

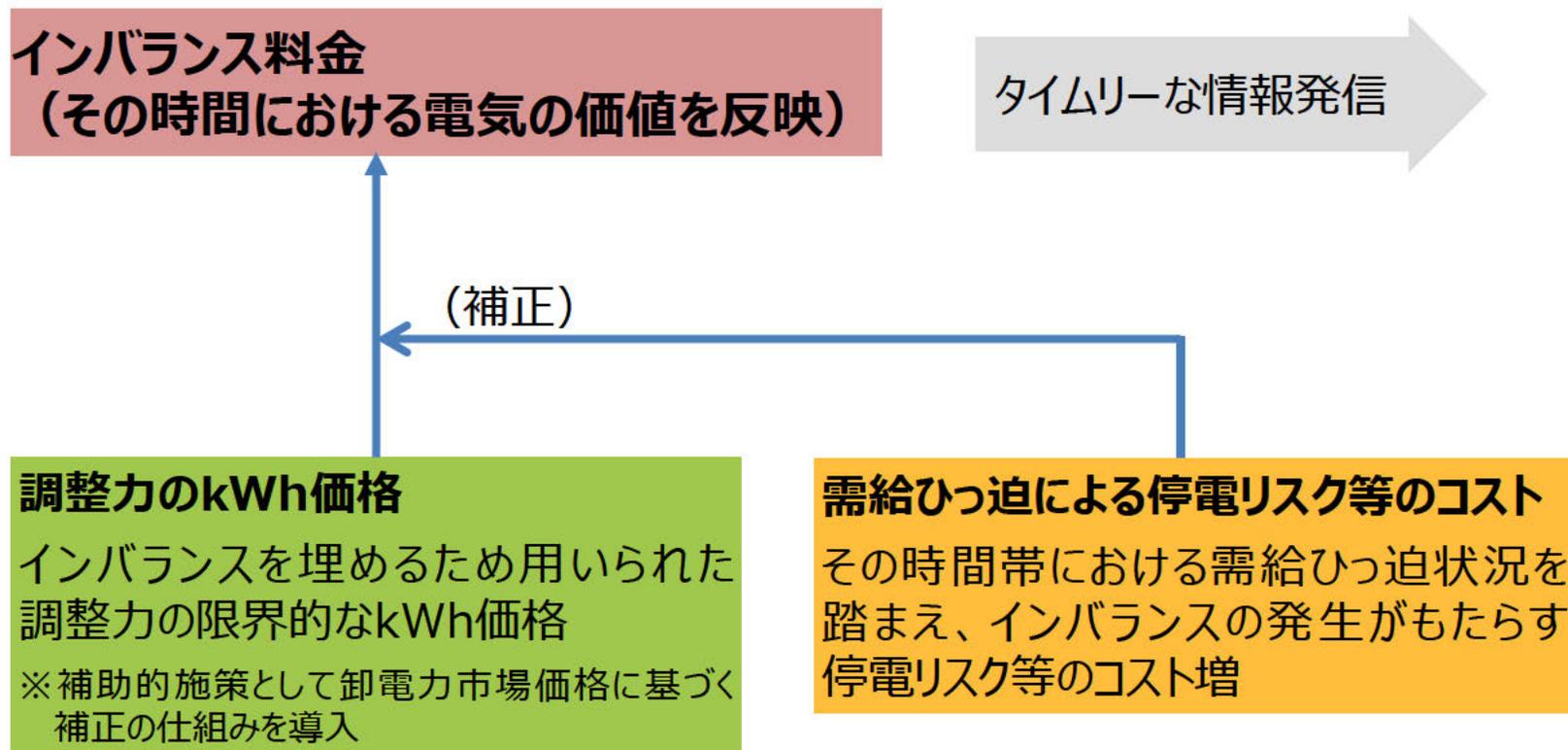
2021年度以降のインバランス料金制度 について

令和元年6月26日（水）



インバランス料金の考え方

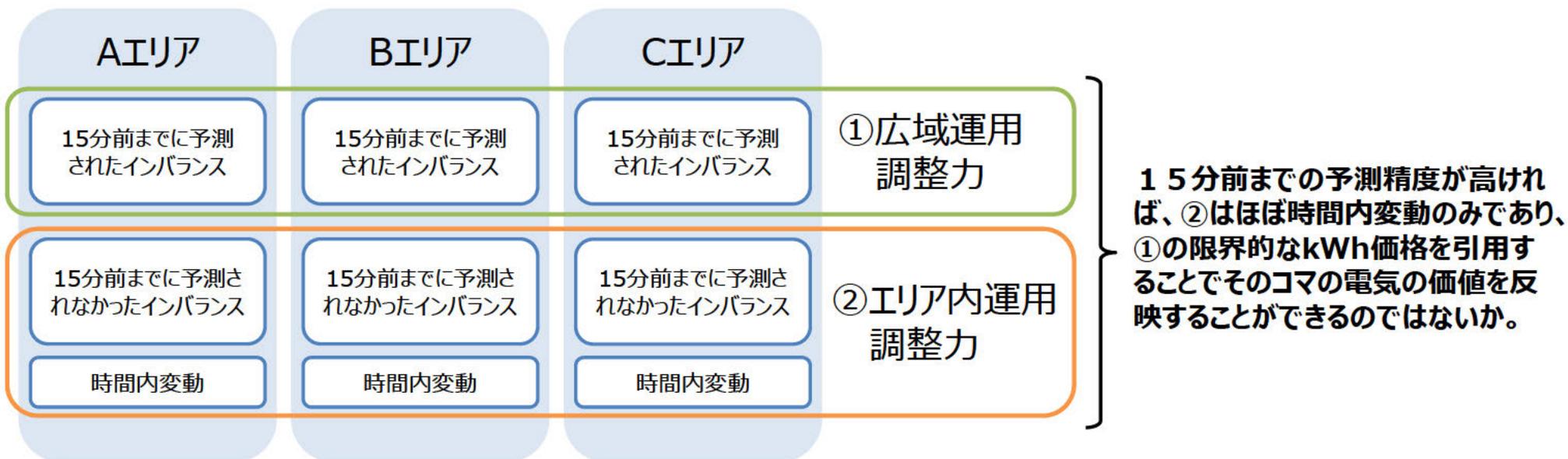
- インバランス料金は、系統利用者への価格シグナルのベースとなるもの。したがって、
 - ① 実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切にインバランス料金に反映されるようにするとともに、
 - ② その価格や需給状況に関する情報がタイムリーに公表されるようにする。



インバランス料金に引用する調整力

- 15分前までの予測精度が高ければ、インバランス対応は主に広域運用の調整力が担うことになることから、その広域運用調整力のkWh価格を引用することで、そのコマの電気の価値を反映させることができるのではないか。

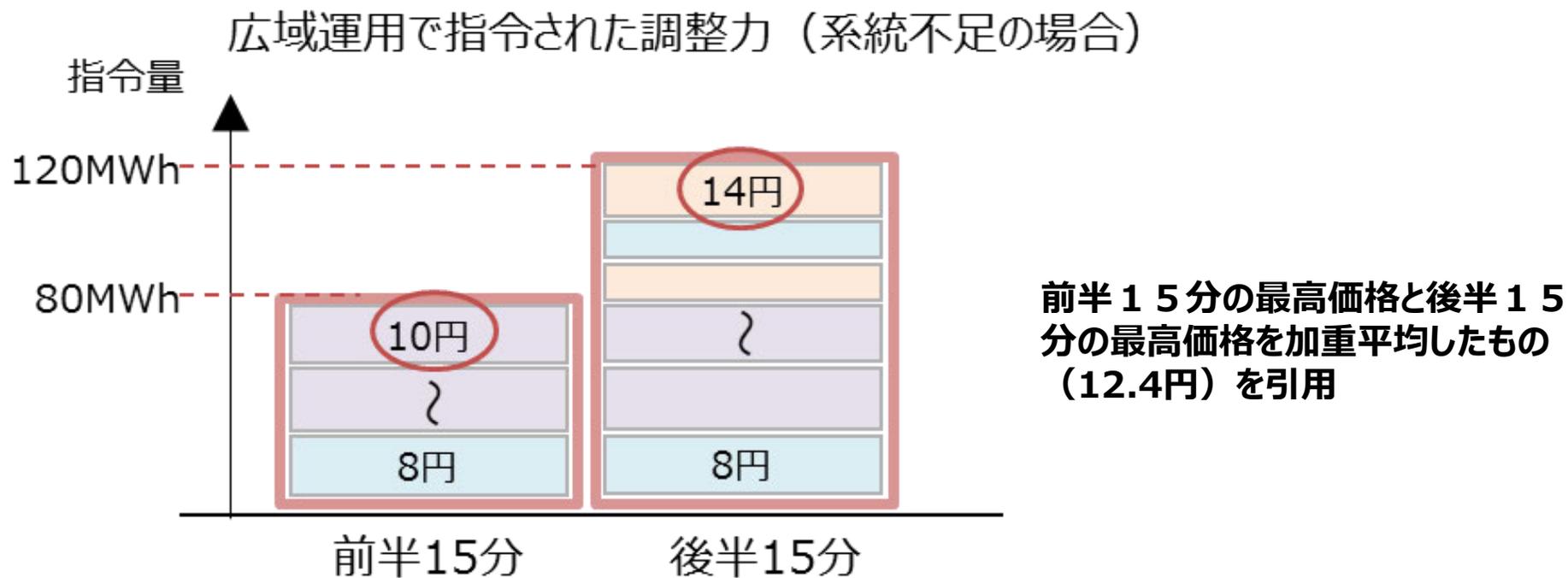
実需給15分前までに予測された15分単位のインバランスは広域運用の調整力で対応され、その後の変化や時間内変動はエリアごとの調整力で対応される。（※2023年度より15分前までの15分単位の予測に短縮を予定。）



一般送配電事業者による広域運用については、インバランス量を適切に予測した運用がなされているか等、運用状況の監視を行い、合理的でない動きがみられた場合には、その原因等を聴取する。

調整力のkWh価格をどのように引用するか

- 15分単位で運用される広域運用調整力のkWh価格をインバランス料金に引用する方法については、前半15分・後半15分の限界的なkWh価格を各15分におけるインバランス量によって加重平均して得られる値とする。



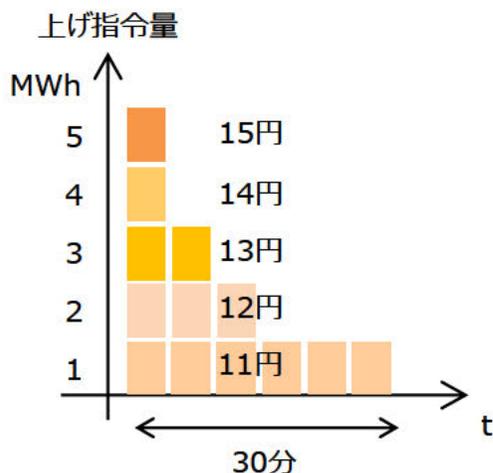
インバランス料金の算定方法（合理的な負担の観点）

- インバランス料金は、その30分コマ合計で 1 kWhのインバランスを出した者が送配電事業者と清算する価格であり、そのコマで送配電事業者が限界的な 1 kWhを調整するのに要したコストを反映することが適当と考えられる。
- 限界的な 1 kWhは30分コマ全体の実績カーブ上でそれに比例して発生すると考えるのが合理的であること、各BGが30分コマのどの時間帯でインバランスを発生させたかメーター値に現れないことを踏まえると、その30分間における全ての時間帯の限界的なkWh価格を反映することが適当ではないか。

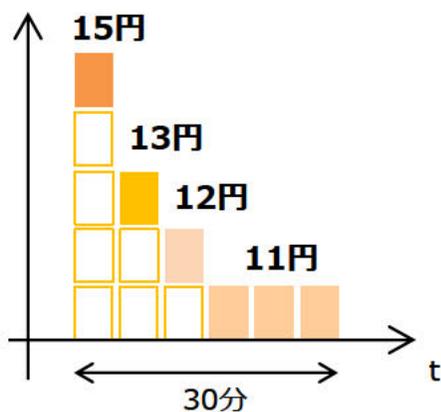
注) 調整力の広域運用15分ごと×2コマ分（2021年度～）、5分ごと×6コマ分（2023年度～（予定））

広域運用で指令された調整力

（23年度以降の5分ごと指令のイメージ）



各5分の限界価格 （仮に5分コマであった場合のインバランス料金）



各5分×6コマの 加重平均

13.2円

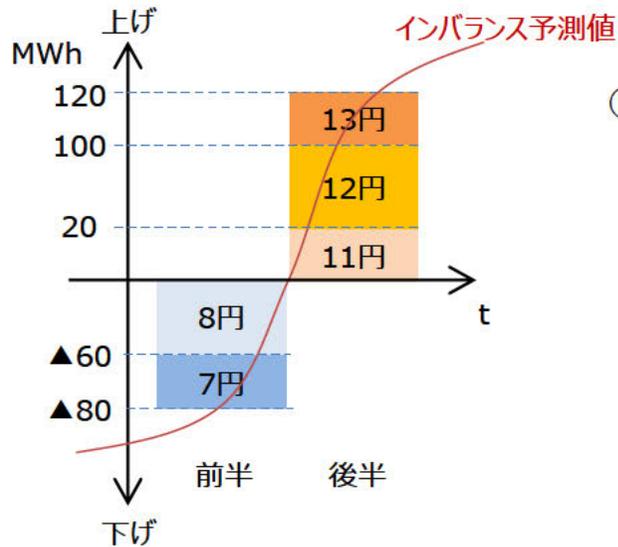
$$\frac{15円 \times 5 + 13円 \times 3 + 12円 \times 2 + 11円 \times 3}{5 + 3 + 2 + 3}$$

30分全体の調整力のコストを反映するものとしては、各5分の限界価格を平均した値が適当ではないか。

コマ内で上げ指令と下げ指令がある場合の取扱い（上げ下げの相殺）

- インバランス料金には、インバランス対応のために稼働した調整力のkWh価格を反映させるという考え方を踏まえ、時間内変動への対応のために稼働した分を取り除いて引用することが適当。
- こうしたことから、上げ指令の価格が高い方と下げ指令の価格が低い方から同量を相殺し、残ったものの限界的なkWh価格（不足時は最も高いkWh価格、余剰時は最も低いkWh価格）を引用することが適当と考えられる。

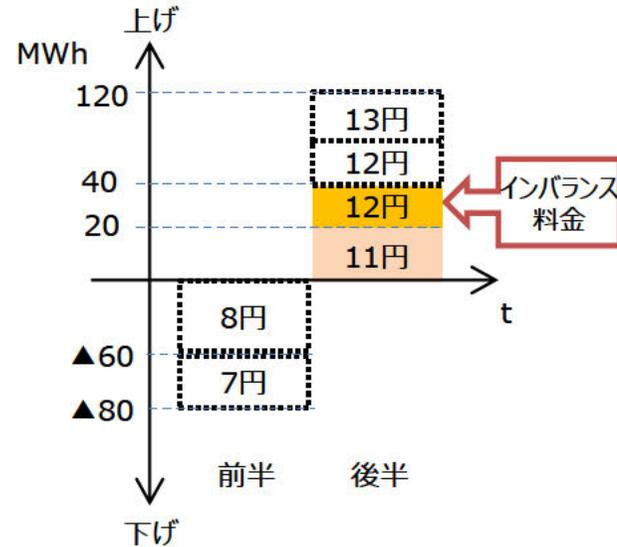
広域運用で指令された調整力



① 上げ指令の価格が高い方と下げ指令の価格が低い方から同量を相殺



広域運用で指令された調整力



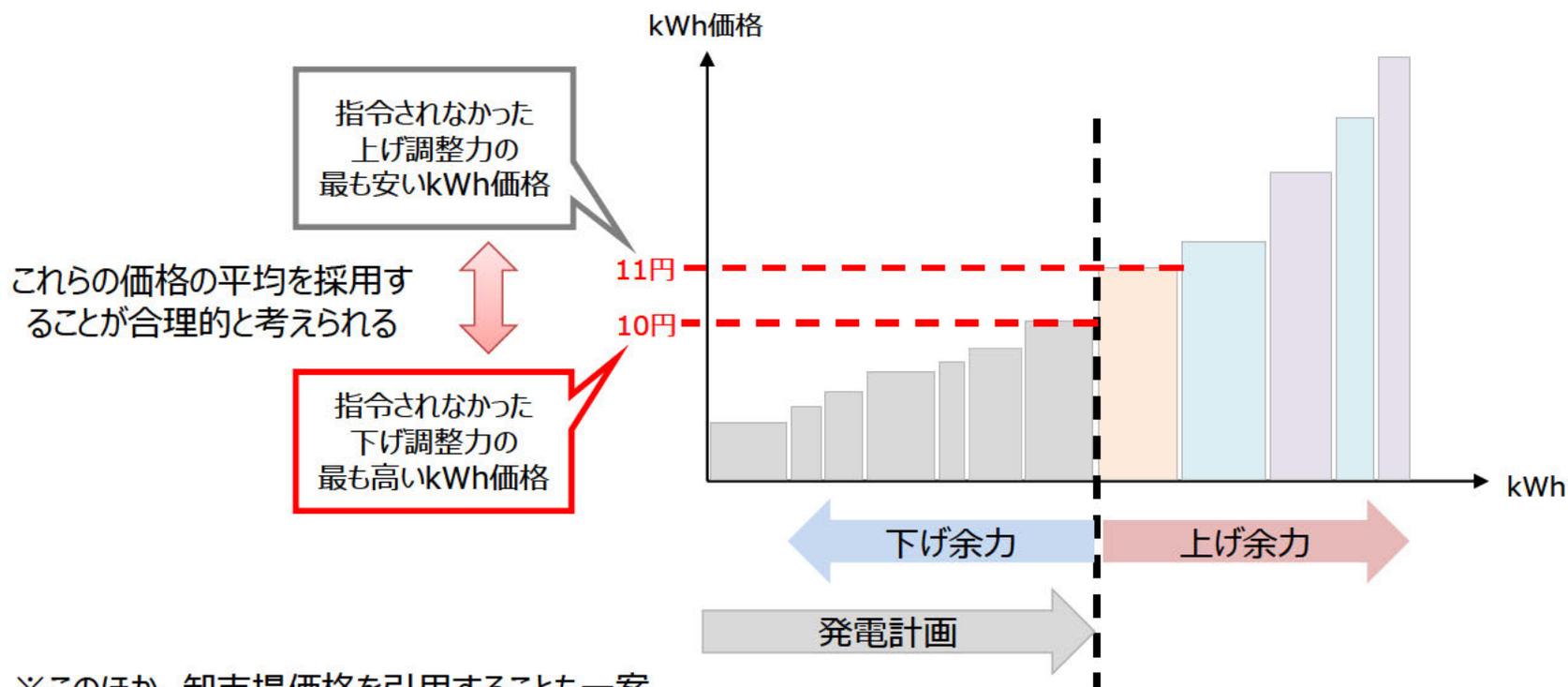
② 相殺後の限界的なkWh価格をインバランス料金とする

(注) 加重平均していることと同じ

※この場合、上げ指令80MWh分、下げ指令80MWh分は、30分コマ単位の実績では相殺され、インバランスとはならないため、時間内変動と考える。インバランス料金で回収する対象は、インバランスに対応する調整力稼働分とすることが適当。

広域運用調整力の指令量がゼロの場合の取扱い

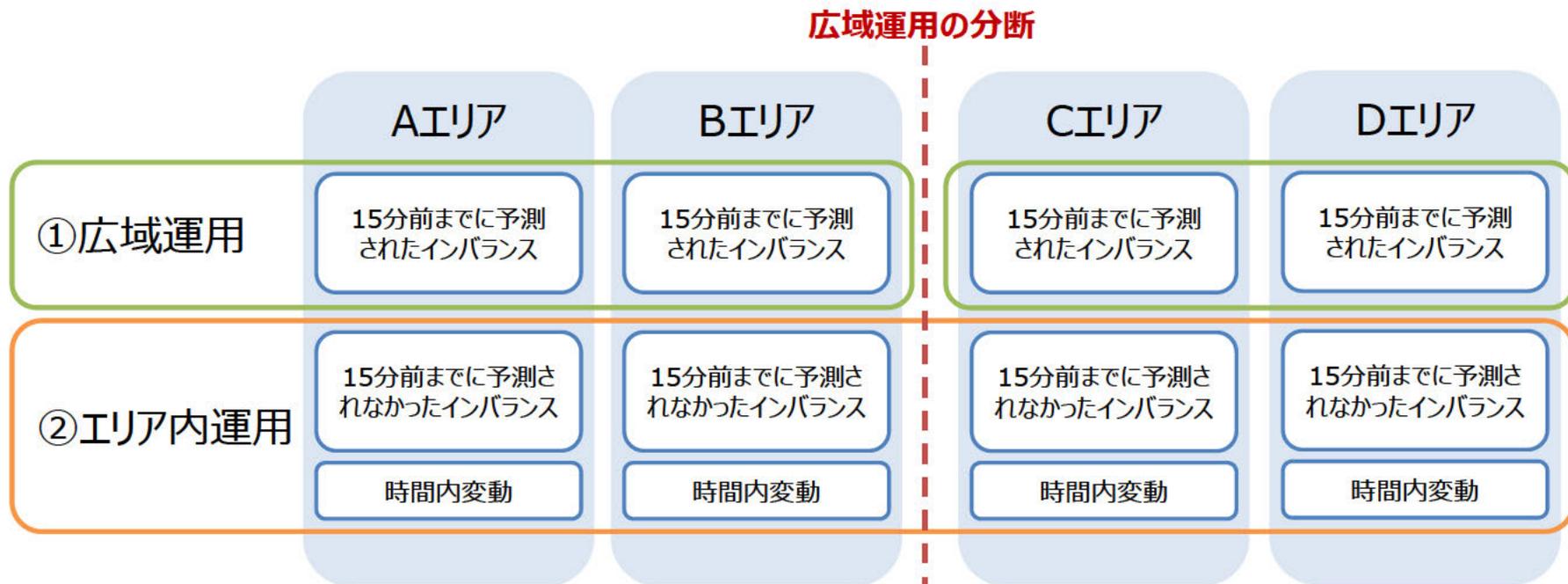
- 広域エリア合計でのインバランスが小さく、広域運用調整力の指令量がゼロの場合、当該エリアのインバランス料金は、指令されなかった上げ調整力の最も安いkWh価格と、指令されなかった下げ調整の最も高いkWh価格の平均を引用することが合理的と考えられる。
- 他方において、システム面での煩雑さを考慮し、卸市場価格を引用することも考えられる。
- これらの論点を踏まえ、システム対応で必要となるコスト等の評価も行なったうえで、いずれかの案を採用することとしたい。



※このほか、卸市場価格を引用することも一案

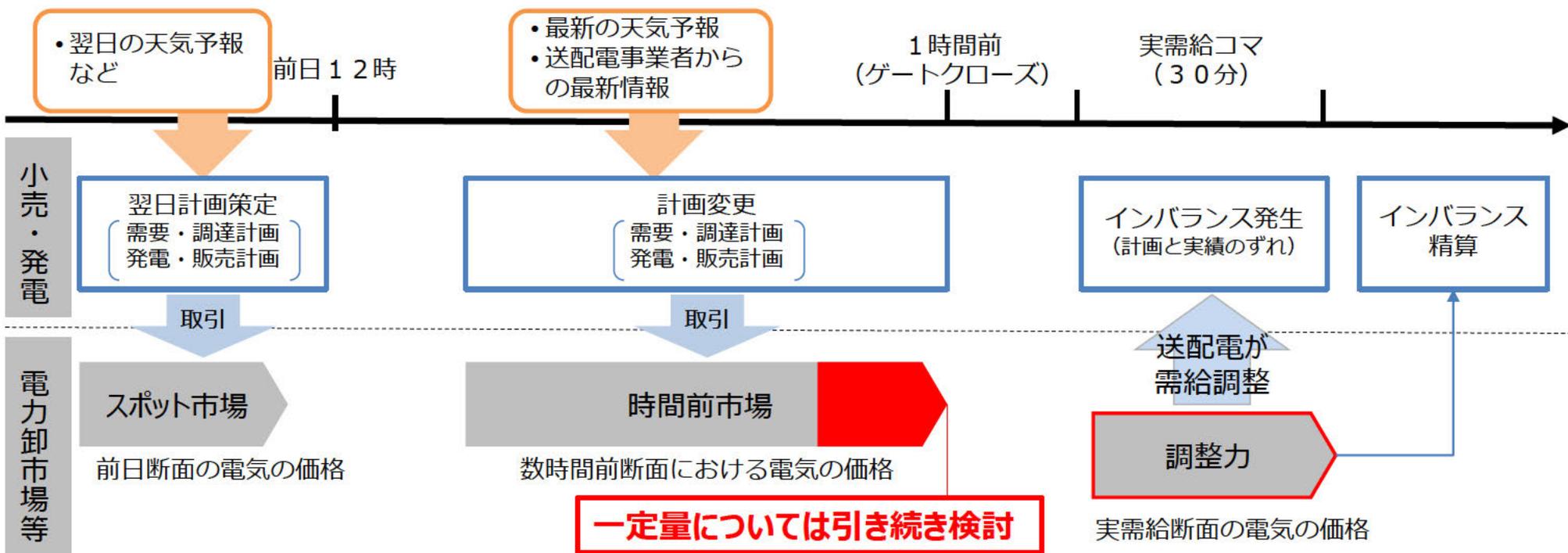
分断があった場合の取扱い

- 連系線に空きがない場合は、調整力の広域運用が限定的なものとなる。
- その場合、分断されたエリアごとに、広域運用された調整力の限界的なkWh価格を引用することとしてはどうか（分断の結果、単独エリアとなった場合も、15分前までに決定した調整力指令量をベースにする）。



実需給に近い取引から一定量の考え方（案）

- 時間前市場はザラバ方式であるため、取引ごとに価格が大きくぶれることもあることから、実需給に近い取引から一定量の平均価格を用いることが適当ではないか。
- 一定量については、引き続き検討する。

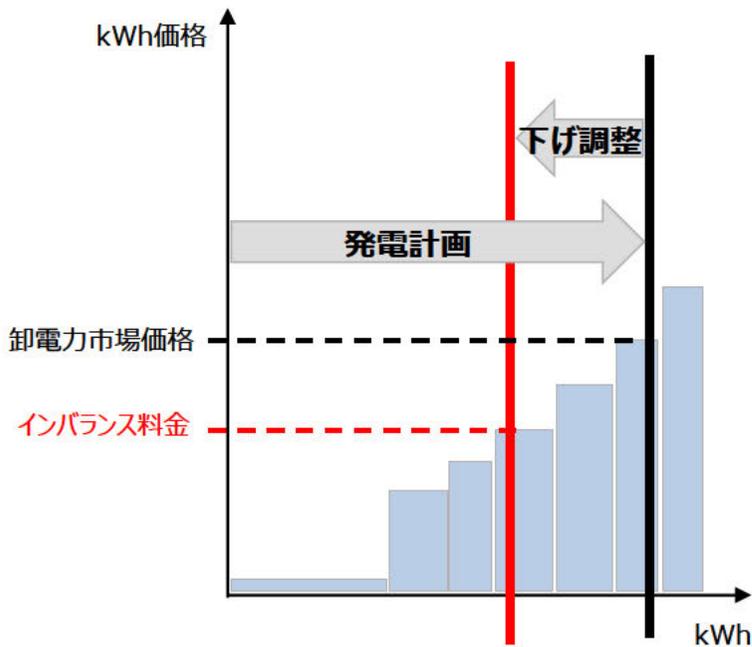


太陽光等の出力抑制のケースにおける取扱い

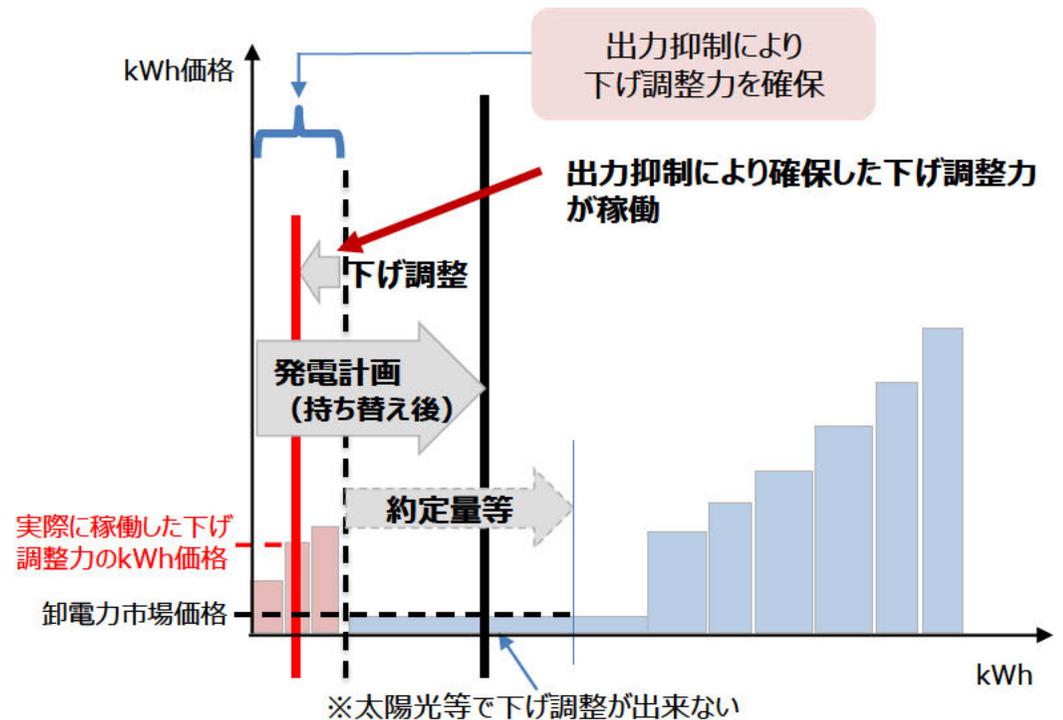
- 太陽光・風力の出力抑制が行われているコマにおける系統余剰の発生は、実質的に限界費用0円/kWhの太陽光等を下げていると見なすことが適当であると考えられる。したがって、太陽光等の出力抑制が行われているコマで系統余剰となった場合については、実際に稼働した調整力のkWh価格を引用するのではなく、インバランス料金を0円/kWhとすることが合理的ではないか。

※系統余剰/系統不足の判断は、広域調整力の指令量に基づいて判断することが適当と考えられるが、今後実務面等を踏まえて決定する。

系統余剰時（通常）



系統余剰時（太陽光等の出力抑制が行われたコマ）



注) 太陽光・風力の出力抑制が行われているコマでは、限界費用0円/kWhの太陽光等を抑制して火力等の調整電源との持ち替えを行い、下げ調整力を確保している。

需給ひっ迫時のインバランス料金の考え方

- 需給ひっ迫時、すなわち一般送配電事業者が用いることができる「上げ余力」が少ない状況での不足インバランスは、大規模停電等の系統全体のリスクを増大させ、緊急的な供給力の追加確保や、将来の調整力確保量の増大といったコスト増につながるもの。
- したがって、「上げ余力」が一定値以下になった場合には、そうした影響（コスト）をインバランス料金に反映させ、料金を上昇させることで、需給の改善を促していくことが適当。

※なお、安定供給確保（負荷遮断の回避）の観点からは、市場取引の停止時などにおいても同様の考えを適用することが合理的と考えられるが、災害時のインバランス料金のあり方については別途検討が必要。

需給ひっ迫時（「上げ余力」が一定量以下になった状況）での不足インバランスの影響

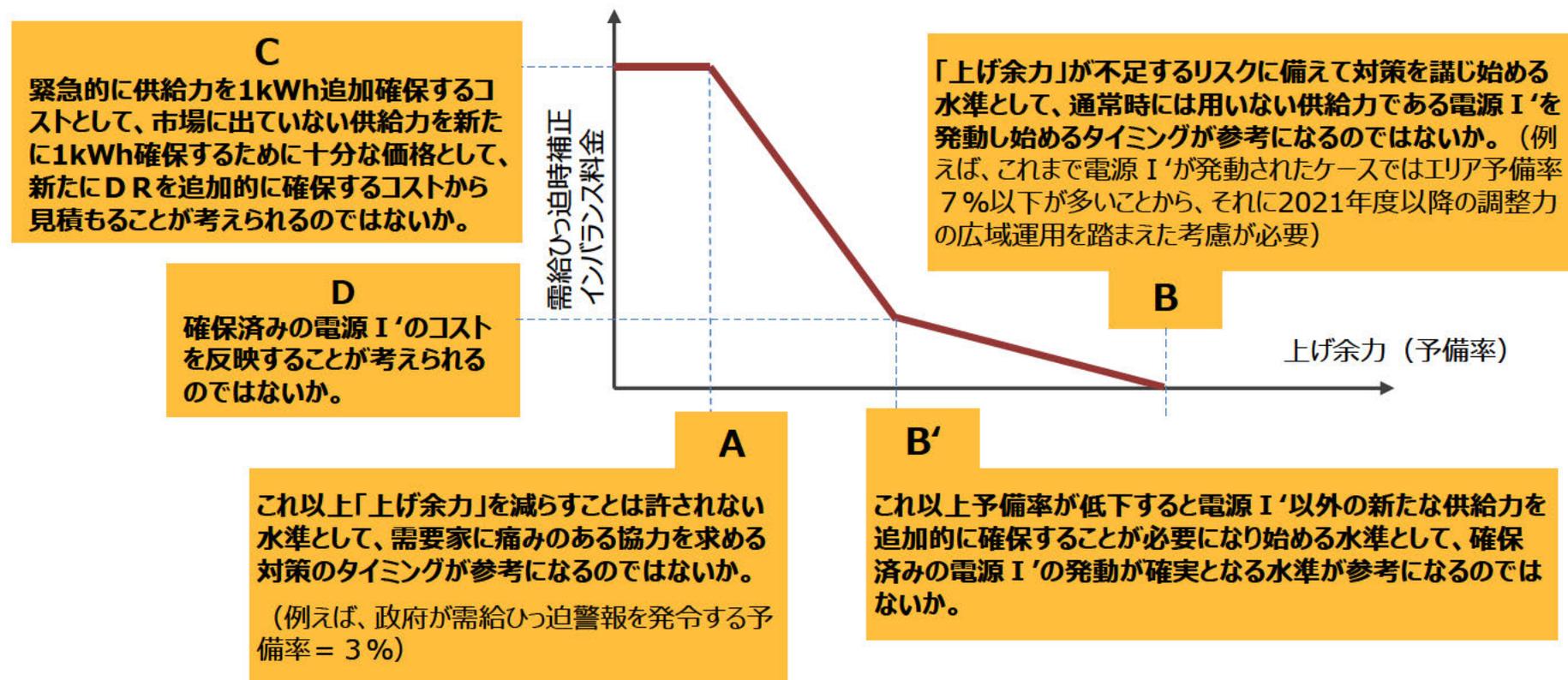
- ① 一般送配電事業者がリスクに備えて緊急的に供給力を追加確保しなければならなくなる。
- ② 負荷遮断の可能性を増大させる。（ひいては、周波数低下による大規模停電のリスクを増大させる。）
- ③ それ以降の同様な事象に備えるため一般送配電事業者がより多くの調整力を確保しなければならなくなる。

このようなコストをインバランス料金に反映させることが適当（供給力不足時価格）

インバランス料金が上昇する仕組みとすることで、需給ひっ迫時には時間前市場の価格も上昇し、DRや自家発など追加的な供給力を引き出す効果や、需要家が節電する効果も期待される。

需給ひっ迫時のインバランス料金（今後の検討方針）

- 今回、これまでの一般送配電事業者の需給ひっ迫時における対応状況等を踏まえて検討した結果、以下のような考え方で設定することが一案として得られた。
- 2021年度から調整力の広域運用が開始されることで、予備率と一般送配電事業者の需給対策との関係は現状から変更されることから、具体的な数値については、この案をベースにしつつ、引き続き検討を深めていく（2021年度以降も実績等を踏まえて必要に応じ検証を行う）。
- また、インバランス料金の計算に用いる予備率（上げ余力）の定義についても、精緻化が必要。



※なお、災害時・市場停止時におけるインバランス料金のあり方については、別途検討を行う。

沖縄エリアにおけるインバランス料金の算定方法について

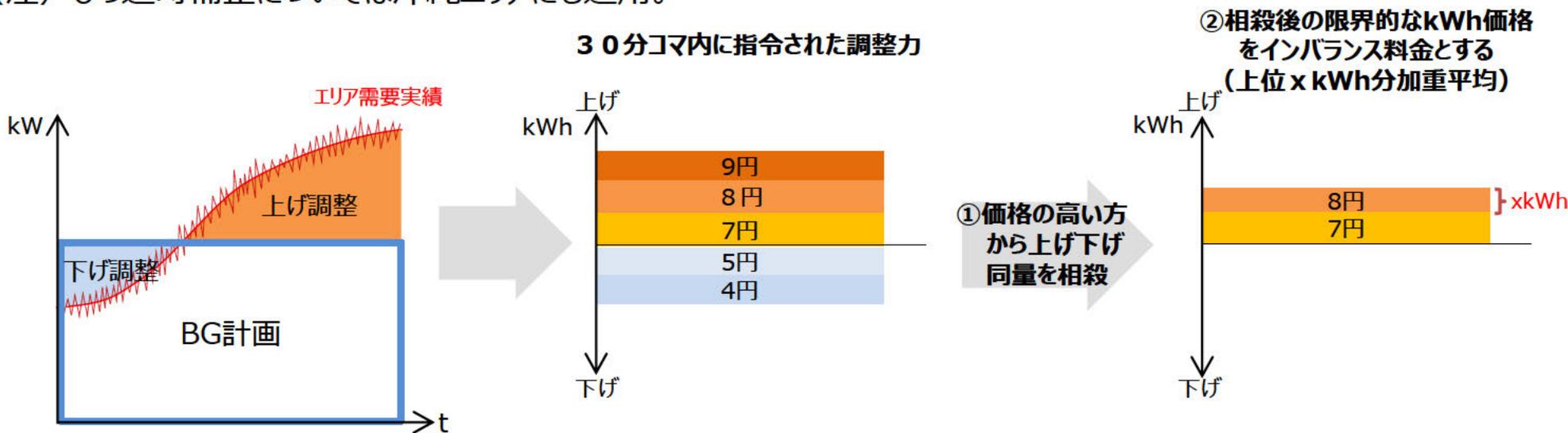
- インバランス対応のために指令した調整力の限界的なkWh価格を引用するという基本的考え方にに基づき、沖縄エリアのインバランス料金は以下のように算定することとしてはどうか。

- ① 時間内変動対応分は控除する観点から、30分コマ内に上げ調整と下げ調整が両方あった場合には、上げ調整価格の高い方、下げ調整価格の低い方から同量を相殺。
- ② その上で、残ったものの限界的なkWh価格をインバランス料金とする。

限界的なkWh価格は、上げ調整価格の高いものから（下げ調整価格の低いものから）x kWh分の加重平均により算定。

xの値は、過去のデータを分析して次回以降検討。沖縄では卸電力市場がなく、小売の調達手段が限られていることも考慮。

(注) ひっ迫時補正については沖縄エリアにも適用。



※調整力については、稼働実績ではなく、中給からの指令値を用いる。（調整力については、メリットオーダー運用が前提。）

関連情報の公表

- 新たなインバランス料金に係る関連情報公表の意義・目的を踏まえると、我が国においては、以下の情報項目についてタイムリーに公表を行うことが適当ではないか。

情報の種類	情報の項目	公表のタイミング
①システムの需給に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> ・ エリア総需要量(実績値) ・ エリア総需要量(予測値) ・ エリア総需要量(需要BG計画値の総計) 	コマ終了後速やかに公表(遅くとも30分後まで) 一週間前、前日夕方、当日午前中などに公表 前日計画・最終計画確定後に速やかに公表
	<ul style="list-style-type: none"> ・ エリア総発電量(実績値) ・ エリア総発電量(予測値) ・ エリア総発電量(発電BG計画値の総計) ・ エリア太陽光・風力発電量(実績値) ・ エリア太陽光・風力発電量(予測値) ・ エリア太陽光・風力発電量(発電BG計画値の総計) 	コマ終了後速やかに公表(遅くとも30分後まで) 一週間前、前日夕方、当日午前中などに公表 前日計画・最終計画確定後に速やかに公表 コマ終了後速やかに公表(遅くとも30分後まで) 一週間前、前日夕方、当日午前中などに公表 前日計画・最終計画確定後に速やかに公表
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 連系線の空き容量 ・ 発電ユニット等の停止情報 ・ エリア供給力/上げ余力(需給ひっ迫時料金の算定諸元・実績値) ・ エリア供給力/上げ余力(需給ひっ迫時料金の算定諸元・予測値) 	状況変化に基づき随時公表 状況変化に基づき随時公表 コマ終了後速やかに公表(遅くとも30分後まで) 一週間前、前日夕方、当日午前中などに公表
②インバランスに関する情報	<ul style="list-style-type: none"> ・ インバランス料金 ・ 広域運用調整力の指令量(≒インバランス量)^{※1} ・ インバランス料金の算定根拠(指令した調整力の限界的なkWh及び補正料金の詳細) 	コマ終了後速やかに公表(遅くとも30分後まで) コマ終了後速やかに公表(遅くとも30分後まで) コマ終了後速やかに公表(遅くとも30分後まで)
③調整力に関する情報	<ul style="list-style-type: none"> ・ 広域運用調整力の指令量 ・ 指令した調整力の限界的なkWh価格(=インバランス料金の算定根拠) ・ 広域運用システムに登録された調整力の詳細(各ユニットの上げ代・下げ代やkWh価格、いわゆるメリットオーダー)^{※2} 	コマ終了後速やかに公表(遅くとも30分後まで) コマ終了後速やかに公表(遅くとも30分後まで) GC後速やかに公表

※1 新たなインバランス料金制度においては、インバランス料金は広域運用調整力の指令量(15分前予測)に基づき算定されるため、需給の情報としては当該指令量を用いることが合理的

※2 メリットオーダーについては、公表によって競争に及ぼす影響に留意が必要