

2022年度以降のインバランス料金の 詳細設計等について

第43回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和元年11月15日（金）



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

今回御議論いただく内容

今後の検討課題

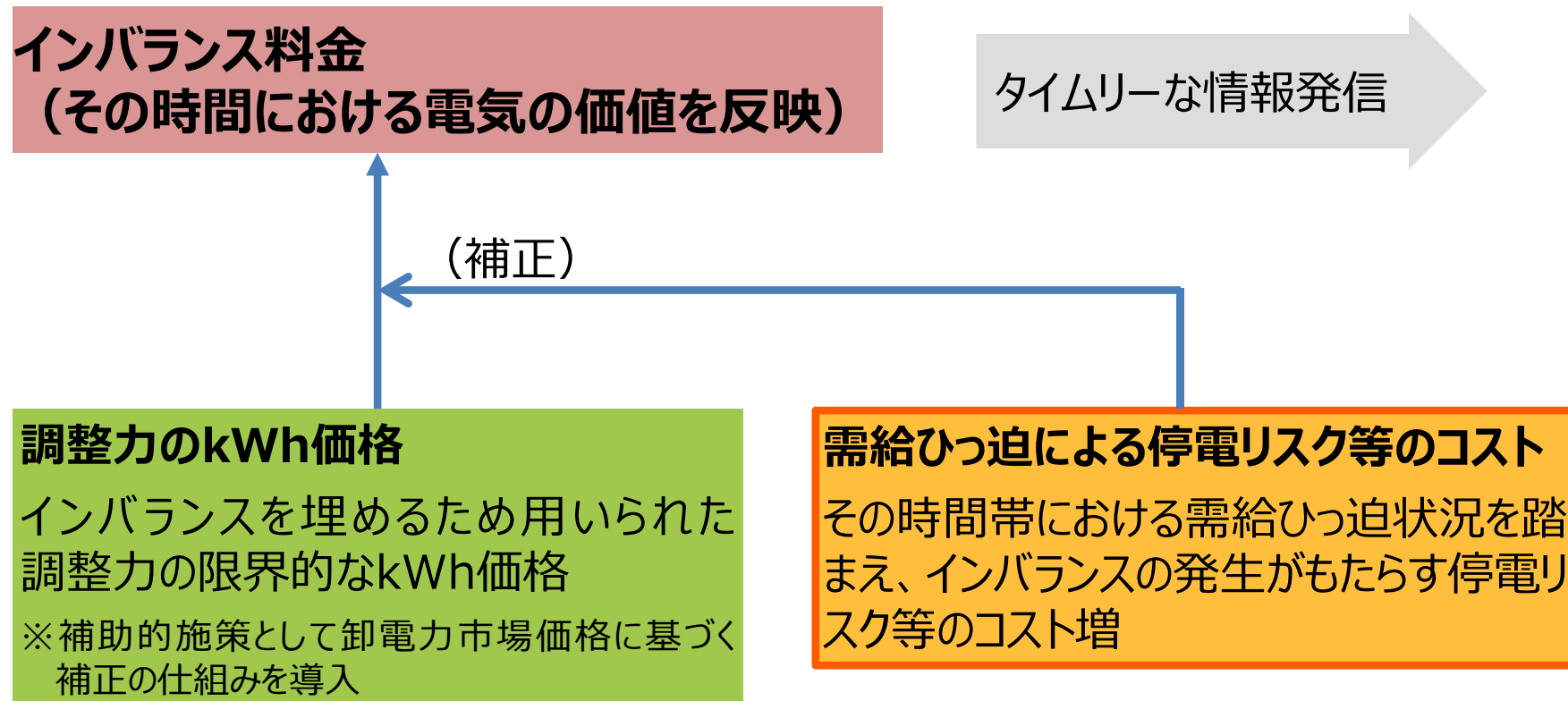
スケジュール

①新たなインバランス料金の詳細	調整力のkWh価格の反映	<ul style="list-style-type: none"> コマ内で限界的なkWh価格が異なる場合の扱い インバランス料金と卸市場価格が逆転した際の補正のあり方（補正による影響を踏まえた卸市場における規律のあり方） 沖縄エリアにおけるインバランス料金の算定方法 	<ul style="list-style-type: none"> 4～6月に審議済み 7、8月に審議済み 12月以降に審議予定
	需給ひっ迫時のインバランス料金	<ul style="list-style-type: none"> 需給ひっ迫時補正の一定の式（直線）における数値の設定 災害時のインバランス料金のあり方 	
②タイムリーな情報公表		<ul style="list-style-type: none"> 情報公表の意義、情報公表の項目・タイミング・公表主体など 	<ul style="list-style-type: none"> 5月に審議済み
③収支管理のあり方		<ul style="list-style-type: none"> 新たなインバランス料金制度を踏まえた調整力関連費用及びインバランス料金に係る一般送配電事業者の収支管理のあり方 	<ul style="list-style-type: none"> 12月以降に審議予定
④その他		<ul style="list-style-type: none"> 競争が十分でない場合の調整力のkWh価格の規律のあり方など 	

需給ひっ迫時におけるインバランス料金について

2019年4月 第37回制度設計専門会合 資料4

- 新たなインバランス料金制度では、需給ひっ迫時（「上げ余力」が一定以下になった場合）はインバランス料金が上昇する仕組みを導入することとしたが、具体的にどのような算定方法が適当か検討した。



検討課題：具体的にどのような算定方法が適当か

1. 需給ひっ迫時に講じられる各種の対策の 取扱いについて

前回までの議論及び今回の論点

- 前回、需給ひっ迫時に講じられる各種の対策の取扱いをどのようにインバランス料金に反映させるかについて議論を行い、電源 I'（2024年度以降は発動指令電源に変更、以下同じ。）と一般送配電事業者が緊急的に追加確保した自家発からの逆潮については、以下のとおり整理した。
- また、卸電力取引市場（スポット市場、時間前市場）については、ブラックアウトの発生からネットワーク機能が復旧するまでの間は一旦停止することとし、それ以外については、節電要請や計画停電が実施されるケースも含めて、原則として卸電力取引市場は閉じないことと整理した。
- 今回、節電要請や計画停電のインバランス料金への反映方法、ブラックアウト及びその後の期間のインバランス料金やスポット市場の取扱い等についてご議論いただきたい。

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。
節電要請	今回の議論
計画停電	

(参考) 需給ひっ迫時に講じられる各種の対策の取扱いに関するご指摘事項

- 前回の事務局提案に関して、価格メカニズムによる電源等の供出を促すためには、新たなインバランス料金制度を前提とした検討が必要といったご指摘等をいただいた。
- 東日本大震災直後の東京地区のことについては、あのときにはまだ今のようなインバランス制度ではなく、3%を超えるとか超えないとかで罰則的なものだった。そのときに、もう電力が全然足りないという状況にもかかわらず、自社の顧客が予想外に節電した結果、インバランスを出さないために出力を絞るなんて、そんな愚かなことはしている余裕がなくて、もう出せるだけ目いっぱい出してくれという、そういう状況だったわけです。したがって、インバランス制度もそのとき停止されていた。インバランス制度が停止されている状況で、時間前で調達するというインセンティブはないに決まっているので、市場を閉じるというのは極めて自然な選択肢だった。ただ、そういうインバランス制度も今と全く違う制度のもとでああいうことが起こったときに閉じたという話を、そのまま今後どうすべきかという話に引きずるべきではないと思ったので、状況が違うということだけ念のために事実確認させていただきます。（松村委員）
- 特に新電力様を中心にインバランス料金の水準が高くなることに警戒感をもちたれるということもよく知られているところですが、新しい市場をいろいろと整備されていく中で、インバランスの回避あるいはリスクヘッジという、外国では当然用いられているような手段に収束をしていくというような、その意欲をかきたてていただきたいと、そういう方向で考えていただくというのが本来の筋ではないかと思います。（草薙委員）
- 現時点では具体的な金額等がわかっていないという状況ですので、今後どのような影響が生じるのか、事業者としては見通しをもつことがまだできていないという状況です。制度設計に当たりましては、個々の事業者への収支の影響を定量的に見きわめていただき、その上で市場全体のバランスをとることが重要というふうに考えております。新規参入者の負担が過度に重くなり、その結果、経営体力が低下してしまえば、需要家選択肢の拡大というものに対しても悪影響を及ぼすということを懸念しております。ぜひとも慎重にご議論をお願い申し上げます。（野崎オブザーバー）

インバランス料金への反映方法：節電要請、電力使用制限

2019年10月 第42回制度設計
専門会合 資料4 一部改変

- 電力需給ひっ迫時には、需給ギャップの程度や需給安定化の進展度合いに応じて、節電要請又は電気事業法第34条に基づく電力使用制限（以下、「電力使用制限」という。）が設定される。
- 節電要請は、現在の供給力や今後の需給の見通しなど客観的なデータに基づく定量的な分析や社会的影響などを考慮した上で、需要家に対し任意に節電の協力を求める措置である。（需給ひっ迫の状況に応じて、数値目標を定めて節電を実施するものと、数値目標を定めずできる限りの節電を求めるものがあり、適用範囲が電力使用制限よりも広い。）
- 電力使用制限は、電気の需給調整を行わなければ、国民生活等に悪影響を及ぼすなどのおそれがある場合に、法律に基づき需要家に対し電気の使用量等を制限することを命じる（又は勧告する）もので、故意に使用制限に違反した場合には罰則が課せられる措置である。
- これらの対策は、通常の調整力とは異なり一般送配電事業者にコストは発生しないが、社会全体にとっては大きなコストを発生させるもの。したがって、節電要請や電力使用制限の実施期間における不足インバランスは、社会コストのさらなる増大をもたらすものであり、そのコストをインバランス料金に反映することが適当か、検討が必要。
- なお、節電要請や電力使用制限をインバランス料金に反映させるにあたっては、その社会的コストを見積もることは容易ではないこと、一度発動されると一定期間継続される可能性が高い等の特徴を踏まえ、検討することが必要。

節電要請、電力使用制限のインバランス料金への反映方法について①

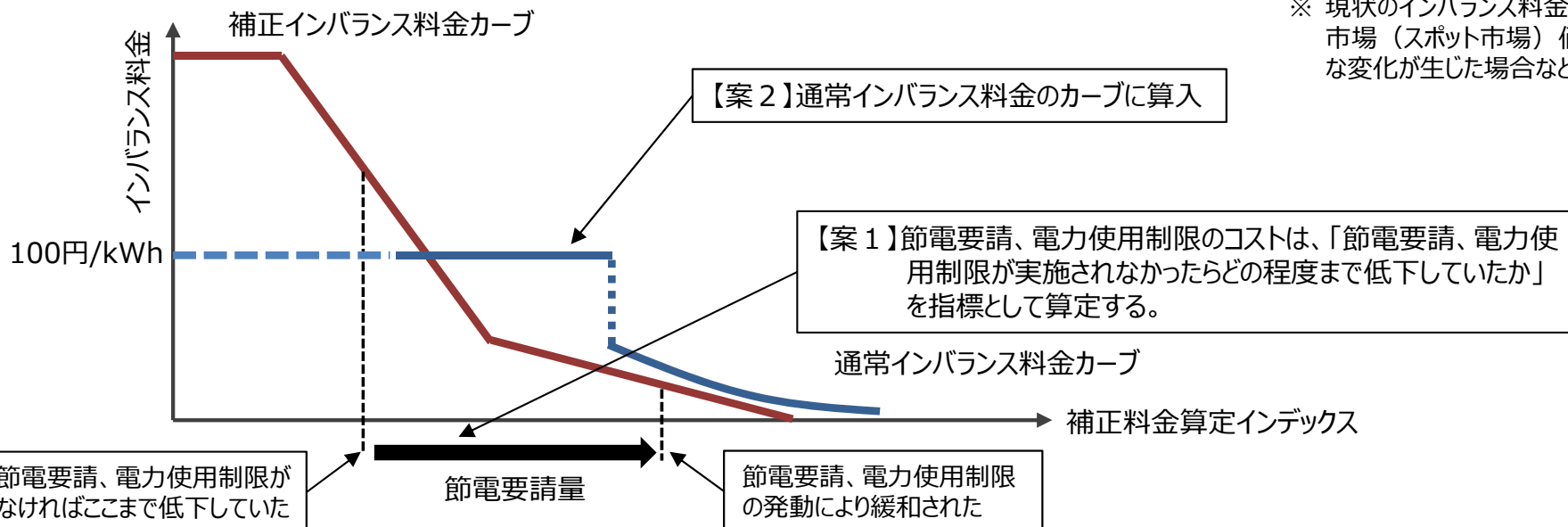
- 節電要請や電力使用制限のインバランス料金への反映は、自家発と同様に以下の案が考えられるところ。

【案1】節電要請や電力使用制限が実施されなかった場合にはどの程度補正料金算定インデックスが低下していたかを算定し、それを補正インバランス料金のカーブに当てはめてインバランス料金を計算する。（例えば、節電要請量＝想定需要×節電要請率×達成見込み率、など）

- 他方で、節電要請や電力使用制限が生じている緊急的な状況において、節電要請量の算出、補正料金算定インデックスへの反映が困難という意見がある。これを踏まえ、以下のように扱ってはどうか。

【案2】節電要請や電力使用制限を一種の調整力とみなして、通常のインバランス料金カーブ（調整力の限界的kWh価格）に算入する。

調整力の限界的kWh価格は、節電要請、電力使用制限中の電気の希少価値を踏まえると、節電要請、電力使用制限にまで至らないときの需給ひっ迫時の電気よりは高価であると考えられる。したがって、当面は、需給要因により高騰したと考えられる過去の卸電力取引市場の最高価格を参考に100円/kWh※として扱うか。



※ 現状のインバランス料金制度等を前提とした卸電力取引市場（スポット市場）価格であるため、最高価格に大きな変化が生じた場合など、状況に応じて見直しを検討。

節電要請、電力使用制限のインバランス料金への反映方法について②

- 前回、インバランス料金に反映する節電要請等は、どの範囲までを対象とするかについて、御意見をいただいた。
- 節電要請はあくまで任意の協力を求めるものであり、また、その効果を定量的に把握することが困難なため、【案2】のように一種の調整力とみなすことが難しいと考えられる。
- しかしながら、節電要請期間中は、供給力として電源 I' や自家発が稼働しているケースが多いと想定され、このうち電源 I' は通常インバランス料金に算入され、また、自家発についても将来的には通常インバランス料金に算入することを志向している。このため、節電要請期間中は、通常インバランス料金を通じ、需給状況を適切に反映するものとなることが期待される。
- 他方、電力使用制限は法律に基づくものであり、また、節電要請に比べ効果を定量的に把握しやすいとも考えられる。
- このため、インバランス料金に反映する対象は、電力使用制限のみとしてはどうか。

(参考) 2018年度の北海道大規模停電に係る対応

2018年10月 第1回電力レジリエンス
ワーキンググループ 資料6

今回の北海道大規模停電に係る対応の基本方針

- 今回の地震発生後からの一連の対応（節電要請、需給バランスの安定化、計画停電の検討等）については地震前から定められていたルールに基づいて対応。かつ、その時点で得られた客観的なデータに基づき、定量的な分析を行い、対応を判断。

1-2-1. 9月10日の週の需給ギャップと対応方針（1）

- 自家発保有者の協力などもあり、供給力は最大346万kWに積み上がったが、地震前日（9月5日）の最大需要383万kWには届かず、約1割の供給不足となった。
- そういった中、東日本大震災時の対応も踏まえ、最大限の節電により、計画停電を回避する対応を模索。

1-2-2. 節電要請に至るまでの判断の根拠

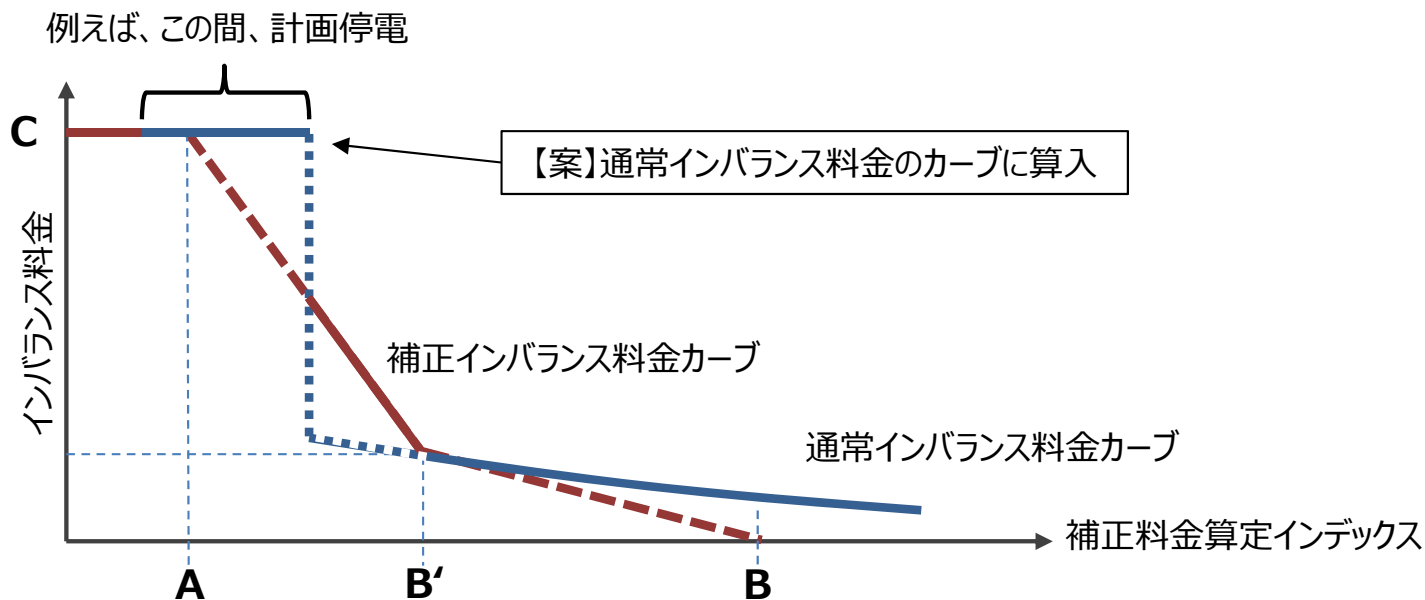
- 2011年夏においては、大口需要家に対し電気事業法に基づく使用制限を発動する等の対応を行い、15%の削減目標に対し、東京電力管内で▲19%（※）の削減となった。今回は、被災直後であり、復旧作業もある中で、罰則付きの一律の対応を求めることが困難と判断し、電気事業法に基づく使用制限は実施しなかった。
- 予備率が1%を切るような場合は、エリアメール（個人の携帯に直接通知）の活用も可能であったことから、1割程度の需要削減は可能と判断。

1-3-1. 9月14日（金）の対応について

- 京極揚水発電所の2機目が起動し、電力需給が安定化に向けて相当程度進展。
- 節電要請については、老朽火力発電所の脱落リスクはあるものの、ある程度の供給力の積み上げ、太陽光などの昼間の再生可能エネルギーの活用も考慮し、観光などへの影響も大きいことから、電力需給が悪化しない限りにおいて、数値目標付き節電を解除した。

計画停電のインバランス料金の反映方法について

- 計画停電の時間帯におけるインバランス料金は、以下のように扱ってはどうか。
【案】計画停電を一種の調整力とみなして、通常のインバランス料金カーブ（調整力の限界的 kWh 価格）に算入する。
- このとき、調整力の限界的価格は、計画停電中は電気の希少価値が極めて高いことを踏まえ、補正インバランス料金の上限価格（Cの価格）を適用してはどうか。



※ 計画停電時には、各BGが正確な需要計画をたてることは難しいのではないかと指摘もあり、実施においてはBGへの十分な周知期間等も考慮する必要がある。

(参考) 海外における需要管理を実施した際のインバランス料金について

- 英国やアイルランドでは、需給ひっ迫時に調整力の活用やその他のバランシングサービスを用いてもなお、需要を満たせない場合、最終手段として負荷遮断による需要削減などの需要管理が行われる。
- 需要管理が実施された際のインバランス料金は、VOLL※（停電の価値）として特別な価格が設定されている。※VOLL : Value of Lost Load
- また、需要管理を実施している期間中も、エネルギー市場は開場している。

	インバランス料金	市場の運営状況
英国	VOLL = £ 6,000 / MWh (約900円 / kWh)	エネルギー市場は開場
アイルランド	VOLL = € 3,000 / MWh (約450円 / kWh)	エネルギー市場は開場

まとめ：需給ひっ迫時に講じられる各種の対策の取扱いについて

- 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、節電要請、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こととしてはどうか。

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。
節電要請	調整力の限界的kWh価格又は補正インバランス料金のいずれか高い方。 (節電要請の影響をインバランス料金に反映しない。)
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。

※ 一般送配電事業者のインバランス収支が余剰となった場合には、系統利用者への還元を行う（収支を均衡させる）仕組みの検討も必要。

2. ブラックアウトが発生した場合のインバランス 料金及び卸電力取引市場のあり方

ブラックアウト及びその後の期間のインバランス料金について

- 前回、ブラックアウトの発生からネットワーク機能が復旧するまでの間については、卸電力取引市場（スポット市場、時間前市場）を一旦停止することとし、それ以外については節電要請や計画停電が実施されるケースも含めて、原則として卸電力取引市場は閉じないことと整理した。
- 2019年11月 第21回電力・ガス基本政策小委員会では以下のように整理された。
 - ブラックアウトの発生からネットワーク機能の復旧までの間については、卸電力取引市場を停止。
 - 市場再開の基準となるネットワーク機能復旧については、「流通設備の損壊等により送電できない箇所を除き、一般負荷の送電が完了した時点」と定義。
 - 市場停止期間中のインバランス料金
 - ① 市場停止当日は、停止直前のスポット市場価格
 - ② 市場停止翌日以降は、停止直前一週間のスポット市場価格の平均値
- 2022年度以降においては、調整力の限界的なkWh価格を参照することも考えられるが、一般送配電事業者がブラックスタートや系統復旧の作業を行っている間は、調整力の限界的kWh価格をシステム上算定することが困難ではないかとの懸念がある。
- 以上を踏まえると、2022年度以降のインバランス料金制度においても、引き続き上記の整理を適用するのが妥当ではないか。

【論点 1 – ①】卸電力取引市場の停止に係る考え方

2019年11月 第21回電力・ガス基本政策小委員会 資料4

- 災害等により、特定エリアで全域停電している場合は、市場で約定したとしても実際の電気の受渡しはできないことから、市場を開場することは合理的ではないと考えられる。
- ブラックアウト後については、一部でも復旧した地域があれば、市場を再開し、追加的な電源・DR 抛出等を促すことも考えられる。しかし、全域停電からの復旧中は、一般送配電事業者が系統全体を管理下に置き、徐々に負荷を戻すなどの作業が行われる状況であるため、市場を再開しても価格メカニズムが正常に機能しないと考えられる。
- また、制度設計専門会合においても、災害時等の市場の在り方について、ブラックアウトの発生からネットワーク機能が復旧するまでの間については、無用な混乱を回避するとともに市場参加者の公平性を確保するため、卸電力取引市場を停止することが適当ではないかとの案が示されている。
- したがって、ブラックアウト（全域停電）から、ネットワーク機能が復旧するまでの間は、無用な混乱を回避することが重要である上、市場を再開しても価格メカニズムが働くことは期待できないため、卸電力市場を停止することとしてはどうか。
- また、市場を再開する「ネットワーク機能が復旧した時点」については、「流通設備の損壊等により送電できない箇所を除き、一般負荷の送電が完了した時点」としてはどうか。これは、昨年の北海道胆振東部地震の場合に当てはめると、釧路管内の一般負荷全送により一般負荷送電が完了した9月8日午前0時13分に当たる（※）。

※電力広域的運営推進機関が設置した「平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会」における検証においては、釧路管内の一般負荷全送により一般負荷送電が完了した9月8日午前0時13分に一定の供給力確保に至ったとされている。この9月8日午前0時13分の時点は、設備損壊の影響が大きい地域を除いた北海道電力管内全域において一般負荷送電（発電所の所内負荷を除く一般の需要に対する送電）が完了した時点であり、設備損壊等の影響が大きい地域も含めた北海道全域での停電復旧までには、ブラックアウト発生から約1か月を要した。

【論点 1 – ②】卸電力取引市場の再開に係る考え方

2019年11月 第21回電力・ガス基本政策小委員会 資料4

- 北海道胆振東部地震の際には、ネットワーク機能の復旧後（9月8日午前0時13分以降）も、供給力が不足していることから、9月27日受渡し分のスポット取引までの間、スポット市場を停止したが、本来は、需給ひっ迫時には、市場価格がその時点の電気の価値を反映し、追加的な電源やDR等が市場を通じて拠出されるメカニズムが働くことが望ましい。
- 他方、市場メカニズムを機能させるに当たっては、下記の点について、詳細検討が必要と考えられる。
 - ✓ ネットワーク機能の復旧直後で需給がひっ迫している状況では、市場再開後のインバランス料金が高騰すると見込まれる結果（→【論点 2 – ②】）、小売電気事業者が供給力を過大に確保し、余分に確保された自家発電が市場に拠出されないおそれがあると考えられる。
一方、自然体では、需給ひっ迫時は市場価格が高騰していることが想定されることから、基本的には余剰電力は時間前市場等に拠出される可能性が高く、市場を通じて活用される蓋然性が高いとも考えられる。
いずれにしても、こうした予備力・調整力の適切な活用について、詳細な整理が必要と考えられる。
 - ✓ このような状況では節電要請や計画停電が行われていることが想定されるが、どのエリアがいつ停電するか等について十分な情報がないと、BGの需要計画策定が困難となる可能性がある。このため、一般送配電事業者による情報開示・公開の在り方についても、詳細整理が必要と考えられる。
- 以上を踏まえ、市場の停止・再開については、以下を基本的な考え方としつつ、上記の検討事項や、時間前市場を含む具体的な市場の再開時間等、実務を踏まえた詳細について、引き続き検討することとしてはどうか。

状況	価格メカニズムとの関係	卸電力市場の扱い
ブラックアウト～ネットワーク機能の復旧（※）まで ※流通設備の損壊等により送電できない箇所を除き、一般負荷の送電が完了した時点	・ブラックアウト中は、市場で約定したとしても実際の電気の受渡しができない。 ・ブラックアウトからの復旧中は、一般送配電事業者が系統全体を管理下に置き、徐々に負荷を戻すなどの作業が行われる状況であるため、BGによる正確な需要予測等は期待し難く、また、一般送配電事業者にとっても、予測外の自家発電の逆潮や大幅な節電等が発生するとネットワーク機能の復旧プロセスに影響が生じる可能性があることから、価格メカニズムを正常に機能させることは困難。	卸電力市場を停止
ネットワーク機能の復旧後	・適切なインバランス料金制度の在り方を検討した上で、市場価格がその時点の電気の価値を反映し、追加的な電源やDRなどが市場を通じて拠出されるメカニズムが働かせることが望ましい。	卸電力市場を再開

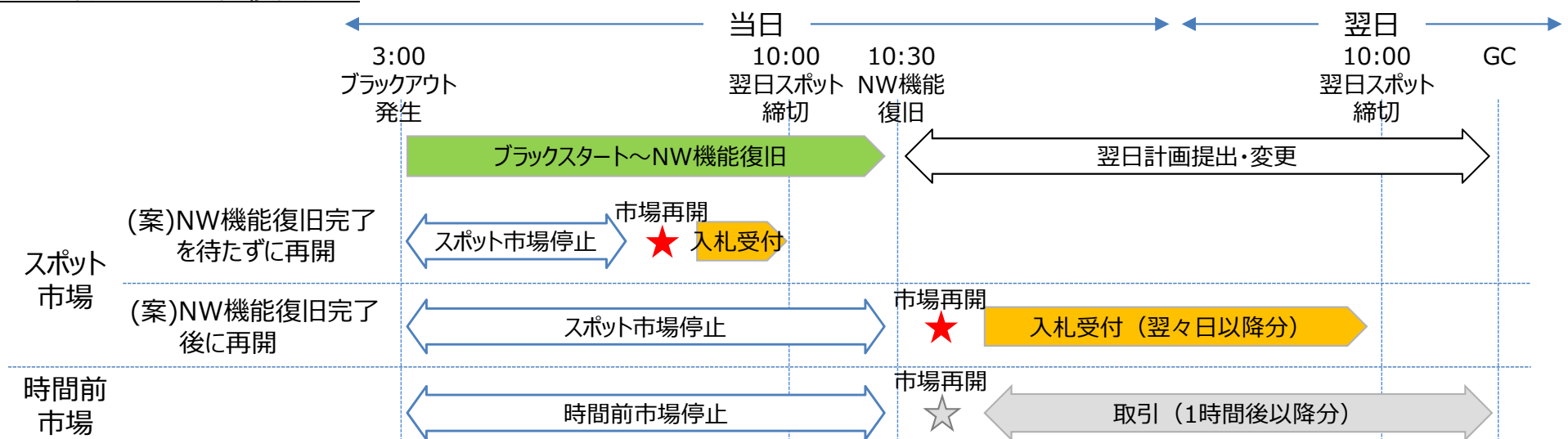
【論点2－①】災害時等のインバランス料金（市場停止時）

- 市場停止時期間中においては、
 - ① ブラックアウト中及びネットワーク機能の復旧中は、通電エリアが限定的となり、BGの行動も制約されることから、各時間帯の電気の価値を定義することが困難であること
 - ② ブラックアウト発生前にスポット市場において約定した取引について、精算は完了しているものの受け渡しが不可能となったことにより、各BGに市場価格相当額の損益が発生していると考えられることから、前日の市場価格に準ずる価格でインバランスを精算すれば、この損益が相殺されることから、ブラックアウト発生前のインバランス料金又は卸電力取引市場価格を参照することに一定の合理性があると考えられる。
(※) 例えば、発電事業者が、スポット市場で10円/kWhで売りを約定し、精算が完了していた場合に、その後のブラックアウトに際し、インバランス料金が10円/kWhであれば、発電事業者は、10円/kWhの不足インバランスを支払うこととなり、ネットの負担は0円となる。
小売事業者は、スポット市場に10円/kWhを支払っていたとすれば、余剰インバランス料金として10円/kWhを受け取ることとなり、やはりネットの負担は0円となる。
- したがって、市場停止時のインバランス料金は、
 - ① 市場停止当日は、前日に行われたスポット市場価格が存在するため、この価格を用いることが合理的ではないか。
 - ② また、市場停止日の翌日以降もブラックアウトが継続する場合には、曜日影響を緩和するため、直前一週間のスポット市場価格の平均値を用いることとしてはどうか。

論点：ブラックアウト及びその後の期間のスポット市場の取扱いについて

- 前回、ブラックアウトの発生からネットワーク機能の復旧までは、卸電力取引市場（スポット市場、時間前市場）は、一旦停止することを整理したが、スポット市場の取扱いについては、ネットワーク機能の復旧タイミングも考慮すべきでないかとの御意見をいただいた。
- 例えば、ネットワーク機能がスポット市場入札締切直後の時間帯で復旧した場合、翌日のBG計画ではスポット市場を通じた調達が織り込めないことになるが、この場合、ネットワーク機能の復旧が高い確度で見込めるのであれば、復旧の完了を待たずにスポット市場を再開することも案として考えられる。
- しかしながら、BGへの周知期間や計画策定に必要な時間、復旧が完了しなかった場合のBGの業務コスト負担等も考慮すると、運用上は困難とも考えられる。
- したがって、スポット市場の再開は、BGへの周知期間等も考慮し、ネットワーク機能の復旧完了よりも後とすることでどうか。
 - ネットワーク機能復旧～スポット市場を通じた調達が織り込めるコマまでのインバランス料金については、ネットワーク機能復旧前のインバランス料金（ブラックアウト発生前のスポット市場価格）を継続すべきかどうかについて、検討が必要。

例) 10:30 ネットワーク機能復旧完了



まとめ：インバランス料金及び卸電力取引市場の扱いについて

- 需給ひっ迫の状況と、それに対応する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してはどうか。

状況	インバランス料金の扱い	卸電力取引市場の扱い
需給ひっ迫時 - 電源 I'、電力使用制限、計画停電が発動されるケースを含む - ブラックアウトが発生した場合を除く	調整力の限界的kWh価格又は補正インバランス料金（ひっ迫時補正or卸市場価格補正）のいずれか高い方 - 調整力の限界的kWh価格に、電源 I'、電力使用制限、計画停電の影響を反映 - ひっ迫時補正に、緊急的に確保した自家発の影響を反映	通常通り
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 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	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。

3. 需給ひっ迫時におけるインバランス料金について

- 事務局から提案した「補正料金算定インデックス」の当面の算定方法は以下のとおり。今後、この方法に基づき、過去の需給ひっ迫時の実績データを用いた補正インバランス料金の試算を提示し、算定方法の検証・議論を行うこととしたい。

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（案）

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。

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

※ エリア需要については、一般送配電事業者がゲートクローズ時点で想定する需要（季節・曜日・コマごとに事前に決めておくことも一案）などが考えられる。

	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（案）
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。

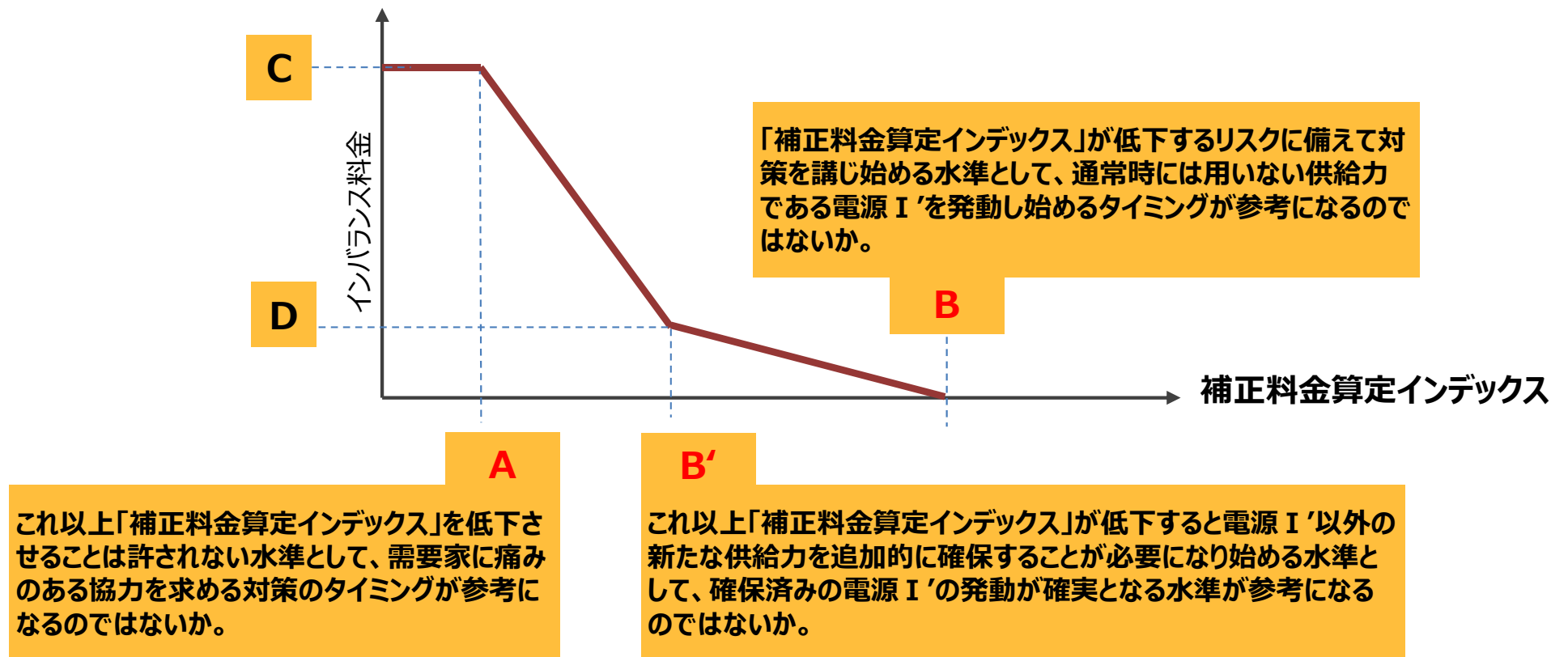
※ 貯水式・調整池式は、最大出力に比べ上池が十分に大きい設備が多いことから、下池制約等を考慮した上で最大出力のみを用いることも一案。

3 - 1 . 需給ひっ迫の範囲について

需給ひっ迫の範囲について

- 需給ひっ迫時の補正インバランス料金の算定が行われる範囲である、需給ひっ迫の範囲（A、B'、Bの水準）について検討を行った。

補正インバランス料金カーブ



※電源 I' は補正インバランス料金カーブに反映しないが、電源 I' の稼働前後など需給の厳しい状況が続いている可能性がある時間帯において、需給改善が損なわれないよう系統利用者に状況に応じた適切な行動を促すため、引き続き補正インバランス料金カーブは現状の整理を維持することが望ましいのではないか。

需給ひっ迫の定義の検討状況（A、B'の水準について）

- 広域機関の議論では、広域的な予備率 8 %未満を需給ひっ迫のおそれ（発動指令電源の発動等）とされている。
- 一般送配電事業者の運用では、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することとされ、この水準を下回る見通しになると政府は需給ひっ迫警報（計画停電の可能性の公表）を発令することとされている。
- Aの水準は、これ以上「補正料金算定インデックス」を低下させることは許されない水準として、需要家に痛みのある協力を求める対策のタイミングが参考となること、B'の水準は、確保済みの電源 I 'の発動が確実となる水準が参考となることを踏まえると、これらの値はそれぞれ、A：3 %、B'：8 %と設定することとしてはどうか。

需給ひっ迫のおそれの判定基準（まとめ）

2019年8月 第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3

- 広域的な予備率（ブロック予備率の場合含む）が 8 %を下回ると見込まれ、需給ひっ迫のおそれとなった場合は、まず、計画停止の変更やバランス停止機の起動並列などの容量市場のリクワイアメントによって予備率の改善を実施する。
- バランス停止機の起動並列によっても、なお予備率が 8 %を下回ると見込まれる場合、発動指令電源を発動させ、予備率を改善する。発動指令電源により最大3%の予備率改善が見込める。

広域的な予備率※	対 応 内 容
8%未満と 見込まれる場合	● 需給ひっ迫のおそれ判定・周知 ① バランス停止機の起動・応札 ② 発動指令電源の発動
	● 電源掘り起こし ● 計画停止の中止再要請

※連系線分断時はブロック予備率

これまでの電源Ⅰ'が発動されたケース（Bの水準について）

- これまで電源Ⅰ'が発動されたケースを見ると、広域予備率では10%以下程度で発動されているケースが多い。
- Bの水準は、「補正料金算定インデックス」が低下するリスクに備えて対策を講じ始める水準として、電源Ⅰ'を発動し始めるタイミングが参考となることを踏まえると、この値は10%と設定することとしてはどうか。

電源Ⅰ'が発動されたコマ数（予備率別）

2019年6月 第39回制度設計専門会合
資料3-1を一部改変

2017年度、2018年度累計

エリア予備率	東京	関西	九州	計
10%以上	2	-	1	3
9～10	-	-	2	2
8～9	2	-	1	3
7～8	4	-	-	4
6～7	23	2	2	27
5～6	33	7	5	45
4～5	26	1	1	28
3～4	12	-	1	13
3%以下	-	-	-	-
計	102	10	13	125

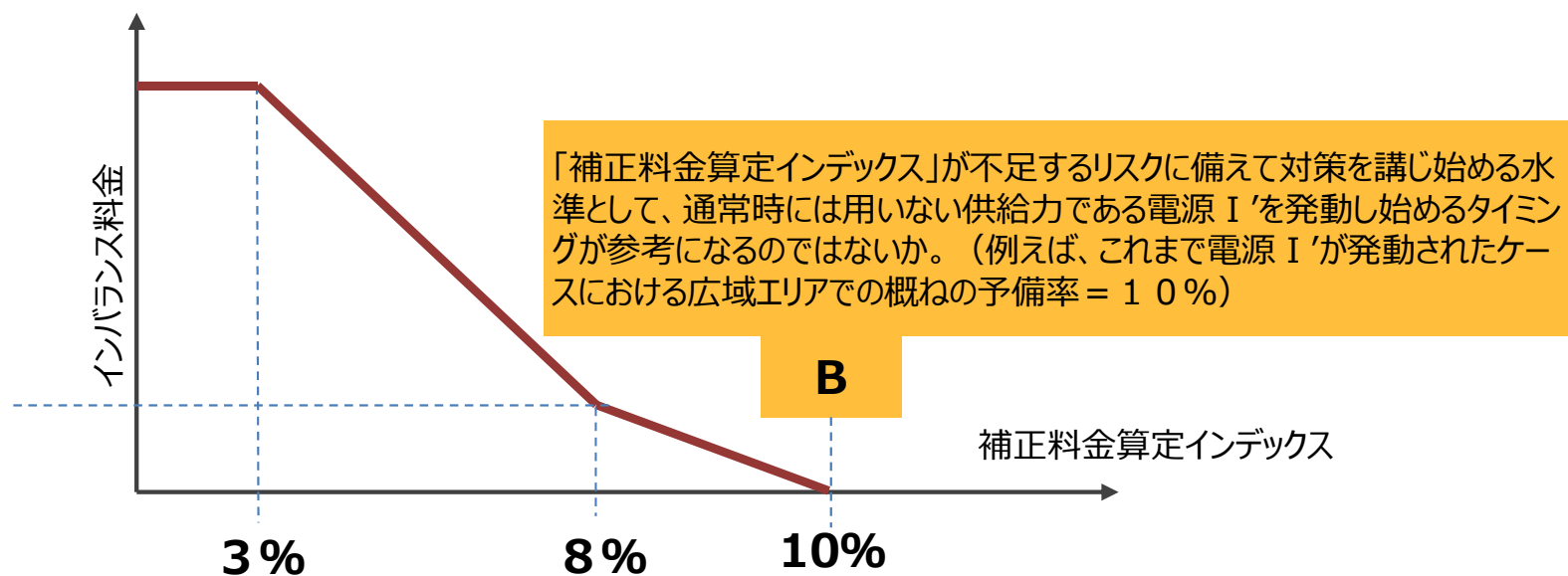
← 7%

広域予備率 (50Hz/60Hz別)	東京 (50Hz)	関西 (60Hz)	九州 (60Hz)	計
10%以上	7	1	2	10
9～10	17	3	9	29
8～9	24	-	2	26
7～8	26	2	-	28
6～7	21	4	-	25
5～6	7	-	-	7
4～5	-	-	-	-
3～4	-	-	-	-
3%以下	-	-	-	-
計	102	10	13	125

← 10%

補正インバランス料金における需給ひっ迫の範囲（まとめ）

- 事務局提案による需給ひっ迫の範囲の設定をまとめると、以下のとおり。
- 現在、広域機関等において容量市場開設後の需給対策やそれに伴う需給ひっ迫の基準等が議論されており、今後、その検討状況等も踏まえながら必要に応じ見直し（将来的（2024年度）には補正料金算定インデックスを各一般送配電事業者等の予備率と一本化することを目指す）を行うことを前提とし、当面は、以下の水準を前提として検討を進めることとしてはどうか。



A

これ以上「補正料金算定インデックス」を低下させることは許されない水準として、需要家に痛みのある協力を求める対策のタイミングが参考になるのではないか。（例えば、政府が需給ひっ迫警報を発令する予備率 = 3%）

B'

これ以上「補正料金算定インデックス」が低下すると電源 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り始める水準として、確保済みの電源 I' の発動が確実となる水準が参考になるのではないか。（例えば、広域機関における需給ひっ迫の基準となる予備率 = 8%）

3 - 2 . 補正インバランス料金の価格設定

補正インバランス料金の価格設定について

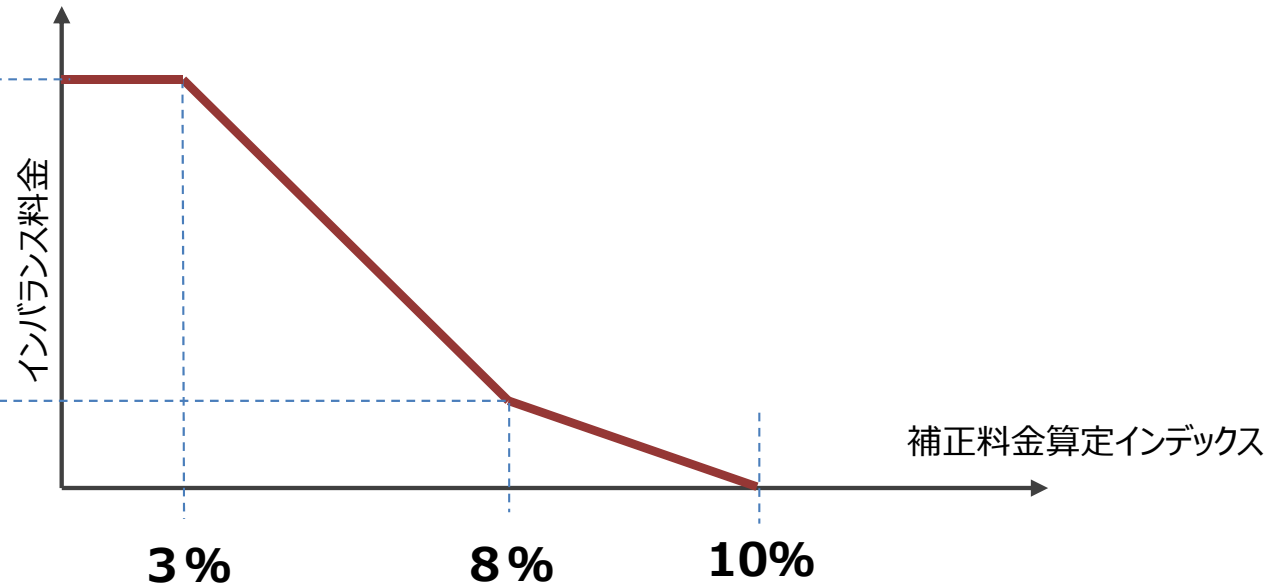
- 補正インバランス料金の詳細設計について、以下の図におけるDの設定及びCの設定について検討を行った。

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。

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。

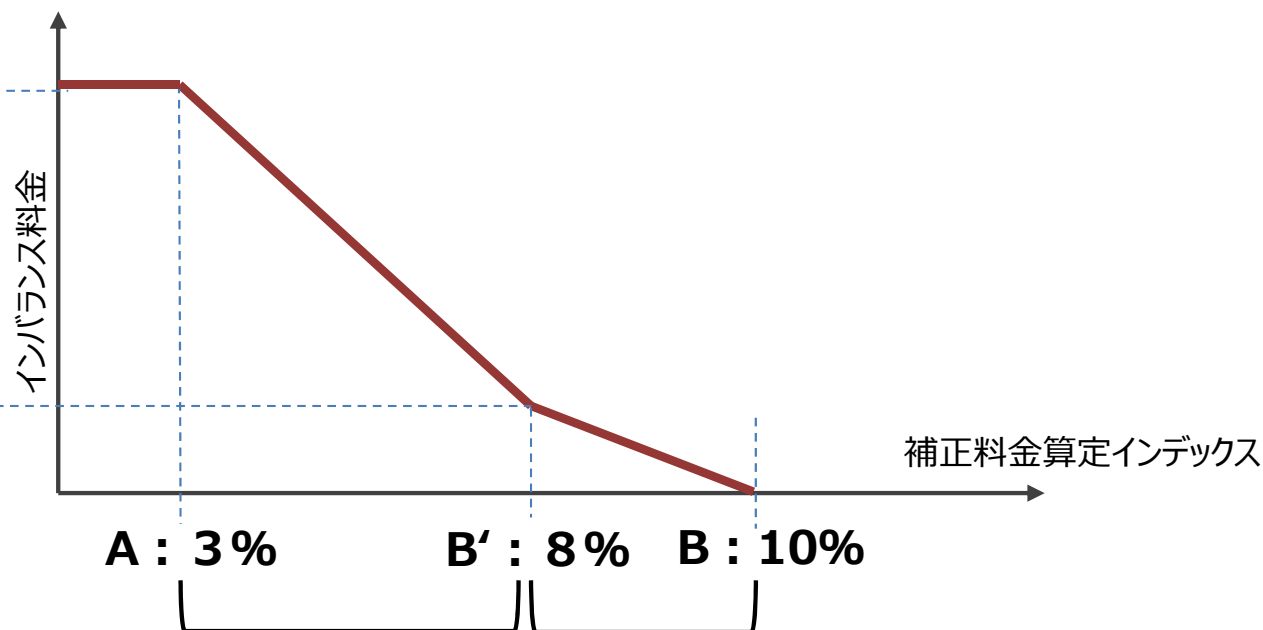


補正インバランス料金におけるDの設定について

- 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 4 5 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' 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。

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' で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）

補正インバランス料金におけるCの設定の検討方法

- 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。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（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 654円	1,911円 1,946円	4,161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 182円	626円 629円	1,156円 888円

注）簡便な方法で計算した値

(参考) 2019年度向け電源 I' の公募結果

2019年4月 第37回制度設計専門会合
資料4 一部改変

東北				東京			中部			関西			九州		
2018年度	2019年度	増減		2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
募集容量(万kW)	8.2	15.0	6.8	34.0	30.0	▲ 4.0	31.2	27.7	▲ 3.5	27.0	101.0	74.0	31.8	25.4	▲ 6.4
応札容量(万kW)	3件 10.5	6件 17.8	3件 7.3	12件 40.1	12件 36.1	－ ▲ 4.0	3件 31.5	4件 30.2	1件 ▲ 1.4	18件 54.4	15件 96.5	▲ 3件 42.1	19件 38.9	19件 25.7	－ ▲ 13.2
落札容量(万kW)	3件 8.2	4件 15.0	1件 6.8	11件 34.0	11件 29.7	－ ▲ 4.3	3件 31.2	3件 27.7	－ ▲ 3.5	15件 27.0	15件 96.5	－ 69.5	14件 31.8	17件 25.4	3件 ▲ 6.4
評価用価格※ エリア最高(円/kW)	1,088	2,615	1,526	5,518	5,954	437	3,162	3,198	36	5,106	8,358	3,252	16,645	10,819	▲ 5,826
評価用価格※ エリア平均(円/kW)	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,818	6,893	3,075	6,607	5,850	▲ 757
kW価格 エリア平均(円/kW)	880	2,243	1,363	4,751	5,358	607	2,118	2,012	▲ 106	3,633	6,571	2,937	6,356	5,602	▲ 754
契約期間	7/16 ～9/20	7/16～ 9/20 12/16～ 2/20		7/1 ～3/31	4/1 ～3/31		7/1 ～9/30	7/1 ～9/30		7/1 ～3/31	4/1 ～3/31 (7/1 ～3/31)	()内は追 加募集分	7/1 ～3/31	4/1 ～3/31	
運転継続可能時間	4時間	4時間		3時間	3時間		2時間	2時間		3時間	3時間		4時間	4時間	
想定発動回数	2.4回	3.6回		3.6回	3.6回		1.8回	1.8回		3.6回	3.6回		3.6回	3.6回	
kW確保コスト+kWhコスト															
＜案 1＞発動1時間あたりコスト (年間発動回数1回)	A÷B	272	654	1,839	1,985		1,581	1,599		1,702	2,786		4,161	2,705	
＜案 2＞発動1時間あたりコスト (年間発動回数1.8～3.6回)	A÷B÷C	113	182	511	551		878	888		473	774		1,156	751	



kW確保コスト+kWhコスト (全国集計)

		全国平均		全国最高		全国最低	
		2018年度	2019年度	2018年度	2019年度	2018年度	2019年度
＜案１＞発動１時間あたりコスト (年間発動回数１回)		1,911	1,946	4,161	2,786	272	654
＜案２＞発動１時間あたりコスト (年間発動回数１.８～３.６回)		626	629	1,156	888	113	182

※評価用価格は評価用kW価格と評価用kWh価格の合計金額による。

評価用kW価格 : 公募要領で求める原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。

評価用kWh価格 : 上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間

上限kWh価格 : 電源 I' 応札時に応札者が設定するkWh価格の上限。

想定発動回数 : 契約期間内の発動可能回数 (12回) から、10年間での平均的な発動可能回数として算出。

新たにDRを確保するコスト (kW確保コスト+kWhコスト) の算出

＜案1＞DR発動1時間あたりコスト (発動回数1回を想定) : 電源 I' 「評価用kW価格 + 評価用kWh価格」のエリア最高÷運転継続可能時間

＜案2＞DR発動1時間あたりコスト (発動回数1.8～3.6回を想定) : (電源 I' 「評価用kW価格 + 評価用kWh価格」のエリア最高÷運転継続可能時間) ÷ 想定発動回数

※評価用kW価格 + 評価用kWh価格の最高価格は、エリアによっては電源が該当する場合もある。

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を算出する趣旨から、電源も含めることとした。

(参考) 海外における補正インバランス料金の上限価格

- 諸外国の補正インバランス料金の上限価格は、概ね数百円～千円程度に設定されている。

諸外国の需給ひっ迫時補正インバランス料金の事例

各国、VOLL（停電の価値6,000£/MWh（国により異なる）） × LOLP（停電確率）で算出。LOLPの最大値は1。

- 英国：VOLL = £ 6,000/MWh → 補正インバランス料金の上限価格は約900円/kWh
- テキサス州：VOLL = \$ 9,000/MWh → 補正インバランス料金の上限価格は約1,000円/kWh
- アイルランド：VOLL = € 3,000/MWh → 補正インバランス料金の上限価格は約450円/kWh

国名・制度の名称	概要	インバランス価格等の決め方
イギリス Reserve Scarcity Pricing	系統予備率が低下するとインバランス料金が上昇する	VOLL x LOLP VOLL: Value of Lost Load 停電の価値6,000£/MWh LOLP: Loss of Load Probability 停電確率、系統予備率が下がると上昇
ドイツ	調整力の余力が一定以下になるとインバランス料金を引き上げ	TSOが確保したSCR・MRの80%以上を使用した場合、以下の補正を行う。 【系統不足の場合、以下の大きい方】 ①1.5倍にする、②100€/MWhを加算する 【系統余剰の場合、以下の小さい方】 ①0.5倍にする、②100€/MWhを減算する
テキサス Operating Reserve Demand Curve (ORDC)	運用可能なりザーブが減ると卸売り市場のリアルタイム価格が上昇	VOLL x LOLP VOLL: Value of Lost Load 停電の価値\$9,000/MWh LOLP: Loss of Load Probability 停電確率、Reservesが減ると上昇
アイルランド Administered Scarcity Pricing	運用可能なりザーブが減るとバランシング市場の価格が上昇	VOLL x LOLP VOLL: Value of Lost Load 停電の価値€3,000/MWh LOLP: Loss of Load Probability 停電確率、Short term reservesが減ると上昇
ニュージーランド	Price ManagerがScarcity Pricing Situationを宣言した場合、卸売市場価格が上昇	供給余力が一定以下になるとPrice ManagerがScarcity Pricing Situationを宣言 卸売市場価格を\$10,000/MWh以上にする。

過去実績データに基づく補正インバランス料金の試算

- 過去の需給ひっ迫時の実績データ（2017、2018年度の全コマ中、広域予備率が低い方から10番目以内に入るコマを含む需給ひっ迫期間）から「補正料金算定インデックス」を算出し、インバランス料金の試算を行った。

試算の対象期間は以下のとおり。

- － 東京エリア：厳寒、高気温による需給ひっ迫に伴う電源 I 'の発動
（2018年1月22日～26日、2月1日、2日、22日、8月1日、2日、22日、27日）
- － 関西エリア：高気温、太陽光下振れによる電源 I 'の発動
（2018年7月17日、18日、2019年1月10日）

※ 九州エリア 電源 I 'の発動（2017年9月7日）については、短期間のひっ迫のため、算出を省略。

※ 北海道エリア 胆振東部地震における、ネットワーク機能復旧後、数値目標付き節電要請期間（2018年9月8日～9月14日）について試算した結果、補正料金算定インデックスが10%を下回るコマは4コマのみ。これは節電要請の効果により需給が改善していたためと考えられる。

試算の前提条件

- ◆ 広域的な補正料金算定インデックスを算出するにあたり、連系線分断の可能性を考慮して、以下のエリアの供給力・需要を用いた。

【ひっ迫エリア：東京】

東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国

（連系線マージンは非常用であるため、マージン使用による受電分は電源 I '、自家発の取扱いと同様に、受電エリアの供給力から控除する。）

【ひっ迫エリア：関西】

東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州

- ◆ 補正料金算定インデックスにおける揚水供給力の計上方法見直し

東京、中部、関西については、補正料金算定インデックスの算定方法を採用し、東北、中国、四国、九州については、影響度合いを勘案し、現行の考え方を採用。

- ◆ 揚水の発電計画値を加味した供給力の計上方法

「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」

そのコマで調整力として活用できる貯水量は実貯水量から 1 日分（1コマ～48コマ）の発電計画値合計及びGC以降の揚発予定量を控除した量で設定。

- ◆ 下池制約、ブラックスタート用池容量の考慮方法

中部については、設備の最大出力について、日次で下池制約を考慮した発電可能量を設定。その他、下池制約なし。

東京については、ブラックスタート用池容量の影響が大きいいため供給力から控除。

補正インバランス料金の試算（ケース１）

- 電源 I '発動日の広域的な「補正料金算定インデックス」を算出し、各コマの補正インバランス料金を試算した。

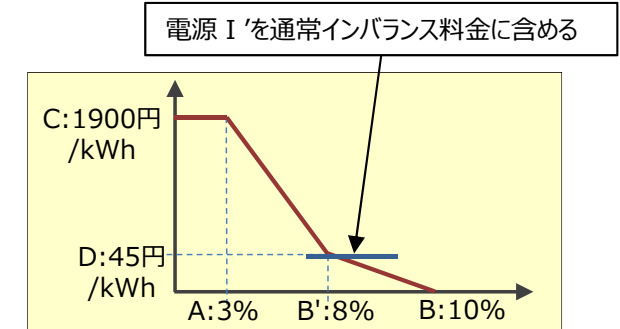
ケース１ 試算の前提

Cの値を1900円/kWhで設定。電源 I '発動日の各コマのインバランス量に、当該コマの補正料金算定インデックスに対応するひっ迫時料金単価を乗じて算出。BG負担額は各エリアのBG負担額を算出（広域エリアは考慮しない）。

電源 I '発動日

2017年度：東京（2018年1月22日～26日、2月1日、2日、22日）

2018年度：東京（2018年8月1日、2日、22日、27日）、関西（2018年7月17日、18日、2019年1月10日）



		2017年度	2018年度	
		東京	東京	関西
補正料金 算定インデックス分布 (コマ数)	0～3%			
	3～4%		4	
	4～5%			
	5～6%	2	29	
	6～7%	4	18	
	7～8%	12	7	1
	8～9%	26	16	4
	9～10%	23	7	4
	計	67	81	9
補正インバランス料金 発生コマ数	1,000円～		16	
	600円～	6	26	
	300円～	2	12	1
	200円～	1		
	100円～	9	4	
	100円未満※	88	23	21
	計	106	81	22

※電源 I '通常インバランス料金発生コマを含む

補正インバランス料金の試算（ケース2）

- 電源 I '発動日の広域的な「補正料金算定インデックス」を算出し、各コマの補正インバランス料金を試算した。

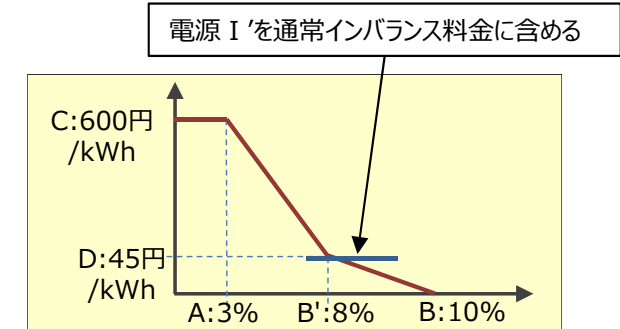
ケース2 試算の前提

Cの値を600円/kWhで設定。電源 I '発動日の各コマのインバランス量に、当該コマの補正料金算定インデックスに対応するひっ迫時料金単価を乗じて算出。BG負担額は各エリアのBG負担額を算出（広域エリアは考慮しない）。

電源 I '発動日

2017年度：東京（2018年1月22日～26日、2月1日、2日、22日）

2018年度：東京（2018年8月1日、2日、22日、27日）、関西（2018年7月17日、18日、2019年1月10日）



		2017年度	2018年度	
		東京	東京	関西
補正料金 算定インデックス分布 (コマ数)	0～3%			
	3～4%		4	
	4～5%			
	5～6%	2	29	
	6～7%	4	18	
	7～8%	12	7	1
	8～9%	26	16	4
	9～10%	23	7	4
計		67	81	9
補正インバランス料金 発生コマ数	1,000円～			
	600円～			
	300円～	2	26	
	200円～	4	18	
	100円～	3	10	1
	100円未満※	97	27	21
計		106	81	22

※電源 I '通常インバランス料金発生コマを含む

補正インバランス料金の試算（ケース2）

- ケース2について、電源I'発動日の広域的な「補正料金算定インデックス」を算出し、新電力小売BGの支払を試算したところ、補正インバランス料金発生コマの平均インバランス料金単価は、57～242円/kWhであった。
- なお、今回は現行制度の実績に当てはめて試算したが、新たなインバランス料金制度では、需給ひっ迫時には適切にインバランス料金が上昇し、各BGは市場等を通じてあらかじめ必要な量の電源を調達することが経済合理的となるため、インバランス発生量は抑制される（支払総額は減少する）ことが期待される。
 - － さらに、市場を通じた調達が活発になることによって、前日時点で起動並列する経済性の高い電源が増加し、インバランス料金自体が低減する効果も期待できるのではないか。

◆ 東京 2017年度（2018年1月22日～26日、2月1日、2日、22日）

- ・補正インバランス料金発生コマの平均インバランス料金（単価） **68円/kWh**（現行インバランス料金実績値34円/kWh）
- ・補正インバランス料金発生コマの新電力インバランス量（不足） 0.47億kWh
- ・補正インバランス料金発生コマの新電力補正インバランス料金支払額 32億円

※スポット日次最高価格

2018年1月	22日	26円
	23日	24円
	24日	35円
	25日	36円
	26日	36円
2月	1日	30円
	2日	50円
	22日	20円

◆ 東京 2018年度（2018年8月1日、2日、22日、27日）

- ・補正インバランス料金発生コマの平均インバランス料金（単価） **242円/kWh**（現行インバランス料金実績値27円/kWh）
- ・補正インバランス料金発生コマの新電力インバランス量（不足） 0.44億kWh
- ・補正インバランス料金発生コマの新電力補正インバランス料金支払額 107億円

※スポット日次最高価格

2018年8月	1日	32円
	2日	54円
	22日	44円
	27日	52円

◆ 関西 2018年度（2018年7月17日、18日、2019年1月10日）

- ・補正インバランス料金発生コマの平均インバランス料金（単価） **57円/kWh**（現行インバランス料金実績値35円/kWh）
- ・補正インバランス料金発生コマの新電力インバランス量（不足） 0.04億kWh
- ・補正インバランス料金発生コマの新電力補正インバランス料金支払額 2.3億円

※スポット日次最高価格

2018年7月	17日	44円
	18日	44円
2019年1月	10日	25円

(参考) 補正インバランス料金に関するこれまでのご指摘事項

2019年9月 第41回制度設計
専門会合 資料5 を一部改変

- これまでの御議論において、複数の委員・オブザーバーから、各BG（特に、新電力）のインバランス料金負担を考慮すべきとのご指摘をいただいた。
- これを踏まえ、インバランス料金に反映されるべき電気の価値、系統利用者への適切な需給調整インセンティブ、需給調整コストの確実な回収、各BGのインバランス料金負担等を総合的に勘案し、Cの設定を検討することとした。

第39回制度設計専門会合における主な意見

- Cを高くするのは支配的事業者に圧倒的に有利。特定のエリアで1つしか電源をもっていないところが突然大きなインバランスを出し、インバランス料金が相当高いところに来たときに、旧一般電気事業者など複数の電源をもっているところはそれを補うことも可能かもしれない。しかし、特に規模の小さい新規参入者は大きなリスクを負うことになる。
- さらに、電源投資においても、規模の小さなところは、大きなリスクがあるということを前提としたファイナンスを考えなければいけないので、ハードルをかなり上げることになる。（松村委員）
- Cについて、例え600円であっても、現状のインバランス料金と比較すると非常に高いレベル。この価格だと、例えわずかなインバランスが生じた場合にも、収支に与える影響が非常に大きくなるため、新規参入者に対する大きな負担になることを危惧。その結果、新規参入者の経営体力が低下するような事態になれば、電力自由化の目的の1つである需要家選択肢の拡大にも悪影響。
- このため、インバランス料金の価格設定や運用は、その設定方法の合理性ももちろん重要であるが、それ以上に、個々の事業者の収支影響をみきわめてバランスをとることも大変重要。（野崎オブザーバー）
- 需給逼迫時は小さい新電力のことまで考えている場合じゃないというのは余りにも極端であり、新電力の実態を考慮して欲しい。もちろん、需給が逼迫することについては一定の責任があるし、やるべきことはきちんとやる必要があるが、常に需給調整の対応ができるわけではない。全体的なことを考えれば、スモールスタートでの実施を考えるべき。（中野オブザーバー）

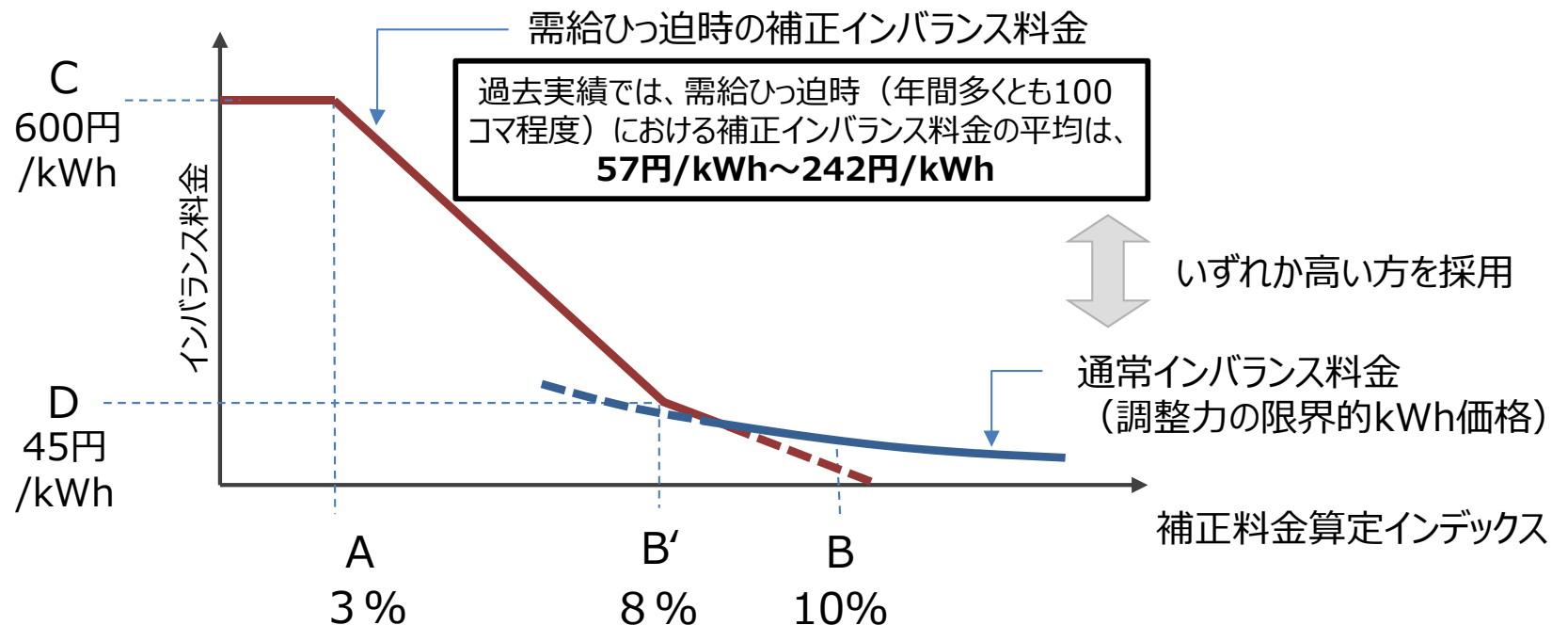
補正インバランス料金におけるCの設定について

- 今回提示した方法により試算を行った結果、需給ひっ迫時補正インバランス料金が発動されるコマ数は、その際の状況によって大きく変化する可能性はあるものの、電源 I' の発動など各エリアで年に 1 回以下程度の需給ひっ迫のケースにおいて多くとも100コマ程度であることが分かった。
- 新たなインバランス料金制度では、実需給における電気の価値をインバランス料金に反映させることで、各BGが需給の見通しを踏まえて電源の調達など経済合理的な行動をとることにより、系統全体のインバランス量・調整力稼働量は抑制されることが期待される。（更に、これが定着し、調整力の必要量が減少すれば、社会全体のコスト抑制にもつながる。）
- こうした行動を可能とするためには、卸電力取引市場は可能な限り閉じないこととした上で、それ以外にも多様な電気の調達手段が確保されていることが重要であるが、この点については、新たに、先物市場やベースロード市場が開設され、時間前市場の改革の検討なども進められている。
- 以上を踏まえると、ケース 2 の設定（過去の需給ひっ迫のケースで平均インバランス料金単価57円/kWh～242円/kWh、 $C = 600$ 円/kWh）であれば、各BGの経済合理的な行動を促すうえで十分な価格シグナルとなることが期待でき、かつ、諸外国の事例から見ても、それに必要な負担額も非合理的なものとはならないと考えられる。したがって、当面の間、Cについては、ケース 2 の設定を適用することとしてはどうか。
- いずれにせよ、需給調整市場開設後の新たなインバランス料金制度の下でのインバランスの発生や広域エリアでの需給等の見通しは現時点で不透明であり、当面はこの案を前提とするものの、今後、関係機関における詳細検討の状況や市場環境等に大きな変化があった場合には、機動的に見直しを行うこととしてはどうか。

補正インバランス料金の設定（案）のまとめと今後の方針

- 本日の事務局の提案をまとめると、以下のとおり。
- 需給調整市場開設後の新たなインバランス料金制度の下でのインバランスの発生や広域エリアでの需給等の見通しは現時点で不透明であり、当面はこの案※を前提とするものの、今後、関係機関における詳細検討の状況や市場環境等に大きな変化があった場合には、機動的に見直しを行う。

※将来的（2024年度）には補正料金算定インデックスを各一般送配電事業者等の予備率と一本化することを目指す。



4. 需給調整市場の監視と価格規律のあり方 について

- 需給調整市場開設当初は、旧一般電気事業者以外の発電事業者等からの参加も期待されるものの、競争は限定的と予想される。
- そこで、需給調整市場において市場支配力を有する事業者が存在する場合には、その者が合理的な入札を行うなどの一定の規律を設けるとともに、その行動を監視することが必要（なお、その規律については、事業者の応札インセンティブを削ぐことにならないような配慮が必要）。
- これらの論点及び対応方針については、市場の詳細設計の内容等も踏まえつつ、次回以降に検討を行う。

◆ 需給調整市場において市場支配力を有する事業者に対する規律として検討すべき事項

2017年11月 第24回制度設計専門
会合 資料6

① 合理的な電源の選定

- 合理的な考え方を基に需給調整市場に入札する電源を選定すること。（合理的な考えに基づき、電源の小売向けと調整力向けとの配分を行うこと。）

② 合理的な $\Delta k W$ 価格の設定

- $\Delta k W$ 価格については、コストベースで設定する等、合理的な行動を求めること。
（なお、コストベースの考え方については、固定費への対価という考え方、調整力として電源を一定期間確保することによる逸失利益（例えば、その期間にその電源を活用してスポット市場から得られる利益等）への対価という考え方、等が考えられ、どのような規律が適当か、今後議論が必要。）

③ 合理的な $k W h$ 価格の設定

- $k W h$ 価格については、限界費用ベースで設定する等、合理的な行動を求めること。
（なお、限界費用ベースの考え方については、今後議論が必要。）

（注）今後の議論によって、現在議論されている $\Delta k W$ 価格、 $k W h$ 価格と異なる仕組みが導入された場合には、それを踏まえて改めて議論が必要。



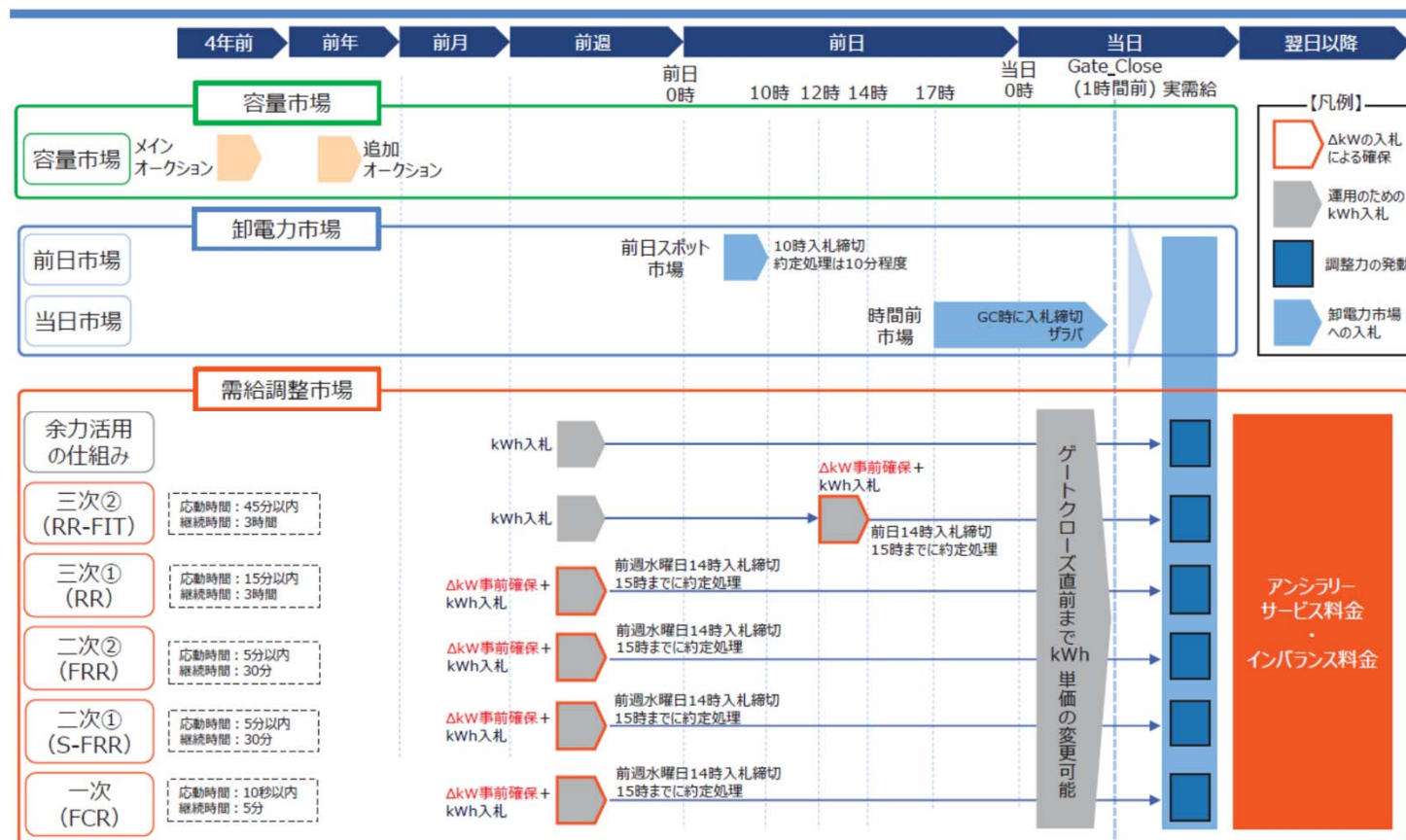
これまでの議論を踏まえた上で、次回以降、需給調整市場の監視と価格規律のあり方について、検討を行う。

ΔkW・kWh価格を設定する際の規律のあり方について

- 需給調整市場では、三次調整力②以外は週間調達により週一回の入札、三次調整力②は前日調達により毎日入札が行われ、ΔkWの総費用が最小となるようΔkW単価が安い入札から順に約定される（マルチプライスのため、入札単価が約定単価となる）。
- また、調整力のkWh価格は、調整力提供者が事前に登録を行うこととされており、一般送配電事業者はkWh価格の安い順（メリットオーダー順）に調整力を稼働させ、稼働実績に応じたkWh価格の精算を行う。

（参考）取引スケジュール（検討中の内容を含む）

2019年8月 第13回需給調整市場検討小委員会 資料2



※事前登録したkWh価格をどの時点まで変更可能とするかどうかは検討事項。

ΔkW・kWh価格を設定する際の規律のあり方について

- 調整力のΔkWの入札価格及びkWh価格の登録価格は、需給調整市場が十分に競争的である状況においては、基本的には自由な価格設定を認めてはどうか。
 - － 需給調整市場開設当初は、旧一般電気事業者以外の発電事業者等からの参加も期待されるものの、競争は限定的と予想される。ただし、広域調達及び広域運用が行われ、広域エリアで旧一般電気事業者間の競争が行われる状況においては、競争的といえるのではないか。
 - － マルチプライスである点で需給調整市場と共通している時間前市場においても、現在、入札価格に規律は設けられていない。
- また、kWh価格の変更期限については、基本的には実需給に可能な限り近いタイミングとして、ゲートクローズまで可能とすることとしてはどうか。
 - － このような仕組みとすることにより、調整力の限界的なkWh価格を反映するインバランス料金が、その時間帯の電気の価値を反映されたものとなると考えられる。
- 上記の運用を基本としつつ、市場が十分に競争的ではないと考えられる場合には、一定の規律を設けることとしてはどうか。

今後の検討事項

- 市場が十分に競争的ではないと考えられる場合の定義とΔkW・kWh価格についての規律のあり方
- 余力として活用される電源以外の電源（ΔkWを落札した電源、電源 I および電源 I'（2024年度以降は発動指令電源））について、kWh価格の変更をゲートクローズまで可能とするかどうか。
- 沖縄エリアの取り扱いについて

(参考) 需給調整市場で調達する ΔkW について

2018年3月 第2回需給調整
市場検討小委員会 資料2

需給調整市場で調達する ΔkW について

5

- 実需給時点で発生し得る変動に備え、出力を調整できる状態の電源等を必要な量だけあらかじめ確保しておく必要があり、実需給時点では調整した量に応じた kWh が発生することが調整力の調達と運用であることを念頭におくと、
需給調整市場では、「実需給時点で各時間帯毎に必要な能力を持った電源等を、出力を調整できる状態であらかじめ確保すること」を「 ΔkW 」として取引し契約することになるのではないかと。
- なお、 kWh は実績に応じた精算となる。これは実需給断面で調整する実誤差が事前には分からないため、卸取引市場のように kWh 受電を契約することができないためである。 kWh 単価(可変費等)はあらかじめ適切な時期に契約しておく必要がある。

	調達	運用
卸取引市場	<p>量(kW)</p> <p>時間(h)</p> <p>$kW \times h \times \text{単価 (kWh 価値)}$</p> <p>※量を確定</p>	<p>量(kW)</p> <p>時間(h)</p> <p>調達した量(確定済)をそのまま受電</p>
需給調整市場	<p>※商品毎</p> <p>量(kW)</p> <p>時間(h)</p> <p>$kW \times h \times \Delta kW \text{ 単価 (}\Delta kW \text{ 価値)}$</p> <p>一次</p> <p>二次①</p> <p>二次②</p> <p>$\Delta kW1$</p> <p>$\Delta kW2$</p> <p>$\Delta kW3$</p> <p>t1</p> <p>t2</p> <p>t3</p>	<p>※商品毎</p> <p>量(kW)</p> <p>時間(h)</p> <p>$kWh(\text{実績}) \times kWh \text{ 単価 (可変費等)}$</p> <p>一次</p> <p>二次①</p> <p>二次②</p> <p>$\Delta kW1$</p> <p>$\Delta kW2$</p> <p>$\Delta kW3$</p> <p>t1</p> <p>t2</p> <p>t3</p> <p>※GC後の実誤差を調整するために必要な量のみ受電する。その時点の需給状況により受電しない場合や100%受電の場合もあり得る。</p>
(参考) 容量市場	<p>量(kW)</p> <p>時間(h) (1年間)</p> <p>$kW \times \text{年間} \times \text{単価 (kW 価値)}$</p>	