

2022年度からの新たなインバランス料金 制度の今後の検証等について

第 6 5 回 制度設計専門会合 事務局提出資料

令和 3 年 1 0 月 1 日（金）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日の議論

- 2020年度冬季のスポット市場価格の高騰について、本会合で取りまとめた「2020年度冬季スポット市場価格の高騰について」（2021年4月28日公表）では、今後検討すべき事項の一つとして、2022年度から導入する新インバランス料金が適当であることの検証が挙げられている。
- 具体的には、以下の事項についての分析が挙げられているところ。
 - ① 需給ひっ迫時補正インバランス料金を昨冬のひっ迫期間に当てはめた場合にどのような値になるかを分析し、現行の案で適当であるかどうか分析を行うこと。
 - ② 現行案の需給ひっ迫時補正インバランス料金は、kWh不足の状況を十分に反映する仕組みとなっていない可能性があるため、上述の分析を踏まえ、これについて現行案のままで良いかどうか検討すること。
- また、昨冬のひっ迫の検証において、調整電源の火力について燃料制約時の供給力の計上方法に各一般送配電事業者でバラツキがあることが判明したことから、補正料金算定インデックスの算定方法についても、検証が必要である。
- これらの分析を行うに当たっては、現在、広域機関で検討が進められているkWh不足を反映する指標（kWh余力率）の状況を踏まえる必要があるところ、今回は、次回以降の分析に向けて、これまでの新インバランス料金制度の検討経緯、kWh余力率の検討状況等について整理を行ったので、御確認いただきたい。また、新インバランス料金制度の卸電力市場価格補正の取扱いについて検討を行ったので御議論いただきたい。

2020年度冬季スポット市場価格の高騰について（2021年4月28日公表）（抜粋）

5. インバランス料金制度の改善

2) 2022年度から導入する新インバランス料金が適当であることの検証

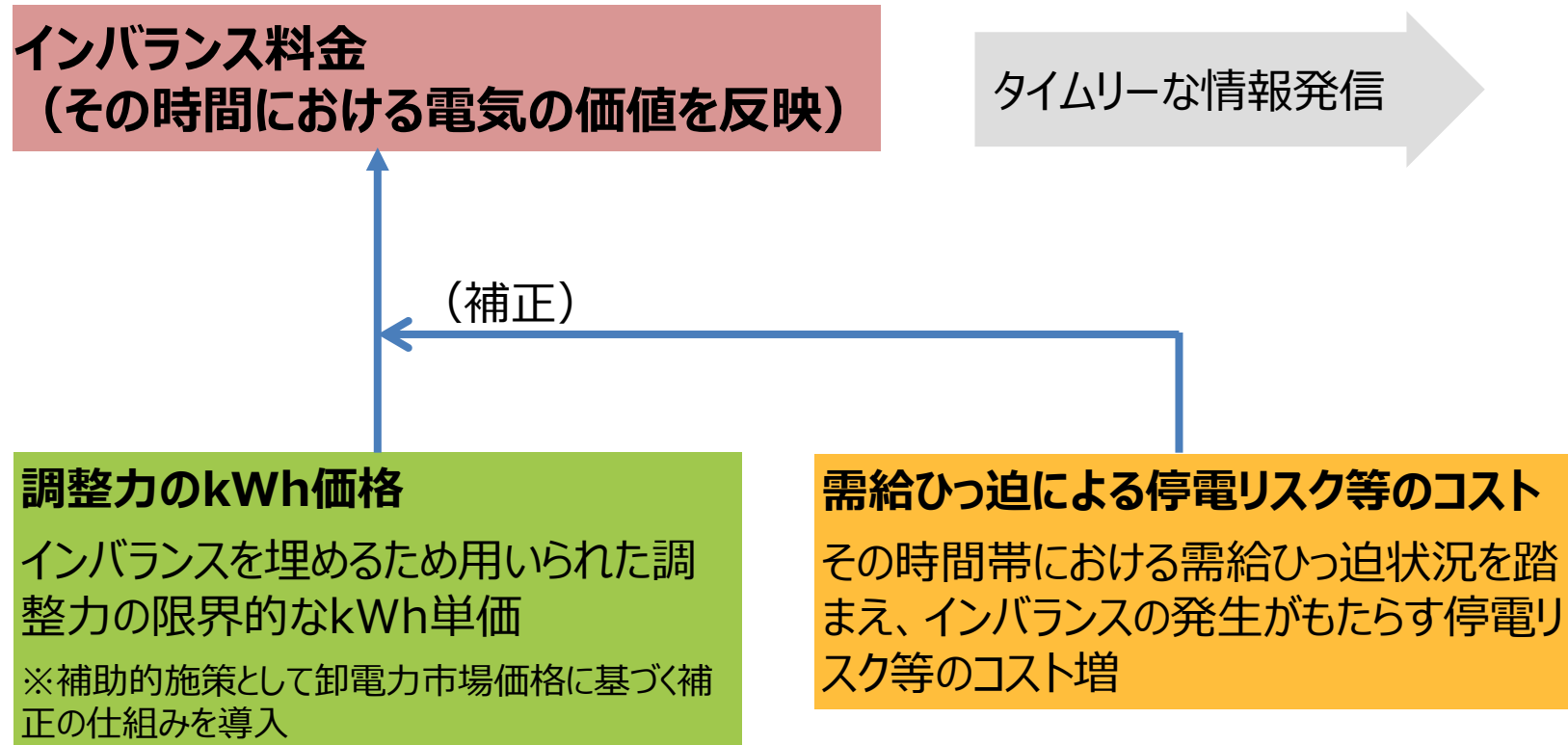
2022年度から導入される新インバランス料金制度は、インバランス料金がそのコマの電気の価値を反映したものとなるよう、調整力のkWh単価や需給ひっ迫度合いをもとに決定される仕組みとなる。その新インバランス料金制度における需給ひっ迫時補正インバランス料金は、コマ毎の上げ余力を一定の方法で評価した「補正インバランス料金算定インデックス」を用いて計算することとされている。

前述のとおり、今回のような需給ひっ迫が仮に再度発生した場合に、インバランス料金が電気の価値を適切に反映した水準となることが重要であると考えられることから、この需給ひっ迫時補正インバランス料金を今回のひっ迫期間に当てはめた場合にどのような値になるかを分析し、現行の案で適当であるかどうか分析を行うことが必要である。

なお、現行案の需給ひっ迫時補正インバランス料金は、kWh不足の状況を十分に反映する仕組みとなっていない可能性があり、前述の分析を踏まえ、これについて現行案のままで良いのかあるいは変更する必要があるかについて検討する必要がある。（その際、上述3. 3）で記載した、「一般送配電事業者による需給関連情報（予備率等）の公表の在り方」の見直しの方針も踏まえて検討。）

2022年度以降の新たな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。



2022年度以降のインバランス料金制度について

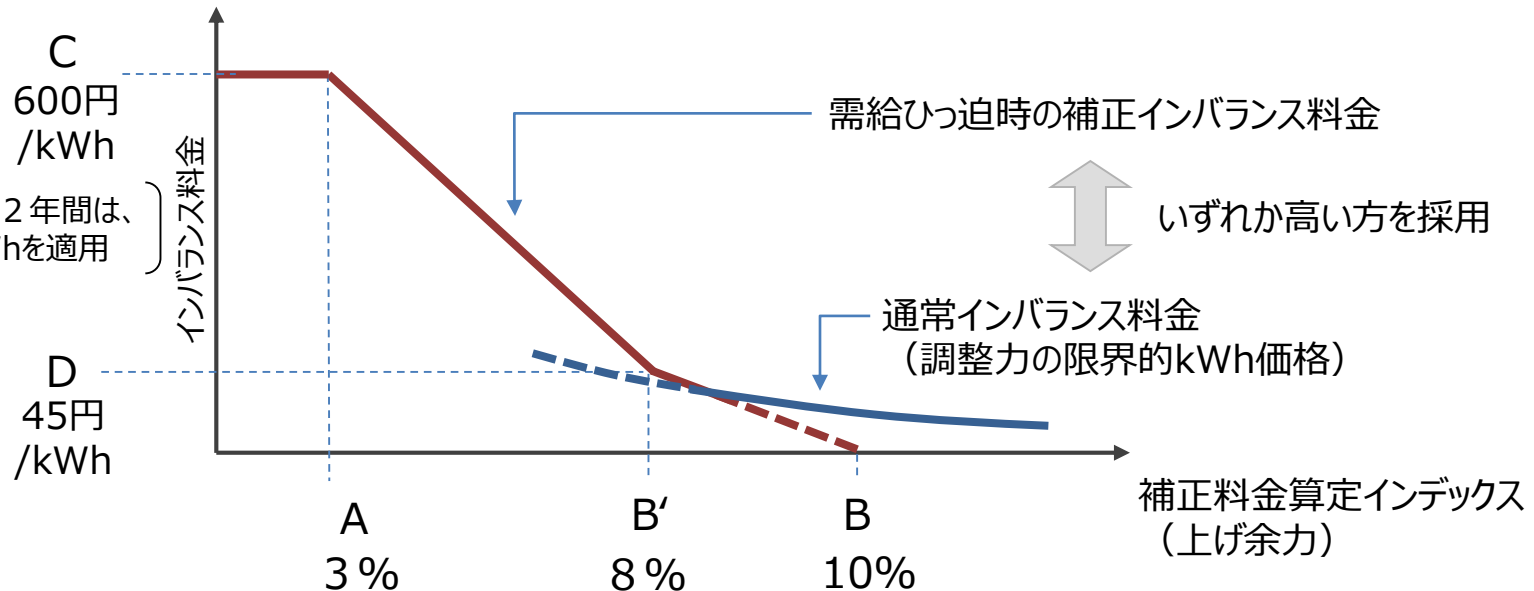
- インバランス料金は、実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切に反映するものであることが望ましいことから、2022年度以降のインバランス料金については、本専門会合で審議を重ね、以下のように、調整力のkWhコストを基本としつつ、需給ひっ迫時には補正インバランス料金の式により算定することが適当との結論を得た。

2022年度以降のインバランス料金制度

緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するのに必要な価格。

〔2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的措置として200円/kWhを適用〕

確保済みの電源I'のkWh価格を参考に決定。



政府が需給ひっ迫警報を発令する水準を参考に決定。

電源I'を発動が確実となる水準を参考に決定。

電源I'を発動し始めるタイミングを参考に決定。

- 補正インバランス料金におけるC及びDの設定については、本専門会合において、以下のような議論を基に決定したもの。

制度設計専門会合での議論の経緯

- 補正インバランス料金におけるDの設定については、一定の水準（前頁のB'）までは確保済みの電源 I' で需給対策が行われると考えられ、その水準までは電源 I' のコストのみを反映することが合理的と考えられることから、確保済みの電源 I' のkWh価格を参考に45円/kWhとした。
- Cの設定は、緊急的に供給力を1 kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するのに必要なコストから見積もることとした。具体的には、全国の電源 I' の応札額を基に1回の発動でコスト回収した場合（1,900円/kWh）と複数回の発動でコスト回収した場合（600円/kWh）の2案を検討し、各BGの経済合理的な行動を促す上で、十分な価格シグナルとなることや、各BG（特に、新電力）のインバランス料金負担を考慮し、非合理的な負担とならない水準として、600円/kWhを事務局提案とした。
- これについて、複数の委員から、御理解・御賛同の御意見をいただいた一方で、複数の委員及びオブザーバーから、現状は、インバランス料金の高騰に備えた電源の調達を行う市場が整備された直後の段階である等の理由から、Cの設定については、新電力の経営への影響を勘案し、一定程度の暫定的な措置を設けることを検討すべき等の御意見をいただいた。
- 上記の意見を踏まえ更に議論を重ねた結果、Cの設定については、原則、600円/kWhとし、制度開始の2022年度から2023年度までの2年間は、激変緩和として実績がある価格を参考とする観点から、過去の時間前市場での約定の最高価格を参考に暫定的にC=200円/kWhとされた。
- 暫定措置期間終了後は、600円/kWhに変更することを原則とした。ただし、暫定措置期間中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状況、リスク回避のための手段の整備状況などを確認した上で、必要に応じ、暫定的な措置の延長や段階的変更を検討することとした。

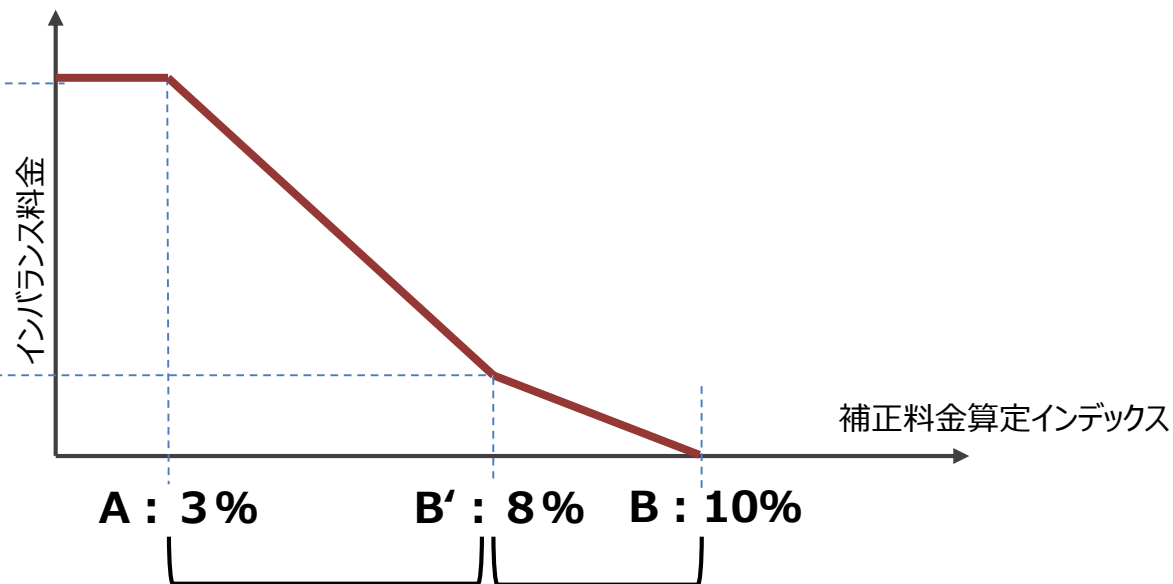
(参考) 補正インバランス料金におけるDの設定について

2019年11月 第43回制度設計専門会合 資料5

- 2020年度以降、全てのエリアで電源 I'（容量市場受渡し開始後（2024年度以降）は発動指令電源）を確保する予定であることを踏まえると、一定の水準（以下のB'）までは確保済みの電源 I' で需給対策が行われると考えられ、その水準までは電源 I' のコストのみを反映することが合理的と考えられる。（これより「補正料金算定インデックス」が低下すると、新たに供給力を確保する必要性が発生。）
- したがって、Dの設定は、確保済みの電源 I' のコスト（例えば、電源 I' 応札時に応札者が設定するkWh価格の上限金額の各エリア最高価格の全国平均）とすることが適当ではないか。
- この価格は、直近の2019年度向け電源 I' 公募結果から試算すると、約45円/kWhとなる。当面はこの価格を前提に検討を進めつつ、電源 I' の価格など市場環境等に大きな変化があった場合には必要に応じ見直しを行うこととしてはどうか。

C
緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにD Rを追加的に確保するコストから見積もることが考えられるのではないか。

D
確保済みの電源 I' のコストを反映することが考えられるのではないか。



電源 I' 以外の新たな供給力を追加的に確保することが必要になる区間

確保済みの電源 I' に対応すると考えられる区間
（Bから電源 I' が稼働する確率が発生し、B'で100%稼働するという考え方）

※電源 I' が実際に発動した場合、発動した電源 I' のkWh価格は通常インバランス料金カーブに算入されることとなる。

(参考) 補正インバランス料金におけるCの設定の検討方法

2019年11月 第43回制度設計専門会合 資料5

- Cの設定は、緊急的に供給力を1 kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するコストから見積もることが考えられるのではないかと。一つの方法として、全国の電源I'の応札額を参考とすることが考えられるのではないかと（直近の電源I'公募結果から試算すると、1回発動でのコスト回収は約1,900円/kWh、複数回発動での回収は約600円/kWhとなる）。
- 通常の需給ひっ迫時において、同じDRが複数回発動されることは通常想定し難いことから、1回の発動でコストが回収される約1,900円/kWhが合理的と考えられるものの、各BGにインバランス料金支払が生じた場合のインパクトも考慮すべく、過去の需給ひっ迫の実績データに基づいた試算を行うこととした。

過去2年の電源I'の応札価格から見積もったコスト

見積もり方法	DR発動1時間あたりコスト（概算値※注） （上段2018年度向け、下段2019年度向け）		
	最安エリア	全国平均	最高エリア
当該年度の価格で確保したDRが1回発動と仮定 kW価格／（運転継続時間×1回）+ kWh価格	272円	1,911円	4,161円
	654円	1,946円	2,786円
当該年度の価格で確保したDRが想定回数発動と仮定 kW価格／（運転継続時間×想定発動回数）+ kWh価格	113円	626円	1,156円
	182円	629円	888円

注）簡便な方法で計算した値

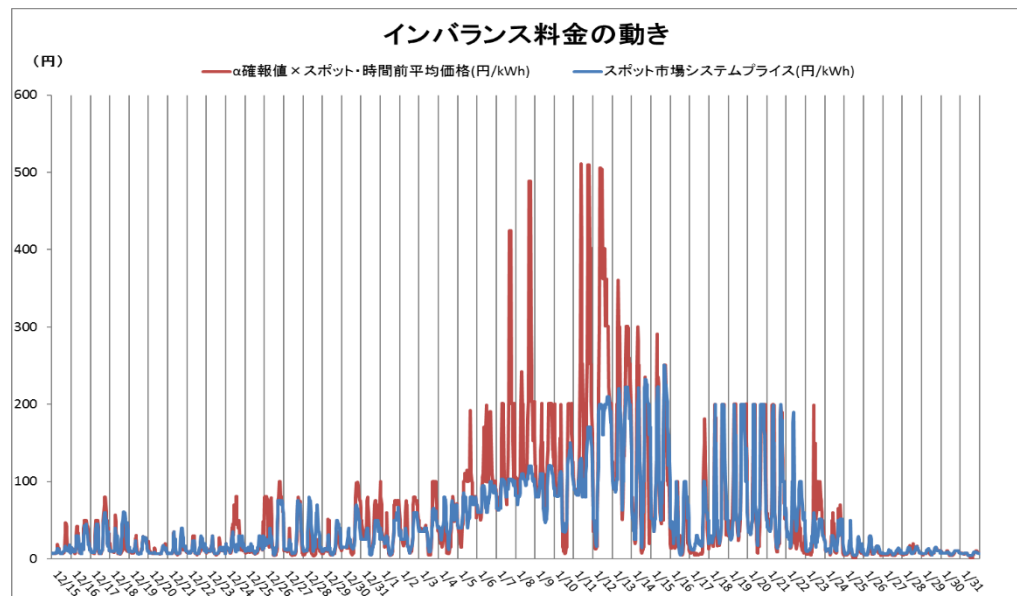
(参考) Cの設定の暫定的な措置の具体案について

- 以上の議論を踏まえ、Cの設定については、新たな需給バランス確保への取組や市場の発展に大きな影響を与えないことを前提とし、激変緩和のため、一定期間の暫定的な措置を設けてはどうか。
- まず、Cの設定については、需給要因により高騰したと考えられる過去の時間前市場での約定の最高価格が201円/kWhであることから、激変緩和として実績がある価格を参考とする観点から、暫定的にC=200円/kWhとすることとしてはどうか。
- 次に、暫定措置期間については、2022年度から新たなインバランス料金制度が開始され、2024年度には容量市場が開始されることを踏まえ、2022年度から2023年度までの2年間としてはどうか。（電力先物市場及びベースロード市場の開設からは5年間が確保されることとなる。）
- 暫定措置期間終了後は、C=600円/kWhに変更することを原則としてはどうか。ただし、暫定措置期間中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状況なども確認したうえで、必要に応じ、暫定的な措置の延長や段階的変更を検討することとしてはどうか。

論点：補正インバランス料金が電気の価値を反映した動きになっているか

- 昨冬のスポット市場価格の高騰時には、電源Ⅰ'に加えて、自家発の稼働要請や、電源Ⅱ火力の燃料先使いなどが行われていた。これらは通常の調整力よりはコストが高と考えられることから、これらが稼働していた時間帯にインバランス料金が上昇することは合理的なものと言える。
- 他方で、一部の期間においては、電源Ⅰ'の稼働が少ないにも関わらずインバランス料金が高騰していた時間帯もあり、これらは調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていたとも考えられる。
- したがって、需給ひっ迫時の補正インバランス料金を昨冬のひっ迫期間に当てはめ、どのような値になるかを分析し、補正インバランス料金が電気の価値を反映した動きとなっているかどうかを検証する。

インバランス料金とスポット市場価格（システムプライス）の動き（2020年12月15日～2021年1月31日）



補正料金算定インデックスの設定について

- 需給ひっ迫時補正インバランス料金の算定諸元となる補正料金算定インデックスの設定は以下のとおり。
- 一般送配電事業者等が算定する予備率の算定方法を参考に、特に調整電源の水力の供給力の計上方法については、各社にバラツキがあったことから、料金算定の透明性や、需給ひっ迫時に真に必要な場合は、貯水量を数時間で使い切る運用もあり得るという観点から、設備の最大出力及び貯水量を踏まえた単純な式でコマ毎の最大値を算定するという方法に統一した。

補正インバランス料金算定式に用いる「補正料金算定インデックス」（横軸）の算定方法

調整力の広域運用が行われるエリア（広域エリア）ごとに次式で算定する。

補正料金算定インデックス =
$$\frac{\text{当該コマの広域エリア内の供給力} - \text{当該コマの広域エリア需要}^{\ast}}{\text{当該コマの広域エリア需要}^{\ast}}$$

※ エリア需要は、一般送配電事業者によるゲートクローズ時点での予測値を用いる。

	電源種別		「補正料金算定インデックス」における各電源の供給力の算定方法
調整電源 (電源Ⅰ・Ⅱ)	火力等		起動並列している電源の最大出力を計上
	一般水力	貯水式、調整池式	以下の2つの値のうち小さいものを各コマごとに算定(※) 設備の最大出力 or そのコマで調整力として活用できる貯水量 / 3時間 + 発電計画値 (BGと共用の場合)
	揚発	純揚水・混合揚水	以下の2つの値のうち小さいものを各コマごとに算定(※) 設備の最大出力 or そのコマで調整力として活用できる貯水量 / 3時間 + 発電計画値 (BGと共用の場合)
非調整電源 (電源Ⅲ)	火力・原子力・一般水力・揚発等		発電計画値を計上 (一般送配電事業者の緊急確保自家発は含めない)
	太陽光・風力		気象予測に基づく出力想定値

※ 3時間は、点灯ピーク等のピーク時間に合わせ貯水量を全て使い切ることを想定。そのコマにおいて下池の制約等がある場合にはそれも考慮する。

論点：補正料金算定インデックスのあり方について

- 補正インバランス料金は、需給ひっ迫時における不足インバランスが追加的に発生させる社会的コストを一定の式を用いてインバランス料金に反映させるものであるから、以下のようなものであることが望ましいとされた。
 - － そのコマにおいて真に必要となる追加的な対策の必要度合いを反映するものであること
 - － 透明性の高い算定方法であること（一般送配電事業者によるバラツキ等がないこと）
- こうした観点を踏まえ、補正料金算定インデックスに用いる調整電源の水力については、前頁のように、kWのポテンシャルを評価する算定方法とした。
- 他方、調整電源の火力については、起動並列している電源の最大出力を供給力として計上することとしたものの、昨冬のようなkWh不足による燃料制約が発生した場合の供給力の計上については、各社バラツキがあることが判明した。
- したがって、昨冬のようなkWh不足が発生した場合には、補正料金算定インデックスはkWh不足の状況を十分に反映する仕組みとなっていない可能性があることから、現在、広域機関で検討が進められているkWh余力率の考え方も参考に今後検証を行う。

(参考) 予備率の計算における燃料制約のある火力発電の供給力の考え方

- 燃料制約のある火力発電については、燃料制約による出力低下を反映して供給力を計上する事業者もいれば、燃料の利用率上限（電力量として使える上限）が設定されていても、一時的に出力上昇が可能であるからなどの理由で燃料制約を考慮せずに供給力を計上する事業者もあった。

一般送配電事業者からの回答（予備率の計算に用いる火力発電の供給力における燃料制約の取扱い）

事業者名	火力発電の供給力の算定における燃料制約の取扱い
北海道電力NW	燃料制約については考慮しない。
東北電力NW	燃料制約については考慮しない。
東京電力PG	燃料制約による出力低下を反映した出力を計上
中部電力PG	燃料制約による出力低下を反映した出力を計上
北陸電力送配電	燃料制約による出力低下を反映した出力を計上
関西電力送配電	基本的に、燃料制約については考慮しない。 (12/26～12/31は、燃料制約による出力低下を反映した計上を試行)
中国電力NW	燃料制約については考慮しない。
四国電力送配電	燃料制約による出力低下を反映した出力を計上
九州電力送配電	燃料制約による出力低下を反映した出力を計上

(参考) kWh余力率について

- kWh管理については、広域機関で検討が進められており、kWh余力の管理指標として、kWh余力率（＝kWh余力／1週間の日電力量合計（％））が定義されている。
- また、kWh余力率の確保すべき水準として、気温想定誤差による需要想定誤差及び電源停止の発生リスクを基に、3％が設定されている。

広域的なkWh管理とkWh管理指標

20

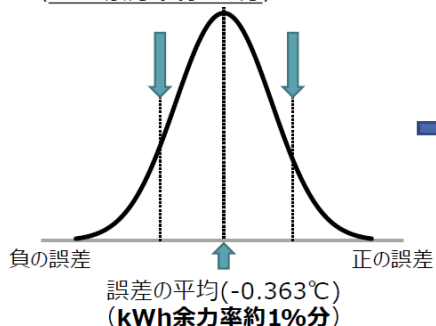
電力広域的運営推進機関
2021年8月 第64回調整力及び需給
バランス評価等に関する委員会 資料2

- kWh広域ブロックは状況により対象となるエリアが変化することから、その対象範囲によってkWh余力の絶対量は変化する事となる。そのため、kWh余力管理指標として下記の案①や案②では、統一した指標としての管理が困難となると考えられる。したがって、kWh余力管理指標としては、下記案③の**需要に対するkWh余力の比率（kWh余力率）で表現すること**としてはどうか。
- 具体的には、1～2週間先の気温想定のうち、1週目と2週目は気温の想定内容が異なる*ことから、2週間をまとめるのではなく、kWh余力を1週間の日電力量で割り、1週目と2週目を、1週間単位のkWh余力率で管理することとしてはどうか。
- 1週目と2週目を同じ期間の指標として管理することで、同様に余力率を比較することができる。
 - 案①：kWh余力（kWh）：1週間のkWh推移の最下点
 - 案②：kWh余力/1週間（kWh/日）
 - 案③：kWh余力/1週間の日電力量合計（％）

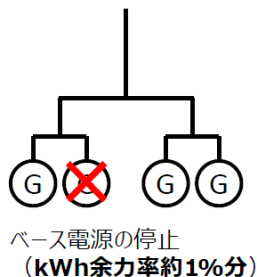
※ 1週目は各日の気温を想定している一方で、2週目は当該日と前2日間と後2日間の平均気温となり、当該日の単日の予報となっていない。

1週間の気温想定誤差の確率分布

誤差の標準偏差(-0.421℃)
(kWh余力率約1%分)

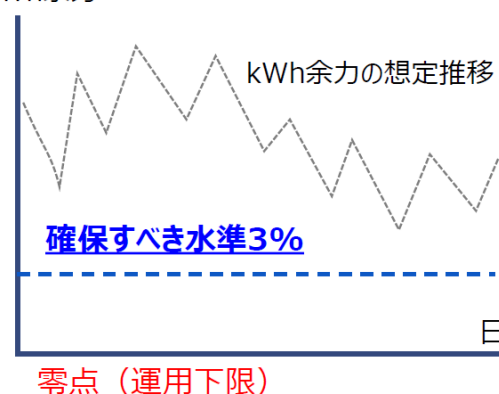


+



=

kWh余力



卸電力市場価格補正（P補正）について

- 昨冬の需給ひっ迫では、スポット市場での売り切れ状態の継続により、高値買いが誘発され、スポット市場価格やインバランス料金がスパイラル的に上昇し、一部の期間では、調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なると考えられるような動きがあった。
- 2022年度から導入される新インバランス料金制度においては、スポット市場価格に関係なく実需給断面において需給調整に用いた調整力のコストや需給ひっ迫度合いからインバランス料金を算定する仕組みとなることから、昨冬のような事象は基本的には発生しないものと考えられる※。
- しかしながら、新インバランス料金制度には、需給調整市場（調整力kWh市場）が十分に理想的に機能していない可能性を考慮し、調整力kWh価格が必ずしもその時間帯における電気の価値を反映していないケースに備えて、系統不足時にはインバランス料金が市場価格を下回らない（系統余剰時にはインバランス料金が市場価格を上回らない）ものとする卸電力市場補正（P補正）を設定している。

卸電力市場価格補正（P補正）

※スポット市場価格もインバランス料金の水準に影響を受けるため。

	系統余剰のとき	系統不足のとき
余剰インバランス料金	調整力kWh価格 又は卸市場価格 P (低い方)	限界的な調整力kWh価格
不足インバランス料金	限界的な調整力kWh価格	調整力kWh価格 又は卸市場価格 P (高い方)

- ✓ 上表においてPは、当分の間、時間前市場における取引の実需給に近い取引から異なる5事業者による5取引の単純平均価格を用いる。また、当該エリアの異なる事業者による取引件数が5件未満である場合には、残りの件数はエリアプライスを引用する。（詳細は、後述の参考を参照）

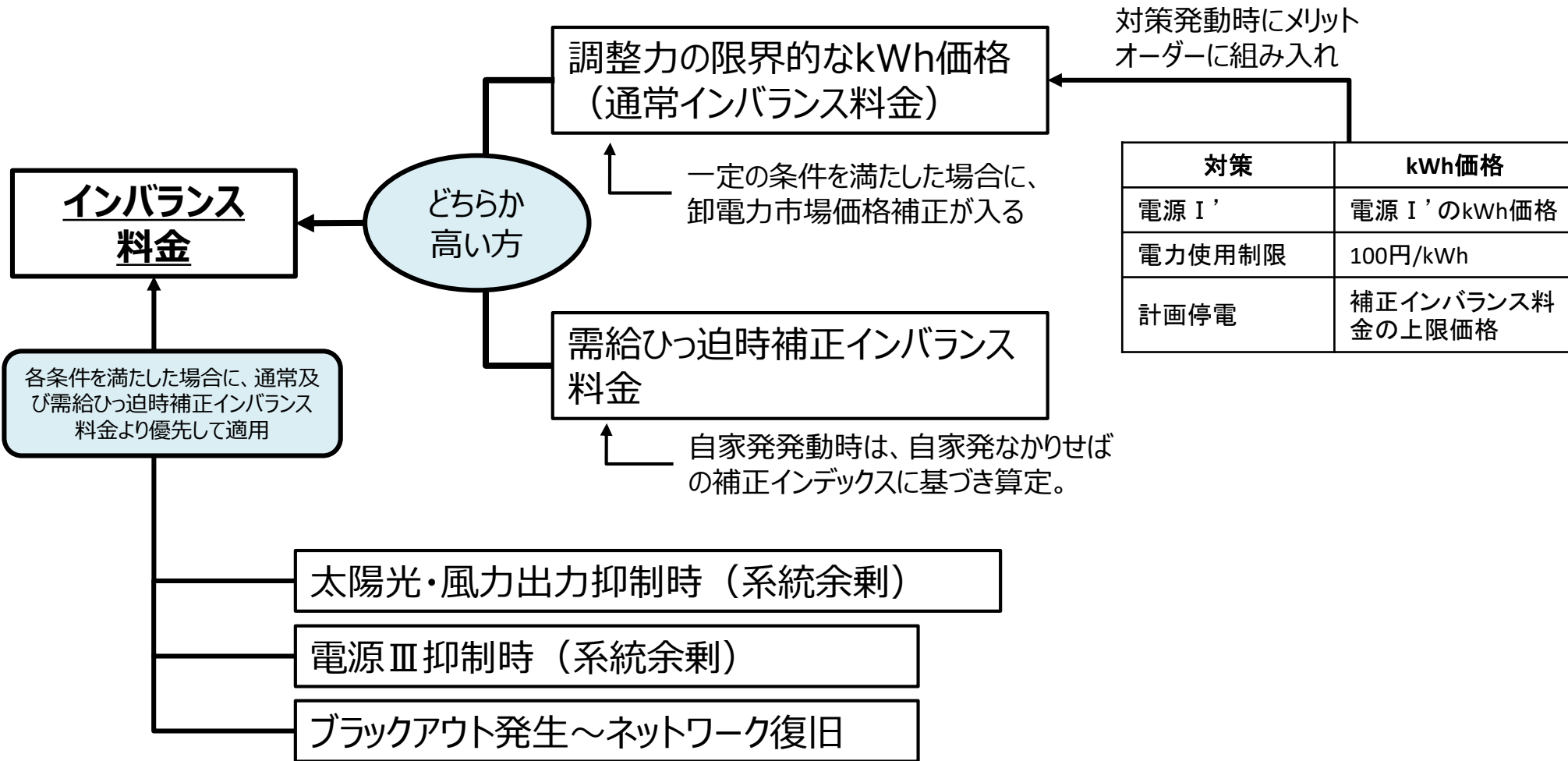
論点：卸電力市場価格補正（P補正）の取扱いについて

- P補正は、インバランス料金が実需給における電気の価値を適切に反映するための予防的措置として設定したものである。
 - － 系統不足時にインバランス料金が市場価格よりも低い場合、系統利用者は、市場調達を行わずにインバランスを出した方が経済合理的となることから、需給一致のインセンティブが機能しなくなる。
- 他方、P補正の算定方法は、時間前市場における取引の実需給に近い取引から異なる5事業者による5取引の単純平均価格と定義している。このことから、昨冬のような需給ひっ迫状況等とは異なる動きの市場価格高騰が再度発生した場合には、P補正によりこうした市場価格を反映したインバランス料金が算出されることとなり、実需給における電気の価値を適切に反映したものとならなくなる。
- BGによる需給一致のインセンティブは、特に需給ひっ迫時において機能することが重要であり、需給ひっ迫時にはひっ迫時補正インバランス料金の仕組みにより、需給一致のインセンティブが確保されること、また、昨冬のひっ迫時に新電力等が受けた影響等を考慮すれば、P補正を廃止するのが適切と考えるがどうか。

※新インバランス料金制度の開始後、系統不足時にインバランス料金が市場価格を下回る（系統余剰時にインバランス料金が市場価格を上回る）事象がどの程度発生するか、その状況を注視していく。

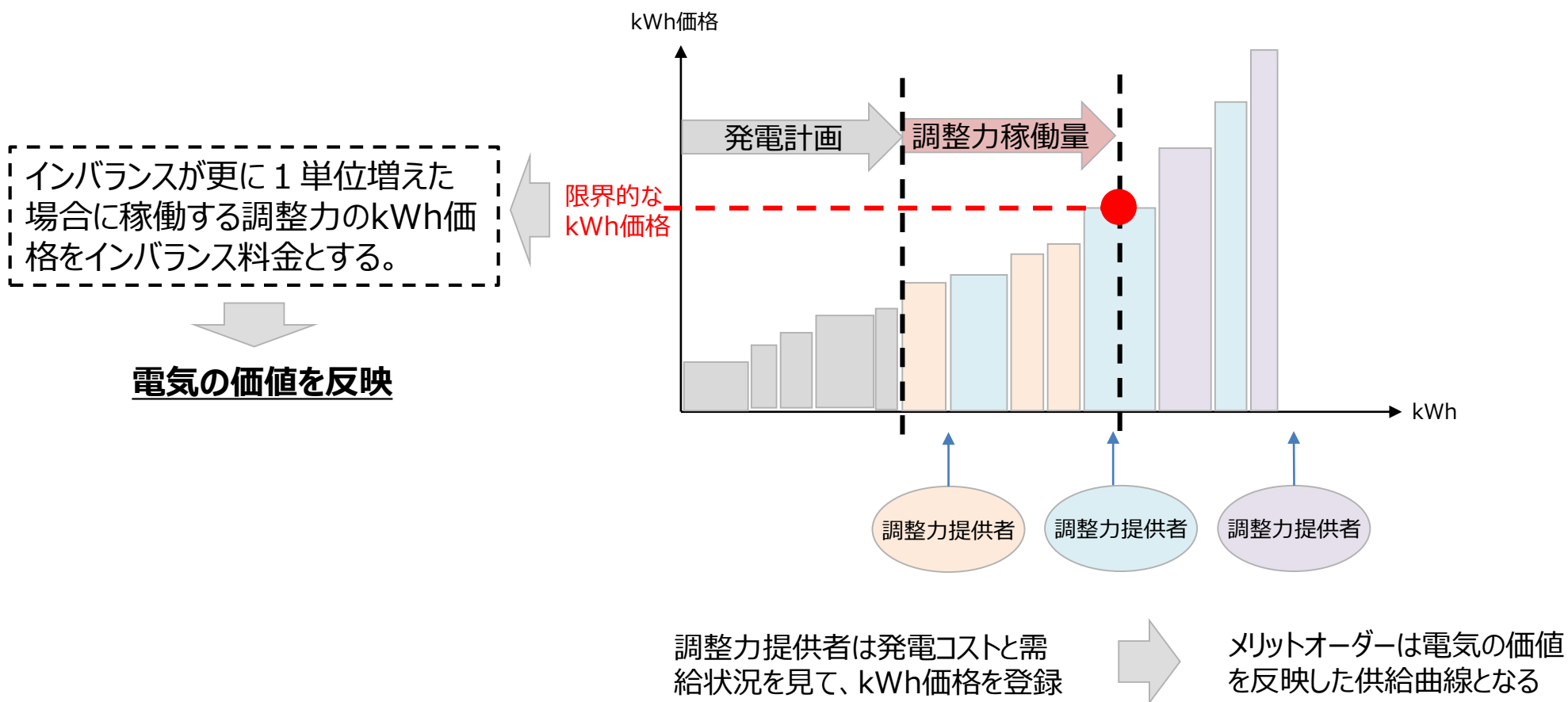
参考：2022年度以降のインバランス料金の 算定方法

2022年度以降のインバランス料金の算定方法の全体像



2022年度以降のインバランス料金の算定方法（基本的な考え方）

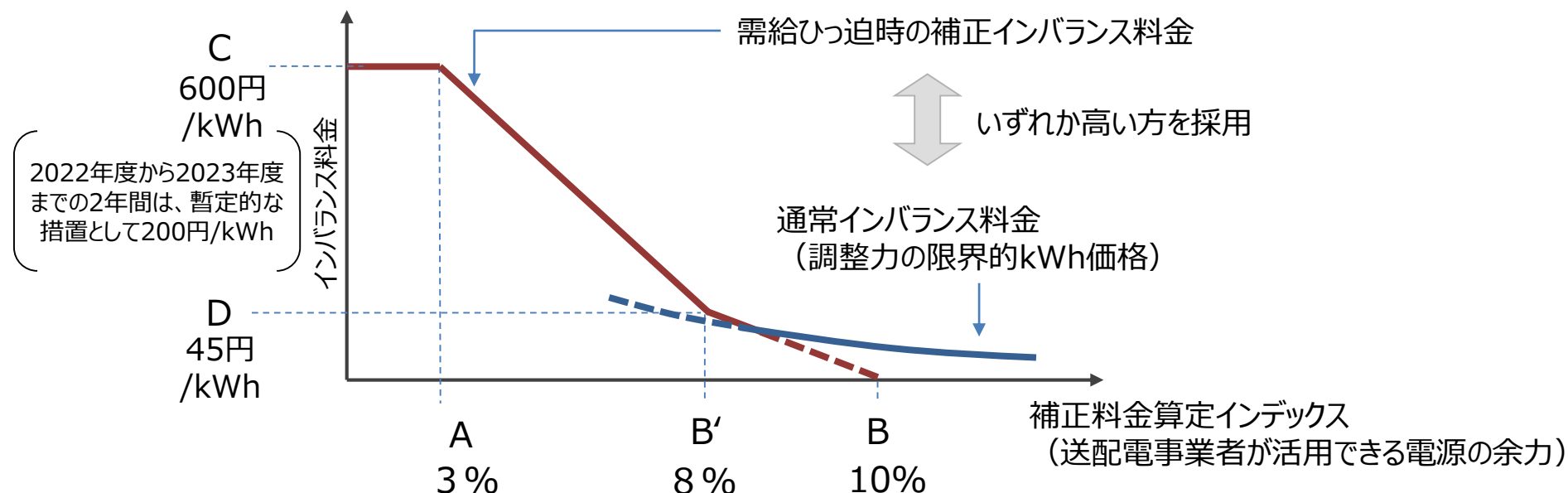
- 調整力の市場が十分に競争的なものとなれば、実需給で稼働する調整力の限界的なkWh価格はその時間帯の電気の価値を原則として反映すると考えられる。
- したがって、基本的に、各コマごとに稼働した調整力の限界的なkWh価格をインバランス料金に引用する。



2022年度以降のインバランス料金の算定方法（需給ひっ迫時補正インバランス料金）

- 需給ひっ迫時の不足インバランスの発生は、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。
- このため、新たなインバランス料金制度では、そうしたコストが料金に反映されるよう、需給ひっ迫時にインバランス料金が上昇する仕組みを導入した。
- 需給ひっ迫時に料金が上昇する仕組みとすることにより、将来的には、価格メカニズムを通じた需給の調整が図られるようになることが期待される。

需給ひっ迫時補正インバランス料金の設定



2022年度以降のインバランス料金の算定方法（卸電力市場価格補正）

- 2022年度時点において、需給調整市場が十分に理想的に機能していない可能性を考慮すると、調整力kWh価格が必ずしもその時間帯における電気の価値を反映しておらず、系統利用者に適切なインセンティブが働かないケースがあり得る。
- こうしたことから、補助的施策としてインバランス料金と卸電力市場価格との逆転が起きないように、以下の補正を導入。

	系統余剰のとき	系統不足のとき
余剰インバランス料金	調整力kWh価格 又は卸市場価格 P (低い方)	限界的な調整力 kWh価格
不足インバランス料金	限界的な調整力 kWh価格	調整力kWh価格 又は卸市場価格 P (高い方)

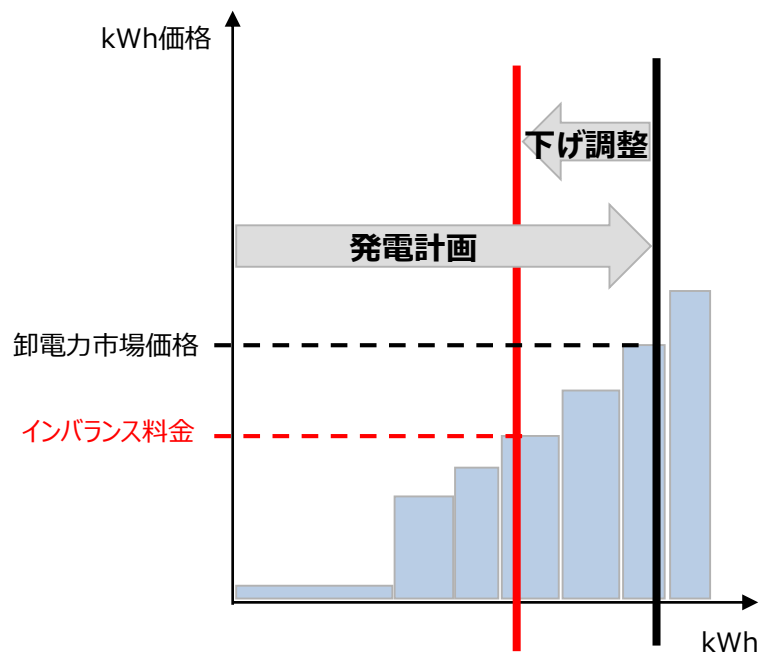
- ✓ 上表においてPは、当分の間、時間前市場における取引の実需給に近い取引から異なる5事業者による5取引の単純平均価格を用いる。
- ✓ 調整力の広域運用が分断した場合は、分断したエリア毎に算定。
- ✓ 当該エリアの異なる事業者による取引件数が5件未満である場合には、残りの件数はエリアプライスを引用する。
- ✓ 系統余剰／系統不足の判断は、広域調整力の指令量に基づいて判断する。

2022年度以降のインバランス料金の算定方法（太陽光等の出力抑制時）

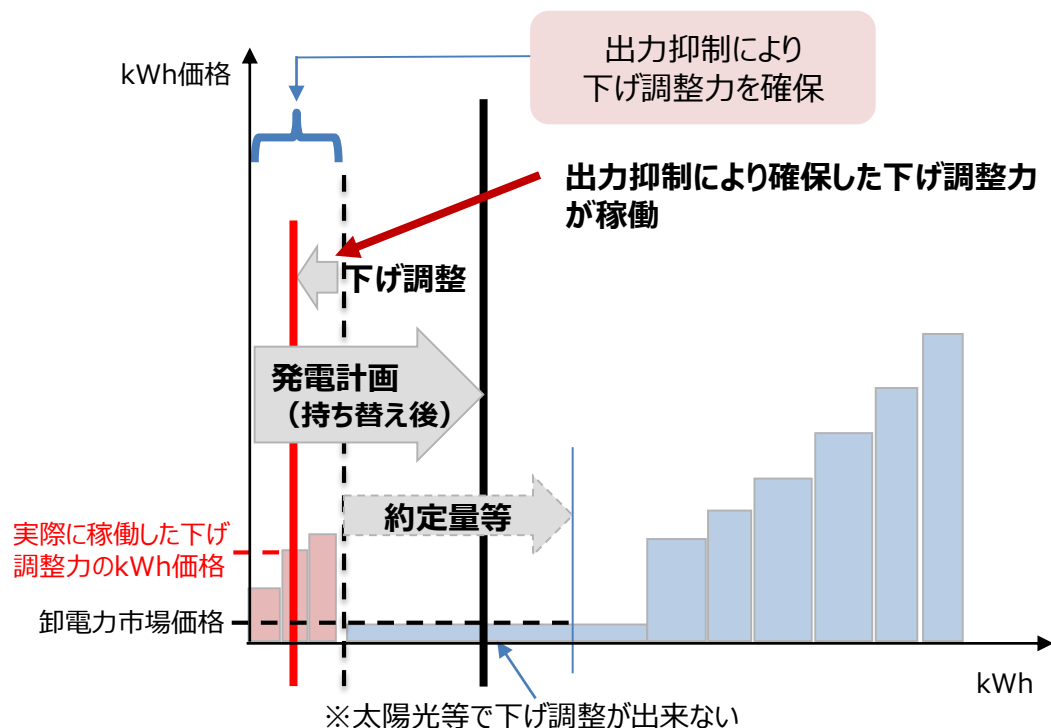
- 太陽光・風力の出力抑制が行われているコマにおける系統余剰の発生は、実質的に限界費用0円/kWhの太陽光等を下げていると見なすことが適当であると考えられる。したがって、太陽光等の出力抑制が行われているコマで系統余剰となった場合については、実際に稼働した調整力のkWh価格を引用するのではなく、インバランス料金を0円/kWhとする。

※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。

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。

2022年度以降のインバランス料金の算定方法（需給ひっ迫時の各種対策）

- 需給ひっ迫時において、通常の調整力に加えて、電源 I'、緊急的に追加確保した自家発からの逆潮、電力使用制限や計画停電といった対策が講じられた場合については、以下のような方法でそのコストをインバランス料金に反映させる。

需給ひっ迫時に講じられる対策	インバランス料金の計算方法
電源 I'	電源 I' のkWh価格を通常のインバランス料金カーブに算入。
緊急的に確保した自家発からの逆潮	自家発がなければどの程度補正インデックスが低下していたかを指標として、補正インバランス料金カーブに算入。
電力使用制限	電力使用制限を調整力とみなし、限界的kWh価格を過去の卸電力取引市場の最高価格を参考に100円/kWhとして、通常のインバランス料金カーブに算入。
計画停電	計画停電を調整力とみなし、限界的kWh価格を補正インバランス料金のCの価格として、通常のインバランス料金カーブに算入。

※ 節電要請については、その発動をインバランス料金に反映させる特別なルールを導入しない。

2022年度以降のインバランス料金の算定方法（ブラックアウト）

- ブラックアウトが発生した場合のインバランス料金の扱い及び卸電力取引市場の扱いは以下を基本的な考え方とする。

状況	インバランス料金の扱い	卸電力取引市場の扱い
ブラックアウト※が発生した場合 - ブラックアウト～ネットワーク機能が復旧するまで - ネットワーク機能の復旧には、設備損壊など当面物理的に通電しえない地域を除く	ブラックアウト発生当日： ブラックアウト発生直前のスポット市場価格（各48コマ） ブラックアウト発生翌日以降： ブラックアウト発生直前一週間のスポット市場価格の平均値（各48コマ）	卸電力取引市場を停止

※ ブラックアウト以外に、何らかのトラブルにより卸電力市場システムが停止した場合等、市場の運営が困難となった場合にもブラックアウト時と同様のインバランス料金を適用する。