

インバランス料金制度の見直しについて

電力広域的運営推進機関
2019年6月25日

はじめに（広域機関の役割を踏まえた本日の説明の目的）

- 電力広域的運営推進機関（広域機関）の最も重要な業務は、「全国大での短期的・中長期的な電力の安定供給の確保」や「全国大での平常時・緊急時の需給調整機能の強化」。
- 特に需給ひっ迫時における需給状況改善に広域機関は極めて大きな責任を有し、必要に応じ会員（電気事業者）に対し電力の融通や電源の焚き増しの指示を行うことが広域機関の重要な役割であることから、需給ひっ迫時の需給改善に大きな影響を及ぼす需給ひっ迫時におけるインバランス料金制度には極めて強い関心を有している。
- 広域機関の立場からは、後述する電力・ガス基本政策小委員会で整理された新たなインバランス料金の基本的な考え方の三本柱のうち、「系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること」が特に需給ひっ迫時において重要であると考えている。
- インバランス料金制度は小売電気事業者の供給力確保の行動にもつながる制度でもあることから、全国大での安定供給確保及び需給調整機能の責任を担う広域機関より、特に需給ひっ迫時の需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブを重視する立場から、調整力が広域調達・運用される状況変化も踏まえつつ、新たなインバランス料金制度の在り方について広域機関としての見解を説明させていただく。

新たなインバランス料金の基本的な考え方 (電力・ガス基本政策小委員会における整理)

- 電力・ガス基本政策小委員会における、新たなインバランス料金制度の在り方の議論の中で、これまでに顕在化した以下の課題が挙げられた。
 - ✓ インバランス水準を見て作為的にインバランスを生じさせる事業者の存在
 - ✓ インバランス収支（インバランス料金収入－調整力コスト）の不均衡
 - ✓ 系統利用者に対して必ずしも需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなっていない
- 電力・ガス基本政策小委員会において、「新たなインバランス料金の在り方に関する基本的な考え方」、「インバランス料金として採用する調整力価格」や「補正に用いる卸市場価格」等については、以下のとおり整理された。
 - ✓ 新たなインバランス料金の基本的な考え方
 - ① 一般送配電事業者が調整力コストを適切に回収できるものであること
 - ② 系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること
 - ③ インバランス料金が、実需給の電気の価値を表していること
 - ✓ 限界的な調整力価格 $V1/V2$ （稼働した調整力のうち最も高いもの／低いもの）を用いることが適當。
 - ✓ 補正に用いる卸市場価格 P は、限界的な価格（卸市場価格のうち最も高いもの／低いもの）を用いることが基本。ただし、市場取引停止期間中のインバランス料金については更なる補正が必要。
 - ✓ 限界的な調整力価格 $V1/V2$ を用いる場合、一般送配電事業者は実際に要した調整力の変動費以上の収入を得ることになるため、一定量以上の余剰収支については、系統利用者へ適切な利益の還元を行う仕組みの検討が必要。
- 電力・ガス取引監視等委員会（制度設計専門会合）は、電力・ガス基本政策小委員会から上記の整理に則った専門的な検討を求められている。

本日の御議論

- 一般的な財物と異なり、容易に貯蔵できない電力の瞬時瞬時の需給バランスを確保するための仕組みとして、2016年4月の小売全面自由化を機に、従来の実同時同量制度に代わる計画値同時同量制度が導入された。
- 新たな制度の下では、発電事業者や小売事業者が実需給前に提出する計画と実際の発電・需要実績との差分（インバランス）を、一般送配電事業者が調整力電源を用いて調整する一方、調整に要する費用については、卸電力取引所の価格をベースとしたインバランス料金を通じて回収される。
- しかしながら、新制度の運用開始以降、実需給後に決まるインバランス料金の水準を見据えつつ、作為的にインバランスを発生させる事業者の存在など、新たな課題が顕在化。このため、昨年10月にインバランス料金制度の一部見直しが行われた。
- 見直し後の制度運用状況については、引き続き注意深く見ていく必要があるが、インバランス調整を担う一般送配電事業者においては、新制度の下でインバランス収支（インバランス料金収入-調整力コスト）に不均衡が生じているとの課題もある。
- こうした中で、2020年の開設に向けた需給調整市場の詳細設計が進められており、本日は、効率的かつ安定的な需給バランス確保に向けた現行制度の課題を整理の上、需給調整市場開設後のインバランス料金制度の在り方等に関する今後の検討の基本的方向性について、御議論いただく。

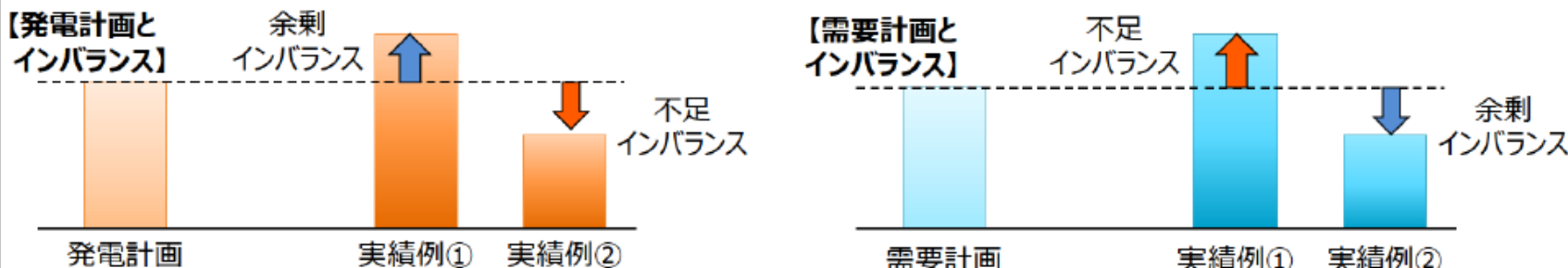
需給調整市場開設後のインバランス料金の在り方

- 2016年に導入された現行のインバランス料金は、需給調整市場開設までの過渡的なものと位置付けられており、これまでの運用において、一般送配電事業者が調整力コストを十分に回収できていないとの課題や、系統利用者に対して必ずしも需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなっていないとの課題が顕在化している。
- そうした中で、現在、制度検討作業部会において、2020年の開設を目指して需給調整市場の詳細制度設計の議論が行われている。
- 需給調整市場開設後は、調整力調達の場合が市場に移行することを踏まえたインバランス料金の設定が求められることになり、制度検討作業部会においても、以下を基本としてインバランス料金の在り方の検討を進めるべきとされている。
 - ① 一般送配電事業者が調整力コストを過不足なく回収できるものであること
 - ② 系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること
- このため、2020年の需給調整市場開設を見据え、海外の先行事例を参照しつつ、現行制度の諸課題に対応した新たなインバランス料金制度の在り方について、検討を行っていく。
- なお、現行制度の諸課題のうち、需給調整市場開設を待たずに対応可能なものについては、順次対応を行っていくこととする。

【論点1】インバランス料金の在り方に関する基本的な考え方について

- これまでの基本政策小委員会においては、インバランス料金に求められる要素として、
 - ① 一般送配電事業者が調整力コストを適切に回収できるものであること
 - ② 系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなることを基本として検討を進める方向性をお示してきたところ。
- これに加え、電力・ガス取引監視等委員会の議論の場では、需給状況等に応じたその時間帯の電気の価値を適切に反映したものであることも、インバランス料金の基本的な要素と考える必要がある旨が示されている。
- 今夏のように、電力需給がひっ迫する場合には、電気の価値が高まり、卸市場価格は高騰する。インバランス料金についても、これと同じメカニズムが働くべきと考えられる。
- このため、インバランス料金の基本的な考え方を以下のとおり整理することとしてはどうか。
 - ① 一般送配電事業者が調整力コストを適切に回収できるものであること
 - ② 系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた適切なインセンティブとなること
 - ③ インバランス料金が、実需給の電気の価値を表していること

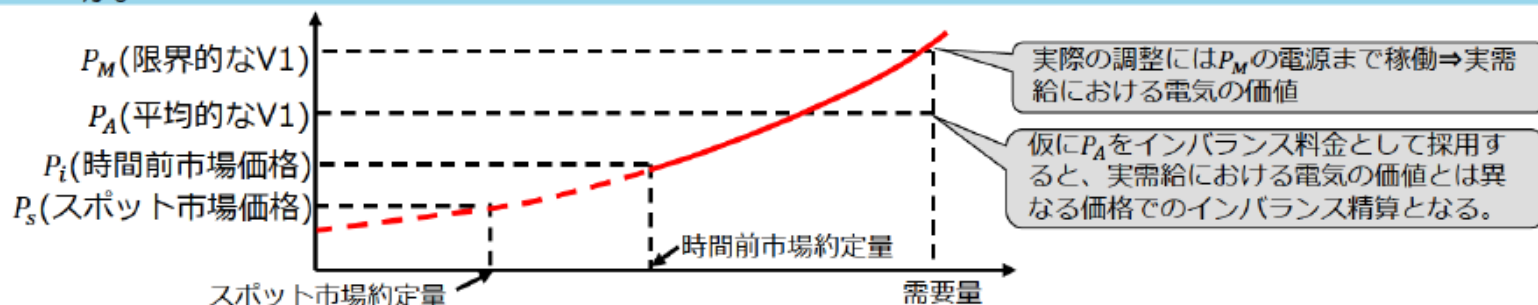
※需給状況によっては、例えば年間に数日以下しか稼働しない以下の石油火力など限界費用の高い電源の場合、調整力提供者はkWh価格に固定費(kW)の回収も考慮して価格を設定することもあり得るが、競争的な市場になった後は、限界費用ベースという規律の導入は不要となり、各プレーヤーによる自由な価格設定と競争を通じて決定されることもあり得るなど、「コスト」や「価値」については様々な考え方がある点に留意



※計画値と実績値との差分(インバランス)については、一般送配電事業者があらかじめ調達した調整力をもって調整

【論点2】調整力価格・卸電力市場価格の参照

- 現在、需給調整市場においては、GC後の調整力について、メリットオーダー順に発動され、その価格はマルチプライスで精算される方向性で検討が進められている。
- この場合、稼働した調整力の価格が複数存在することになるため、インバランス料金として採用する調整力価格 ($V1/V2$) について、①限界的な $V1/V2$ (稼働した調整力のうち最も高いもの/低いもの) を用いるか、②平均的な $V1/V2$ を用いるかが論点となる。
- この点について、実需給断面における電気の価値を適切に反映させる観点からは、実需給断面において更に電気を利用するのに必要なコストが電気の価値であると考えられることから、限界的なコストを用いることが適当と考えられるのではないか。
- ただし、限界的な価格を用いる場合、一般送配電事業者は実際に要した調整力の変動費以上の収入を得ることになるため、一定量以上の余剰収支については、系統利用者へ適切な利益の還元を行う仕組みの検討が必要ではないか。
- また、補正に用いる P についても、調整力価格と同様に限界的な価格を用いることが基本であると考えられるのではないか。ただし、市場価格の指標性、需給ひっ迫時における停電の社会的コストにも留意が必要であるとともに、市場取引の停止・再開時のインバランス料金については更なる補正が必要ではないか。

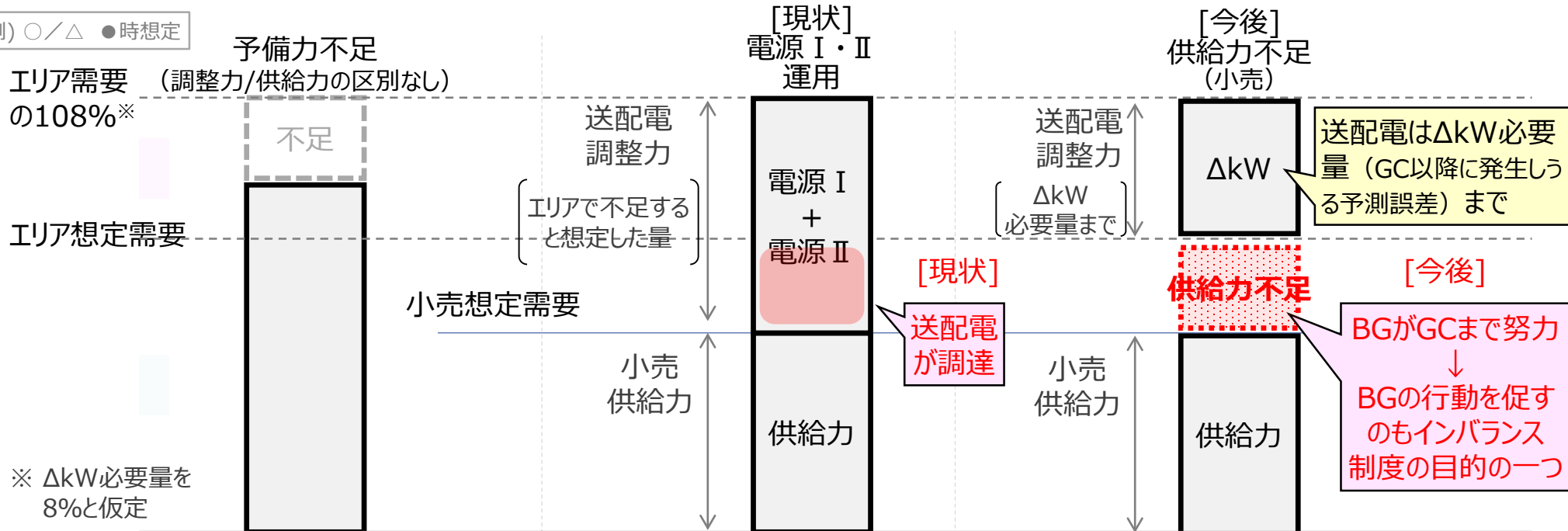


調整力の広域調達・広域運用（需給調整市場）の 開始後における需給ひっ迫とその事前・事後対応策

調整力を需給調整市場で調達することによる需給調整に係る状況変化

- 計画値同時同量の仕組みでは、BGがGCまで自らの需要計画に応じた供給力を準備し、送配電がGC以降の予測誤差や時間内変動などに対して調整力で調整し、需給を一致させる役割分担となっている。
- 現在は、電源 I・II により送配電がエリアで不足すると考えた量の ΔkW を送配電が確保し、運用してきた（ ΔkW 必要量はあらかじめ決まっておらず、GC後に発生する量より多い ΔkW を確保することもある。）。
- 今後は、あらかじめ定められた考え方に基づく ΔkW 必要量（GC後に発生する予測誤差）を需給調整市場で調達することにより、GC後に運用できる ΔkW を確保することになるため、GC後に発生する小売の需要予測誤差以上の小売供給力不足に対しては、BGが供給力を確保することが求められる。そのため、特に需給ひっ迫（またはそのおそれがある）のときは、BGが需要想定を適宜見直し、自ら必要な供給力を調達し、供給力不足が発生しないようにGCまで行動することが今まで以上に求められる。BGにこのような行動を促すことが新たなインバランス料金制度に期待される。
- なお、このインセンティブが十分に機能しなければ、 ΔkW 必要量（GC後に発生する予測誤差）だけでは系統全体として供給力が不足する可能性があり、その場合は対策として常時調整力をより多く確保しておく必要性が生じる。

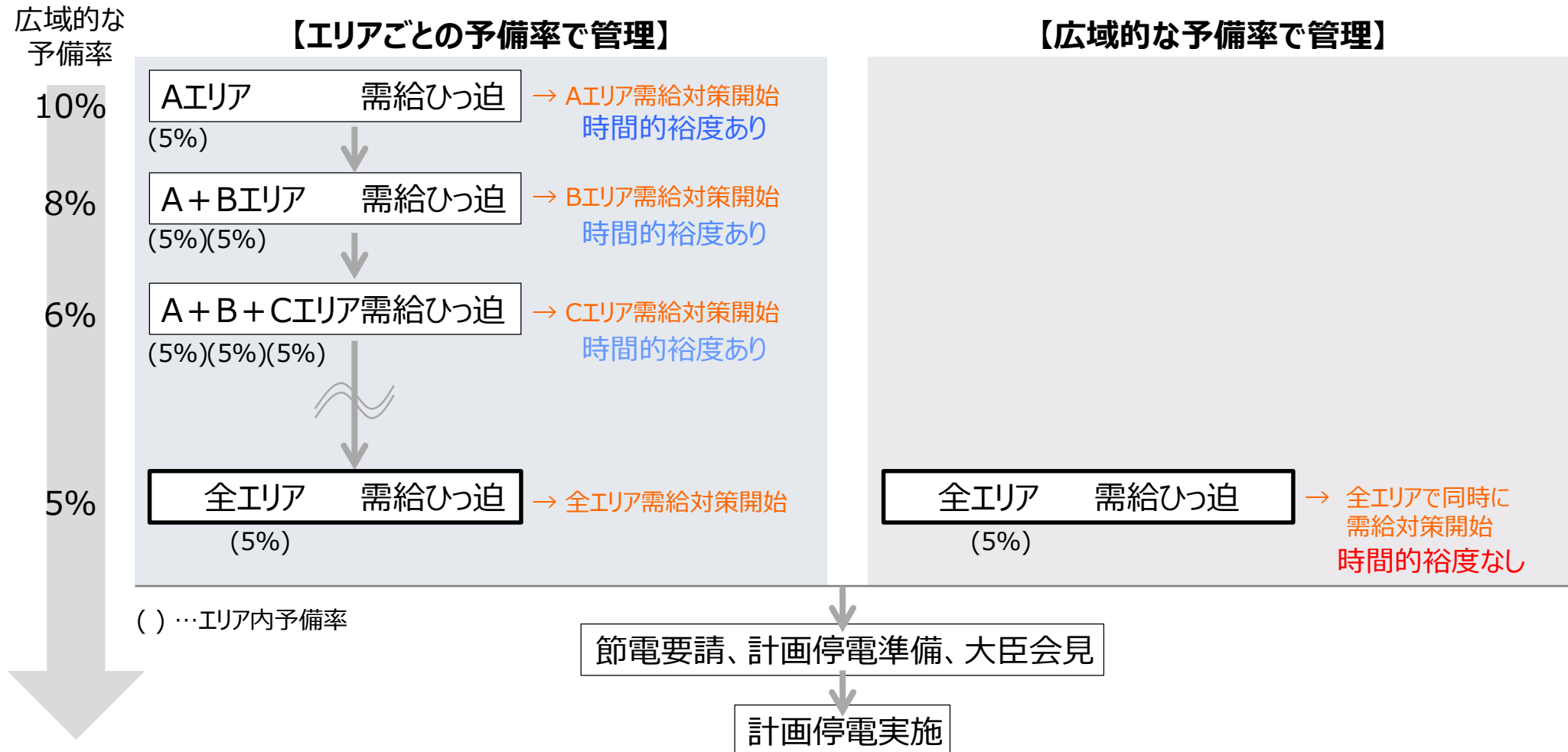
例) ○/△ ●時想定



調整力の広域運用に伴う需給対策の変化 [イメージ]

- エリアごとの予備率で管理した場合は段階的に需給対策を行うこととなり、節電要請を行うような厳しい状況までに需給対策を行う時間的な裕度がある。これに対して広域的な予備率で管理した場合、既に広域的に運用しているため、即、厳しい状況（全エリアで同時に需給ひっ迫）となるため、対策を行う時間的な裕度はない。

(イメージ図)



- 現状では、あるエリアのエリア内予備率が5%以下程度となることを見込まれると、火力のOP（過負荷運転）や電源 I 'の発動指令を行うなど市場外でメリットオーダーを離れた需給対策を開始する。
- これらの需給対策を織り込んででもエリア内予備率が3%以下となるコマの発生が見込まれた段階で、広域機関に対して需給ひっ迫融通の要請を行う。広域機関は、一般送配電事業者の要請に基づき各一般送配電事業者へ融通可能電力の問合せを行い、時間前市場取引を停止して送受電会社に対し需給ひっ迫融通指示を行っている。

(参考) 電源 I ' (厳気象対応) が発動される基準

- 各一般送配電事業者において厳気象対応の供給力として確保されている電源 I 'の発動基準は、各社概ねエリアの予備率が3～5%未満となるおそれがある場合とされている。

エリア	電源 I 'の発動基準
東北	当日において、予備率が5%を下回ることが想定される場合、電源 I '発動の検討を行い、発動について判断。
東京	自エリアで予備率が5%以下になると想定される場合に発動指令を行う。揚水の池容量も考慮し、翌日、翌々日も含めて5%以下になると想定される場合に発動指令を行う。
中部	計画段階の予備率や当日朝の需要の立ち上がりを評価した結果、火力の増出力を行っても予備率3%を下回る蓋然性が高まった場合(予備率3～5%)に、実需給の3時間前に発動指令を行う。
関西	予備率が5%程度を下回る見通しとなれば、電源 I 'の発動を検討し必要に応じて実施。
九州	当日朝の需給バランスの見直しにおいて、予備率3%未満となることが想定される場合において、電源 I 'の要件(3時間前の指令など)を勘案し、発動を判断している。

※各社からの聞き取りに基づき監視等委員会事務局作成

現行制度においてB Gに求められている事項 (法令)

- 電気事業法上、小売電気事業者は、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こととされている。
- 小売電気事業者が、定常的に供給能力の不足を発生させている場合や、短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などの場合、経済産業大臣による供給能力確保命令の対象となる可能性がある。

電気事業法

(供給能力の確保)

第2条の12 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。

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

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

(現状) 安定供給確保の仕組み

4

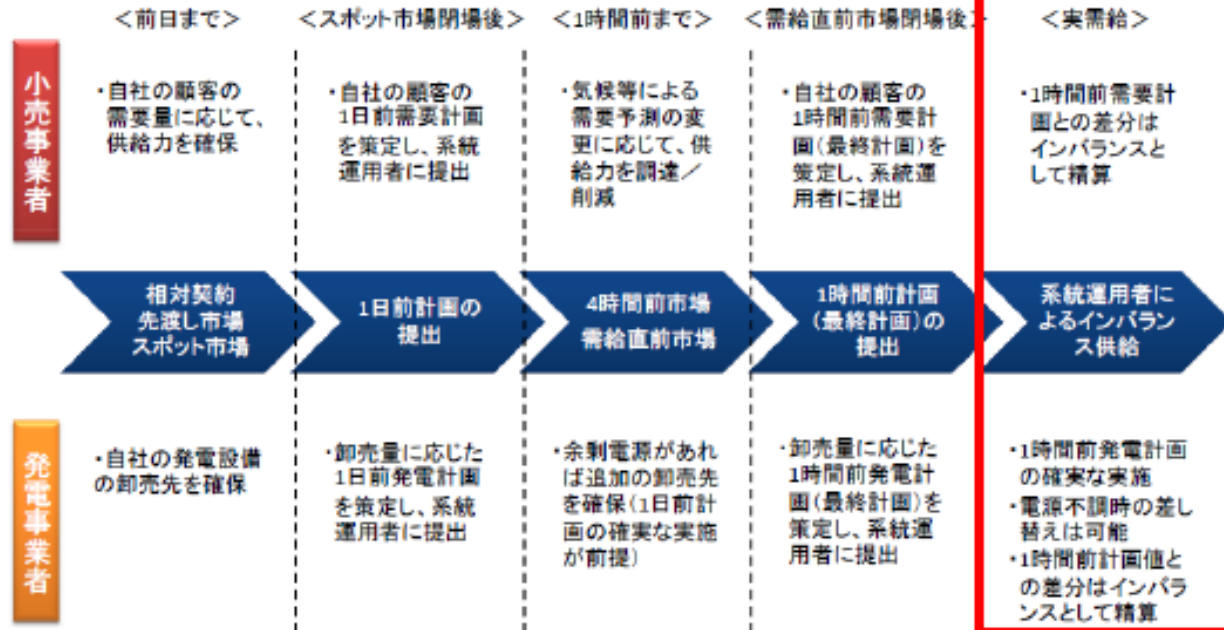
第9回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 資料2

- 小売電気事業者に需要を賄うための供給力確保を義務付け、1時間前計画(最終計画)提出後の需給バランス調整は一般送配電事業者が一手に担う仕組み。
- 日本は計画値同時同量の仕組みを採用しており、ゲートクローズ(GC)までは小売電気事業者が1時間前計画を基準に供給力を調達し、GC以降は一般送配電事業者が調整力電源を運用して需給バランス調整を行う。

計画値同時同量制度の業務フロー(イメージ)

9

- 計画値同時同量制度の業務フロー(イメージ)は以下のとおり。
- 1時間前計画(最終計画)提出後の需給バランス調整は系統運用者が一手に担う。



新たなインバランス料金制度に係る論点

需給ひっ迫時のインバランス料金（今回の検討に基づく案）

- 需給ひっ迫時の補正インバランス料金の具体的な算定式について、今回の検討に基づく案をまとめると以下の通り。
- これらの数値については、現行のエリア単位での調整力の運用等を参考にしたものであることから、今後具体化される調整力の広域運用の詳細を踏まえて引き続き検討を行う。（過去のケースに当てはめた試算も行い、それも参考として検討を行う。）

論点③

約1,900円
または
約600円

インバランス料金

需給ひっ迫時の補正インバランス料金

いずれか高い方を採用

調整力kWh価格に基づく通常インバランス料金 **論点④**

調整力kWh価格の引用方法（加重平均／最高価格）

論点②-B

1%～3%程度

論点②-A

3%～5%程度

論点①

上げ余力（30分の平均）

論点⑤

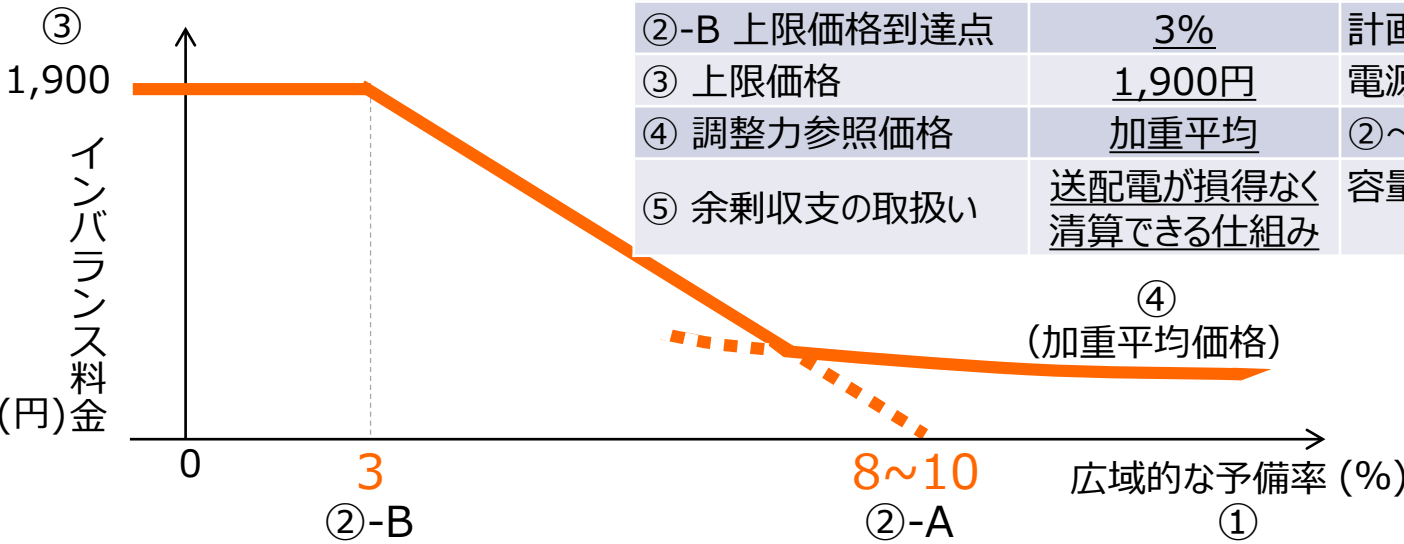
余剰収支については、系統利用者へ適切な利益の還元を行う仕組み

一般送配電事業者が活用可能な供給余力
（応動時間が一定以下のもの）／エリア需要
（広域運用されたエリア単位で計算）

新たなインバランス料金（広域機関案）

■ 新たなインバランス料金に係る広域機関の見解は以下のとおり。（詳細は後述）

項目	案	備考
① 横軸	広域的な予備率 (連系線混雑考慮)	②-A、②-B、③を前提
②-A 起ち上げの基準点	8~10%	過去のひっ迫融通実績 調整力の広域調達・広域運用（需給調整市場）の開始による需給調整に係る状況変化
②-B 上限価格到達点	3%	計画停電準備
③ 上限価格	1,900円	電源 I '追加調達コスト
④ 調整力参照価格	加重平均	②~④を前提
⑤ 余剰収支の取扱い	送配電が損得なく 清算できる仕組み	容量市場を通じた小売への配分など



⑤ 余剰収支の取扱い
容量市場を通じて送配電が
損得なく清算できる仕組み



※1 需給検証の 計画停電準備は供給力対策をやりつくした上での広域予備率3% (H1)

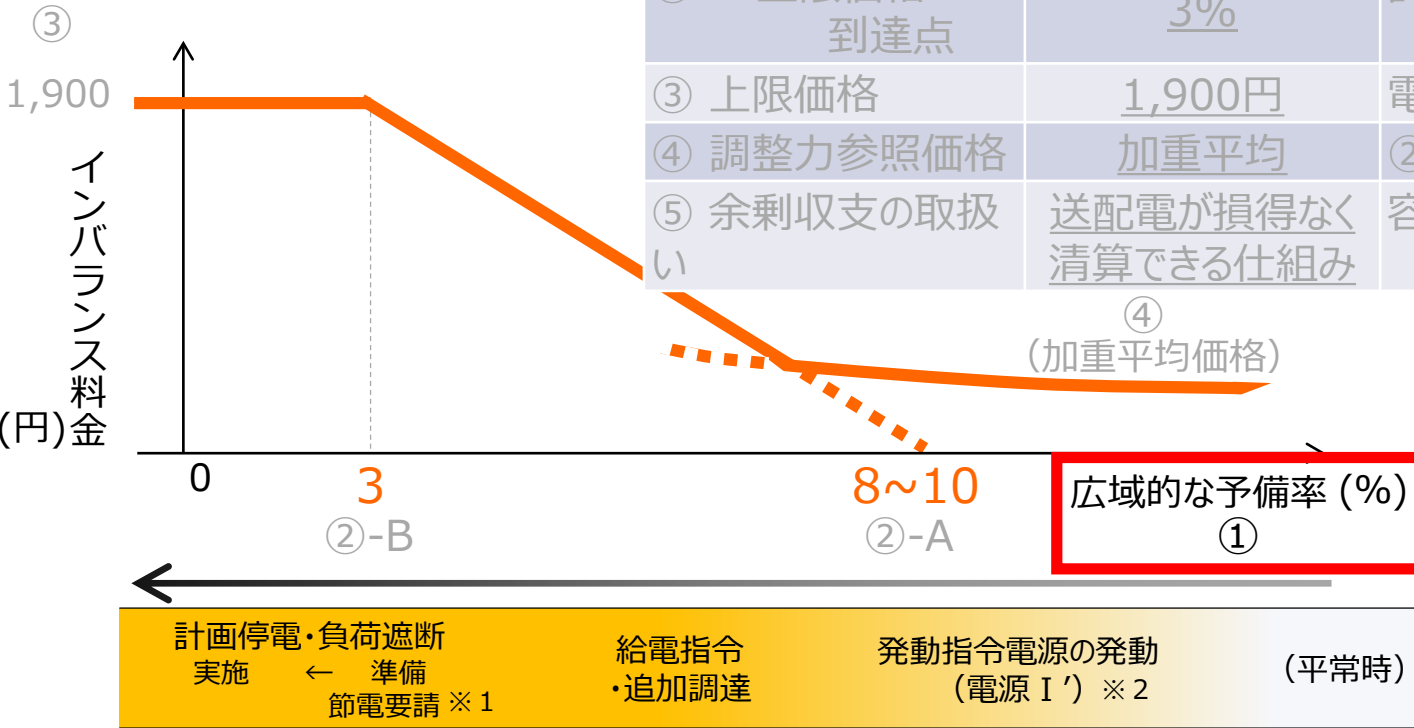
※2 ひっ迫融通実施時の広域予備率実績 5.8~9.9% (電源 I '発動後)

余白

[論点①]
インバランス料金を決める指標について
(需給ひっ迫を表す指標)

論点①：需給ひっ迫を表す指標について（広域機関案）

項目	案	備考
① 横軸	広域的な予備率 (連系線混雑考慮)	②-A、②-B、③を前提
②-A 起ち上げの基準点	8~10%	過去のひっ迫融通実績調整力の広域調達・広域運用（需給調整市場）の開始による需給調整に係る状況変化
②-B 上限価格到達点	3%	計画停電準備
③ 上限価格	1,900円	電源 I'追加調達コスト
④ 調整力参照価格	加重平均	②~④を前提
⑤ 余剰収支の取扱い	送配電が損得なく清算できる仕組み	容量市場を通じた小売への配分など



⑤ 余剰収支の取扱い
容量市場を通じて送配電が損得なく清算できる仕組み

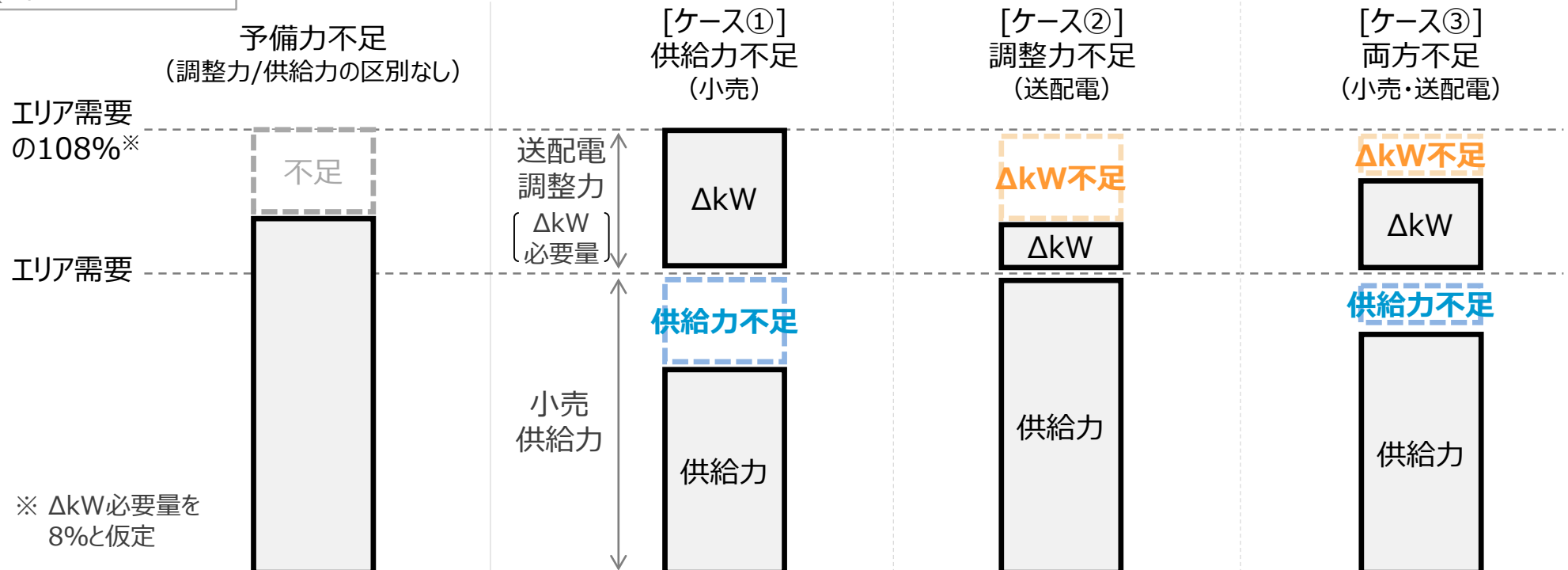
※1：需給検証の計画停電準備は供給力対策をやつとした上での広域予備率3% (H1)

※2：ひっ迫融通実施時の広域予備率実績 5.8~9.9% (電源 I'発動後)

論点①：需給ひっ迫を表す指標について

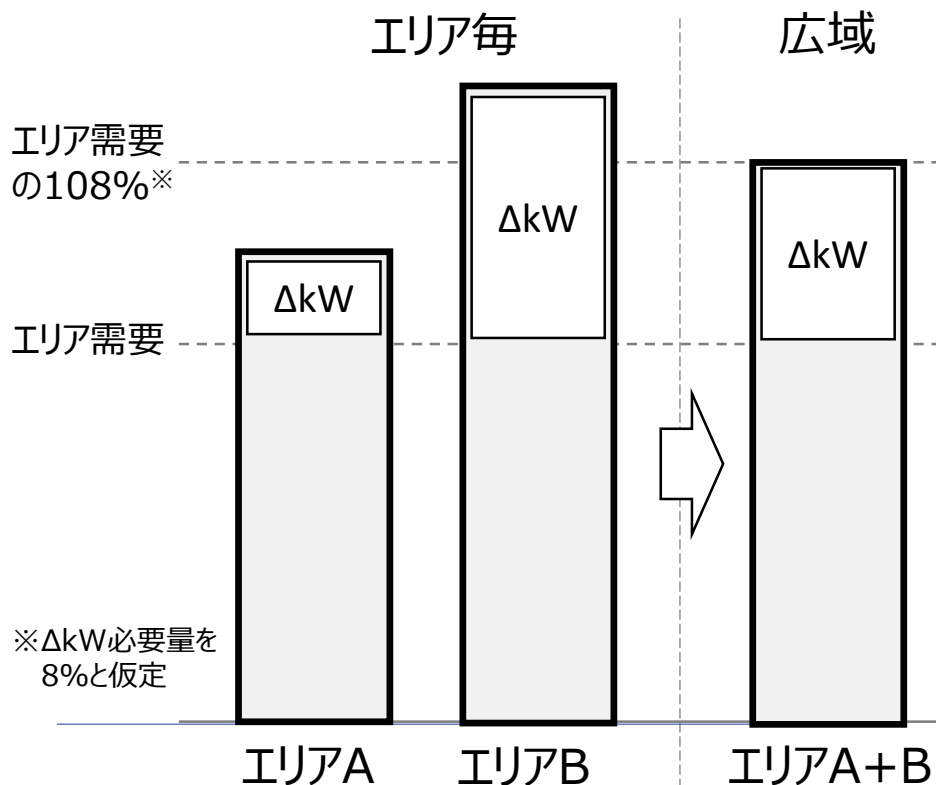
- 系統状況のひっ迫度合は予備力（または予備率）によって表される。予備力不足のケースは ①小売の供給力が不足、②送配電の調整力が不足、③両方が不足の3ケースとなる。
- 事務局提案（「送配電の上げ余力」を横軸）の場合、少なくともケース①のように ΔkW は確保しているが系統全体で不足しているケース（小売事業者による供給力不足に起因）に対してインバランス料金は高騰せず、系統利用者に対して需給調整の円滑化に向けた動きを促すこととはならない。
- このため、インバランス料金を算定する際の指標値（カーブの横軸）については、調整力ではなく、系統全体の評価ができるコマごとの予備力（または予備率）の水準としてはどうか。

(例) ○/△ ●時想定

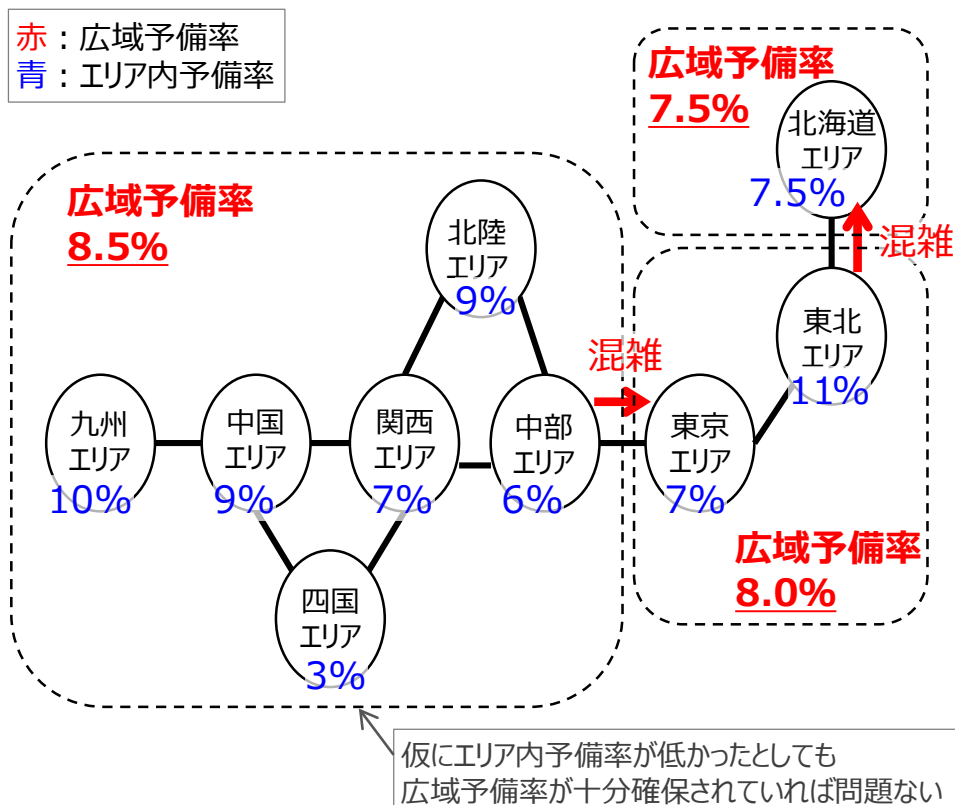


- 調整力の ΔkW が連系線の運用可能な範囲で広域調達された場合、調整力が各エリアに均等にあるとは限らないためエリア毎の予備率には大小が生じる。このためエリア毎の予備率では需給状況のひっ迫度を判断できず、広域的に見ることで初めて予備率が十分にあるかどうかを判断できることになる。
- なお、連系線に混雑が発生した場合は、その混雑が発生した連系線の両側では広域的な予備率に差が生じることとなるため、混雑のない範囲での広域的な予備率を見ることが必要となる。

広域的な予備率を見る必要性



広域的な予備率の算定のイメージ



需給ひっ迫時のインバランス料金 (論点①)

- 2021年度以降は、調整力は広域運用されることを踏まえると、「上げ余力」は広域運用のエリア(広域エリア)ごとに算定することが合理的と考えられる。(分断した場合は分断された広域エリアごと。) 今後具体化される調整力の広域運用の詳細を踏まえ、検討を深めることとしたい。
- 「上げ余力」については、一般送配電事業者が活用可能な供給余力(応動時間が一定以下のもの) / 広域エリア需要から算定することが適当ではないか。
 - ✓ 一般送配電事業者が一定時間内に活用できない電源については、緊急時に活用できない可能性があることから、上げ余力の算定からは除外してよいか。

需給ひっ迫補正インバランス料金算定式における「上げ余力」(横軸)の算定方法(案)

広域運用されるエリア(広域エリア)ごとに次式で算定する。

$$\text{上げ余力} = \frac{\text{広域エリア内の一般送配電事業者が活用可能な供給余力 (応動時間が一定以下のもの※1)}}{\text{当該コマの広域エリア需要※2}}$$

※1 詳細は実務や技術的な要素を考慮した上で決定

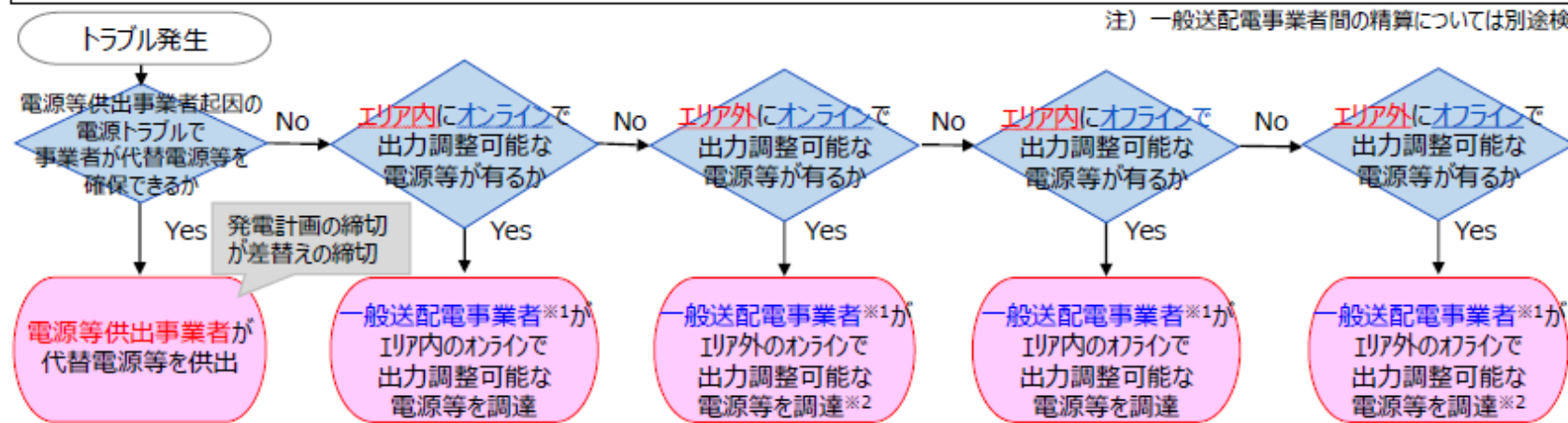
※2 エリア需要については、季節・曜日・コマごとに事前に決めておくことも一案として考えられる

対応策の優先順位

16

- 電源等トラブルではトラブルを生じた電源等を供出した事業者が代替電源等の供出を求めるが、その場合は連系線容量に影響を与えないように、トラブルが生じた電源等の所在エリア（以降“属地エリア”と表記）で電源等を供出する。
当該事業者が代替電源等を供出できない場合、属地エリアの一般送配電事業者が電源等を調達する。
- 電源等トラブル以外の事象では、調整力が不足するエリアの一般送配電事業者が代替電源等を調達する。
- 一般送配電事業者が代替電源等を調達する場合、通常の調整力の運用通り、「オンラインで出力調整可能な電源等」について「エリア内→エリア外」の順で調達する。「オンラインで出力調整可能な電源等」の調達で不足分を満たせない場合には、「オフラインで出力調整可能な電源等」について「エリア内→エリア外」の順で調達する。
- ただし、上記措置を実施した場合においても調整力が不足するケースや実需給までの時間的裕度が少ないケースにおいては、給電指令や広域機関の指示により代替電源等を確保することがある。

注) 一般送配電事業者間の精算については別途検討



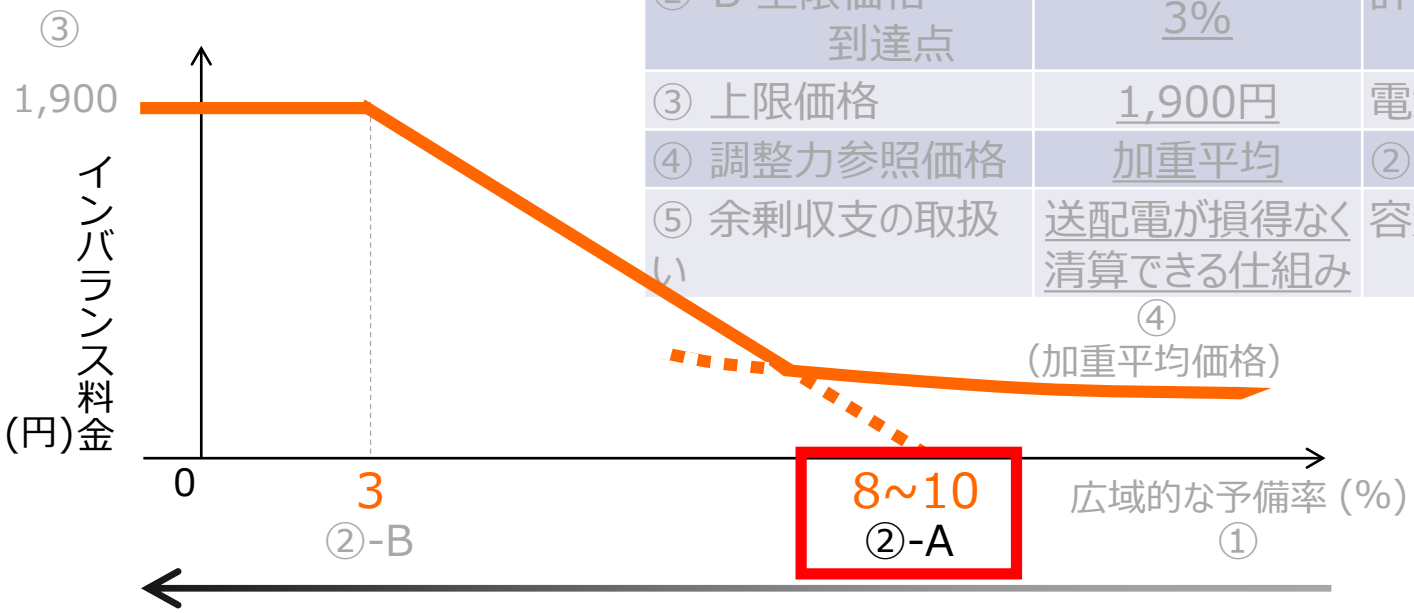
← 電源等供出事業者が対応 → ← 一般送配電事業者が対応 →

*1：電源等トラブル時は属地エリアの一般送配電事業者を、それ以外のトラブル時は調整力が不足するエリアの一般送配電事業者をそれぞれ指す
 *2：エリア外電源等の調達においては、連系線容量を確認することが必要であるため、一般送配電事業者は広域機関と連携しながら調達を実施する

[論点②-A]
インバランス料金を上げ始める基準
(需給ひっ迫の事前対策開始)

論点②-A：需給ひっ迫の事前対策を開始する広域的な予備率について (広域機関案) 27

項目	案	備考
① 横軸	広域的な予備率 (連系線混雑考慮)	②-A、②-B、③を前提
②-A 起ち上げの基準点	8~10%	過去のひっ迫融通実績調整力の広域調達・広域運用（需給調整市場）の開始による需給調整に係る状況変化
②-B 上限価格到達点	3%	計画停電準備
③ 上限価格	1,900円	電源 I'追加調達コスト
④ 調整力参照価格	加重平均	②~④を前提
⑤ 余剰収支の取扱い	送配電が損得なく清算できる仕組み	容量市場を通じた小売への配分など



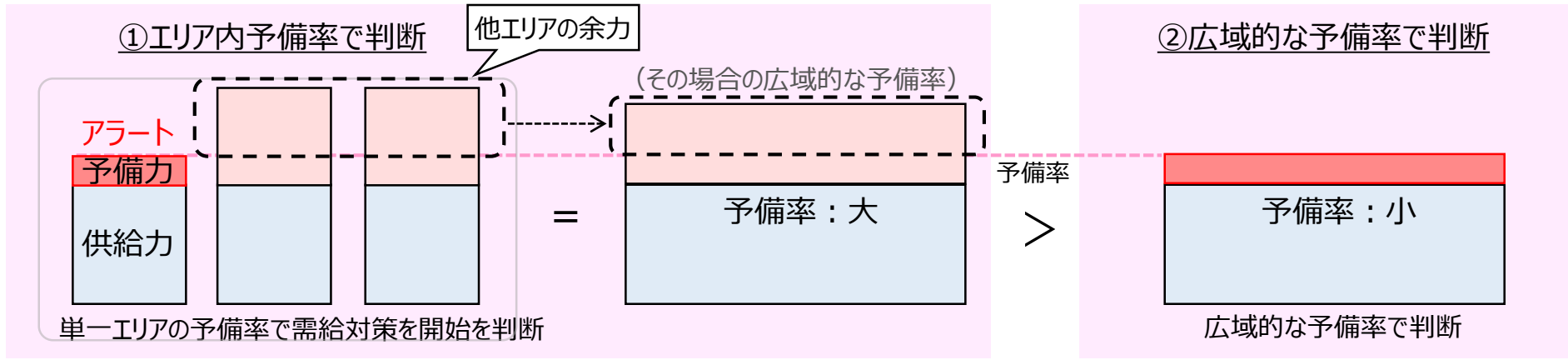
⑤ 余剰収支の取扱い
容量市場を通じて送配電が損得なく清算できる仕組み

※1：需給検証の計画停電準備は供給力対策をやった上での広域予備率3% (H1)

※2：ひっ迫融通実施時の広域予備率実績 5.8~9.9% (電源 I'発動後)

論点②-A：需給ひっ迫の事前対策を開始する広域的な予備率について（1/2）28

- 広域調達・広域運用（需給調整市場）の開始後は、広域的な予備率に基づき需給状況を判断する。仮に 現在と同じ予備率（5%）から事前対策を開始した場合、現在とは異なり既に広域的に相当厳しい需給状況となっているとともに、取るべき事前対策は時間的裕度がなく、手遅れとなる可能性もある。これは国、広域機関、各送配電にとって、安定供給確保の観点からは、いわば、未知の領域となる。
 - ✓ 現状では他エリアに余力があるためひっ迫融通を受けられるのに対して、広域調達・広域運用（需給調整市場）の開始後は、広域運用により既に他エリアの余力を使い果たした状態のため、他エリアに余力は全くない。
 - ✓ 年初のアデカシー（kW）不足の検討と異なり、運用段階の予備率不足は想定誤差の要因がかなり排除されており、想定誤差から余力が出る可能性は低い（管理する水準は同じではない。）。
 - ✓ 広域的な予備率は大規模電源1ユニットの脱落で1%強程度は低下する（電源線事故で複数ユニット脱落する可能性もある。） → 短時間で3%を下回る可能性があり、予備率には一定程度の裕度が必要。
 - ✓ 日本は欧米より起動に時間を要する発電機が多く、需給ひっ迫が想定される場合は早い段階から事前対策を開始することが必要。 → 事前対策には時間的裕度が必要。
 - ✓ 実際に需給が徐々に厳しくなり負荷遮断、計画停電を行うとすれば、国民への周知や国としての需給対策の準備には時間が必要となる。



論点②-A：需給ひっ迫の事前対策を開始する広域的な予備率について（2/2）29

- 需給ひっ迫を判断するとメリットオーダーを超えた市場外での需給対策を段階的に開始していくこととなる。広域的な予備率で需給状況を判断する場合、対策が手遅れとならないよう時間的な裕度をもって対応するため、現状エリア内で確保している水準（5%）より高い水準から対策を開始することが必要である。
- この点、現在、需給対策を開始し始める広域的な予備力の水準は、過去実績では6～10%程度であったことから、まず少なくとも当該水準と同程度の水準（6～10%）は必要ではないか。
- また、前述のとおり、今後、広域的な調達・運用がなされること、需給対策に時間を要すること、電源脱落などにより急に悪化する可能性もあることなどを踏まえると、需給対策には時間的裕度を確保するため、過去実績の範囲のうち低い方の水準 + α %、少なくとも2%程度は必要ではないか。
- したがって、需給ひっ迫の事前対策を開始する広域的な予備力の水準は8～10%と設定してはどうか。
- これにより、現在と同じセキュリティレベルから需給対策を段階的にとることができるようになると考えられる。

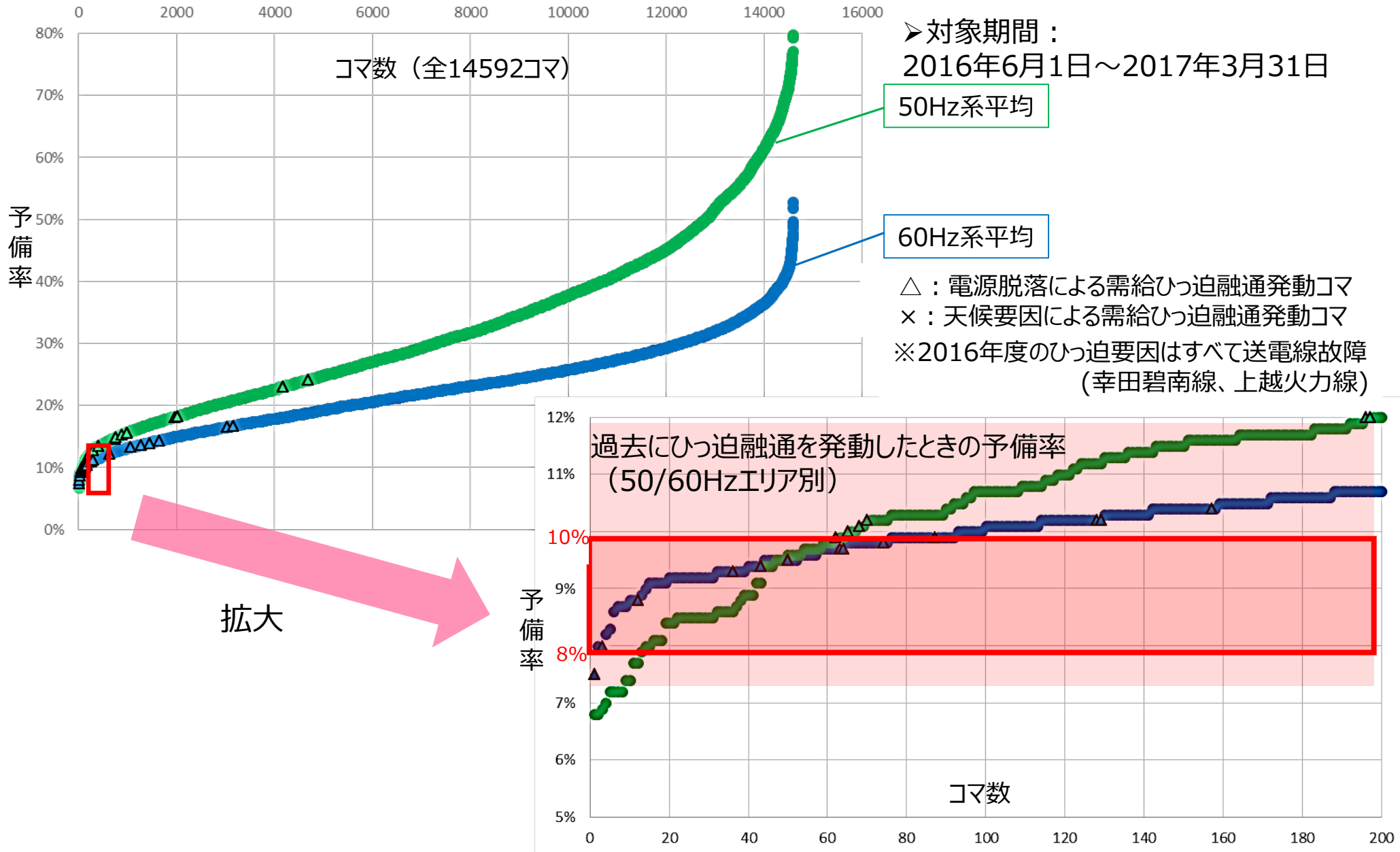
余白

(参考) 2016年度(6月～)の広域的予備率ワースト20

	9社平均			50Hz系平均			60Hz系平均		
	日付	予備率	発生コマ	日付	予備率	発生コマ	日付	予備率	発生コマ
1	2016/9/8	8.7%	19:00	2016/11/24	6.8%	15:30	2016/9/8	7.5%	19:00
2	2016/9/6	8.9%	16:00	2016/11/24	6.8%	16:00	2016/8/23	8.0%	17:00
3	2016/9/6	8.9%	16:30	2016/11/24	6.9%	12:00	2016/9/8	8.0%	19:30
4	2017/1/24	8.9%	18:30	2016/11/24	7.0%	11:30	2016/8/23	8.2%	19:30
5	2016/9/6	9.0%	17:00	2016/11/24	7.2%	16:30	2016/8/8	8.3%	17:00
6	2017/3/15	9.1%	19:00	2016/11/24	7.2%	17:00	2016/8/23	8.6%	17:30
7	2017/3/15	9.2%	18:30	2017/3/27	7.2%	18:30	2016/8/23	8.7%	18:00
8	2017/1/24	9.3%	18:00	2017/3/27	7.2%	19:00	2016/8/23	8.7%	19:00
9	2017/1/24	9.3%	19:00	2016/11/24	7.4%	10:30	2016/8/25	8.7%	17:30
10	2016/9/6	9.5%	15:30	2016/11/24	7.4%	11:00	2016/8/2	8.8%	17:00
11	2016/10/4	9.6%	17:00	2016/11/24	7.7%	14:30	2016/8/25	8.8%	17:00
12	2016/9/6	9.7%	15:00	2016/11/24	7.7%	15:00	2016/9/8	8.8%	20:00
13	2016/9/8	9.7%	18:30	2016/9/6	7.9%	16:30	2016/8/5	8.9%	17:00
14	2016/9/8	9.8%	17:00	2016/9/6	8.0%	17:00	2016/8/8	9.0%	17:30
15	2017/3/27	9.8%	19:00	2016/11/24	8.0%	14:00	2016/8/19	9.1%	17:00
16	2016/8/5	9.9%	17:00	2016/11/24	8.1%	13:30	2016/8/19	9.1%	17:30
17	2016/8/8	9.9%	17:00	2017/3/15	8.1%	18:30	2016/8/23	9.1%	18:30
18	2016/9/6	9.9%	17:30	2017/3/15	8.1%	19:00	2016/8/25	9.1%	18:00
19	2016/9/8	9.9%	19:30	2016/11/11	8.4%	17:30	2016/9/27	9.1%	17:00
20	2016/10/4	9.9%	18:00	2016/11/11	8.4%	18:00	2016/8/3	9.2%	17:00

■ : 需給ひっ迫融通発動コマ(9/8は電源脱落に伴う需給ひっ迫)
 ※2/21の電源脱落による需給ひっ迫はランク外、2016年度は天候要因によるひっ迫はなし

(参考) 2016年度(6月~)の広域的予備率年間分布

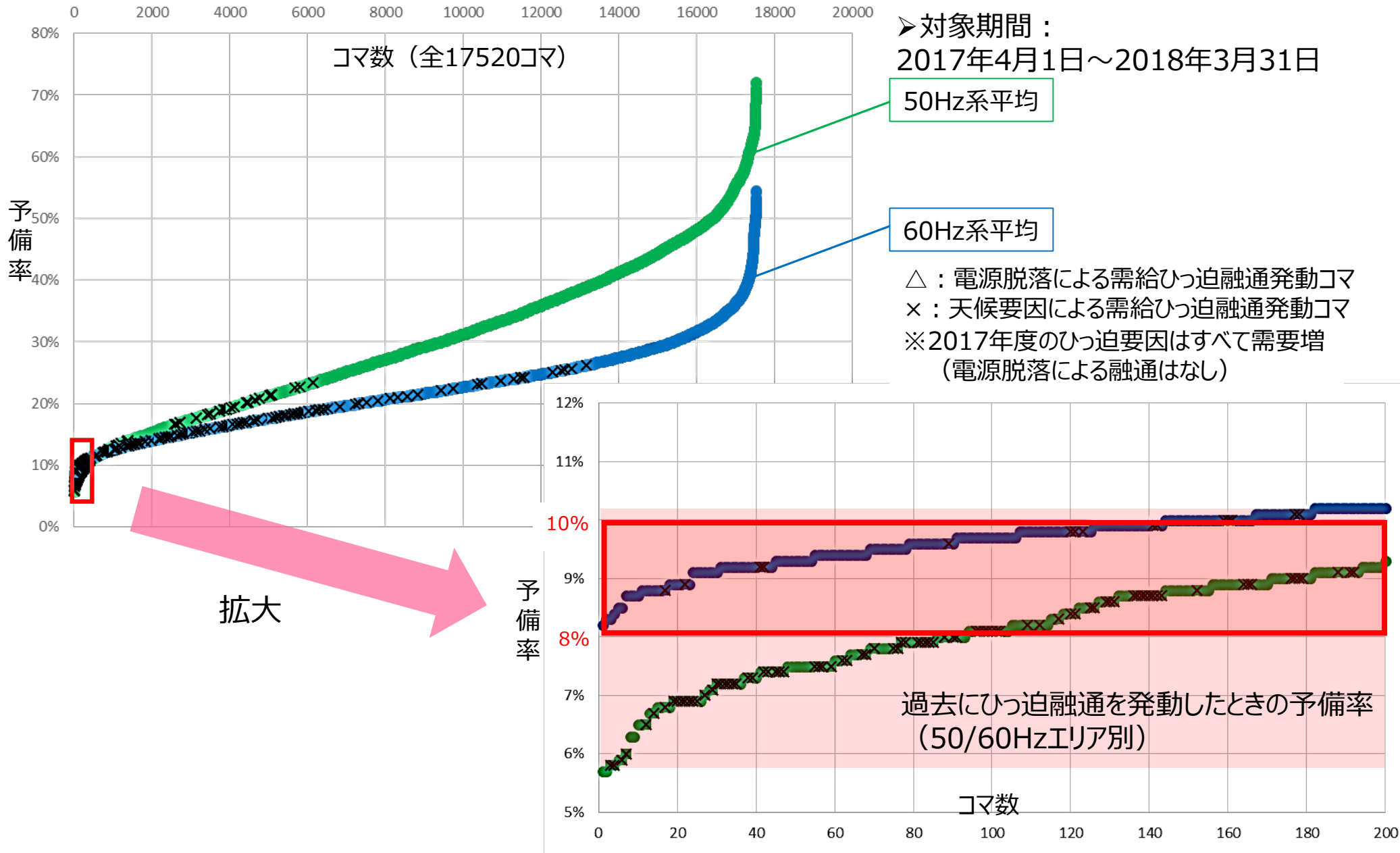


(参考) 2017年度の広域的予備率ワースト20

	9社平均			50Hz系平均			60Hz系平均		
	日付	予備率	発生コマ	日付	予備率	発生コマ	日付	予備率	発生コマ
1	2018/1/25	7.7%	18:00	2018/1/25	5.7%	9:30	2017/8/25	8.2%	20:00
2	2018/1/25	7.7%	18:30	2018/1/25	5.7%	10:00	2017/8/24	8.3%	17:00
3	2018/1/25	8.0%	19:00	2018/1/25	5.8%	17:30	2017/8/25	8.3%	20:30
4	2018/2/1	8.0%	20:00	2018/1/25	5.8%	18:00	2017/8/25	8.4%	17:00
5	2018/2/1	8.1%	19:30	2018/1/25	5.9%	9:00	2017/8/22	8.5%	17:00
6	2017/12/13	8.3%	18:00	2018/1/25	5.9%	18:30	2018/2/1	8.5%	8:30
7	2018/2/2	8.3%	8:30	2018/1/25	6.0%	19:00	2017/8/4	8.7%	21:00
8	2018/1/25	8.4%	17:30	2018/1/22	6.3%	17:30	2017/8/23	8.7%	17:00
9	2018/2/1	8.4%	19:00	2018/1/22	6.3%	18:00	2017/8/25	8.7%	17:30
10	2018/1/26	8.5%	18:00	2018/1/25	6.5%	10:30	2017/8/25	8.7%	19:00
11	2018/1/26	8.5%	18:30	2018/1/25	6.5%	11:00	2017/8/4	8.8%	20:30
12	2018/2/1	8.5%	18:00	2018/1/25	6.5%	19:30	2017/8/7	8.8%	19:30
13	2018/2/1	8.5%	18:30	2018/1/25	6.7%	8:30	2017/8/25	8.8%	18:00
14	2017/10/11	8.6%	18:00	2018/2/22	6.7%	18:30	2017/8/25	8.8%	18:30
15	2018/1/26	8.6%	19:00	2018/1/25	6.8%	16:30	2017/8/25	8.8%	19:30
16	2017/8/22	8.7%	17:00	2018/1/25	6.8%	17:00	2017/9/7	8.8%	20:00
17	2018/1/25	8.7%	19:30	2018/2/1	6.8%	18:30	2018/2/1	8.8%	20:00
18	2018/2/1	8.7%	20:30	2018/3/21	6.8%	18:30	2017/8/4	8.9%	17:00
19	2017/8/24	8.8%	17:00	2018/1/26	6.9%	17:30	2017/9/7	8.9%	13:30
20	2017/10/10	8.8%	18:00	2018/1/26	6.9%	18:00	2017/9/7	8.9%	17:00

■: 需給ひっ迫融通発動コマ(すべて天候要因に伴う需給ひっ迫(電源トラブルによる需給ひっ迫は2017年度はなし))

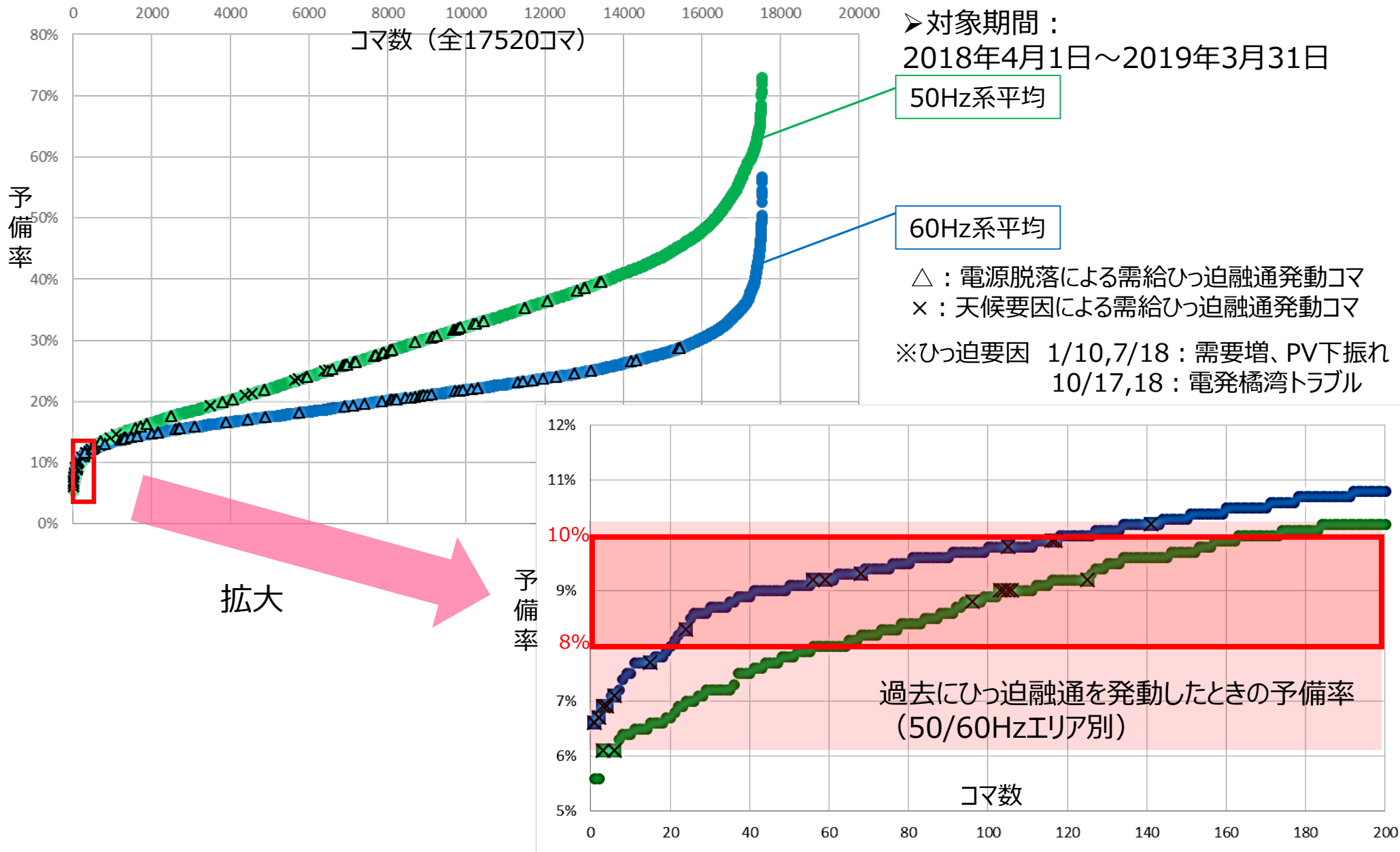
(参考) 2017年度の広域的予備率年間推移



(参考) 2018年度の広域的予備率ワースト20

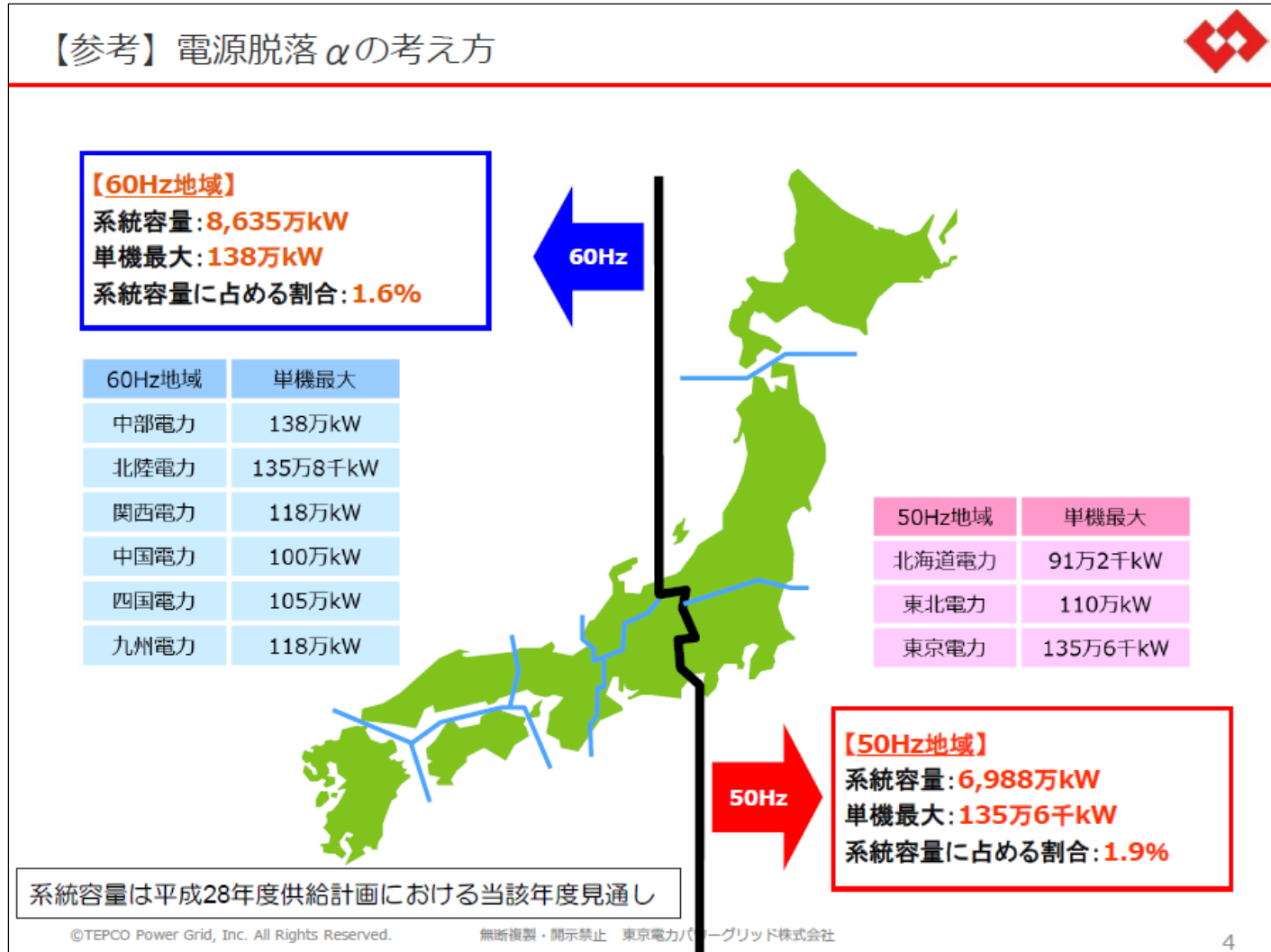
	9社平均			50Hz系平均			60Hz系平均		
	日付	予備率	発生コマ	日付	予備率	発生コマ	日付	予備率	発生コマ
1	2018/7/18	6.5%	17:00	2018/8/22	5.6%	16:30	2019/1/10	6.6%	18:30
2	2018/8/23	6.8%	16:30	2018/8/22	5.6%	17:00	2019/1/10	6.7%	18:00
3	2018/8/22	6.9%	17:00	2018/7/18	6.1%	16:30	2018/7/18	6.9%	17:00
4	2018/8/3	7.0%	17:00	2018/7/18	6.1%	17:00	2019/1/10	6.9%	19:00
5	2018/8/23	7.0%	17:00	2018/8/23	6.1%	16:30	2018/8/3	7.1%	17:00
6	2018/8/23	7.1%	16:00	2018/8/23	6.1%	17:00	2019/1/10	7.1%	17:30
7	2018/7/25	7.4%	17:00	2018/8/2	6.3%	17:00	2018/7/25	7.2%	17:00
8	2018/8/22	7.5%	16:30	2018/8/2	6.4%	16:30	2018/8/23	7.4%	16:30
9	2018/7/19	7.7%	17:00	2018/8/23	6.4%	14:00	2018/7/18	7.5%	18:30
10	2019/1/10	7.7%	18:30	2018/8/23	6.4%	16:00	2018/7/25	7.5%	18:30
11	2018/7/18	7.8%	16:30	2018/8/1	6.5%	16:30	2018/7/18	7.7%	19:00
12	2019/1/10	7.8%	18:00	2018/8/1	6.5%	17:00	2018/7/25	7.7%	17:30
13	2019/1/10	7.8%	19:00	2018/8/22	6.5%	15:30	2018/7/25	7.7%	18:00
14	2018/8/3	7.9%	16:30	2018/8/23	6.5%	15:30	2018/8/23	7.7%	16:00
15	2018/8/23	7.9%	15:30	2018/7/19	6.6%	16:30	2019/1/10	7.7%	19:30
16	2018/7/23	8.0%	17:00	2018/7/19	6.6%	17:00	2018/7/18	7.8%	17:30
17	2018/8/23	8.0%	15:00	2018/8/22	6.6%	16:00	2018/7/18	7.8%	18:00
18	2019/1/10	8.0%	17:30	2018/8/23	6.6%	15:00	2018/8/23	7.8%	17:00
19	2018/7/20	8.1%	17:00	2018/8/23	6.7%	13:30	2018/7/18	7.9%	19:30
20	2018/7/18	8.3%	17:30	2018/8/23	6.7%	14:30	2018/8/22	8.0%	17:00

■ : 需給ひっ迫融通発動コマ(7/18,1/10は天候要因に伴う需給ひっ迫)
 ※10/17,18の電源トラブルによる需給ひっ迫はランク外



(参考) 電源脱落の影響規模 (単機最大容量が系統容量に占める割合) 37

- 電源脱落に備えるため、系統容量の1~2%程度 (夏季H3比) の調整力が必要。



ΔkW を確保するタイミング

10

- 調整力の ΔkW を確保するためには、以下の対策などが必要となる場合があることから、遅くとも前日夕方には ΔkW の確保量を確定しておく必要がある。
 - ✓ 揚水発電所の上池に水を汲み上げておく
 - ✓ 火力発電所を追加で並列し出力の上げシロを確保する など
- ΔkW は前日には調達することとなるため、 ΔkW 必要量の低減を図るためには、遅くとも前日夕方時点の再エネ予測誤差の大外しに備えた量 (+3 σ 相当値) を低減することが必要となる。
- なお、当日朝になれば、再エネ出力予測精度が向上し、予測の大外しが一定程度改善されると考えられる。ただし、当日朝では ΔkW を確保に対応できない電源が相当数あり十分な量の ΔkW 確保が難しいこと、および時間前市場への影響を考慮して三次調整力②の入札締切を前日14時としている。

	ΔkW を確保する (出力を調整できる状態にする) にあたり考慮すべき事項
コンバインド発電機	起動に4~5時間を要する
汽力発電機	起動に8~10時間を要する
揚水発電機	汲み上げに10~14時間を要する
(参考: 欧米) ガスタービン	30分~2時間



※ 長期停止している場合はより時間を要する場合がある

実需給断面において ΔkW を確保する (= 電源を待機させる) には、電源が準備する時間を踏まえたタイミングで ΔkW の量を確定する必要がある。

需給ひっ迫時における発動回数制約電源の発動指令、kWh費用の支払いについて

5

- 現在の電源 I' は一般送配電事業者が調達・活用しているが、容量市場開設後は小売電気事業者も含めて幅広く活用される。どのようにすれば小売電気事業者の供給力として活用できるかについて検討が必要である。
- 容量市場で調達された発動回数制約電源は、容量確保契約（広域機関＝発電事業者間）に基づき一般送配電事業者により3時間前までに発動指令される。
- 一般送配電事業者による発動指令が実需給の3時間前までであるため、時間前市場に間に合うことを踏まえると、発動指令を受けたアグリゲーターが時間前市場に玉だしを行い、小売電気事業者が調達する機会を得ることで小売電気事業者が活用できるのではないか。その場合、アグリゲーターは小売電気事業者からkWhの支払いを受けることになる。
- また、時間前市場で調達されなかった場合は一般送配電事業者が調整力として確実に活用することとしてはどうか。このため、一般送配電事業者の発動指令による発動のうち小売が調達しなかった余力が調整力として確実に使われ、費用の精算が行われる仕組みが必要となる*。なお、従来電源に対するひっ迫時の指示がなされた場合も同じ仕組みを適用できるか検討が必要。（三次調整力②としての活用も考えるが、要件が必ずしも一致しないこと、発動判断は当日朝となることが大半であると考え、この判断のタイミングはΔkW調達に間に合わないケースが多い。）

※通常のGC後の余力活用の仕組みと異なるため、支払いの仕組みは別途検討が必要

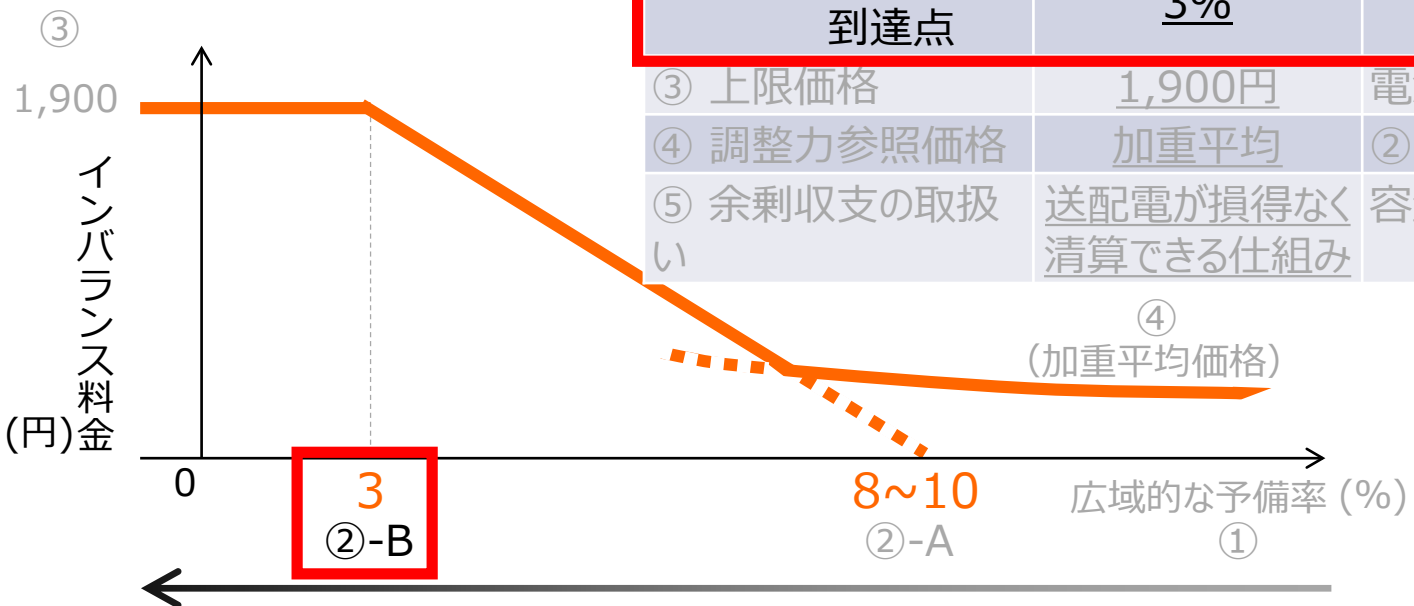
	調達者 (kW)	発動判断	発動指令	活用者	概要
現状	一般送配電事業者 (電源 I' 公募)	一般送配電事業者 (電源 I' 契約)	一般送配電事業者 →アグリゲーター (電源 I' 契約)	一般送配電事業者 (電源 I' 契約)	一般送配電事業者が3時間前までに発動指令を行い、アグリゲーターが当該時間に発動し、電源 I' 契約により精算する。
容量 市場 開設後	広域機関 (容量市場)	一般送配電事業者 (容量確保契約)	一般送配電事業者 →アグリゲーター (容量確保契約)	小売電気事業者 (時間前市場)	3時間前までの発動指令後に、小売電気事業者が時間前市場により調達し、卸市場取引を通じて、小売電気事業者の間で精算する。
				一般送配電事業者 (支払う仕組み※)	時間前市場で落札されなかった場合、一般送配電事業者が活用することとなる。支払いの仕組み※などkWh単価を予め取り決める契約により精算する。

余白

[論点②-B]
インバランス料金が上限価格に到達する基準

論点②-B：インバランス料金が上限価格に到達する基準について（広域機関案） 42

項目	案	備考
① 横軸	広域的な予備率 (連系線混雑考慮)	②-A、②-B、③を前提
②-A 起ち上げの基準点	8~10%	過去のひっ迫融通実績 調整力の広域調達・広域運用（需給調整市場）の開始による需給調整に係る状況変化
②-B 上限価格到達点	3%	計画停電準備
③ 上限価格	1,900円	電源 I' 追加調達コスト
④ 調整力参照価格	加重平均	②~④を前提
⑤ 余剰収支の取扱い	送配電が損得なく 清算できる仕組み	容量市場を通じた小売への配分など



容量市場を通じて送配電が損得なく清算できる仕組み



※1：需給検証の計画停電準備は供給力対策をやった上での広域予備率3% (H1)

※2：ひっ迫融通実施時の広域予備率実績 5.8~9.9% (電源 I' 発動後)

論点②-B：インバンス料金が上限価格に到達する基準について

- 従来、政府においては、需給ひっ迫警報（計画停電の可能性の公表）を、最大限の融通を受けてもあるエリアの供給予備率が3%を下回る見通しとなった場合に発令することとしており、遅くとも発令時点では計画停電の発動準備に入っていることとなる。
- また、計画停電の実施の発表を、最大限の融通を受けても供給予備率が1%程度を下回る見通しとなった場合に行うとされている。
- 仮に需給ひっ迫時のインバンス料金について、インバンス料金の上限価格に達する水準を1%と設定した場合は、計画停電を実施しているにもかかわらず、インバンス料金は上限価格に達しておらず、インバンス料金制度による需給調整が最大限が図られているとは言えない。
- このため、需給ひっ迫警報の発令時点、具体的には最大限の融通を受けるなどできる限りの対策をしても、あるエリアの供給予備率が3%を下回る水準となった時点では、少なくともインバンス料金は上限価格に達していることが基本となるのではないか。
- したがって、広域調達・広域運用（需給調整市場）の開始後は、需給ひっ迫時のインバンス料金の横軸の基準点のうち、需給ひっ迫時のインバンス料金の上限価格に達する水準は低くとも3%に設定する必要があるのではないか。

(3) 中西日本 (中部、関西、北陸、中国、四国、九州電力)

中西日本の供給予備率は、平成 24 年夏季想定需要 (猛暑・節電あり) の場合には▲2.8% (一定条件における随時調整契約を含む値) となる。

この中で、3%の予備率を考慮すれば、関西電力では、平成 22 年の最大需要 (実績ベース) で▲21.4%、九州電力では▲15.1%、四国電力では▲4.7%がそれぞれ不足する見通しである。

こうした需給ギャップを各電力管内ごとに解消しようとするれば、関西電力は一昨年比▲20%程度 (定着した節電分を除けば▲17.9%)、九州電力は▲12%程度 (定着した節電分を除けば▲5.2%)、四国電力は▲5%程度 (定着した節電分を除けば▲2.7%) の、数値目標を伴う節電を要請することとなる。

一方、これによる経済活動や国民生活への深刻な影響が懸念される中、需給検証委員会報告書で、広域レベルでの節電目標の共有の重要性が指摘されている。これを踏まえ、3%以上の予備率が見込まれる中部電力、北陸電力、中国電力管内の需要家に対して▲5%、四国電力管内の需要家に対しては、単独で需給ギャップを解消することも考慮し▲7%の数値目標を伴う節電を要請する。それにより融通余力を極力確保することで、関西電力管内の節電目標を▲20%程度から▲15%に、九州電力管内の節電目標を▲12%程度から▲10%に、それぞれ低減する。

政府としては、対象地域の考えなども踏まえ、中西日本における広域での節電目標を数値目標付きで要請し広く中西日本の需要家の協力を募ることにより、関西電力及び九州電力の節電目標を引き下げ、一律かつ強制的な手段である電力使用制限命令を回避することとする。

これらの数値目標を伴う節電を要請することにより、中西日本全体において、+3%以上の供給予備率を確保する

(東日本震災後の需給検証)

供給面、需要面の対策を講じた上で、3%以上の供給予備力を確保することを求めている。

その上で、セーフティネットとしての計画停電の準備を実施することとなる。

2. 今夏の電力需給対策

- 2-2. 各電力会社管内の需要家に対する要請
- (3) 中西日本 (中部、関西、北陸、中国、四国、九州電力)

「これらの数値目標を伴う節電を要請することにより、中西日本全体において、+3%以上の供給予備率を確保する」

これまでの安定供給確保の政策的対応や需給調整業務における運用

- これまでの政策的対応や需給調整の運用において明確化されている「上げ余力」等の必要量は以下の通り。

<需給ひっ迫警報 (計画停電)> 政策的対応

- 政府においては、需給ひっ迫警報 (計画停電の可能性の公表) を、他社から電力融通を受けても電力会社の供給予備率が3%を下回る見通しとなった場合発令することとされている。
- 政府においては、計画停電の実施の発表を、最大限の融通を受けても供給予備率が1%程度を下回る見通しとなった場合に行うこととされている。

<一般送配電事業者各社における調整力の必要量の算定> 広域機関ルール

- 広域機関における調整力の必要量算定の議論においては、電源脱落に備え1.4%、時間内変動の対応のために1.7~2.5%は必要という分析がなされている。

<電源 I 'の発動基準> TSO運用

- 一般送配電事業者が厳気象対応のために確保している電源 I 'の発動条件は、各社概ねエリアの予備率が3%~5%未満となるおそれがある場合とされている。

<一般送配電事業者各社の需給調整業務の運用ルール> TSO運用

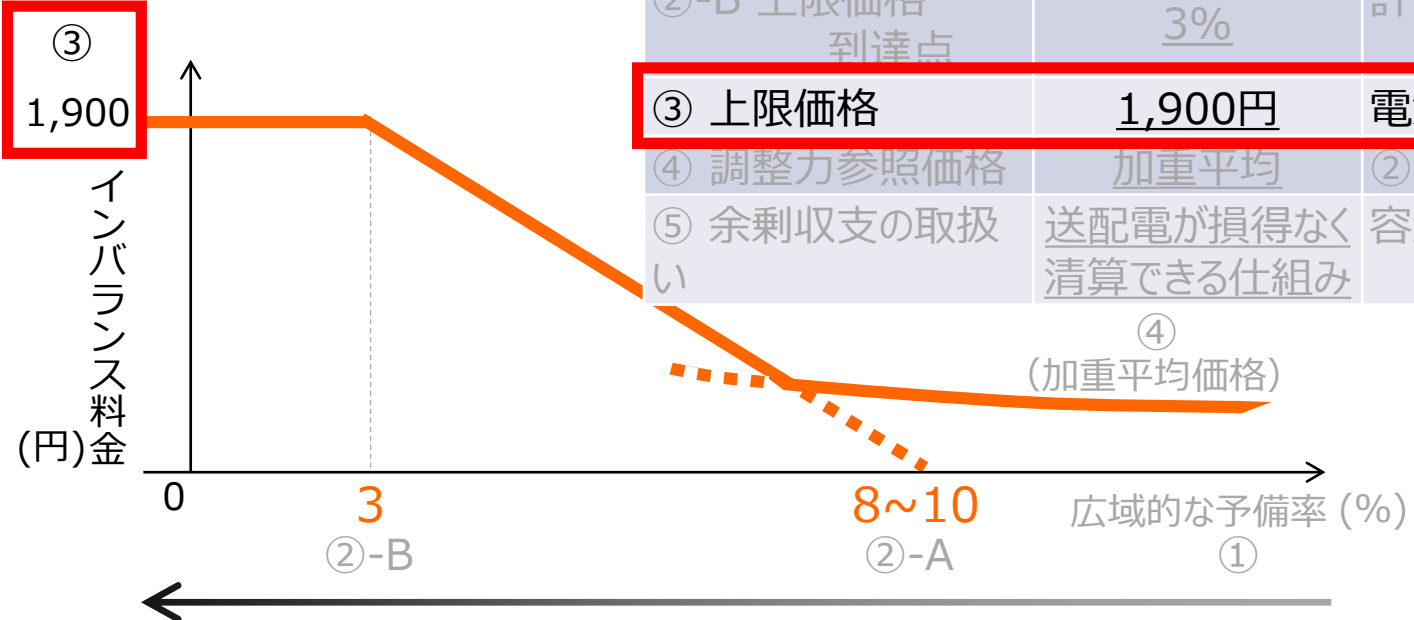
- 一般送配電事業者の運用においては、原則として、系統容量に対して3%程度の瞬動予備力を確保し、日々の最大需要に対してあらかじめ5%以上の運転予備力を確保するよう努めることとされている。
- 一般送配電事業者の運用においては、当日の最大電力に対して運転予備力が3%を下回った場合、あるいは下回ると予想される場合に、需給ひっ迫融通の指示を広域機関に要請することとされている。

余白

[論点③]
需給ひっ迫時のインバランス料金の上限価格

論点③：需給ひっ迫時のインバランス料金の上限価格について（広域機関案）48

項目	案	備考
① 横軸	広域的な予備率 (連系線混雑考慮)	②-A、②-B、③を前提
②-A 起ち上げの基準点	8~10%	過去のひっ迫融通実績 調整力の広域調達・広域運用（需給調整市場）の開始による需給調整に係る状況変化
②-B 上限価格到達点	3%	計画停電準備
③ 上限価格	1,900円	電源 I '追加調達コスト
④ 調整力参照価格	加重平均	②~④を前提
⑤ 余剰収支の取扱い	送配電が損得なく 清算できる仕組み	容量市場を通じた小売への配分など



⑤ 余剰収支の取扱い
容量市場を通じて送配電が損得なく清算できる仕組み



※1：需給検証の計画停電準備は供給力対策をやりつくした上での広域予備率3%（H1）

※2：ひっ迫融通実施時の広域予備率実績 5.8~9.9%（電源 I '発動後）

論点③：需給ひっ迫時のインバランス料金の上限価格について

- エリア内の予備率が3%を下回る見通しとなった際に行われる計画停電の準備（計画停電の可能性の公表）などの需給対策を実施するより前に、系統利用者が十分対策をするインセンティブとなるインバランス料金の水準となっていれば、系統利用者はこの価格水準までの対策をできる限り実施すると考えられる。このため節電や計画停電のお願いをしたとしても、需要家から一定程度の理解を得られるのではないか。
- その際の上限価格は、発電事業者が玉出しを行う水準になると考えると、この価格は実際に固定費を含めたコスト回収ができる水準である必要がある。
- 現在の電源 I' 発電実績をもとに運転継続可能時間を踏まえて算定した単価である600円/kWhは、最大限運転した場合の時間単価であり、この価格で十分に費用回収できると発電事業者が判断して玉出しするとは考えにくい。
- 需給ひっ迫ないしは需給ひっ迫に陥るおそれのある状況において事業者の玉出し（の判断）を促すため、費用回収できる水準として **想定発電回数をもとに算定した単価である1,900円/kWhを選択することが妥当**ではないか。

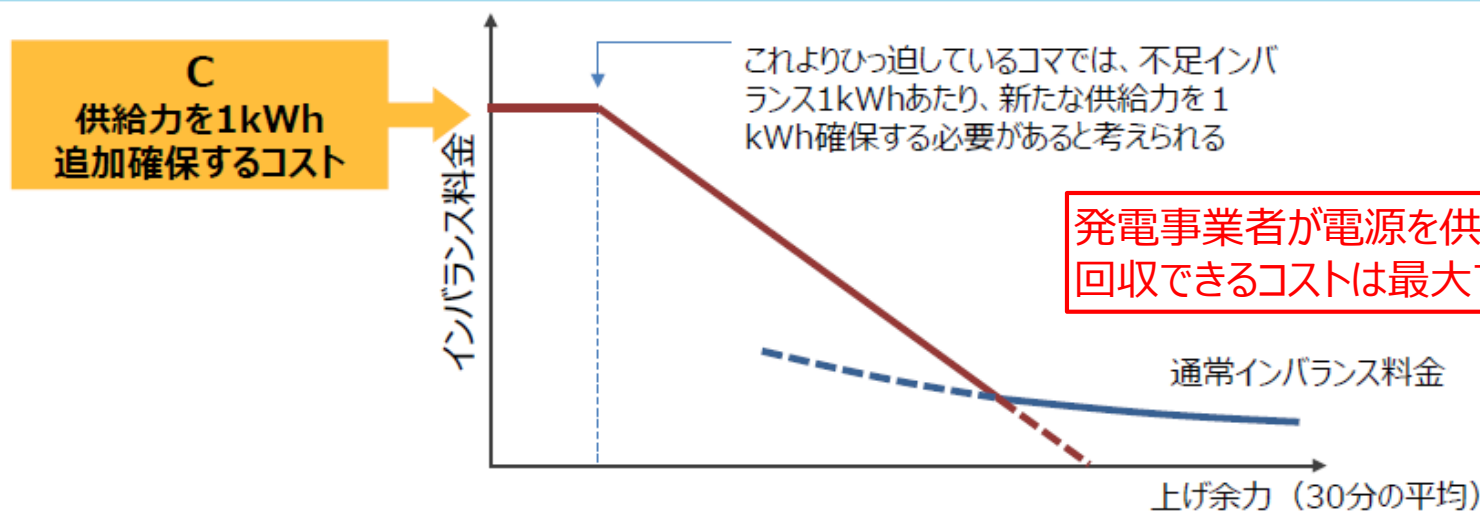
（参考） ERCOTにおけるScarcity PricingではVoLLはエネルギー市場の加算した後で9,000\$/MWh（1,000円/kWh程度）。

インバランス料金に基づく需給改善と卸電力取引所との関係

- また、このような仕組みを設けることで、需給がひっ迫した状態においてBGは卸市場により供給力を調達するニーズが格段に高まると考えられる。これにより今まで国の要請などで創出してきた自家発電や需要抑制といったものが卸市場で取引されることを通じて需給改善されることとなる。
- 仮に上限価格を600円とした場合、不足インバランスを出すおそれがあればBGはこの上限価格までは供給力を確保して不足インバランスを出さないような行動をとることが考えられる。
- さらに、上限価格を1,900円とした場合には、より一層供給力を確保する行動をとることになる。あわせて、この価格までは費用回収できることとなるため、自家発電やDRといったリソースの玉だしも進むこととなる。
- このため、卸電力取引所自体のトラブルの場合を除き、今後は災害時など需給ひっ迫時においても可能な限り卸電力取引所の取引を停止しないこと【P】が、国や広域機関からだけでなく、全ての系統利用者から望まれることとなるのではないかと考えられる。
- これにより市場外でメリットオーダーでない需給対策を行うのではなく、市場の中で需給対策がなされていくように変わっていくことが考えられる。
- なお、需給対策の開始時に行う対策としては、発電指令電源への指令が考えられる。発電指令電源については、広域機関の需給調整市場検討小委員会において、発電指令を受けたアグリゲーターが時間前市場に玉出しを行い、それを小売事業者が調達する機会を得ることとしている。このため、小売事業者が活用しうる水準であることが必要であり、需給対策の過去実績に基づく予備率からインバランス料金を立ち上げることとも整合する。

需給ひっ迫時のインバランス料金 (論点③)

- 需給ひっ迫時の不足インバランスがもたらす追加コストについては、それまでに市場に出てきていなかった供給力を1kWh追加で確保するために必要なコストとして、新たにDRを追加的に確保するコストから見積もってはどうか。



新たにDRを確保するコストとして、DR発動1回または1時間あたりのkW確保コスト及びkWhコストの合計を考慮してはどうか。

<案1>	DR発動1回あたりkW確保コスト+kWhコスト	1,957円 (2018年度全国平均)	⇒	約1,900円
	(電源I「評価用kW価格+評価用kWh価格」のエリア最高÷想定発動回数)	1,897円 (2019年度全国平均)		
<案2>	DR発動1時間あたりkW確保コスト+kWhコスト	626円 (2018年度全国平均)	⇒	約600円
	(<案1>÷運転継続可能時間)	629円 (2019年度全国平均)		

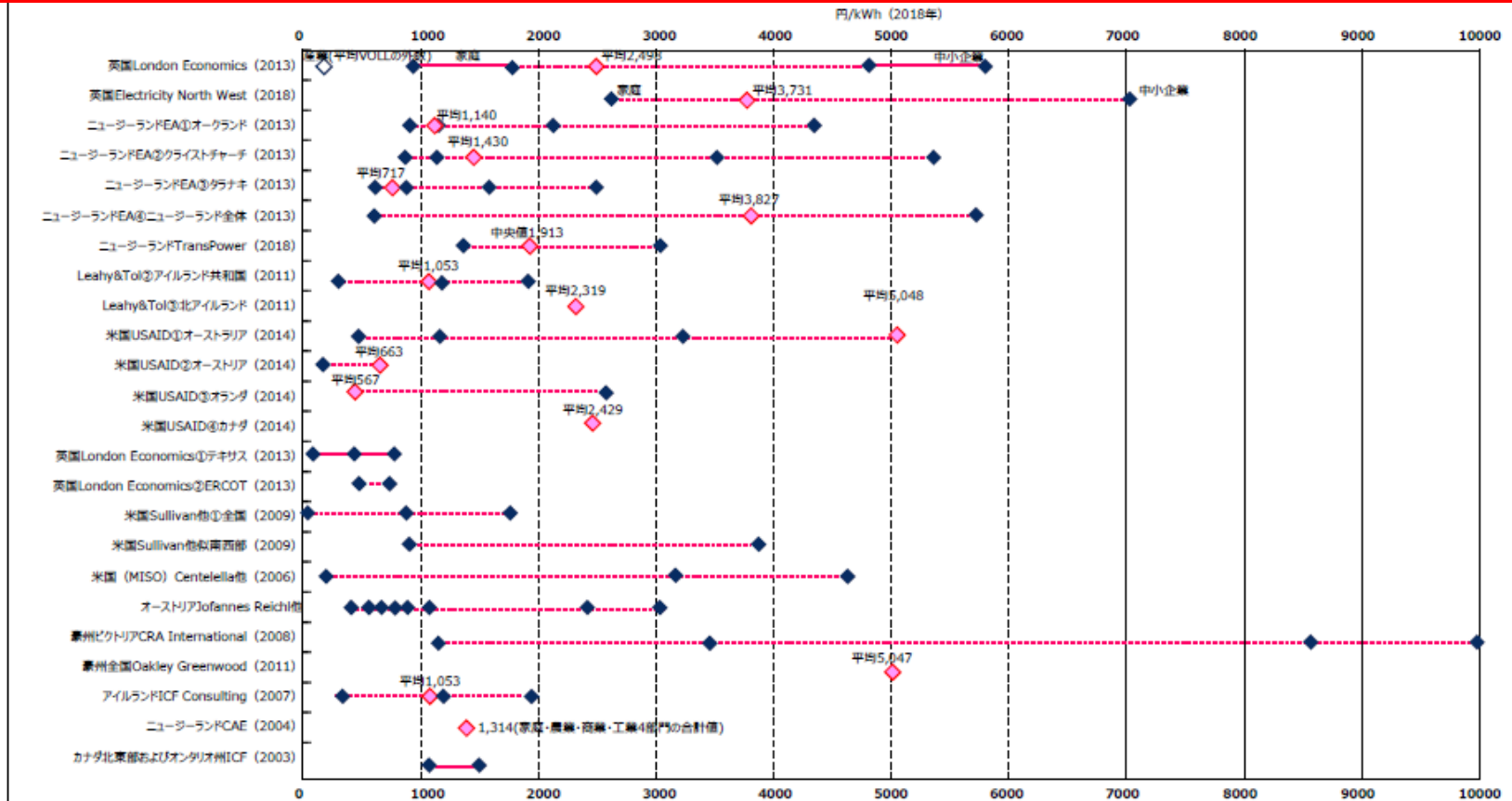
※エリア最高単価の全国平均の採用について

現状、電源Iの調達はエリアごとに行われており、市場に出てきていない供給力はエリアごとに存在。そのため、エリア最高の全国平均を採用することが合理的。調達が広域化された場合には、全国最高を採用することが合理的。

停電コスト(VoLL)に関する文献調査結果のまとめ②

20

- 今回の文献調査等により調査した各国各地域のVoLLの概要は下表のとおり(前頁までの各研究の結果として推計された値だけではなく、各研究の中で紹介・レビューされた、当該研究とは別の研究の結果としての値も含む)。
- 推計において仮定する停電のタイミング(季節・曜日・時刻等)や長さ、消費者のタイプや消費レベル等によってVoLLは大きく異なるため、異なる地域・研究のVoLLは単純に比較できないが、結果を見ると概ね1,000~5,000円/kWh程度の範囲に収まっており、現状の停電コスト(3,050~5,890円/kWh)との差はそこまで大きくない。

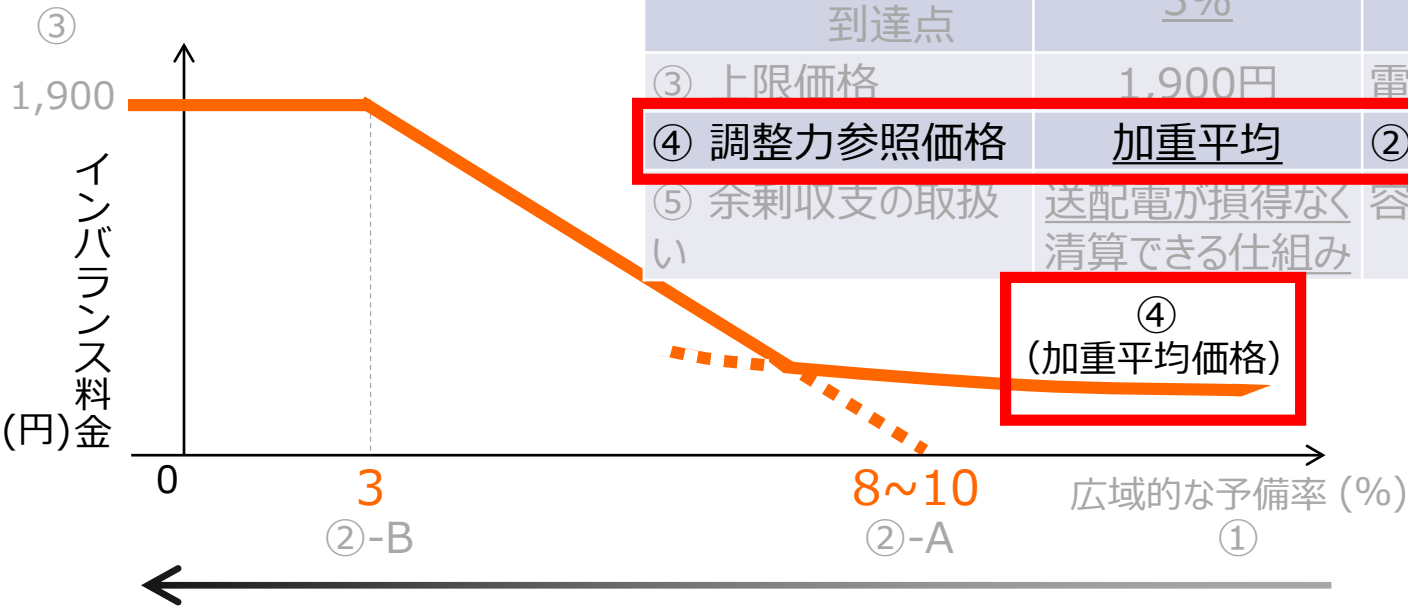


余白

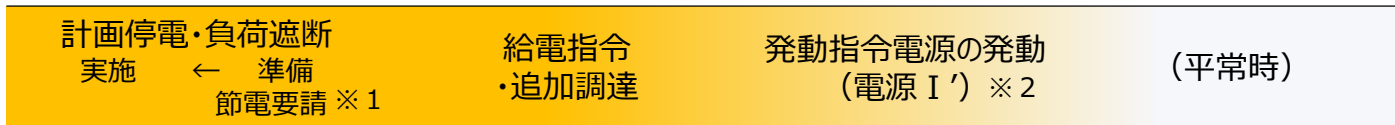
[論点④]
調整力kWh価格の引用方法
(加重平均／最高価格)

論点④：参照する調整力価格の引用方法（広域機関案）

項目	案	備考
① 横軸	広域的な予備率 (連系線混雑考慮)	②-A、②-B、③を前提
②-A 起ち上げの基準点	8~10%	過去のひっ迫融通実績 調整力の広域調達・広域運用（需給調整市場）の開始による需給調整に係る状況変化
②-B 上限価格到達点	3%	計画停電準備
③ 上限価格	1,900円	電源 I' 追加調達コスト
④ 調整力参照価格	加重平均	②~④を前提
⑤ 余剰収支の取扱い	送配電が損得なく清算できる仕組み	容量市場を通じた小売への配分など



⑤ 余剰収支の取扱い
容量市場を通じて送配電が損得なく清算できる仕組み



※1：需給検証の計画停電準備は供給力対策をやりつくした上での広域予備率3%（H1）

※2：ひっ迫融通実施時の広域予備率実績 5.8~9.9%（電源 I' 発動後）

論点④：参照する調整力価格の引用方法

- 調整力単価の参照については、前回までの議論で、調整力の発動実績ではなく、広域需給調整システムの指令値を採用し、15分単位の限界費用の加重平均か最高価格かという議論があり、事務局提案では加重平均が妥当という整理であった。
- インバランス料金に参照する調整力価格としては、需給ひっ迫時の不足インバランス解消に向けた行動という観点からは、加重平均※1によるインバランス料金では必ずしも十分な水準とは言えないが、前述の価格高騰の仕組みがこの機能を担保できる水準で決まるのであれば、需給ひっ迫時のインバランス料金が価格高騰の仕組みにより決定されるため、調整力単価の参照については平常時のインバランス料金と考えることができる。これを前提とすれば、調整力の参照価格を「加重平均」として問題ないと考えられるのではないか。
- なお、発動指令電源は時間前市場に玉出しされることでBGの不足インバランスの解消に寄与することとなるが、約定されない場合は調整力として使用されるため、このような場合においては、発動指令電源の価格が需給ひっ迫時の調整力の限界電源であることから、インバランス料金を算定する調整力の参照価格に発動指令電源が含まれることが必要。 ※2

※1 30分コマにおける前半15分の最高価格と後半15分の最高価格の加重平均

※2 広域需給調整システムの指令値でインバランス料金を算定する場合、別途システム外で指令される発動指令電源等の調整力のコストを反映する仕組みが必要。

- インバランス料金（30分単位）を15分単位の調整力の限界費用で算定した場合、15分単位でBGが計画値・実績値を認識し、15分単位で調達できれば、インバランス料金は15分単位の調整力の加重平均で表現されることは適当。
- 現状では30分単位でしかBGが計画値・実績値を認識できず、かつBGは調達を30分単位で行うため、15分単位の加重平均では不足インバランスを十分に解消する動機となるインバランス料金水準にはならない可能性があり、BGが不足インバランスを発生させる行動をとる可能性がある。

コマ内で上げ指令・下げ指令のみであった場合の取扱い

- 再度検討した結果、インバランス料金の基本的考え方に照らして、前半15分と後半15分の最高価格を加重平均する（B案）が合理的と考えられるかどうか。

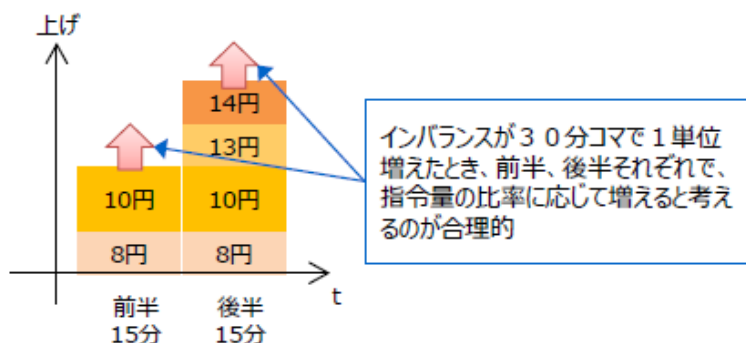
理由①

そのコマで仮にインバランスがさらに1単位発生した場合に増えるコストは、前半・後半の限界価格の加重平均と考えるのが合理的

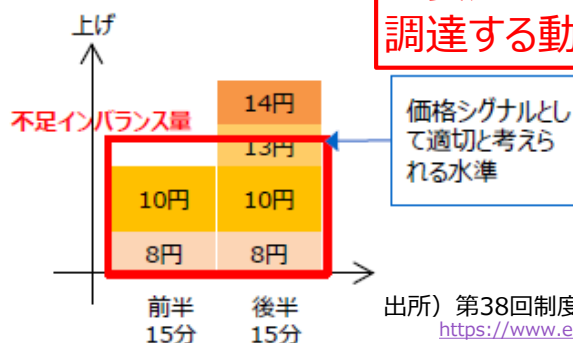
理由②

30分のインバランス量をBGが調達するように促すための価格シグナルの観点からも、加重平均が適当。

広域運用で指令された調整力



広域運用で指令された調整力



30分単位の不足インバランスを埋めるにはBGが13円の電源を30分単位で調達する必要があり、加重平均の12.4円ではBGが調達する動機とはならない。

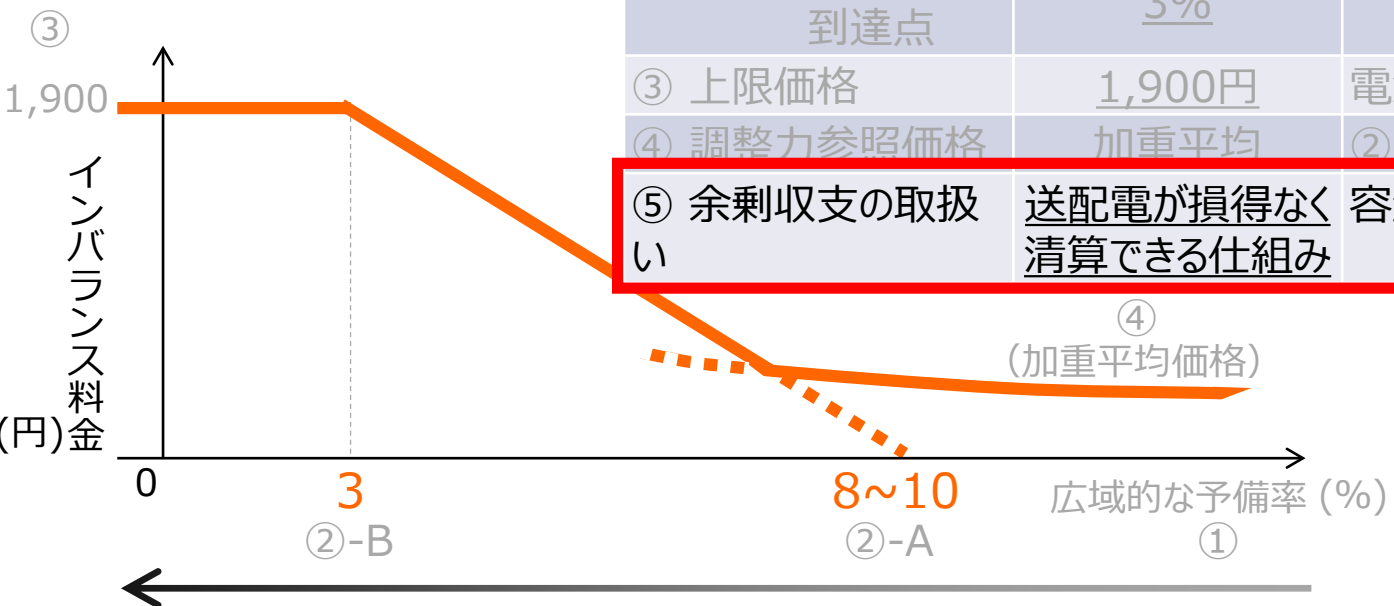
[論点⑤]
インバランスによる余剰収支の取扱い

論点⑤：余剰収支の取扱い（広域機関案）

項目	案	備考
① 横軸	広域的な予備率 (連系線混雑考慮)	②-A、②-B、③を前提
②-A 起ち上げの基準点	8~10%	過去のひっ迫融通実績 調整力の広域調達・広域運用（需給調整市場）の開始による需給調整に係る状況変化
②-B 上限価格到達点	3%	計画停電準備
③ 上限価格	1,900円	電源 I' 追加調達コスト
④ 調整力参照価格	加重平均	②~④を前提

⑤ 余剰収支の取扱い 送配電が損得なく清算できる仕組み 容量市場を通じた小売への配分など

⑤ 余剰収支の取扱い
容量市場を通じて送配電が損得なく清算できる仕組み



※1：需給検証の計画停電準備は供給力対策をやりつくした上での広域予備率3% (H1)

※2：ひっ迫融通実施時の広域予備率実績 5.8~9.9% (電源 I' 発動後)

論点⑤：余剰収支の取扱い

- 30分単位のインバランス料金を広域運用調整力の指令値の前後半15分の最高価格の加重平均とした場合、基本的には送配電は調整力コストを回収できると考えられる。
※ 30分コマで上げ／下げが混在する場合は回収できず、上げ／下げ相殺の仕組みだとより回収できなくなる。ただし、そのコマ数の程度は定かではなく、全体への影響は現時点でわからないという点は考慮が必要。
- インバランス料金の基本的な考え方では「送配電が調整力コストを適切に回収できるものであること」とある一方、「一定量以上の余剰収支については、系統利用者への適切な利益の還元を行う仕組みの検討が必要」ともある。そのため送配電にとって損得なく余剰収支を管理し、事務コスト等を除く余剰分を系統利用者に還元することが必要となる。
- 需給ひっ迫時にインバランス料金が上昇する仕組みであれば、高値のインバランス料金の支払い回避のために系統利用者がDRを確保する行動を取ることなどが考えられる。これは容量市場の落札にも影響を与える可能性がある。
- 広域機関による米国（ERCOT）に対するヒアリングでは、中長期の容量確保をエネルギー市場の価格スパイクで実現するためScarcity Pricingの仕組みが導入されており、一方で系統利用者が先物市場でスパイクをヘッジするための行動をとることから価格高騰はあまり発生していないが、この先物市場の資金が設備投資につながり容量確保の一助となっているとのこと。
- このようにScarcity Pricingの仕組みと容量市場は、容量確保という面で互いに関係するため、インバランス制度による余剰収支は容量市場において小売事業者に還元することが適切ではないか。
- これにより、需給ひっ迫時に不足インバランスを出した小売事業者が高額な支払いを行うことになるため、特に需給ひっ迫時の不足インバランスを抑制するインセンティブになるとともに、ここで生まれた余剰収支を容量市場で還元し、小売事業者が負担する容量拠出金を抑制することにもなるのではないか。

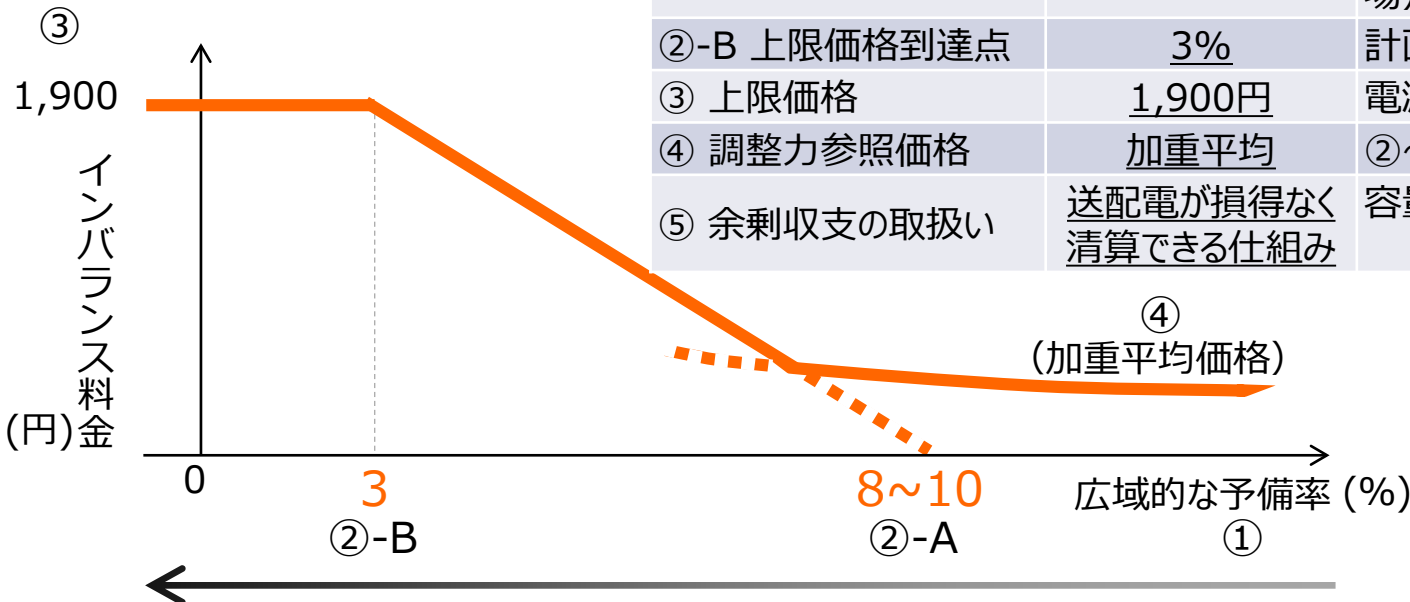
余白

まとめ

(新たなインバランス料金の考え方に係る広域機関の見解)

■ 以上より、混雑のない範囲での広域的な予備率を横軸としインバランス料金カーブを以下のとおりとはどうか。

項目	案	備考
① 横軸	<u>広域的な予備率</u> (<u>連系線混雑考慮</u>)	②-A、②-B、③を前提
②-A 起ち上げの基準点	<u>8~10%</u>	過去のひっ迫融通実績 調整力の広域調達・広域運用（需給調整市場）の開始による需給調整に係る状況変化
②-B 上限価格到達点	<u>3%</u>	計画停電準備
③ 上限価格	<u>1,900円</u>	電源 I '追加調達コスト
④ 調整力参照価格	<u>加重平均</u>	②~④を前提
⑤ 余剰収支の取扱い	<u>送配電が損得なく 清算できる仕組み</u>	容量市場を通じた小売への配分など



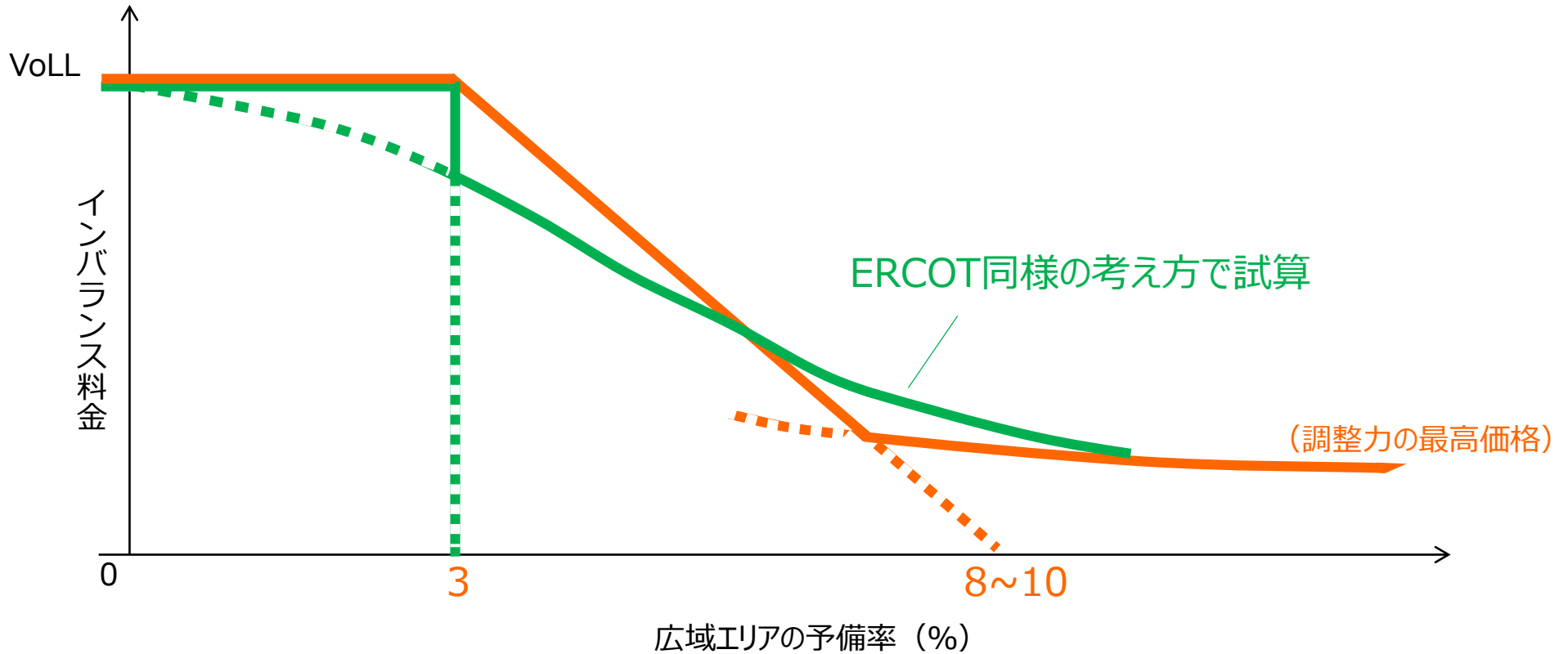
⑤ 余剰収支の取扱い
容量市場を通じて送配電が
損得なく清算できる仕組み



※1：需給検証の計画停電準備は供給力対策をやりつくした上での広域予備率3%（H1）

※2：ひっ迫融通実施時の広域予備率実績 5.8~9.9%（電源 I '発動後）

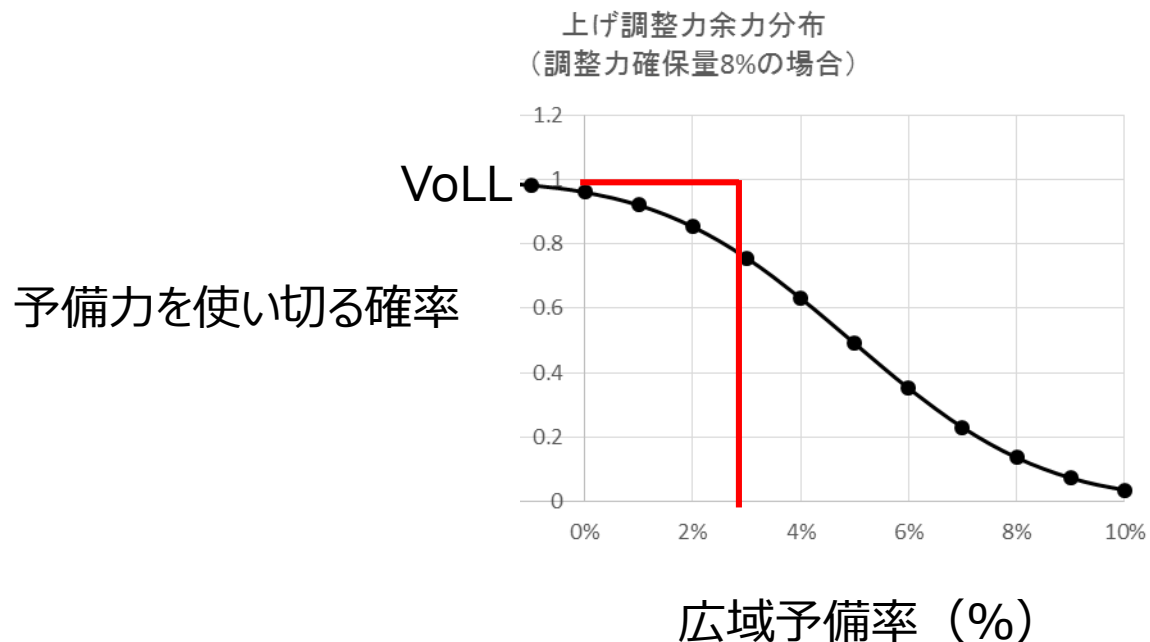
(参考) ERCOTのScarcity Pricingの考え方に
基づく試算



※需給検証の計画停電準備は供給力対策をやりつくした上で広域予備率3% (H1)

※ひっ迫融通実施時の広域予備率実績 5.8~9.9% (電源 I' 発動後)

※実際適用する際は、季節、時間帯毎など詳細に分析する必要や、再エネ予測誤差（FIT特例①③）の扱いなど更なる検討が必要



- (諸元)
- ・電源 I 必要量算定時の諸元を活用
 - ・残余ピーク95%以上のコマを対象（再エネ予測誤差（特例①③）影響の少ない時間帯）
 - ・予備率確保は8%
 - ・残余需要予測誤差実績
 - ・計画外停止（計画外停止率2.6%）
 - ・上記諸元をもとにモンテカルロシミュレーションで試算

(参考) ERCOTのScarcity Pricingの考え方

調査結果概要 <Scarcity Pricingの需要曲線の考え方>

<ERCOTの説明>

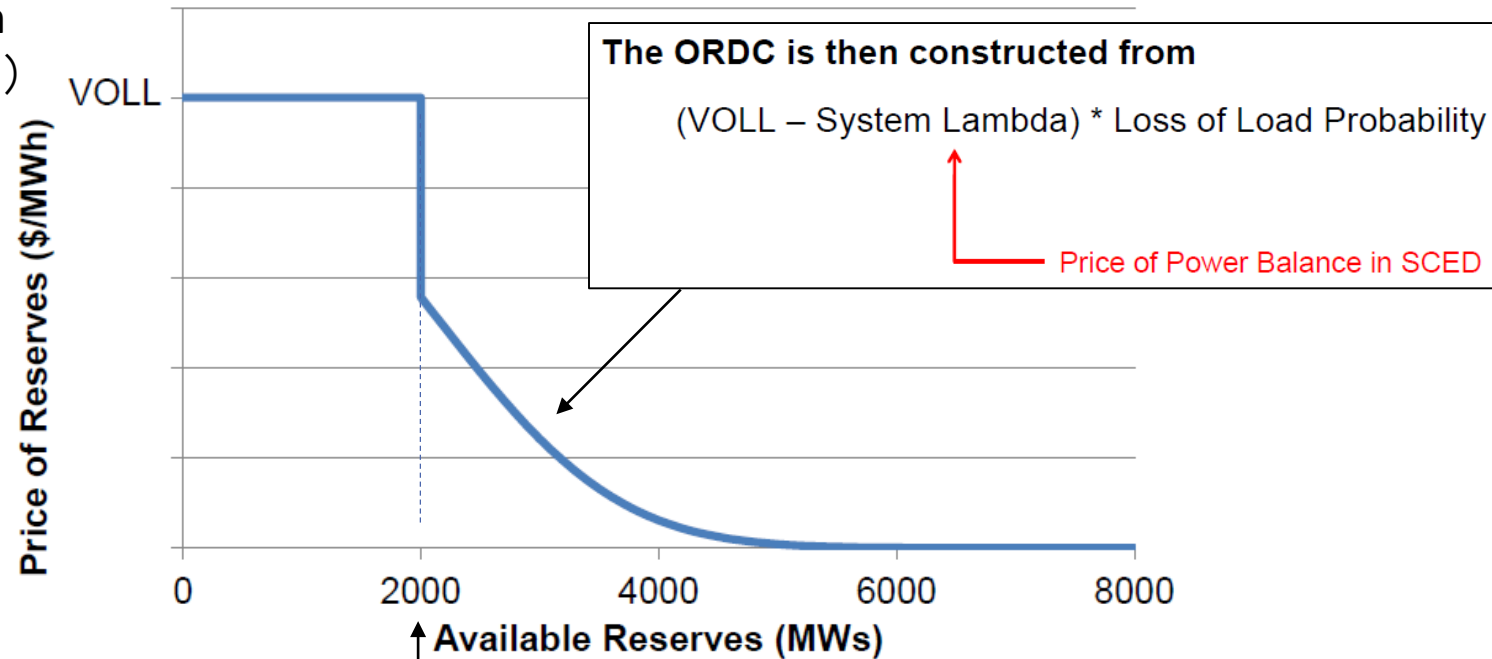
1. Scarcity Pricingの考え方であるが、リアルタイムの需給状況に依存している。オンラインで把握できている発電機の容量と需要の差が予備力であり、これをリアルタイムの予備力として算定する。
2. リアルタイムの地点別限界価格（LMP）は、送電制約を考慮したSCED（Security Constrained Economic Dispatch）に基づき算定され、最終的なLMPはLOLPに基づくPrice Adderが追加された価格となる。下記の式のVoLLはテキサス州公益事業委員会によって政策的に決定されており、現在は9,000ドル/MWh（1,000円/kWh相当）である。

$$\text{LMP (final)} = \text{LMP} + \text{Price adder}$$

$$\text{Price adder} = (\text{VoLL} - \text{system lamda}) \times \text{LOLP (ORDC)}$$
3. VoLLに到達する最低の予備力水準（Minimum contingency reserve level）は、テキサス州公益事業委員会が決定しており、2,000MWとしている。この水準は、年間を通じて変わらない。調整力の必要量などから科学的に決められた数字ではない。政策的に決められている。規模感で言えば、2,000MWはERCOT管内の年間ピーク需要の3%程度に相当する。
4. オフラインの電源等の起動などの措置を開始する予備力水準は3,000MW程度であり、負荷遮断を行う予備力水準は1,000MW程度である。市場外の措置を講じるという観点で2,000MWと政策的に決められた。
5. 価格高騰し始めるカーブについては、実需給1時間前の予備力に基づく関数であり、これがLMPに加算される（Price adder）。このカーブの関数は季節毎に変化し、過去の誤差実績のデータから正規分布に基づき計算される。ここでいう誤差とは、1時間前の予備力の予測と実績の差（つまり1時間前からの需要予測誤差、再エネ予測誤差、電源脱落などの合計）である。

The Operating Reserve Demand Curve (ORDC)

VOLL=9,000\$/MWh
(Value of Lost Load)



X=2,000MW
(Minimum contingency reserve level)

VoLLの変遷

- System Wide Offer Cap raised to
 - \$4,500/MWh - Aug 1, 2012
 - \$5,000/MWh - June 1, 2013
 - \$7,000/MWh - June 1, 2014
 - \$9,000/MWh - June 1, 2015

- 1時間前の予備力とリアルタイムの予備力の差 (Reserve Error) を正規分布として統計処理し平均 (μ)、標準偏差 (σ) を算定。
- これを、季節毎に4h×6ブロックに分けて算定。

Loss of Load Probability (LOLP)

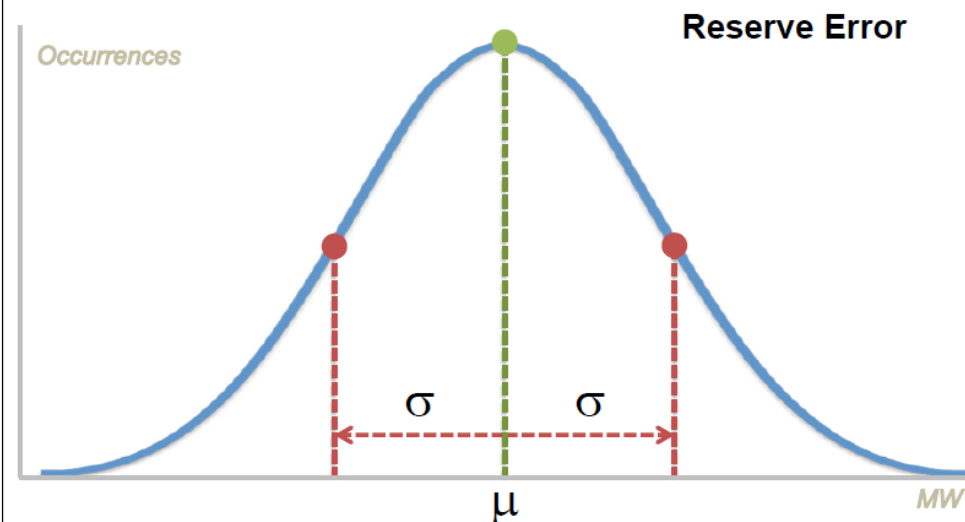
Calculate Historical Reserve Error

- Hour-Ahead (HA) Reserves
= COP Capacities – Load Forecast
- Real-Time (RT) Reserves (Hourly Average)
= Telemetered Capacities – SCED Basepoints

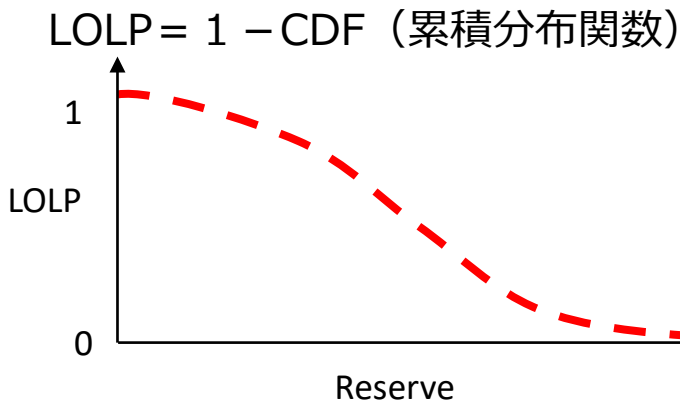
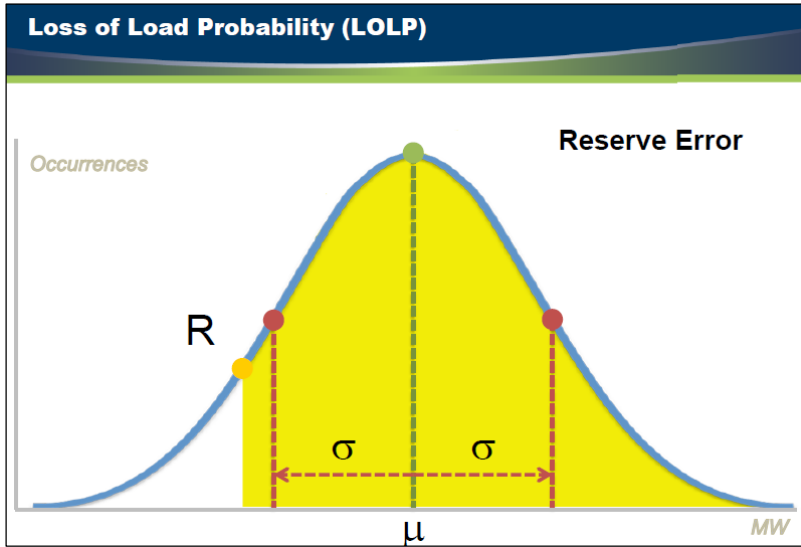


Reserve Error
= HA Reserves – RT Reserves

Loss of Load Probability (LOLP)



- 算定された平均値、標準偏差から、供給力が不足する累積分布関数（CDF）を算定。
- これから予備力R（MW）の時のLOLP（R）が算定される。
- これらは、季節毎、時間帯毎（4時間×6ブロック）に算定される。



Determination of ORDC - LOLP

Option 2: (ERCOT approach) - continued

- Statistics (mean-M, standard deviation-SD) are calculated on:
 - Seasons (Winter, Spring, Summer, Fall)
 - 6 time-of-day blocks, each consisting of 4 hours
 - Errors are assumed to be normally distributed
- From this, the LOLP for a given level of available reserves (R) for a particular season and time block is

$$LOLP(M,SD,R) = 1 - CDF(M,SD,R)$$

Where CDF is the Cumulative Distribution Function of the normal distribution with mean M and standard deviation SD

$$CDF(M,SD,R) = \frac{1}{2} \times \left[1 + erf \left[\frac{R - M}{\sqrt{2} \times SD} \right] \right]$$

$$erf(z) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \times \int_0^z e^{-t^2} dt$$