

# ガイドライン（「卸電力市場の流動性向上の観点から の旧一般電気事業者（小売部門）の予備力確保の 在り方について」）の見直しについて

2018年9月7日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 2017年10月、監視等委員会・エネ庁・広域機関の三者連名文書（ガイドライン）※1（ガイドライン）が示され、卸電力市場の流動性を向上させるとの政策的見地から、同ガイドラインに基づく監視等委員会の要請を踏まえ、第25回制度設計専門会合（2017年12月26日）において、みなし小売電気事業者（旧一般電気事業者（小売部門））（沖縄を除く9社）から2018年11月までの移行期間における「予備力削減等に向けた行動計画」（行動計画）が提出され、余剰電源投入の目安となる予備率を自主的に段階的に削減することとなった※2。

※1 「卸電力市場の流動性向上の観点からの旧一般電気事業者（小売部門）の予備力確保の在り方について」（2017年10月31日）

※2 あくまで余剰電源投入の目安となる予備力の水準であり、供給能力確保義務として求められる予備力の水準とは異なる。

- 移行期間における各社の取組の実施状況や卸電力市場に対する影響などについて、定期的に監視等委員会がモニタリングを行い、制度設計専門会合で報告することとされている。
- また、ガイドラインにおいて、安定供給の観点から問題が生じるおそれのある又は生じた場合など、エネ庁、広域機関、一般送配電事業者からの具体的な根拠に基づく要請を踏まえ、適宜見直しを行うこととされている。



- 今般、移行期間の終了を見据え、以下の点について、ガイドラインの見直しを要請する必要があると考えられるため、御議論いただきたい。
  - （各エリアにおいて相対的に需要規模の大きい）小売電気事業者が極めて大きな供給能力の不足を発生させた場合の供給能力確保義務との関係の明確化

- 第22回制度設計専門会合（2017年9月29日）において、一般送配電事業者がH3需要の7%相当分の調整力を電源Iとして確保しているにも関わらず、一部のみなし小売電気事業者がスポット市場入札時点で各コマ翌日需要の2～5%の予備力を確保している状況が確認されたため、卸電力市場の流動性を向上させるとの政策的見地から、みなし小売電気事業者の予備力の確保の在り方について検討を行う必要があるとの指摘がなされた。
- その後、第23回制度設計専門会合（2017年10月26日）で「GC時点において、卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果として、旧一電の小売部門が供給能力の不足を発生させることがあったとしても、計画値同値同量達成のための努力を適切に行うことを前提とすれば、直ちに供給能力確保義務違反となるものではないと考えられる。」との整理がなされ、ガイドラインが示された。
- ガイドラインに基づき、第25回制度設計専門会合（2017年12月26日）において、みなし小売電気事業者から行動計画が提出され、余剰電源投入の目安となる予備率を自主的に段階的に削減することとなった※1・2。
  - ※1 あくまで余剰電源投入の目安となる予備力の水準であり、供給能力確保義務として求められる予備力の水準とは異なる。
  - ※2 ガイドラインにおいて、現時点（ガイドライン公表時点）においては、時間前市場の取引によって、旧一般電気事業者（小売部門）の供給能力の不足時の買戻しを十分に行うことができるとの確証がないため、段階的に取組を進めることが適当であると示された。
- 移行期間における各社の取組の実施状況や卸電力市場に対する影響などについて、定期的に監視等委員会がモニタリングを行い、制度設計専門会合で報告することとされている。
- また、ガイドラインにおいて、安定供給の観点から問題が生じるおそれのある又は生じた場合など、エネ庁、広域機関、一般送配電事業者からの具体的な根拠に基づく要請を踏まえ、適宜見直しを行うこととされている。

## 行動計画の位置づけ

- 旧一般電気事業者 (小売部門) 9社は、「電力システム改革専門委員会報告書」(2013年2月)における整理を踏まえ、自主的取組として、限界費用ベースで余剰電力\*の全量を卸電力取引所へ投入されている。  
\*平成28年4月以前においては、スポット市場入札時点において各コマの8%相当分を除く全量が余剰電力として市場へ投入されていた。
- 一方で、平成29年4月以降、一般送配電事業者がH3需要の7%相当分の調整力を確保し、かつ、旧一般電気事業者 (小売部門) もまた、スポット市場入札時点等においても2~5%の予備力を確保している事例が見られるため、卸電力市場の流動性向上に向けた一層の取り組みが必要となっていた。
- このため、第23回制度設計専門会合(平成29年10月)等における議論を踏まえ、電力・ガス監視等委員会は、旧一般電気事業者の小売部門(沖縄を除く\*)に対し、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関と共に予備力確保の在り方についての見解を文書で示した上で、原則として、下記の措置を平成30年11月までに実現することを求め(以下「予備力削減等の取組要請」という。)、移行期間における行動計画の提出およびその履行状況の報告を求めることとした。  
\*北海道電力については、第24回制度設計専門会合において、他の旧一般電気事業者8社と同様に、行動計画の提出およびその履行状況の報告を求める方針が確認された。

### 旧一般電気事業者 (小売部門) 9社に対する要請内容

- 需要計画及び需要予測の正確性向上を図ること。
- スポット市場入札時点において、原則として、翌日の自社需要の0~1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ限界費用相当価格で投入すること。
- スポット市場入札(前日午前10時)時点以後において、需要の下振れやスポット市場の売れ残りが生じた場合は、原則として、自社需要の0~1%相当の予備力を超える電源分を一時間前市場開場以降に、順次、できる限り速やかに同市場に投入すること。
- 一時間前市場への余剰電源投入について、入札可能量の見直し回数を可能な限り増やすなど、より精緻な取組を行うこと。
- ゲートクローズ(GC)時点までに原則として自社需要を超える電源分を全て一時間前市場へ投入すること。

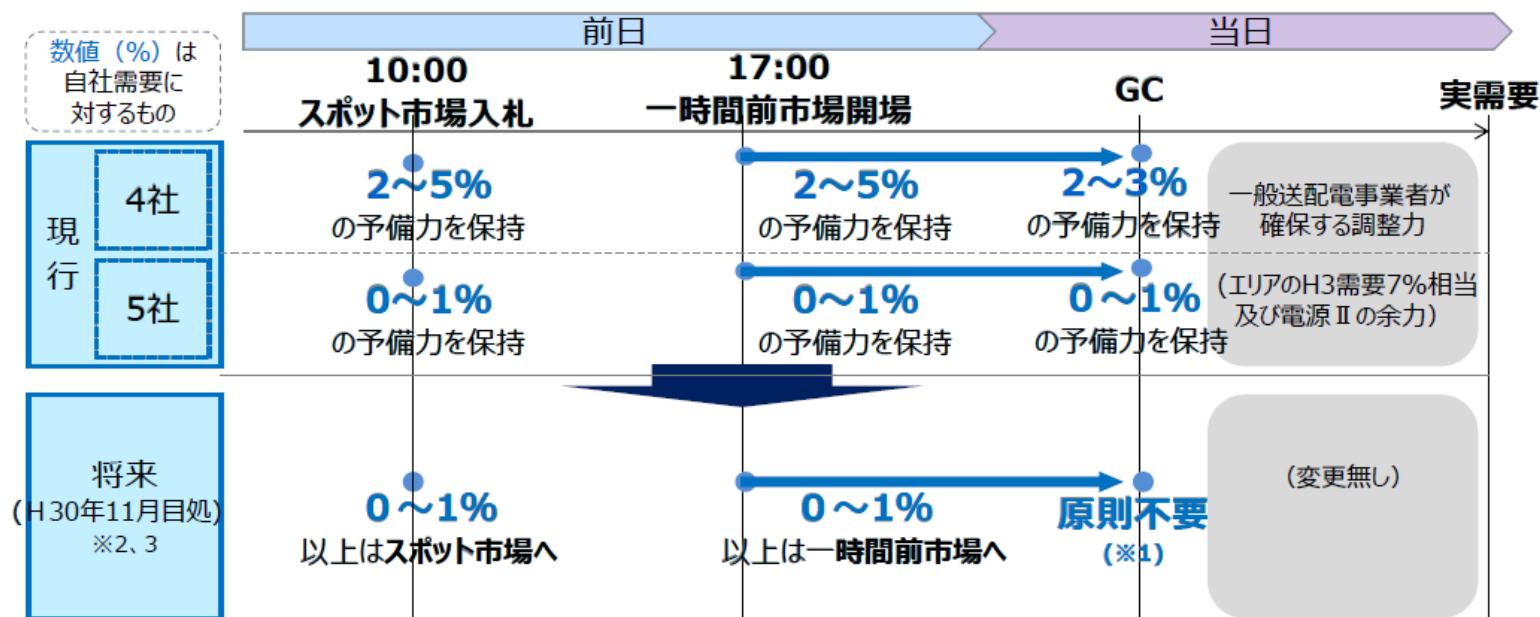
# (参考) 旧一般電気事業者 (小売部門) の運用断面の予備力の在り方について 5

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第25回)  
資料5 抜粋

第23回制度設計専門会合  
(平成29年10月26日) 資料  
より抜粋

## 旧一般電気事業者 (小売部門) の予備力の在り方について

- 今後、スポットおよび一時間前市場入札時点において、自社需要の0～1%相当以上の予備力を超える電源については、それぞれ市場へ投入することを求めることとする。
- また、本取組を進めるに当たっては、移行期間を設け段階的に進める。



- ※1 GC時点において、卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果として、旧一電の小売部門が供給能力の不足を発生させることがあったとしても、計画値同値同量達成のための努力を適切に行うことを前提とすれば、直ちに供給能力確保義務違反となるものではないと考えられる。
- ※2 一時間前市場における取引の厚みが十分ではなく、旧一電の小売部門による買戻しを十分に行うことができるかとの確証がない現時点における措置として、スポット市場および一時間前市場において2～3%相当の予備力を超える電源分を投入する期間を設けることとする。この期間において、安定供給の観点から特段問題が生じないと判断される場合には、翌日の自社需要の0～1%相当の予備力を超える電源分をスポット市場へ投入する等の運用を開始することとする。
- ※3 本取組は、北海道・沖縄は除く。



電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第25回)  
資料5 抜粋

### ①旧一般電気事業者 (小売部門) の予備力の確保水準

#### 旧一般電気事業者 (小売部門) 9社の予備力水準 (平成29年10月時点)

- 平成29年10月時点における旧一般電気事業者 (小売部門) 9社の予備力水準は以下の通り。
- 北海道、東京、中部、関西を除く旧一般電気事業者 (小売部門) 5社については、予備力削減等の取組要請時点で、概ね要請内容に沿った対応となっている。

|            | スポット入札時点<br>(前日午前10時) | 一時間前市場開場時点<br>(前日午後5時) | ゲートクローズ時点   |
|------------|-----------------------|------------------------|-------------|
| 北海道<br>電力  | 最大機一連系線マージン           | 最大機一連系線マージン            | 最大機一連系線マージン |
| 東北<br>電力   | 1%                    | 1%                     | 原則不要 (0%)   |
| 東京<br>電力EP | 2~5%                  | 2~3%                   | 原則不要 (0%)   |
| 中部<br>電力   | 5%                    | 5%                     | 0%          |
| 北陸<br>電力   | 原則不要 (0%)             | 原則不要 (0%)              | 原則不要 (0%)   |
| 関西<br>電力   | 5%                    | 3%                     | 原則不要 (0%)   |
| 中国<br>電力   | 1%                    | 1%                     | 原則不要 (0%)   |
| 四国<br>電力   | 0~1%                  | 0~1%                   | 0~1%        |
| 九州<br>電力   | 1%                    | 1%                     | 1%          |

4

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合（第25回）  
資料5 抜粋

### ①旧一般電気事業者（小売部門）の予備力の確保水準

#### 旧一般電気事業者（小売部門）9社の予備力水準（平成30年11月時点）

- 旧一般電気事業者（小売部門）9社は、要請に応じ、平成30年11月を目処に、小売部門が保有する予備力を削減することを表明。
- 予備力の確保量が大きい東京、中部、関西についても、スポット市場入札時点で原則1%、時間前市場開場時点で原則1%、ゲートクローズ時点で原則0%として、予備力削減等の取組要請内容に沿った行動計画が表明された（次頁以降に詳細を記載）。また、北海道についても、同地域の特殊性を踏まえつつ改善が見られる。

|            | スポット入札時点<br>(前日午前10時) | 一時間前市場開場時点<br>(前日午後5時) | ゲートクローズ時点  |
|------------|-----------------------|------------------------|------------|
| 北海道<br>電力* | (将来的に)0~1%            | (将来的に)0~1%             | (将来的に)0~1% |
| 東北<br>電力   | 1%                    | 1%                     | 原則不要(0%)   |
| 東京<br>電力EP | 0~1%                  | 0~1%                   | 原則不要(0%)   |
| 中部<br>電力   | 1%                    | 1%                     | 原則不要(0%)   |
| 北陸<br>電力   | 原則不要(0%)              | 原則不要(0%)               | 原則不要(0%)   |
| 関西<br>電力   | 1%                    | 1%                     | 原則不要(0%)   |
| 中国<br>電力   | 1%                    | 1%                     | 原則不要(0%)   |
| 四国<br>電力   | 0~1%                  | 0~1%                   | 原則不要(0%)   |
| 九州<br>電力   | 1%                    | 1%                     | 原則不要(0%)   |

\* 北海道電力については、同エリアの特殊性を踏まえ、0~1%への変更時期を判断

5

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第25回)  
資料5 抜粋

①旧一般電気事業者(小売部門)の予備力の確保水準  
【東京電力EP】段階的な予備力削減に向けた取組

- 段階的な取組では、供給力確保義務違反に問われないことの確認をもって、平成30年11月までに1%の水準(GC時は0%)を目指す。

| 時点                         | スポット市場入札時点<br>(前日午前10時) | 一時間前市場開場時点<br>(前日午後5時) | 需要計画見直し時点 | ゲートクローズ(GC)時点   |
|----------------------------|-------------------------|------------------------|-----------|-----------------|
| 新たな取組開始前<br>(平成29年10月末時点)  | 2~5%                    | 2~3%                   | 2~3%      | <b>原則不要(0%)</b> |
| 新たな取組開始年月                  | 平成29年11月                | 平成29年11月               | 平成29年11月  | 平成29年11月        |
| 段階的な取組時点①<br>(平成29年11月末時点) | 1~3%                    | 1~3%                   | 1~3%      | <b>原則不要(0%)</b> |
| 段階的な取組時点②<br>(平成29年12月末時点) | 0~3%                    | 0~3%                   | 0~3%      | <b>原則不要(0%)</b> |
| 1年後<br>(平成30年11月時点)        | 0~1%                    | 0~1%                   | 0~1%      | <b>原則不要(0%)</b> |



電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第25回)  
資料5 抜粋

①旧一般電気事業者(小売部門)の予備力の確保水準  
【中部電力】段階的な予備力削減に向けた取組

- 夏場を含む平成30年4月～10月の期間において、供給力確保の観点から問題が発生しないかどうか確認をもって、平成30年11月時点で1%の水準を目指す(GC時は新たな取組開始前から0%)。

| 時点                        | スポット市場入札時点<br>(前日午前10時) | 一時間前市場開場時点<br>(前日午後5時) | 需要計画見直し時点<br>(当日午前8時) | ゲートクローズ(GC)時点 |
|---------------------------|-------------------------|------------------------|-----------------------|---------------|
| 新たな取組開始前<br>(平成29年10月末時点) | 5%                      | 5%                     | 3%                    | 原則不要(0%)      |
| 新たな取組開始年月                 | 平成29年11月                | 平成29年11月               | 平成29年11月              | 平成29年11月      |
| 現状<br>(平成29年11月末時点)       | 3%                      | 3%                     | 3%                    | 原則不要(0%)      |
| 段階的な取組時点①<br>(平成30年4月時点)  | 1～3%                    | 1～3%                   | 1～3%                  | 原則不要(0%)      |
| 段階的な取組時点②<br>(平成30年10月時点) | 1%                      | 1%                     | 1%                    | 原則不要(0%)      |
| 1年後<br>(平成30年11月時点)       | 1%                      | 1%                     | 1%                    | 原則不要(0%)      |

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第25回)  
資料5 抜粋

①旧一般電気事業者(小売部門)の予備力の確保水準  
【関西電力】段階的な予備力削減に向けた取組

- 予備力削減について供給力確保の観点から問題が無いか確認しつつ、段階的に削減予定。

| 時点                        | スポット市場入札時点<br>(前日午前10時) | 一時間前市場開場時点<br>(前日午後5時) | 需要計画見直し時点<br>(当日午前12時) | ゲートクローズ(GC)時点 |
|---------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------|---------------|
| 新たな取組開始前<br>(平成29年10月末時点) | 5%                      | 3%                     | 3%                     | 原則不要(0%)      |
| 新たな取組開始年月                 | 平成29年11月                | 平成29年11月               | 平成29年11月               | 平成29年11月      |
| 現状<br>(平成29年11月末時点)       | 3%                      | 2%                     | 2%                     | 原則不要(0%)      |
| 段階的な取組時点①<br>(平成30年1月時点)  | 1%                      | 1%                     | 1%                     | 原則不要(0%)      |
| 1年後<br>(平成30年11月時点)       | 1%                      | 1%                     | 1%                     | 原則不要(0%)      |

電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合(第25回)  
資料5 抜粋

①旧一般電気事業者（小売部門）の予備力の確保水準  
【北海道電力】段階的な予備力削減に向けた取組

- 最大機、北海道本州間連系設備に設定されている北向きマーヅンなどを考慮した上で、市場の流動性などを注視しながら、最終的には0～1%を目指す。
- なお、北海道電力（小売部門）については、予備力の確保の水準として、段階的な取組内容やその開始年月、1年後（平成30年11月時点）の状況等を示す将来の具体的な数値が示されておらず、早急な具体化が求められる。

| 時点                  | スポット市場入札時点<br>(前日午前10時)        | 一時間前市場開場時点<br>(前日午後5時) | 需要計画見直し時点<br>(当日午前6時) | ゲートクローズ (GC) 時点 |
|---------------------|--------------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------|
| 現状<br>(平成29年11月末時点) | 最大機相当から北本連系設備における北向きマーヅンを控除した量 |                        |                       |                 |
| 段階的な取組開始年月          | 内容及び開始時期については検討中               |                        |                       |                 |
| 段階的な取り組み            |                                |                        |                       |                 |
| 将来                  | 0～1%程度                         |                        |                       |                 |

## 今後の対応方針

- 旧一般電気事業者（小売部門）9社が、予備力削減等の取組要請に沿って、予備力の削減等に関する具体的な行動計画を提出いただいたことは、卸電力市場の流動性を向上させる観点から高く評価されるものであり、今後、その着実な実施が期待される。
- また、行動計画の実施にあたっては、一時間前市場の重要性が従来以上に高まっていることを踏まえ、一時間前市場への余剰の全量投入を確実なものとしていく必要がある。各社からも前向きな表明が行われているものの、一時間前市場への入札見直し回数や売り入札取下げのタイミングなどについて、今後、必要に応じ、さらなる取組の改善を求めることも検討してはどうか。
- 需要計画及び需要予測の正確性向上についても、卸電力市場への入札可能量の算定に大きな影響を与える重要な要素であることから、今後、各社の需要予測の精度向上が期待される。
- このため、今後は、旧一般電気事業者（小売部門）9社が表明した行動計画に沿った取組の実施状況や卸電力市場に対する影響などについて、定期的にモニタリングを行い、本会合で報告することとしてはどうか。

- 「電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等」において、小売電気事業者に対する供給能力確保命令の発動要件として以下の3つが例示されている。
    - ① 定常的に、供給能力の不足を発生させている場合
    - ② 短い時間であっても、極めて大きな供給能力の不足を発生させた場合
    - ③ 過去の実績や需要の性質に照らして、供給能力の確保が十分ではなく、実需給の段階で、供給能力不足を発生させる蓋然性が高いと認められる場合これらの場合には、供給能力確保義務違反（送配電等業務指針（経済産業大臣の認可を受けたもの）違反を含む。以下同じ。）に問われ得ると考えられる※1・2。
- ※1 上述の供給能力確保義務についての考え方については、今回、経済産業省にも確認を行った。
- ※2 供給能力確保命令の発動要件は「小売電気事業者がその小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保していないため、電気の利用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認めるとき」である一方、広域機関の指導等の発動要件は「小売電気事業者たる会員が、過去の実績等に照らして需要に対する適正な供給力を確保する見込みがないとき」、「電気供給事業者が、法令、広域機関の定款、業務規程又は送配電等業務指針に照らして不適切な行為を行っていることが認められるとき」などである。したがって、供給能力確保命令の発動要件の方が広域機関の指導等の発動要件より厳しいと言えると考えられる。
- 一方、ガイドラインにおいては、「一般送配電事業者が調整力公募によって、平年H3需要の7%に相当する調整力を確保しており、この内数として、3~4%程度の小売需要予測誤差に対応する調整力も含まれているとされる状況においては、一般送配電事業者がこの調整力によって十分に対応できる範囲での供給能力の不足を、GC時点において、卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果として、旧一電の小売部門が供給能力の不足を発生させることがあったとしても、計画値同値同量達成のための努力を適切に行うことを前提とすれば、頻繁かつ相当量の供給能力不足を発生させるものではない限り、直ちに供給能力確保義務違反となるものではないと考えられる。」として、ガイドラインの取組と供給能力確保義務との関係を整理した。



## ○電気事業法（昭和39年法律第170号）（抄）

（供給能力の確保）

第二条の十二 小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。

2 経済産業大臣は、小売電気事業者がその小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保していないため、電気の使用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認めるときは、小売電気事業者に対し、当該電気の需要に応ずるために必要な供給能力の確保その他の必要な措置をとるべきことを命ずることができる。

（目的）

第二十八条の四 広域的運営推進機関（以下「推進機関」という。）は、電気事業者が営む電気事業に係る電気の需給の状況の監視及び電気事業者に対する電気の需給の状況が悪化した他の小売電気事業者、一般送配電事業者又は特定送配電事業者への電気の供給の指示等の業務を行うことにより、電気事業の遂行に当たっての広域的運営を推進することを目的とする。

（業務）

第二十八条の四十 推進機関は、第二十八条の四の目的を達成するため、次に掲げる業務を行う。

- 一 会員が営む電気事業に係る電気の需給の状況の監視を行うこと。
- 二 第二十八条の四十四第一項の規定による指示を行うこと。
- 三 送配電等業務（一般送配電事業者及び送電事業者が行う託送供給の業務その他の変電、送電及び配電に係る業務をいう。以下この条において同じ。）の実施に関する基本的な指針（第二十八条の四十五、第二十八条の四十六及び第二十九条第二項において「送配電等業務指針」という。）を策定すること。
- 四 第二十九条第二項（同条第四項において準用する場合を含む。）の規定による検討及び送付を行うこと。
- 五 入札の実施その他の方法により発電用の電気工作物を維持し、及び運用する者を募集する業務その他の発電用の電気工作物の設置を促進するための業務を行うこと。
- 六 送配電等業務の円滑な実施その他の電気の安定供給の確保のため必要な電気供給事業者に対する指導、勧告その他の業務を行うこと。
- 七 送配電等業務についての電気供給事業者からの苦情の処理及び紛争の解決を行うこと。
- 八 送配電等業務に関する情報提供及び連絡調整を行うこと。
- 九 前各号に掲げる業務に附帯する業務を行うこと。
- 十 前各号に掲げるもののほか、第二十八条の四の目的を達成するために必要な業務を行うこと。

## ○電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等（抄）

### 第2 処分の基準

（2）第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令

第2条の12第2項の規定による小売電気事業者に対する供給能力の確保等に係る命令については、同項に命令の基準が規定されているところであり、より具体的には、例えば、次のような場合とする。

- ①定常的に、供給能力の不足を発生させている場合
- ②短い時間であっても、極めて大きな供給能力の不足を発生させた場合
- ③過去の実績や需要の性質に照らして、供給能力の確保が十分ではなく、実需給の段階で、供給能力不足を発生させる蓋然性が高いと認められる場合（供給能力の確保）

## ○電力広域的運営推進機関 業務規程 (抄)

(指導・勧告の実施)

第179条 本機関は、電気供給事業者が次の各号に掲げるいずれかに該当すると認めるときは、法第28条の40第6号に基づき、当該電気供給事業者に対する指導又は勧告を行う。

- 一 第105条の需給状況の監視の業務において、小売電気事業者（登録特定送配電事業者を含む。）たる会員が、過去の実績等に照らして需要に対する適正な供給力を確保する見込みがないとき又は一般送配電事業者たる会員が調整力の確保に努めていないとき
- 二 第28条第2項の供給計画の検討の業務において、会員の供給計画が、送配電等業務指針、需要想定要領又は広域系統長期方針若しくは広域系統整備計画等に照らして不適切と認めた場合で、見直しの求めに正当な理由なく応じないとき
- 三 第19章の苦情・相談対応及び第20章の紛争解決の業務において、必要なとき
- 四 第126条、第127条、第129条及び第130条における運用容量又はマージンの設定において、一般送配電事業者又は送電事業者たる会員が、正当な理由なく、協議又は必要なデータの提出に応じないとき
- 五 第7章の系統アクセス業務において、一般送配電事業者たる会員が適切な検討、回答を行っていないと認めた場合で、再検討又は業務改善の求めに正当な理由なく応じないとき
- 六 本規程に基づく要請又は調整に正当な理由なく応じないとき
- 七 電気供給事業者が、法令、本機関の定款、本規程又は送配電等業務指針に照らして不適切な行為を行っていることが認められるとき
- 八 前各号の他、理事会が必要と認めるとき

2 本機関は、前項の指導又は勧告を行ったときは、遅滞なく、対象となった電気供給事業者の氏名又は商号、指導又は勧告の内容及びその理由を公表する。

## ○電力広域的運営推進機関 送配電等業務指針（抄）

（託送供給契約者による計画の提出）

第138条 託送供給契約者は、供給区域ごとに、別表8-1に定める需要計画、調達計画及び販売計画（以下「需要調達計画等」という。）を、同表に定める提出期限までに、本機関に提出しなければならない。

- 2 需要調達計画等には、次の各号に掲げる事項を記載するものとする。
  - 一 需要計画 合理的な予測に基づく需要の想定（需要者の需要抑制量の反映を含む。）
  - 二 調達計画 需要計画に対応した供給力の確保の計画（但し、調達先（卸電力取引所における前日スポット取引及び1時間前取引による調達を含む。以下同じ。）ごとに記載することを要し、翌日計画以降は、調達先の販売計画及び卸電力取引所の約定結果と一致させなければならない。）
  - 三 販売計画 販売先の調達計画に対応して販売する計画（但し、販売先（卸電力取引所における前日スポット取引及び1時間前取引による販売を含む。以下同じ。）ごとに記載することを要し、翌日計画以降は、販売先の調達計画及び卸電力取引所の約定結果と一致させなければならない。）
- 3 託送供給契約者は、原則として、翌日計画以降においては、調達計画と販売計画との差は需要計画と一致させなければならない。
- 4 複数の託送供給契約者（自己等への電気の供給を行う者を除く。以下、本項及び次項において同じ。）が、託送供給契約に関する一般送配電事業者との協議及び託送供給の実施に関する事項についての権限を特定の託送供給契約者（以下「代表契約者」という。）に委任している場合においては、第1項にかかわらず、代表契約者が、当該複数の託送供給契約者の需要調達計画等を取りまとめ、需要調達計画等を提出しなければならない。
- 5 代表契約者は、需要調達計画等を取りまとめて提出する際には、前項の委任を受けた託送供給契約者ごとの需要調達計画等の内訳を記載しなければならない。

○電力広域的運営推進機関 送配電等業務指針（抄）

別表8-1 需要調達計画等の提出

| 提出する計画 | 年間計画<br>(第1～<br>第2年度) | 月間計画<br>(翌月、<br>翌々月)                                | 週間計画<br>(翌週、<br>翌々週)                                | 翌日計画   | 当日計画<br>(※1)                    |                       |
|--------|-----------------------|---|---|--|---------------------------------|-----------------------|
| 提出期限   | 毎年<br>10月末日           | 毎月1日  | 毎週火曜日   | 毎日<br>午前12時<br>(※2)                                  | 30分ごとの<br>実需給の<br>開始時刻の<br>1時間前 |                       |
| 提出内容   | 需要計画                  | 各月平休日別の<br>需要電力の<br>最大値及び最<br>小値                    | 各週平休日別の<br>需要電力の<br>最大値及び最<br>小値                    | 日別の需要電<br>力の最大値と<br>予想時刻及び<br>最小値と予想<br>時刻           | 30分ごとの<br>需要電力量                 | 30分ごとの需<br>要電力量       |
|        | 調達計画                  | 各月平休日別の<br>需要電力の<br>最大値及び最<br>小値発生時の<br>調達分の計画<br>値 | 各週平休日別の<br>需要電力の<br>最大値及び最<br>小値発生時の<br>調達分の計画<br>値 | 日別の需要電<br>力の最大値及<br>び最小値発生<br>時の調達分の<br>計画値と予想<br>時刻 | 30分ごとの<br>調達分の計<br>画値           | 30分ごとの<br>調達分の計<br>画値 |
|        | 販売計画                  | 各月平休日別の<br>需要電力の<br>最大値及び最<br>小値発生時の<br>販売分の計画<br>値 | 各週平休日別の<br>需要電力の<br>最大値及び最<br>小値発生時の<br>販売分の計画<br>値 | 日別の需要電<br>力の最大値及<br>び最小値発生<br>時の販売分の<br>計画値と予想<br>時刻 | 30分ごとの<br>販売分の計<br>画値           | 30分ごとの販<br>売分の計画<br>値 |

(※1) 翌日計画に変更が生じた場合に提出する

(※2) 提出日が休業日の場合も含む。



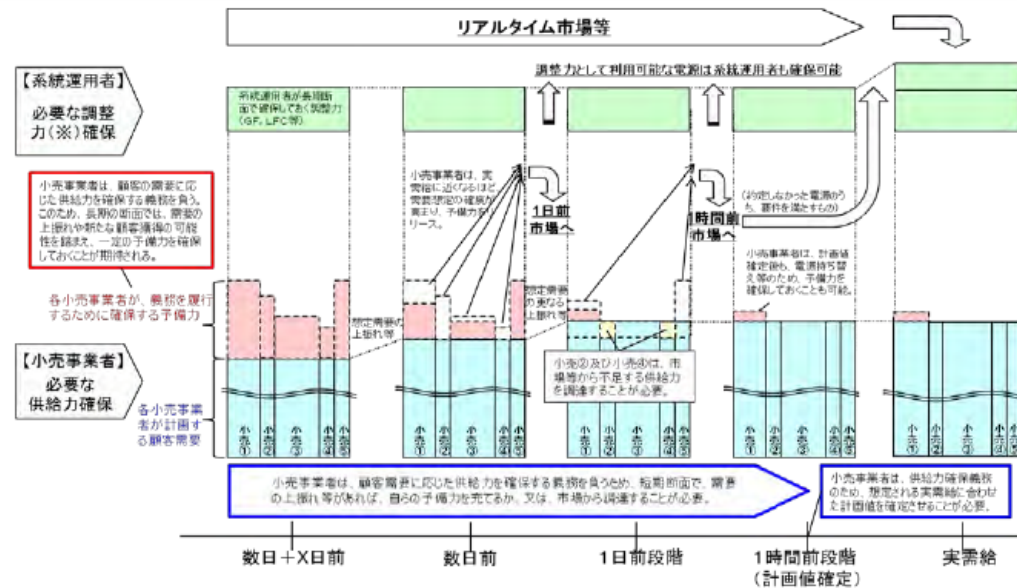
(論点4) 供給能力確保命令の発動要件について②

23

小売供給の相手方が安定的に小売供給を受けられる環境を整備するため、小売電気事業者は需要に応ずるための供給能力を確保すべき義務を負うとともに、当該義務が履行されない場合には経済産業大臣は当該小売電気事業者に対し、必要な措置をとるべきことを命ずることができる(供給能力確保命令を発動する)が、その際の論点は以下の通り。

論点4-1) : 「その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力」について

- 小売の供給能力確保義務は、各小売事業者が自らの顧客需要に応じた供給能力を確保することにより、需要家の利益を守るもの。
- このような観点から、「小売供給の相手方の電気の需要」とは、気温の変化等による需要の変動分も含めた最大需要のことであり、小売電気事業者はこれを上回る「供給能力」を確保することが求められる。(下記(参考)参照。)
- すなわち、小売電気事業者が実需給断面において供給能力確保義務に対応するためには、通常想定される需要に対応する供給能力に加え、需要の上振れ等の可能性に対応するための一定の供給予備力の確保が求められる。(需要の上振れ等により供給能力が不足する場合には、市場等から追加的な供給能力を調達することが必要。)



(参考) 第2回制度設計WG(平成25年9月19日) 資料3-2事務局提出資料より 「小売事業者による供給力確保イメージ」

(※) 系統運用者による調整力は、周波数制御(GF, LFC)及び需給バランス調整(瞬動予備力、運転予備力)等に必要供給力

(論点4) 供給能力確保命令の発動要件について②

24

論点4-(2):「小売電気事業者がその小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保していないため、電気の使用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認めるとき」について

○例えば、下記のような理由により、送配電事業者が、その補填を行うため、大きな供給予備力の確保を余儀なくされ、託送料金の上昇を招き、結果として電気料金の上昇をもたらす場合や、停電を発生させる場合、又はこれらのおそれがある場合などとしてはどうか。

- ① 毎日、定常的に、供給力不足を発生させていること
- ② 短い時間であっても、極めて大きな供給力不足を発生させること
- ③ 過去の実績や需要の性質に照らして、供給力の確保が十分でなく、実需給の段階で、供給力不足を発生させる蓋然性が高いと認められること

○ただし、エリア全体に十分な供給力が存在する中で、瞬間かつ一時的に、わずかな供給力不足を生じさせたとしても、「電気の使用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがある」とは認められないと考えられる。

(2) 短期の供給力確保策①

4

(2) 短期の供給力確保策①

①小売事業者の供給力確保義務(空売り規制)

- 電気事業法上、小売事業者に対し、自らの供給の相手先の需要(販売量)に応じた供給力の確保を義務付け。
- 小売事業者にとって確保が必要な供給力の義務量は、最終的な実需給の段階での顧客需要の量とする。
- 現行の一般電気事業者が、法制上、需要に応ずる電気の供給が求められているのみであることも踏まえ、小売事業者に対し、顧客需要を超えた供給力(予備力)の義務付けは行わない。
- ただし、小売事業者は、電源脱落や需要の上振れ等に備えつつ、供給力確保義務を達成するため、一定の予備力を確保しておくことが期待される。
- 小売事業者は、送電制約等を踏まえた上で、エリアにかかわらず、需要に応じた量の供給力を確保していれば良い。また、ディマンドリスポンスを活用することも可能。
- 国は、10年前から実需給の直前に至るまでの間、広域機関とも連携し、小売事業者の供給力確保状況を把握。
- 特に、実需給に近い断面における小売事業者の状況を見て、対応が不十分な事業者に対し、必要に応じ、業務改善命令(命令違反には罰則)や、事業の登録取消等の措置を講ずる。

【小売事業者の供給力確保状況を把握し、供給力確保義務の実効性を担保するために必要な措置】

- ◇恒常的に不足インバランスを発生し続けている事業者、一方的な小売契約の解消により顧客への電気の供給を放棄する事業者、安定供給に著しい影響を及ぼすような事業者等に対し、適切な措置を講ずることができる仕組みが必要。例えば、以下のような仕組みが考えられる。
- ・各事業者のインバランスの発生状況を把握できる送配電事業者が、問題のある事業者の行為を発見した場合に、速やかに国及び広域機関に報告を行う仕組み(報告規則等)、

(次頁に続く)



## (2) 短期の供給力確保策②

5

【小売事業者の供給力確保状況を把握し、供給力確保義務の実効性を担保するために必要な措置(続き)】

- ・送配電事業者から報告を受けるとともに、各事業者の日々の需給計画を受領する広域機関が、問題のある事業者の行為を発見した場合に、適切に指導、勧告を行い、かつ、国に報告を行う仕組み(業務規程により具体化)、
- ・こうした事業者に対し、国が、適切に、業務改善命令、命令違反者に対する罰則、事業の登録取消等の措置を講ずる。

【更なる検討事項】

- ◇小売事業者の供給力確保状況に対する、時間断面ごとの評価の考え方。

## (2) 短期の供給力確保策②

### ② インバランス料金制度を通じた供給力の確保

- 必要な供給力を確保できなかった場合、小売事業者には、インバランス料金の支払義務も発生。
- インバランス料金は、需給状況を反映した何らかの基準価格を参照しつつ、小売事業者及び発電事業者のインバランスを抑制するインセンティブ性を持たせた体系とする。
- 計画値同時同量の導入に伴い、送配電事業者から発電事業者へのインバランス供給を制度化し、発電事業者が同時同量の主体として安定供給上必要な役割を果たす仕組みとする。
- 余剰インバランス料金は、系統運用者が行う需給調整サービスの一環に位置付けられるものであることを踏まえ、託送料金規制の対象と整理。

【更なる検討事項】

- ◇インバランス料金決定手法(インセンティブ付与の具体的手法、どの基準価格を参照するか等)(12ページ参照)
- ◇バラシンググループの規模の差異による有利・不利を緩和する方策(24ページ参照)
- ◇法的分離の実施までの間において、一般電気事業者の発電側インバランスをどのように特定するか(25ページ参照)
- ◇法的分離の実施以降における実同時同量と計画値同時同量の併存の扱い(26ページ参照)
- ◇(第3段階)リアルタイム市場の創設後にリアルタイム市場価格を参照したインバランス料金体系とするための詳細設計。

## (参考)電気事業法審議における国会答弁

6

第186回通常国会 衆議院 経済産業委員会 (平成26年4月25日) 電気事業法等の一部を改正する法律案

### ○國重委員

(略) この一項は、要するに、予備力の確保をしなければならない、小売事業者がそれは責務としてやらないといけないということですね、これはきのうもお話を事前にしていたんですけれども。そうすると、この文言の解釈というか、この二条の十二の一項の「供給能力を確保」の「供給能力」の中に、二項はちょっと除いて、まず一項に予備力を含むという理解でよろしいのでしょうか。

### ○上田政府参考人

委員御指摘のとおり、この法律の第二条の十二の「必要な供給能力を確保しなければならない。」の「供給能力」の中に供給予備力というものも当然含まれるものだと考えております。

### ○國重委員

明快な答弁をありがとうございます。

では、予備力を小売事業者が確保するということですが、どの程度の割合の予備力を確保しなければならないのか。(略)

### ○高橋政府参考人

お答え申し上げます。

(略)それから、その水準でございますけれども、小売電気事業者は、日々刻々変動する需要家の需要、天候、気候、電源の停止などのリスクを勘案しながら必要な供給予備力を確保するということが必要でございます、これらのリスクはそれぞれの事業者の事業の内容によってさまざまでございますので、小売電気事業者が業務上確保すべき供給予備力の水準も一律には論じられないと思っております。そういう意味では柔軟な運用をしてみたいと考えてございます。

(改正電気事業法 (平成26年法律第72号) 抜粋)

第二条の十二 小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。

2 (略)



卸電力市場の流動性向上の観点からの  
旧一般電気事業者（小売部門）の予備力確保の在り方について

平成29年10月31日  
電力・ガス取引監視等委員会  
資源エネルギー庁  
電力広域的運営推進機関

～中略～

（供給能力確保義務との関係）

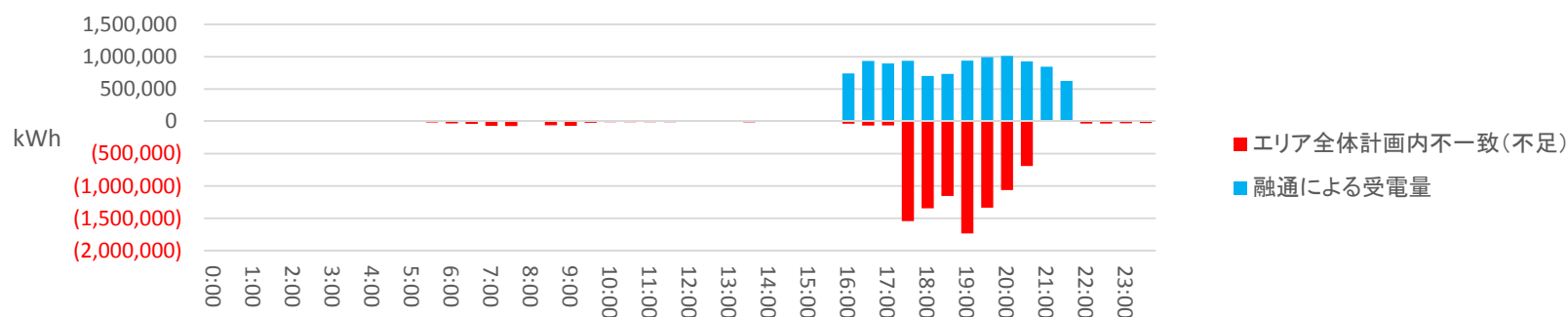
これまでの関係審議会における議論においても、GC 時点において、短期間に少しでも供給能力の不足を発生させることが、直ちに小売電気事業者の供給能力確保義務違反を惹起させるものではないとされてきたところである。とりわけ、前述のとおり、一般送配電事業者が調整力公募によって、平年H3需要の7%に相当する調整力を確保しており、この内数として、3～4%程度の小売需要予測誤差に対応する調整力も含まれているとされる状況においては、一般送配電事業者がこの調整力によって十分に対応できる範囲での供給能力の不足を、旧一般電気事業者の小売部門が卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果としてGC時点において不足インバランスを発生させることがあったとしても、一時間前市場からの買戻しを含む計画値同時同量達成のための努力を適切に行うことを前提にすれば、頻繁かつ相当量の供給能力不足を発生させるものではない限り、直ちに供給能力確保義務違反となるものではないと考えられる。

～後略～

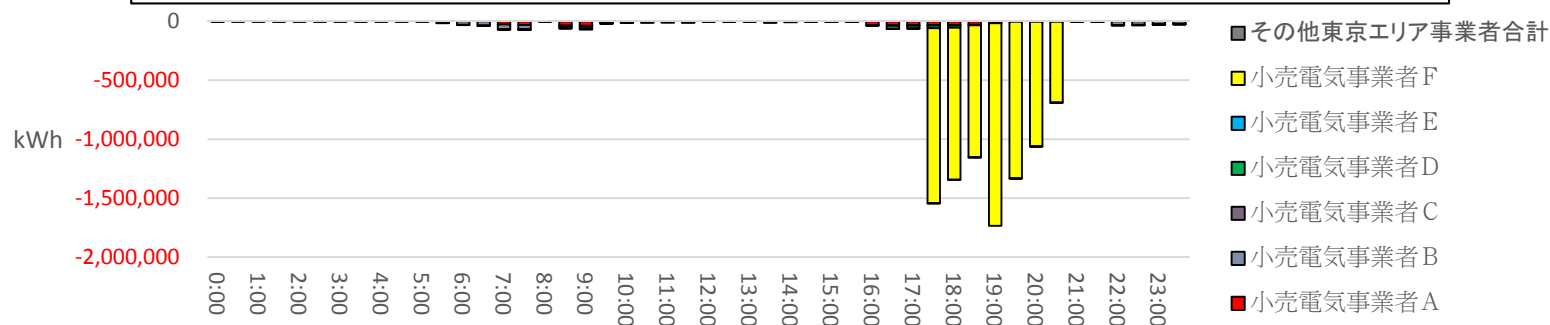
- ガイドライン・監視等委員会による要請を踏まえ、提出された行動計画に則った段階的な取組開始後、気候要因等による大幅な需要変動が生じ、特定の小売電気事業者による極めて大きな供給能力の不足が発生する事例が生じた※。本事案は、最終的（実需給時）には広域機関による融通指示により、エリアの安定的な需給バランスは確保された。（2018年2月22日、東京エリア）
  - ※当該小売電気事業者が供給能力不足（計画内不一致）が発生させたのは、需給ひっ迫時（広域機関による融通指示対象期間）のうち2018年2月22日の一部のコマのみ。
- 当該小売電気事業者は、時間前市場での買戻し等も実施したものの、当日の急な気象変動による需要変動に対し、時間的制約（需要変動時からゲートクローズ（GC）までの時間が数時間であったこと）、連系線制約（需要変動時からGCまでの間、東京中部間連系設備（FC）の空容量が十分でなかったこと、特に広域機関による融通準備開始以降は混雑していたこと）の下、エリア内の電源が不足していることもあり、時間前市場での買戻し等により、追加で必要となる供給力を十分確保することは困難であった。
- 一方、当該小売電気事業者は、スポット市場入札時点や時間前市場開場時点でスポット市場・時間前市場への投入（応札）分を含めればガイドラインで求められている水準以上の供給力・予備力を有していた。仮に当該小売電気事業者がガイドラインで求められている市場投入を行わなかった場合、実需給時点で当該小売電気事業者に代わり東京エリアの他の事業者の供給力が減少しただけで、エリア全体の供給力は変わらなかったないしは一層減少していたと考えられる。また、当該小売電気事業者が、当日の需要変動前の時点で需要を上回る供給力を確保していたことが、東京エリアの需給状況を緩和する方向に働いたと考えられ、かかる供給力がなければ、需給は現実よりもさらに厳しくひっ迫した可能性がある。
- したがって、当該小売電気事業者が事前に十分な供給力を確保していた上で、政策的要請に則って行ったスポット市場や時間前市場への予備力投入する行動は、そのうち約定分については当該エリアの他の小売電気事業者の供給能力不足量削減に貢献しており、ガイドラインを踏まえて実施した対応自体を問題視すべきものではないと考えられる。（当該小売電気事業者が行った時間前市場での買戻し行動等が基本的に適切であったとの前提。需給ひっ迫を踏まえた今後の事業者インバランスの抑制に向けた対応については、必要に応じ次回以降議論。）

- 2018年2月22日の東京エリアにおける事業者インバランスの状況として、小売電気事業者の計画内不一致(需要計画-調達計画・販売計画) ※を分析した。  
 ※不足インバランス実績とは異なることに留意。
- 東京エリアにおける計画内不一致(不足)総量については、融通対象コマ全体の99%以上が1社によるものであった。
- GC時点の当該小売電気事業者の計画内不一致(不足)量は、一コマ当たり最大でGC時点の東京エリア需要の7.4%相当。17:30-21:00の7コマ連続でGC時点の東京エリア需要の3.0%や東電PGの融通受電量を超える規模であった。

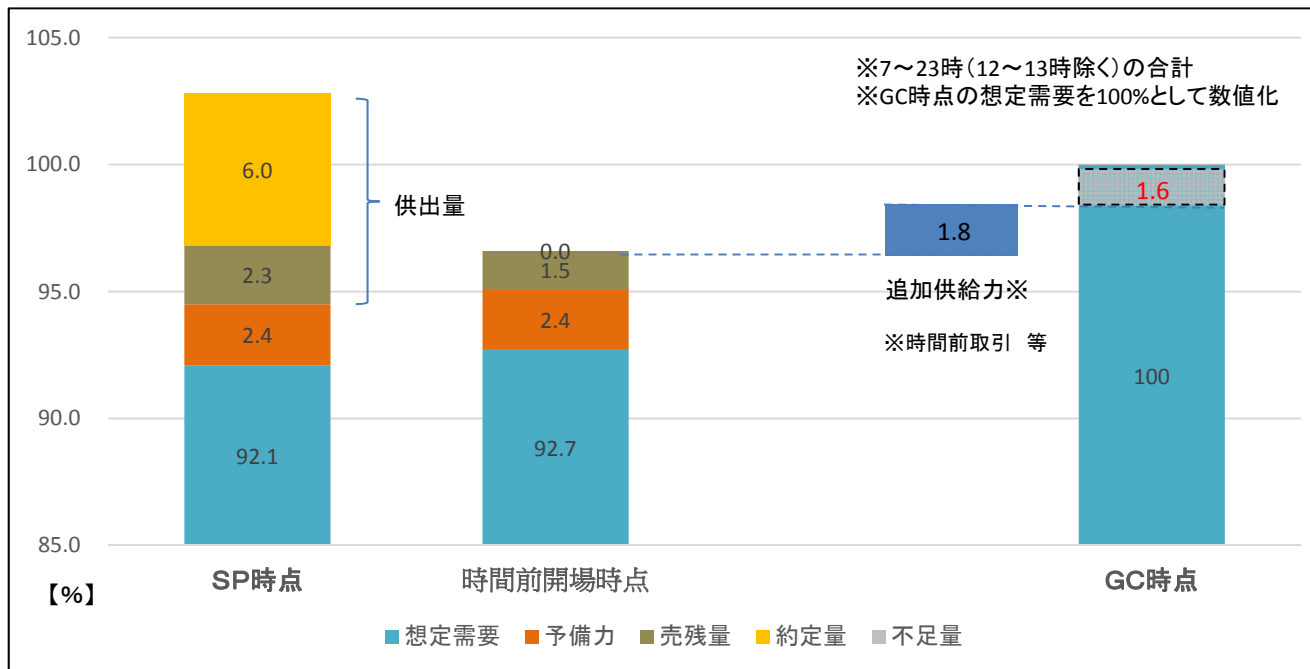
2月22日の東電PGの融通受電量と東京エリアの全小売電気事業者の計画内不一致(不足)の状況



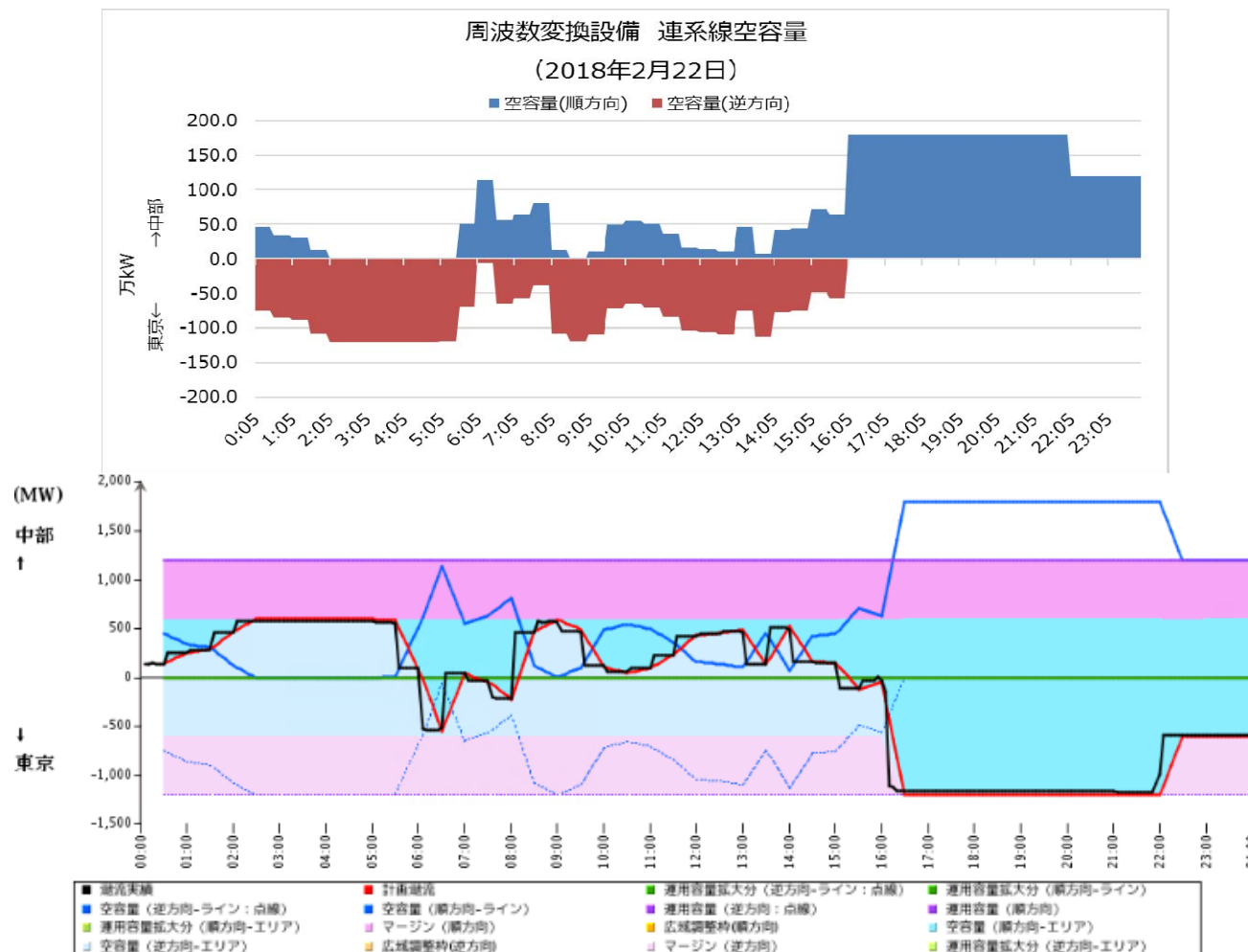
2月22日の東京エリアの全小売電気事業者の計画内不一致(不足)の内訳の状況



- 2018年2月22日の東京エリアにおいて、当該小売電気事業者はスポット市場入札時点（2月21日10時時点）で、同時点の自社想定需要に対し約11.6%の予備力を確保した上で、ガイドラインを踏まえた監視等委員会の要請に従って、約9.0%の余剰電源をスポット市場へ投入し、うち6.5%が約定していた。
- その後、時間前市場開場時点（2月21日17時点）で、同時点の自社想定需要に対し約約4.2%の予備力を確保した上で、ガイドラインを踏まえた監視等委員会の要請に従って、約1.6%の余剰電源を時間前市場へ投入した。
- 2月22日当日は、降雪の影響により想定に反し気温の上昇が無く、需要が上振れしたことで時間前市場での買戻し等を行い供給力の追加調達（GC時点の自社想定需要に対し1.8%）を実施。しかし、GC時点において約1.6%の計画内不一致（不足）が発生した。



- 2018年2月22日の東京中部間連系設備 (FC : 周波数変換設備) の空容量 (逆方向) は、融通時間帯 (実需給時) はゼロであった。
- ただし、融通指示直前においては、17:30-21:00の7コマについては、各コマ空容量 (逆方向) は約24万kWh~約51万kWhであった。





- ▶ 広域機関は、2018年1月23日～25日、2月1日～2日および2月22日、東京電力PG供給区域(以下「東京エリア」)の電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給の状況を改善するため、業務規程で定めるところにより、一般送配電事業者に対し、融通指示を計10回行った(融通指示対象期間: 2018年1月23日～26日、2月1日～2日、2月22日)。
- ▶ 当該融通指示に係る東京エリアの需給状況について分析結果を取りまとめたので、報告する。

### ◆需給実績(融通指示後)

|              |             | 1月22日<br>(月) | 1月23日<br>(火)    | 1月24日<br>(水)      | 1月25日<br>(木)      | 1月26日<br>(金)      | 2月1日<br>(木)       | 2月2日<br>(金)       | 2月22日<br>(木)       |
|--------------|-------------|--------------|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| 気象実績<br>(東京) | 最高気温(℃)     | 5.3℃         | 10.0℃           | 7.3℃              | 4.0℃              | 5.1℃              | 6.3℃              | 3.8℃              | 5.7℃ <sup>※1</sup> |
|              | 最低気温(℃)     | -0.5℃        | -0.7℃           | -1.8℃             | -4.0℃             | -3.1℃             | 0.6℃              | 0.5℃              | 1.5℃               |
|              | 天候          | 大雪一時曇        | 快晴              | 晴                 | 快晴                | 晴一時曇              | 薄曇後雨              | 雪時々曇              | みぞれ一時雪             |
| 需給実績         | 発生時刻        | 18時          | 10時             | 19時               | 19時               | 19時               | 18時               | 11時               | 18時                |
|              | 需要(万kW)     | 5,101        | 4,641           | 4,927             | 5,110             | 5,124             | 4,978             | 5,266             | 4,810              |
|              | 供給力(万kW)    | 5,368        | 4,854           | 5,188             | 5,302             | 5,371             | 5,207             | 5,564             | 5,065              |
|              | 予備力(万kW)    | 267          | 213             | 261               | 192               | 247               | 229               | 298               | 255                |
|              | 予備率(%)      | 5.2          | 4.6             | 5.3               | 3.8               | 4.8               | 4.6               | 5.7               | 5.3                |
| 融通指示         | 最大電力(万kW)   | —            | 150             | 200               | 100               | 137               | 263               | 250               | 202                |
|              | 受電電力量(万kWh) | —            | 235<br>(22～24時) | 2,919<br>(0～24時)  | 686<br>(17～24時)   | 2,190<br>(0～24時)  | 1,274<br>(16～24時) | 4,576<br>(0～24時)  | 1,030<br>(16～22時)  |
| 電源 I<br>発電実績 | 発動回数        | 1回           | 1回              | 2回                | 2回                | 2回                | 2回                | 2回                | 1回                 |
|              | 発動時間        | 17時～20時      | 17時～20時         | 9時～12時<br>17時～20時 | 9時～12時<br>17時～20時 | 9時～12時<br>17時～20時 | 9時～12時<br>17時～20時 | 9時～12時<br>17時～20時 | 17時～20時            |
|              | 指令実績(万kWh)  | 107          | 100             | 149<br>149        | 149<br>149        | 149<br>149        | 149<br>149        | 180<br>149        | 179                |
|              | 応動実績(万kWh)  | 125          | 90              | 150<br>120        | 78<br>99          | 135<br>130        | 54<br>90          | 112<br>69         | 150                |

※1 0時付近の値、日中の最高気温は3℃程度

※ 1月23日・1月25日・2月1日の融通指示は、翌日の1月24日・1月26日・2月2日の予備率改善のため。

※ 需要については、DR実施後の値(1月23日を除く)

※ 需給実績については、速報値のため今後変更となる可能性がある。

- 東京エリアにおける供給力(kW)に関しては、2月2日を除き、2017年10月の需給検証における想定を下回る水準であった。
- 東京エリアにおける予備力(kW)に関しては、いずれの日も2017年10月の需給検証における想定を下回る水準であった。

(万kW)

|          | 需給検証<br>バランス<br>見通し(1月) | 1月22日<br>月<br>(18時) | 1月23日<br>火<br>(10時) | 1月24日<br>水<br>(19時) | 1月25日<br>木<br>(19時) | 1月26日<br>金<br>(19時) | 需給検証<br>バランス<br>見通し(2月) | 2月1日<br>木<br>(18時) | 2月2日<br>金<br>(11時) | 2月22日<br>木<br>(18時) |
|----------|-------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------------|--------------------|--------------------|---------------------|
| 最大需要     | 4910                    | 5101                | 4641                | 4927                | 5110                | 5124                | 4910                    | 4978               | 5266               | 4810                |
| 供給力      | 5530                    | 5368                | 4854                | 5188                | 5302                | 5371                | 5347                    | 5207               | 5564               | 5065                |
| 予備力      | 620                     | 267                 | 213                 | 261                 | 192                 | 247                 | 437                     | 229                | 298                | 255                 |
| 予備率      | 12.6%                   | 5.2%                | 4.6%                | 5.3%                | 3.8%                | 4.8%                | 8.9%                    | 4.6%               | 5.7%               | 5.3%                |
| 需給検証との差分 |                         |                     |                     |                     |                     |                     |                         |                    |                    |                     |
| 最大需要     | -                       | +191                | ▲ 269               | +17                 | +200                | +214                | -                       | +68                | +356               | ▲ 100               |
| 供給力      |                         | ▲ 162               | ▲ 676               | ▲ 342               | ▲ 228               | ▲ 159               |                         | ▲ 140              | 217                | ▲ 282               |
| 予備力      |                         | ▲ 353               | ▲ 407               | ▲ 359               | ▲ 428               | ▲ 373               |                         | ▲ 208              | ▲ 139              | ▲ 182               |

※ 現時点のデータであり、今後変更の可能性あり

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(第27回) 資料2 より作成

- 1月22日～1月26日、2月1日～2日、22日のインバランス量(推計値)を以下に示す。
- 各日の不足インバランスは、2月2日を除き、2017年度冬季(12月～2月)の実績の中で上位に位置する大きな値であった※1。

以下に基づき算出

・料金精算用のインバランス確報値については、プロファイリングによる補正が入ることから、一般送配電事業者の調整力使用量分をインバランスと考え算出した。

・FIT特例制度①のインバランスについては、プロファイリングの影響により正確な値を得ることが困難であることから、FIT特例制度①の計画値(配分値)と日射量等から推計した実績の差分を一般送配電事業者にて推計

※1 2017年度冬季(12～2月)の実績比較は上記によらずインバランス確報値で実施

(単位) [万kWh/日]

|                                 |     | 1/23(火) | 1/24(水) | 1/25(木) | 1/26(金) | 2/1(木) | 2/2(金)   | 2/22(木) |
|---------------------------------|-----|---------|---------|---------|---------|--------|----------|---------|
| 融通                              |     | 有       | 有       | 有       | 有       | 有      | 有        | 有       |
| FIT①PVインバランス                    |     | 3,732   | 2,877   | 2,124   | 1,999   | 943    | ▲ 1,128  | 1,528   |
|                                 | (%) | 93.7%   | 101.4%  | 66.6%   | 84.9%   | 58.7%  | 2820.0%  | 40.8%   |
| 事業者インバランス<br>(FIT①PV除く)         |     | 253     | ▲ 40    | 1,067   | 356     | 663    | 1,088    | 2,219   |
|                                 | (%) | 6.3%    | -1.4%   | 33.4%   | 15.1%   | 41.3%  | -2720.0% | 59.2%   |
| 不足インバランス(推計)                    |     | 3,985   | 2,837   | 3,191   | 2,355   | 1,606  | ▲ 40     | 3,747   |
| 不足インバランス平均値 ※2<br>(月毎、平日 融通日除く) |     | 453     |         |         |         | 198    |          |         |

融通電力量

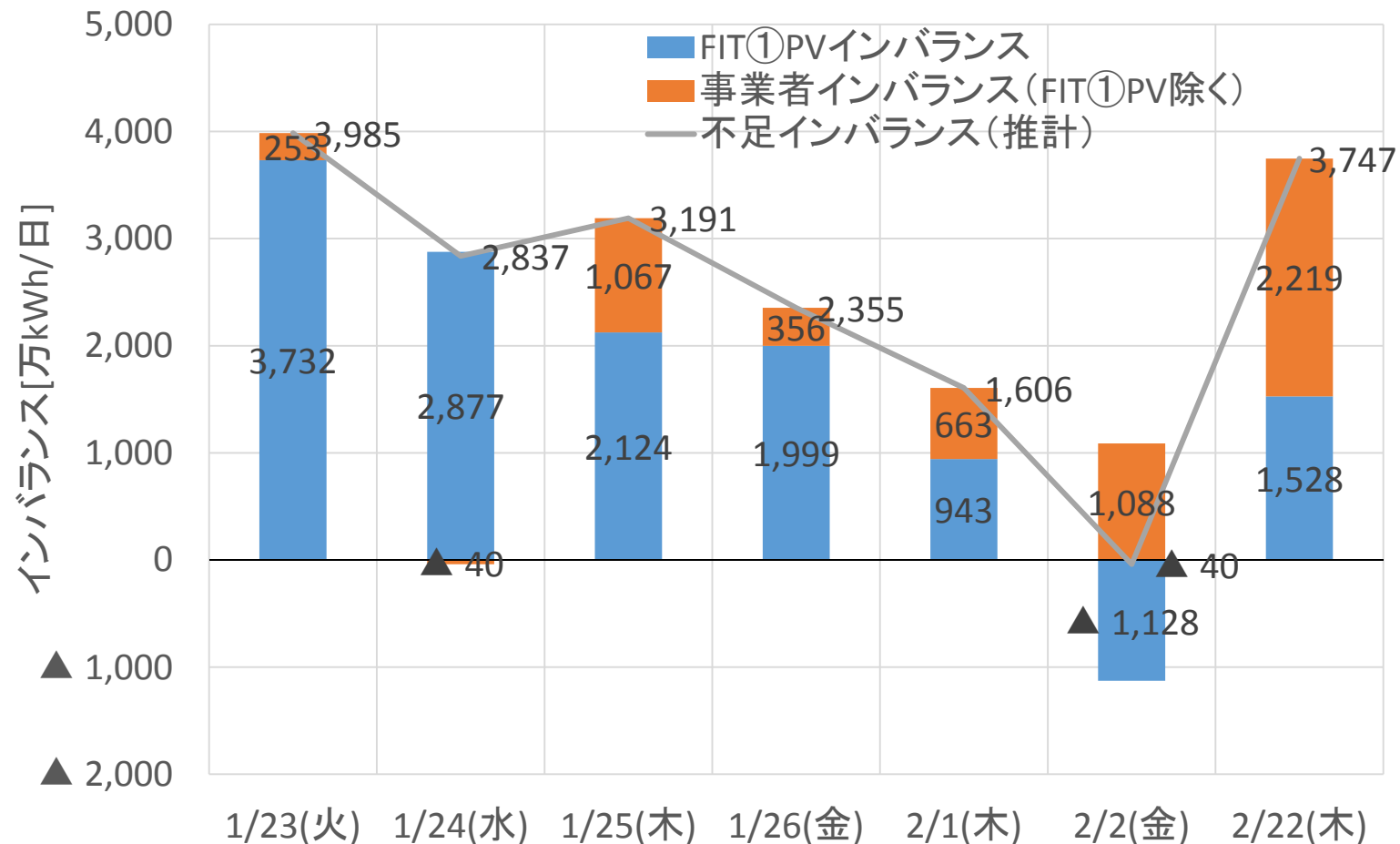
|     |       |     |       |       |       |       |
|-----|-------|-----|-------|-------|-------|-------|
| 235 | 2,919 | 686 | 2,190 | 1,274 | 4,576 | 1,030 |
|-----|-------|-----|-------|-------|-------|-------|

※2 日量合計で不足インバランスが出た日のインバランス確報値の平均値

※ インバランスは不足側を正としている

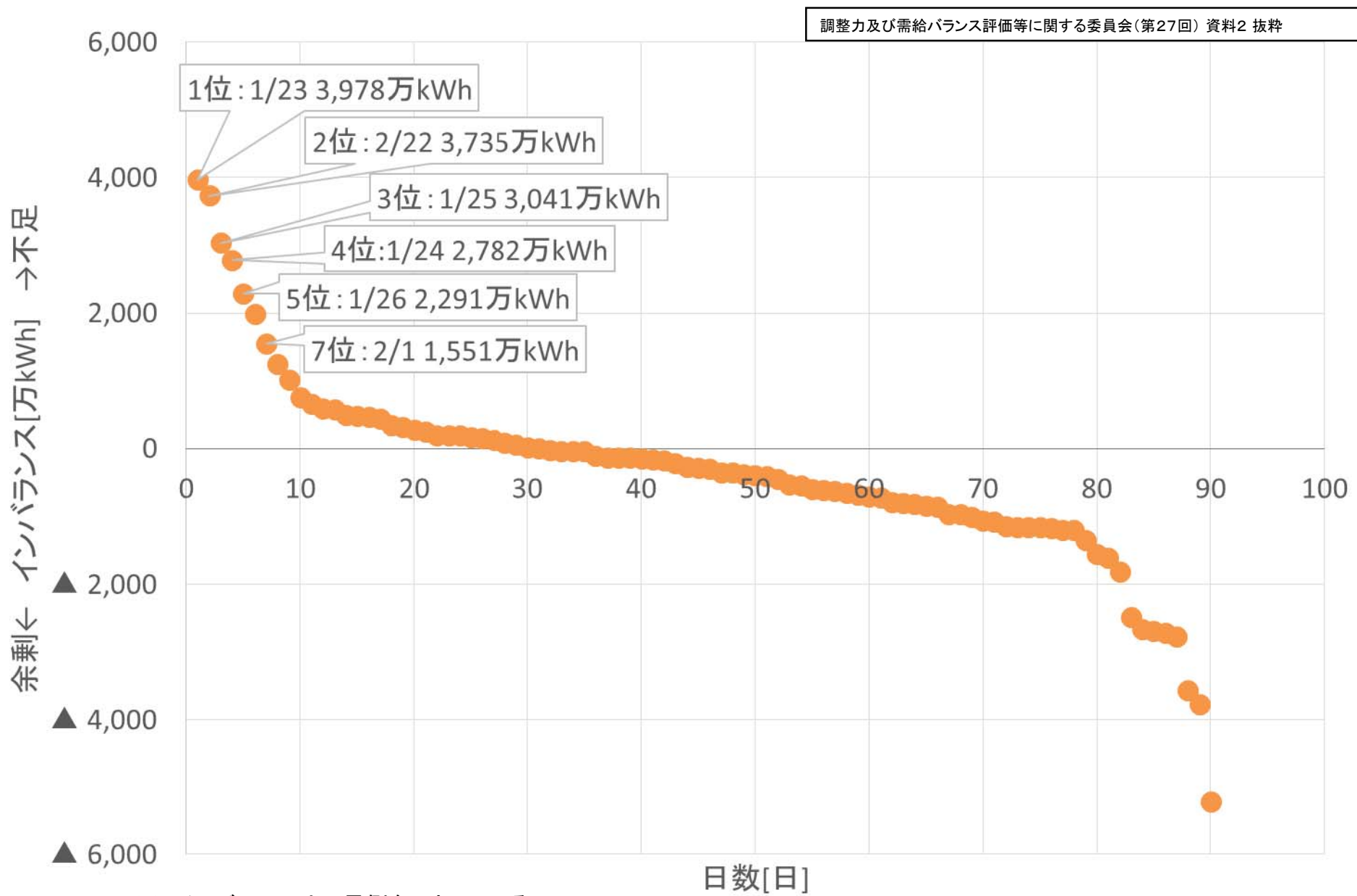
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(第27回) 資料2を一部改変

- 1月23日～26日、2月1日～2日の不足インバランスは、2月2日を除き、FIT特例制度①によるインバランスが不足であったことが主な要因であることが分かる。
- 2月22日の不足インバランスの内訳を見ると、FIT特例制度①のインバランスよりも事業者インバランスの方が大きい。



※ インバランスは不足側を正としている





※ インバランスは不足側を正としている

## 2017年度冬季電力需給実績：まとめ 東京エリアの需給状況について※1 11

- 本機関は、2018年1月23日～25日、2月1日～2日および2月22日、東京エリアの電気の需給の状況が悪化するおそれがあり、需給の状況を改善するため、業務規程で定めるところにより、一般送配電事業者に対し、融通指示を計10回行った(融通指示対象期間:2018年1月23日～26日、2月1日～2日、2月22日の計7日間)。
- 1月23日～26日、2月1日～2日については、火力の計画外停止、FIT特例制度①想定誤差と高需要の継続が複合的に影響した結果、東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率(3%)が確保できなくなり、融通指示が必要になったと考えられる。
- 一方、2月22日については、極めて稀な気象予報の急変により、需要想定が大きくずれるという事象が発生し、これにより不足インバランスが生じたことで、当日に東京エリアで稼働可能な調整力では十分な予備率(3%)が確保できなくなったことから、融通指示が必要になったと考えられる。

※1 東京エリアの需給状況について、詳細は第27回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018.4.12)資料2を参照。

## 2017年度冬季電力需給実績：まとめ 東京エリアの需給状況について

12

- ▶ これらの事象に関して、共通する主な課題としては以下の点が上げられる。
  - ✓ 現状、電源Ⅰ調整力募集量(7%)については、電源Ⅱ調整力の余力が相当程度期待できることを前提にエリアで一律に設定されており、一般送配電事業者は、調整力として電源Ⅱの余力について活用可能であるものの、あくまで余力であり、需給ひっ迫や、市場取引の結果、電源Ⅱの余力がなくなれば活用できないこともあり得る。今後、本機関の「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」において、資源エネルギー庁や電力・ガス取引監視等委員会と連携しつつ、2020年の発送電分離が進んだ状況、電源Ⅱの事前予約の在り方<sup>※1</sup>、再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論を考慮に入れつつ、今回の需給ひっ迫事象も踏まえ、適切な調整力の調達・運用の在り方を検討していく。
  - ✓ 事業者インバランスを抑制するため、広域機関において、適正な計画策定や供給力確保に関する事業者に対する監視・指導等を継続していく。また、必要に応じて更なる対策等についても関係機関と連携しながら検討していく。
  - ✓ さらに、今冬のような需給ひっ迫が見込まれる場合に、広域機関の会員である電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みを検討していく。
  - ✓ なお、今回、電源Ⅰとして複数回連続のDR発動が行われた。回数を重ねると実効力が低下するという課題もあったものの、需給ひっ迫への対応として需要抑制の一定の効果は確実に認められた<sup>※2</sup>。

※1 電源Ⅱの事前予約についてはエリアによってその実施の有無が異なっている。東京エリアでは、電力システム改革に伴うライセンス制導入の趣旨や卸電力市場の流動性向上に向けた取組等を踏まえ、調整力の必要量を確保できないおそれがあるときであっても、電源Ⅱの事前予約のような対応も分社化後はとられていない。

※2 詳細は、第26回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018.3.22)資料2を参照。

2017年度冬季電力需給実績：まとめ 東京エリアの需給状況について

13

- ▶ また、主な個別の課題は以下の通り。
  - ✓ 今後の需給検証において冬季の見通しを検討する際には、2017年度冬季の実績を反映した条件とするよう検討を進めていく。
  - ✓ 今回、複数の要因が複合した結果、復水が十分できないまま、調整力として活用する揚水発電を多用せざるを得ず、十分な予備率が確保できなかったという事象があった。これを踏まえ、冬季に高需要が連続し、かつ、複数の火力発電機の計画外停止が発生するようリスクケースについても、揚水発電可能量を含めた kWh バランスを考慮した評価方法について検討を進めていく。



総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会(第9回) 資料4 抜粋

## 厳しい需給状況に至った要因の分析

- 広域機関の報告によると、今冬の東京電力エリアの需給状況については、需給両面の様々な要因が考えられるが、1月23日から2月2日までと、2月22日では需要面での要因が大きく異なっており、原因分析を分けて実施した。
- 分析結果の概要は以下の通り。

| 期間                    | 1月23日～2月2日   | 2月22日   |
|-----------------------|--|---|
| 需要予測の変動               | 厳寒H1 想定を超える高需要が連続して発生  | 極めてまれな気象予報の急変による需要想定の大きなずれ                                    |
| インバランス (FIT特例制度①)     | 特に1月下旬については太陽光パネルに積雪した雪の融雪が遅れたことによるFIT特例制度①の想定誤差が大。<br>2月2日を除き、インバランスはFIT特例制度①による不足インバランスが主な要因 (最大約3700万kWh/日) | FIT特例制度①インバランス、事業者インバランスともに発生<br>(FIT特例制度①インバランスは約1500万kWh/日) |
| インバランス (小売電気事業者等)     | 小売電気事業者によるインバランスも発生。しかしながら、融通に関わる期間は小売電気事業者の調達活動がある程度活発に行われたと推測。   | 事業者インバランスの方が、FIT特例制度①インバランスより多い<br>(事業者インバランスは約2200万kWh/日)    |
| 火力発電所等の計画外停止による供給力の減少 | 平均より大きいレベル<br>(平均約272万kW ※)  | 平均より大きいレベル<br>(約167万kW)                                       |

※1月22日～26日、2月1日～2日の計7日間の平均

3

## 今冬の厳しい需要への対応の評価と今後の課題

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・  
ガス基本政策小委員会(第9回) 資料4 抜粋

- 今回電源 I 'として複数回、連続のDR発動が行われた。回数を重ねると実効力が低下するという課題もあったものの、需給ひっ迫への対応として需要抑制の一定の効果は認められた。
- また、高需要の継続や需給状況の急変に伴う融通実施については、やむを得ない側面もあり、需給ひっ迫を発生させなかったという観点から、実運用として電力の広域的運用がきちんと果たされたことに対する一定の評価はできるのではないかと。
- 他方で、今後の課題として
  - ①より適切な調整力の調達・運用の在り方
  - ②事業者インバランスの抑制に向けた更なる取組
  - ③需給ひっ迫が見込まれる場合に、電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、適切な対応を促す仕組みについて、更に検討を深めることが必要ではないかと。

## 今後の検討の方向性

- ① (より適切な調整力の調達・運用の在り方) については、現状、電源Ⅰの募集量(H3需要の7%)が、電源Ⅱの余力が相当程度期待できることを前提に設定されたものであることを踏まえ、2020年に発送電分離が実施されること、再エネ大量導入や需給調整市場に関する議論を考慮に入れつつ、今回の事象も踏まえ、適切な調整力の調達・運用の在り方を関係機関が協力して検討することとしてはどうか。
- ②については、気象予報の変動による需要予測の精度を引き続き高めていく必要がある一方、小売電気事業者が供給力の確保を十分に行えていなかった、または、需要変動を想定できていなかった可能性があり、それに伴うインバランスが比較的大きかったことが課題と考えられる。
- 2月22日の不足インバランス発生事業者に対してヒアリング等を行い、実態を把握した上で、活発に供給力を確保していない行動が認められるなど、事業者インバランスを抑制するためのさらなる対策が必要と認められる場合には、広域機関による事業者に対する監視・指導等の他、インバランス料金の在り方等を含め、必要に応じて関係機関と連携しながら検討していくこととしてはどうか。
- ③については、広域機関において、広域機関から電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みを作成するなどの検討を進めることとしている。

- 従来、小売電気事業者については、通常想定される需要に対応する供給能力に加え、需要の上振れ等の可能性に対応するための一定の予備力の確保を行っていたところである。
- 需要家の需要、天候、気候、電源の停止などのリスクはそれぞれの事業者の事業の内容によって様々であることから、電気事業法上も小売電気事業者が確保すべき予備力を一律に定めず、実際に小売電気事業者が確保していた予備力の水準は必ずしも一律ではなかった。
- ガイドラインにおいては、供給能力確保義務についての関係を整理した記載があるが、「卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った結果として、」と記載しているとおり、旧一般電気事業者（小売部門）が従来確保していた予備力を引き続き確保し、予備力を市場投入するなど卸電力市場の流動性向上に資する取組を行った場合における供給能力確保義務との関係を整理している。
- しかも、ガイドラインにおいては、「一般送配電事業者がこの調整力※によって十分に対応できる範囲での供給能力の不足」を発生させた場合の考え方を整理している。  
※「一般送配電事業者が確保する平年H3需要の7%に相当する調整力に含まれる3～4%程度の小売需要予測誤差に対応する調整力」
- 前述のとおり、「電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等」を踏まえれば、小売電気事業者が「短い時間であっても、極めて大きな供給能力の不足を発生させた場合」には、供給能力確保義務違反（送配電等業務指針違反を含む）に問われ得ると考えられる。



- 2018年2月22日の東京エリアの事例を踏まえると、エリアによっては、スポット市場入札以降（特に当日）に大幅な需要変動があった場合、時間的制約（需要変動時からゲートクローズ（GC）までの時間が極めて限られていること）や連系線制約（例えば、東京中部間連系設備（FC）、北海道本州間連系設備（北本））の下、エリア内の電源が不足していることもあり、（各エリアにおいて相対的に需要規模の大きい）小売電気事業者が追加で必要となる供給力を十分確保すること（時間前市場での買戻し等）が困難となり、結果として、「短い時間であっても、極めて大きな供給能力の不足※を発生させる」おそれは（その頻度は少ないかもしれないが）今後もあると考えられる。

※例えば、ガイドラインで示されている「一般送配電事業者が確保する平年H3需要の7%に相当する調整力に含まれる3～4%程度の小売需要予測誤差に対応する調整力によって十分に対応できる範囲を超えた供給能力の不足」

- 旧一般電気事業者（小売部門）が事前に十分な供給力を確保していた上で、ガイドラインに沿ってスポット市場や時間前市場へ予備力を投入する行動は、そのうち約定分については当該エリアの他の小売電気事業者の供給能力不足量削減に貢献していると考えられる。他方で、当該小売電気事業者がスポット入札時点等で十分な供給力を確保せず市場投入も行わない場合には、エリア全体が需要変動等のリスクの影響を受けやすくなるが、ガイドラインにおける供給能力確保義務にかかる記載が、そうした行動を意図して記載されているものではない。
- このため、ガイドラインに沿った取組と供給能力確保義務との関係について、更なる明確化が必要と考えられる。



- 具体的には、供給能力確保義務違反については以下①を、ガイドラインにおける供給能力確保義務との関係の整理に関しては以下②を、併せて明確化すること※1が必要と考えられる。
  - ①短い時間であっても極めて大きな供給能力の不足※2を発生させた場合、供給能力確保義務違反（送配電等業務指針違反を含む）に問われる可能性がある※3。
    - ※1ここでいう明確化することとは、ガイドライン中の供給能力確保義務との関係部分に追記又は脚注追加を行うことを指す。
    - ※2極めて大きな供給能力の不足については、例えば平年H3需要の3～4%程度を超える供給能力の不足が考えられる。
    - ※3当該明確化の内容は、ガイドラインが適用される旧一般電気事業者（小売部門）のみならず小売電気事業者に対し共通に適用されるものである。
  - ②ただし、旧一般電気事業者の小売部門が、過去の実績等に基づく合理的な需要想定を行ったにもかかわらず需要の上振れ等が生じ、時間前市場において適切な買戻し等の計画値同時同量達成に向けた適切な努力を行っても供給能力の不足が発生した場合において、
    - 1) スポット市場入札時点及び時間前市場開場時点において、実需給時点までの需給変動を想定して必要な供給力（事業者によって異なるが、従来はスポット入札時点で自社想定需要の5%、時間前市場開場時点で自社想定需要の3%など※4・5）※6を自社想定需要に上積みする形で確保し、
    - 2) 自社想定需要の0～1%相当の予備率を超える分について、原則として全量をスポット市場や時間前市場に売り入札を行った
 場合には、当該小売電気事業者のかかる供給力確保がエリア全体における需給ひっ迫の緩和に貢献していることなどを勘案し、結果的に当該小売電気事業者に意図せざる供給能力の不足が発生したとしても、頻繁かつ相当量の供給能力不足ではない限り、直ちに供給能力確保義務違反（送配電等業務指針違反を含む）に問われるものではない。
    - ※4当該水準については、需要予測技術の進歩その他の合理的な事情変化があれば、供給能力不足の発生確率及び発生規模を増大させないものである限り、経済産業省、広域機関、事業者いずれかの判断において変更があり得る（従来（ガイドラインに基づく新たな取組開始前時点）の各旧一般電気事業者（小売部門）の水準を維持する必要はない場合があり得る。）。
    - ※5ただし、例えば、小売部門が、①スポット市場入札時点で自社想定需要の105%以上を供給力として確保した上で、②自社想定需要の0～1%相当の予備率を超える全量についてはスポット市場で売り入札を行ったものの非約定（売れ残り）が多く、自社想定需要からの上積みが依然として可能な場合には、時間前市場開場時点において、約定分とは別途、自社想定需要の103%以上の供給力を確保することが、ここでいう「必要な供給力を自社想定需要に上積みする形で確保」することに相当する。
    - ※6ここでいう供給力とは、スポット市場入札時点で実際に翌日稼働できる状態にある発電設備の供給力（kWh）や、時間前市場開場時点で実際に翌日稼働できる状態にある発電設備の供給力（kWh）を指す。

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(第30回) 資料3 抜粋(赤枠追記)

(参考) 365日・全時間帯を対象とした上げ調整力必要量の内訳  
-2017年度のデータによる算定結果-

29

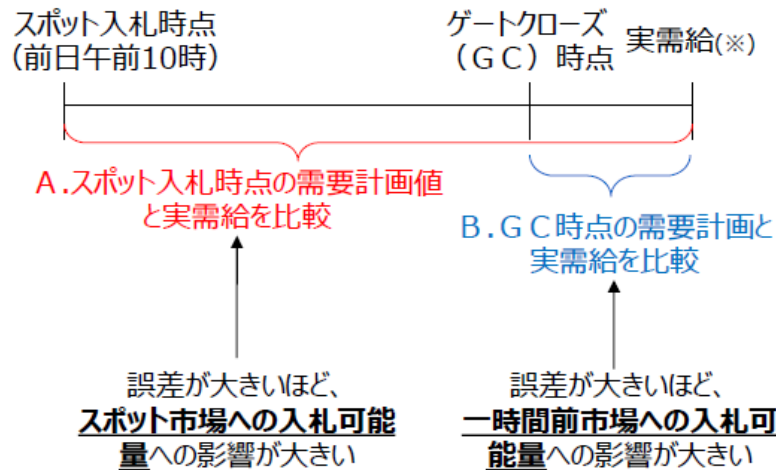
| 内訳                            | 北海道  | 東北   | 東京   | 中部   | 北陸   | 関西   | 中国   | 四国   | 九州   | 9エリア<br>単純平均 |
|-------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------|
| (i) 残余需要予測誤差 <sup>※1,2</sup>  | 7.3  | 5.3  | 3.5  | 4.9  | 3.3  | 3.8  | 5.1  | 7.3  | 7.3  | 5.3          |
| (ii) 時間内変動                    | 3.8  | 3.3  | 2.7  | 3.7  | 3.6  | 3.0  | 4.3  | 3.8  | 4.0  | 3.6          |
| (iii) 電源脱落(直後)                | 1.4  | 1.4  | 1.4  | 1.4  | 1.4  | 1.4  | 1.4  | 1.4  | 1.4  | 1.4          |
| 合計<br>(i) + (ii) + (iii)      | 12.6 | 10.0 | 7.6  | 10.0 | 8.3  | 8.2  | 10.9 | 12.5 | 12.7 | 10.3         |
| 【参考】ゼロ点補正量                    | -1.4 | -0.6 | -0.5 | -0.2 | -0.2 | -0.3 | -0.5 | -0.9 | -1.1 | -0.6         |
| 予測誤差                          | 北海道  | 東北   | 東京   | 中部   | 北陸   | 関西   | 中国   | 四国   | 九州   | 9エリア<br>単純平均 |
| (iv) 小売需要予測誤差 <sup>※1,2</sup> | 5.7  | 3.9  | 2.7  | 2.8  | 2.8  | 3.4  | 3.6  | 4.0  | 4.4  | 3.7          |
| (v) FIT①③予測誤差 <sup>※2,3</sup> | 4.5  | 4.5  | 3.3  | 4.9  | 2.3  | 2.1  | 4.8  | 6.5  | 6.9  | 4.4          |

- ※ 2017年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
- ※3 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

③需要計画及び需要予測の正確性向上  
現状の需要予測精度

- 各社の需要予測精度について、スポット入札時点及びGC時点から実需給時点までの予測誤差を検証したところ、各社間でばらつきがあることが確認された。今後、各社にはさらなる需要予測精度向上が望まれる。
- また、スポット入札時点とGC時点から実需給時点までの予測精度を検証したところ、全体的にスポット入札時点からは余剰となる需要予測がされている。

需要予測精度の考え方



各社の予測精度

|        | A. スポット↔<br>実需給間誤差*2 |       | B. GC↔<br>実需給間誤差*3 |       |
|--------|----------------------|-------|--------------------|-------|
|        | 平均値                  | 標準偏差  | 平均値                | 標準偏差  |
| 北海道電力  | 1.53%                | 4.86% | 1.31%              | 4.28% |
| 東北電力   | 3.33%                | 3.73% | -2.58%             | 3.00% |
| 東京電力EP | 0.68%                | 3.42% | 0.13%              | 2.53% |
| 中部電力   | 0.15%                | 3.37% | -0.06%             | 1.80% |
| 北陸電力   | -0.54%               | 3.89% | 0.47%              | 2.16% |
| 関西電力   | 2.27%                | 4.78% | 0.10%              | 3.95% |
| 中国電力   | 1.70%                | 3.76% | 0.97%              | 3.04% |
| 四国電力   | 1.45%                | 4.00% | 0.78%              | 3.34% |
| 九州電力   | 0.58%                | 4.24% | 0.33%              | 4.20% |

\*1 各社からのデータをもとに、2016年10月～2017年9月の全日程で当委員会において算出。実需給には、速報値を使用。  
なお、需要予測を行う際に過去の需要実績（速報値）をそのまま用いると、新電力の不足インバランスに由来して、需要実績（確報値）より過大になる可能性があり、結果として、需要予測の平均値が余剰側に大きくなる可能性があることに留意する必要がある。

\*2 (スポット時点の予測需要-速報値の実需給) / スポット時点の予測需要 の各コマの平均値及び標準偏差

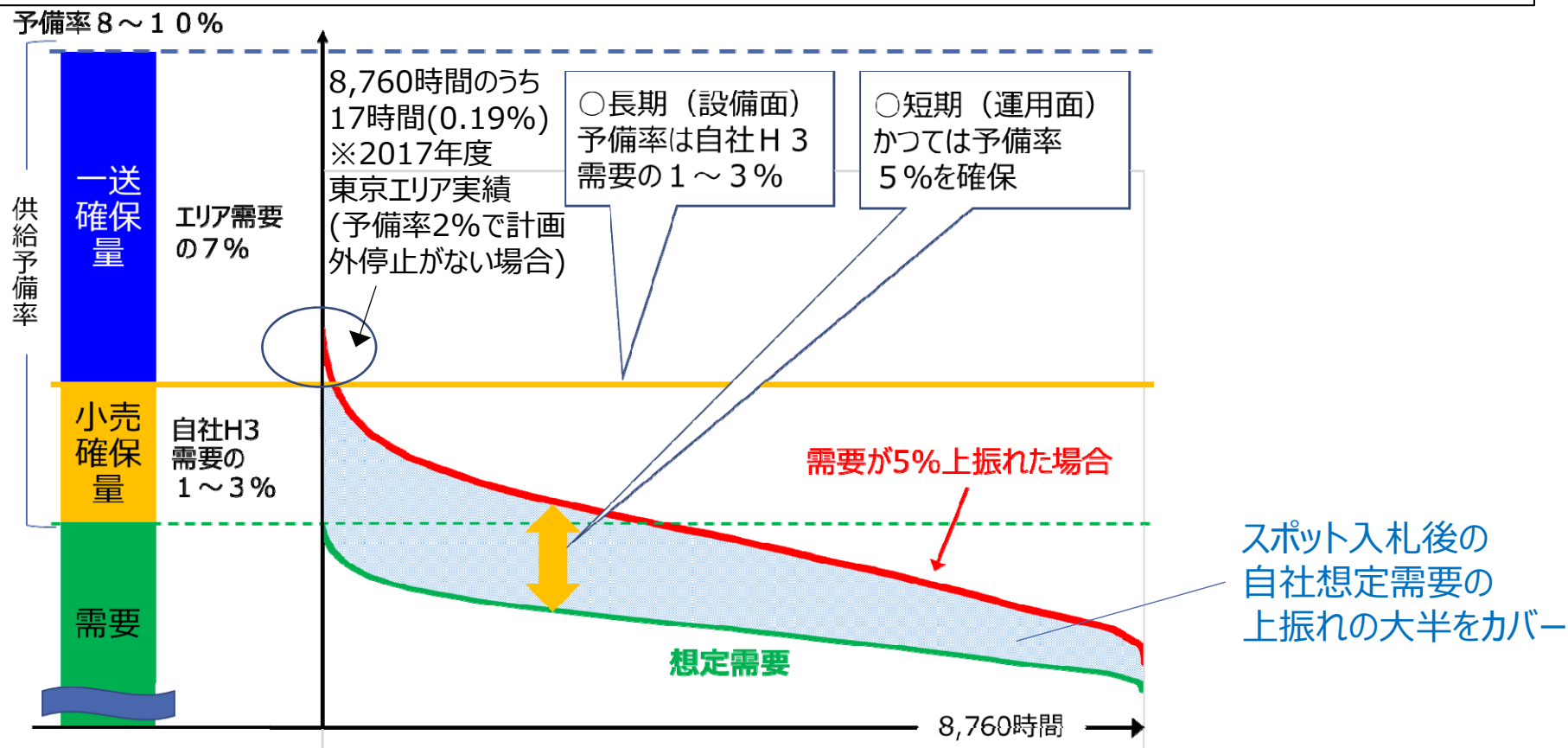
\*3 (ゲートクローズ時点の予測需要-速報値の実需給) / ゲートクローズ時点の予測需要 の各コマの平均値及び標準偏差

- 第31回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018年7月25日）において、みなし小売電気事業者が長期的に確保すべき予備率の水準について、ヒアリング結果を報告し、第8回制度設計WG（2014年9月18日）において「持続的需要変動対応として示されたエリアのH3需要の1～3%については小売電気事業者が長期的に確保すべき予備力と整理されたことを踏まえ、自らが長期的に確保すべき予備率の水準を自社のH3需要の1～3%としており、それ以上の供給力は発電余力として整理していることを改めて確認した。
- 報告の際、「偶発的需給変動対応」としての必要供給予備力の考え方や運用断面の予備力の在り方については、関係機関と連携し、別途検討していくこととした。
- このうち運用断面の予備力の在り方に関し、例えばH1需要など運用断面の需要に応じた供給力は、旧一般電気事業者（小売部門）を含む小売電気事業者が計画断面で確保する供給力（予備力を含む）を超える規模であることはあり得る。
- 当該事象が全国的に生じた場合は別として、仮に一エリアで生じた場合、当該エリアの全ての小売電気事業者は必要な供給能力を確保することが求められるが、とりわけ（各エリアにおいて相対的に需要規模の大きい）小売電気事業者は、スポット市場入札以降（特に当日）に大幅な需給変動があった場合に、時間的制約や連系線制約の下、エリア内の電源が不足していることもあり、追加で必要となる供給力を十分確保すること（時間前市場での買戻し等）が困難となるおそれがあることから、自社想定需要を一定程度上回る供給力（過去の実績等（自社想定需要誤差実績、電源脱落等）を踏まえた合理的な水準。ただし、自社想定需要の0～1%相当の予備率を超える分について、原則としてスポット市場や時間前市場への全量売り入札が前提であり、また、スポット市場において他の小売電気事業者に売却した供給力を含む。）を確保することは供給能力確保義務及び計画値同時同量達成のための適切な努力の一つとして考えられるのではないかと。



①供給計画において長期の予備率を1～3%としていること、かつて審議過程で自らの予備率について提示した5%との整合性

- 各事業者とも、供給計画では自社のH3需要に対する予備率を1～3%としている。
- かつて国の審議会等で提示した予備率5%は、自社のH3需要に対する予備率ではなく、運用段階での需要上振れの大半をカバーするための各コマの自社想定需要に対する予備率として設定。
- 設備面で確保している自社H3需要に対する1～3%の予備力の範囲内で、運用段階で可能な限り各コマの自社想定需要に対して5%の予備力を確保することにより、想定需要の上振れによる不足インバランスの発生頻度を抑制するという考え方。





②みなし小売電気事業者が長期的に確保すべき予備率の水準

- 現時点では、小売電気事業者が長期的に確保すべき予備率は、第8回制度設計WGにおいて「持続的需要変動対応」として示されたH3需要の1～3%と整理。
- 他方、同WGにおいて「偶発的需給変動対応」として示されたエリアのH3需要の7%については、小売電気事業者が長期的に確保すべき予備力と、一般送配電事業者が長期的に確保すべき調整力の両方が含まれていると示されているが、これまでの調整力公募においては、暫定的な整理として、一般送配電事業者が確保すべき調整力の必要量をエリアのH3需要の7%としている。
- 広域機関は、供給計画において、小売電気事業者の供給力確保の適正性を、H3需要に対する予備率1～3%を目安に確認しているところ。
- 自社のH3需要の1～3%の予備率確保が供給力確保義務違反に問われない水準とされているわけではないが、みなし小売電気事業者も長期的に確保すべき予備率の水準として自社のH3需要の1～3%をひとつの目安にしている。
- なお、現在の供給計画では、旧一般電気事業者としては依然高い水準の発電余力を保持している。

- 今回ヒアリングしたみなし小売電気事業者は、第8回制度設計WGにおいて「持続的需要変動対応」として示されたエリアのH3需要の1～3%については小売電気事業者が長期的に確保すべき予備力と整理されたことを踏まえ、自らが長期的に確保すべき予備率の水準を自社のH3需要の1～3%としており、それ以上の供給力は発電余力として整理していることを改めて確認した。
- 今回、大型電源の稼働により、H30年度供給計画取りまとめ時において、広範囲のエリアで8%を下回るとしていた供給予備力は8%を確保できる見通しとなったが、**今後もみなし小売電気事業者からの需要離脱に伴い、同事業者が保有している発電余力の休廃止が進んでいく傾向は変わらないのではないか。**
- このため、引き続き将来の供給力の推移について注視するとともに、**電源入札等について適時適切に対応できるよう、発電余力の休廃止動向を早期に把握するよう努力していく。**あわせて、発電事業者が多様な供給先を確保することによる電源の退出防止の観点から、マッチング掲示板の早期実現に向けた検討を進める。
- なお、「偶発的需給変動対応」としての必要供給予備力の考え方や運用断面の予備力の在り方については、関係機関と連携し、別途検討していく。