動が発生した場合の対応などについて調査を行う。

◆ 今回使用したデータは、1年分のデータであり、当該年度の特異な事象の影響を受けている可能性があることから、今回の分析結果について、現時点では参考値扱いとする。



## Part 3: 「周波数制御に関する変動要因」における検討の進め方

- 前回の委員会時点では、需要変動や再エネ出力変動に対応する予備力・調整力の検討のうち、制御機能（LFC調整力等）毎の必要量の検討方法について、引き続き調査・検討を行うこととしていた。
- 本日、検討方法についてご意見をいただきたい。

第4回調整力等に関する委員会 資料4

## 【論点④】「需要変動」、【論点⑥】「再エネ出力変動」

14

- 30分コマの平均値に対する需要変動・再エネ出力変動が調整の対象であるが、この時間領域の需要変動・再エネ出力変動は、
  - ✓ ガバナフリー制御による運転中発電機出力増加・減少
  - ✓ LFC制御による運転中発電機出力増加・減少
  - ✓ 停止中発電機（水力等）の起動
 などにより対応しているのが実態。
- 検討の対象としては、①予備力・調整力としての上げ代・下げ代の必要量、②制御機能毎の必要量、の2つがあると考えられる。
  - ① 予備力・調整力としての上げ代・下げ代の必要量の算定のため、変動量を分析することとしたい（データ提供について一般電気事業者へ協力を依頼）。
  - ② 制御機能毎の必要量は、電力系統・各制御機能をモデル化のうえ、需要変動・再エネ出力変動のデータを与えてシミュレーションを行い、算出する方法が考えられるが、具体的な方法について、引き続き調査・検討を行う。

【運転予備力、LFC調整力の応動イメージ】

(出典)第2回委員会資料3-1



■ 負荷周波数制御（LFC）必要量に関する検討手法としては、以下の2種類の方法が考えられる。それぞれの特徴があることから、両手法を併用して検討を進めることとしたい。

➤ 代数的手法（次ページ参照）

- 電気学会技術報告第869号に記載されている手法で、風力連系可能量（短周期調整力面）の検討に用いられてきたもの。再エネの出力変動、需要変動、LFC調整力等の関係性をを用いる。
- 簡便であり、視覚的に分かり易く、諸データの関係性を把握可能であるという長所がある。

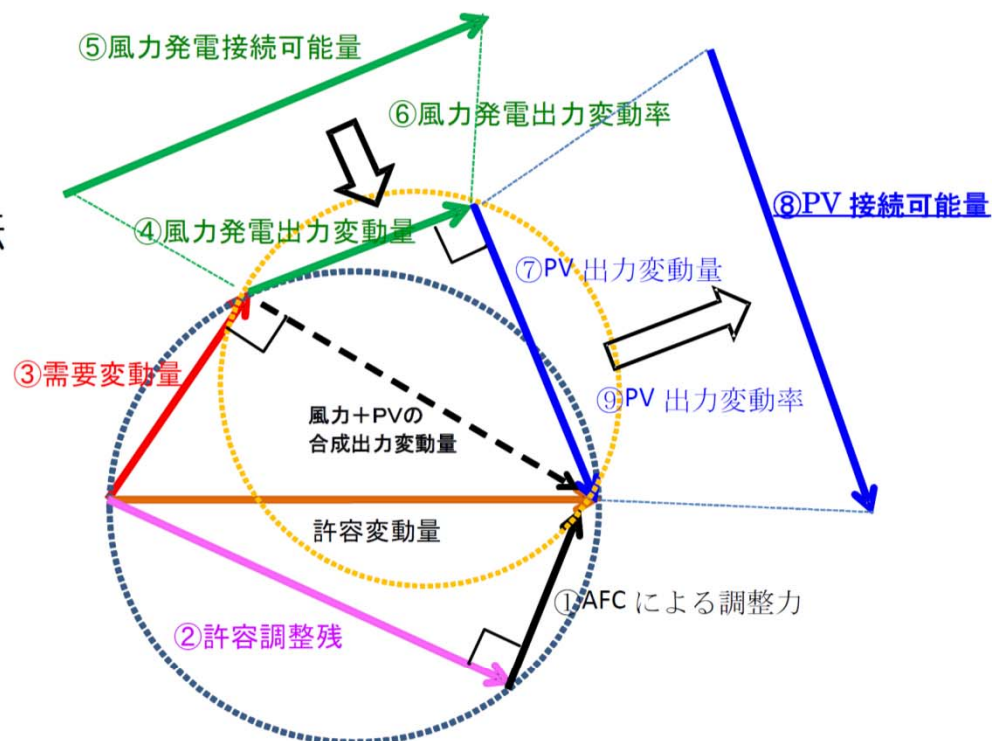
➤ シミュレーション

- 電力系統（周波数制御機能を含む）をモデル化したものに、需要や再エネ出力の時系列データを入力し、電力系統の周波数変動をシミュレーションする手法。
- 実績との比較検証が可能であることから、当該検証により納得性向上につながる可能性がある。
- 発電機出力の変化速度を考慮した評価を行うにはシミュレーションが必要。

【参考1】再エネ発電設備の短周期面における接続可能量について

(1) 代数的手法を用いた試算

再エネ発電設備（PV、WT）の短周期変動による影響（接続可能量）について、代数的手法に基づき試算した。  
 （電気学会技術報告869号：右図参照）



$$\text{接続可能量} \leq \frac{\sqrt{(\text{①}^2 + \text{②}^2) - (\text{③}^2 + \text{④}^2)}}{\text{⑨}}$$

[ただし、④=⑤×⑥]

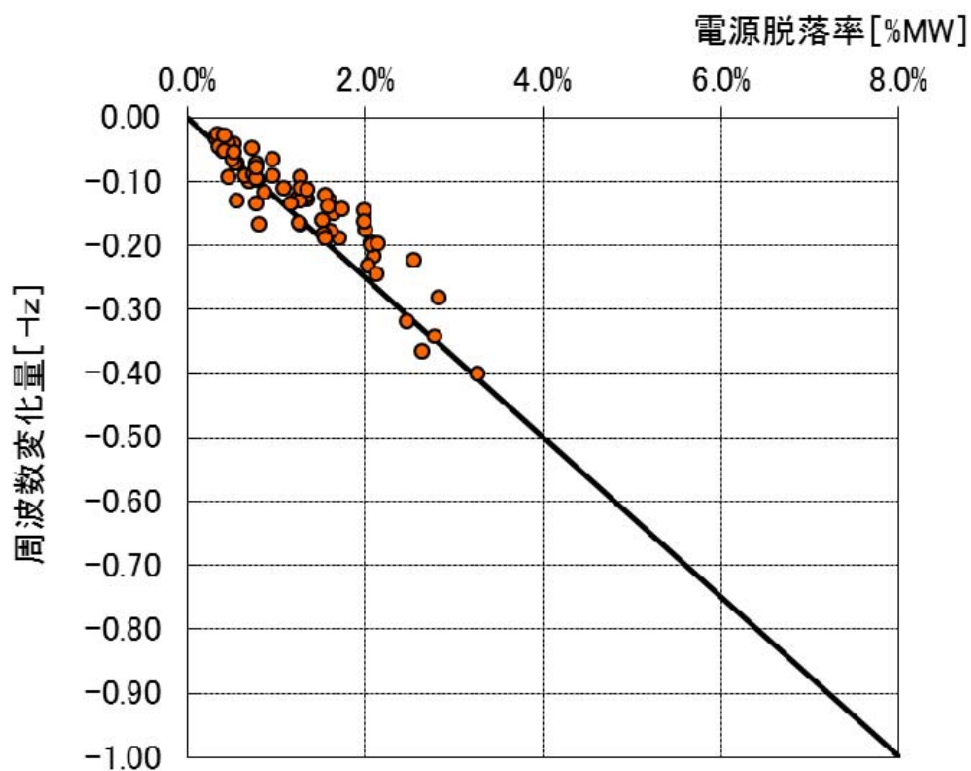
- 現在、広域機関では、潮流計算や過渡安定度等のシミュレーションを行うツールとモデル（送電線の定数、発電機の定数、発電機の励磁系のブロック等）を保有しており、地域間連系線の増強検討等の業務に活用しているが、LFCの制御ブロックやプラントの特性を模擬したモデルは所有していない。
- 一般電気事業者においても、全国大で現状系統における周波数変動のシミュレーションを直ちに実施できる状況にはなく、実施にあたっては、実系統と同等の動作を示すようなモデルを作成のうえ、チューニングが必要となるため、今年度中に一定の結果を得るのは現実的ではない。
- 上記の状況を踏まえ、以下の方向で検討を進めることとしたい。
  - 本格的な検討に向けた環境の整備
    - 広域機関で全国の周波数変動のシミュレーションを実施できる環境の整備を念頭に、本委員会のもとに作業会を設置し、使用するツール、モデル、入力データ（需要や再エネ出力のデータ）の考え方等の検討を行う。
    - 当該作業会には、中立者および一般電気事業者に参加を依頼し、速やかに検討を始め、適宜、当委員会に状況を報告する。
      - ※作業会のメンバー構成については大山委員長に相談のうえ決定。
    - 遅くとも来年度中にシミュレーションによる検討ができる状態を目標とし、ツールに関する検討結果等を踏まえ、具体的なスケジュールを設定。
  - 本年度中に実施する予備的検討
    - 上記検討を進めるにあたっての予備的検討として、周波数変動のシミュレーションを実施できる東京電力の協力により、代数的手法との比較を行う。

# GF必要量の検討について

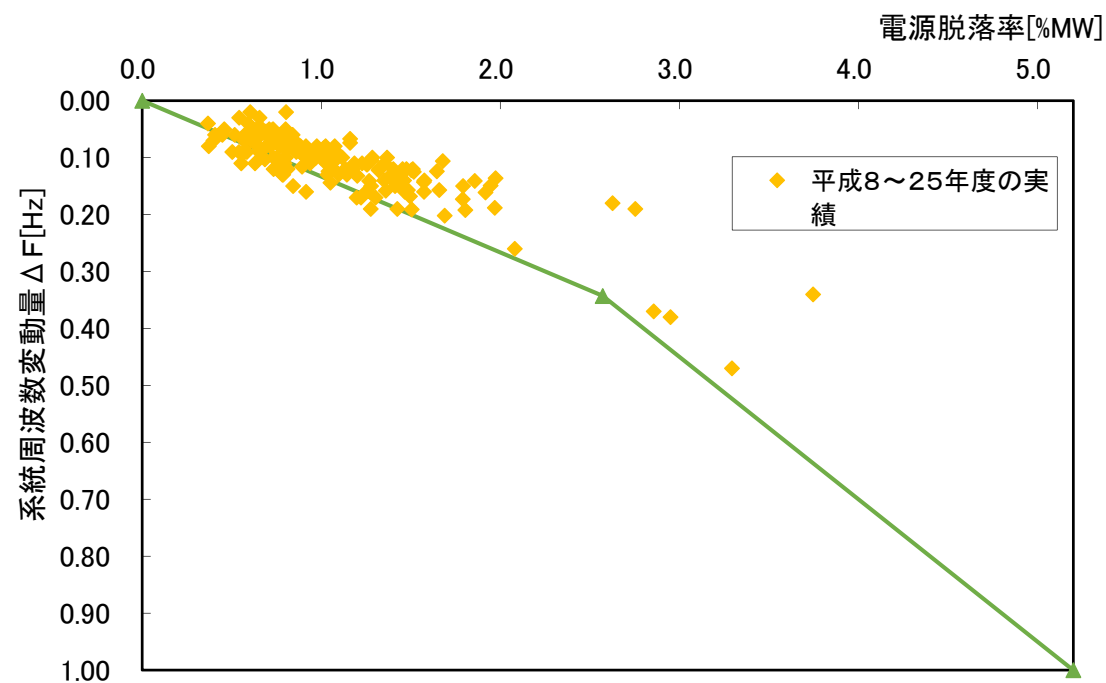
- 前回委員会において、仮に「負荷遮断の有無・規模」を指標として設定し、電源脱落時の周波数低下のシミュレーションを実施することを提案した。
- GF量は、並列されたGF機能を有する電源によって決まり、確保目安量を上回っている場合でも、周波数変動の抑制の観点から、原則、ロックせず運用されている。GF量の検討は、将来的に「GF機能を有する電源」が減少した場合にどのような影響が現れるのか、といった観点から、今後、全国で統一的な方法により検討する必要があると考えられる。当該検討にはシミュレーションが必要であり、今後設置する作業会にて、その環境整備について併せて検討することとしたい。
- 今年度については、システムの周波数特性に基づき、現状のGF確保の状況下における、電源脱落と周波数低下（及び負荷遮断等の影響）の関係を評価し、現状のGF確保の充足・不足の状況について確認することとしたい。

(a) 東北エリアでの測定実績

[グラフ1] 平成14~26年の周波数低下実績



(b) 60Hz系統での測定実績



(以下、当日追加資料)



# 【参考】再エネ(太陽光・風力)の連系設備容量に対する出力想定誤差 (前日想定1時間値(7-19時))

## ■ 太陽光出力想定誤差率(年間)平均 $-2\sigma$ (下振れ) [%]

|     | 7時   | 8時    | 9時    | 10時   | 11時   | 12時   | 13時   | 14時   | 15時   | 16時   | 17時   | 18時  | 19時  |
|-----|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|
| 北海道 | -5.2 | -9.2  | -12.5 | -15.0 | -16.0 | -16.5 | -16.7 | -15.8 | -14.1 | -10.4 | -6.3  | -2.9 | -0.6 |
| 東北  | -7.0 | -10.9 | -14.9 | -17.8 | -19.3 | -20.2 | -20.3 | -19.6 | -17.6 | -14.5 | -9.6  | -4.1 | -0.5 |
| 東京  | -4.9 | -9.4  | -14.6 | -18.2 | -20.0 | -20.2 | -19.4 | -19.0 | -16.8 | -12.4 | -7.6  | -3.0 | -0.4 |
| 中部  | -4.6 | -8.3  | -12.2 | -15.2 | -16.8 | -17.9 | -17.5 | -17.4 | -16.2 | -13.7 | -8.9  | -3.9 | -0.5 |
| 北陸  | -4.0 | -7.9  | -11.6 | -15.0 | -17.9 | -19.3 | -19.2 | -17.6 | -15.3 | -12.2 | -7.6  | -3.2 | -0.7 |
| 関西  | -3.3 | -7.2  | -11.6 | -15.0 | -17.1 | -18.2 | -18.8 | -18.8 | -17.1 | -13.9 | -8.9  | -4.1 | -0.6 |
| 中国  | -2.8 | -6.5  | -11.0 | -14.7 | -17.2 | -19.4 | -20.5 | -18.9 | -17.1 | -13.7 | -8.6  | -4.0 | -0.8 |
| 四国  | -3.5 | -7.5  | -11.9 | -15.4 | -17.8 | -20.4 | -21.4 | -21.2 | -19.4 | -15.8 | -9.7  | -4.4 | -0.8 |
| 九州  | -2.7 | -6.2  | -10.6 | -14.4 | -17.5 | -19.8 | -21.1 | -20.1 | -17.4 | -14.1 | -10.0 | -5.7 | -1.3 |
| 沖縄  | -1.5 | -6.5  | -12.8 | -18.3 | -22.9 | -25.8 | -27.5 | -28.6 | -25.0 | -20.1 | -14.8 | -7.4 | -2.0 |

## ■ 風力出力想定誤差率(年間)平均 $-2\sigma$ (下振れ) [%]

|    | 7時    | 8時    | 9時    | 10時   | 11時   | 12時   | 13時   | 14時   | 15時   | 16時   | 17時   | 18時   | 19時   |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 東北 | -29.5 | -29.4 | -30.0 | -30.2 | -31.1 | -31.7 | -31.2 | -30.5 | -30.4 | -30.0 | -29.4 | -29.2 | -28.6 |

※連系設備容量に対する出力想定誤差率 = { (出力実績) - (出力想定) } / (2015.5断面の連系設備容量)

(参考) 算出に用いた2015年5月断面の連系容量 [万kW]

|     | 北海道 | 東北  | 東京  | 中部  | 北陸 | 関西  | 中国  | 四国  | 九州  | 沖縄   |
|-----|-----|-----|-----|-----|----|-----|-----|-----|-----|------|
| 太陽光 | 65  | 171 | 597 | 402 | 42 | 294 | 199 | 139 | 505 | 23.6 |
| 風力  |     | 66  |     |     |    |     |     |     |     |      |

※調整力の上げ代が必要となる誤差の方向を記載(再エネ出力:下振れ)