

インバランス料金制度の見直しについて (補正インバランス料金のC及びDの値)

第85回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和5年5月22日(月)

本日の議論

- インバランス料金制度に関し、前回の第84回会合（令和5年4月25日）において、2024年度以降の補正料金算定インデックスについて広域予備率を参照する旨を整理したところ。
- その際、2023年度までの暫定的措置として200円/kWhとされている補正インバランス料金カーブのC及びDの値についても、今後検討を進めていくこととされた。
- 本日は、C及びDの値の考え方について議論いただきたい。

今後の検討について

2023年4月
第84回制度設計専門会合
資料8

- 今回の検証も踏まえ、2024年度以降、補正料金算定インデックスは基本的に広域予備率を参照することとしたいが、今後、広域予備率の算定方法が見直された際には、算定方法の見直しを補正料金算定インデックスに反映させるか見直しの都度確認する。

- なお、補正インバランス料金カーブのうち、Cの値については、2023年度までの暫定的措置として200円/kWhとされているところ、Cの値についても検討を進めていくこととしたい。

※Dの値についても、Cの設定における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、見直しを検討することとしている

- その上で、2023年央にも、省令改正等の所要の手続きを行い、2024年度からインバランス料金制度の見直しを行うこととしたい。

補正インバランス料金カーブについて①

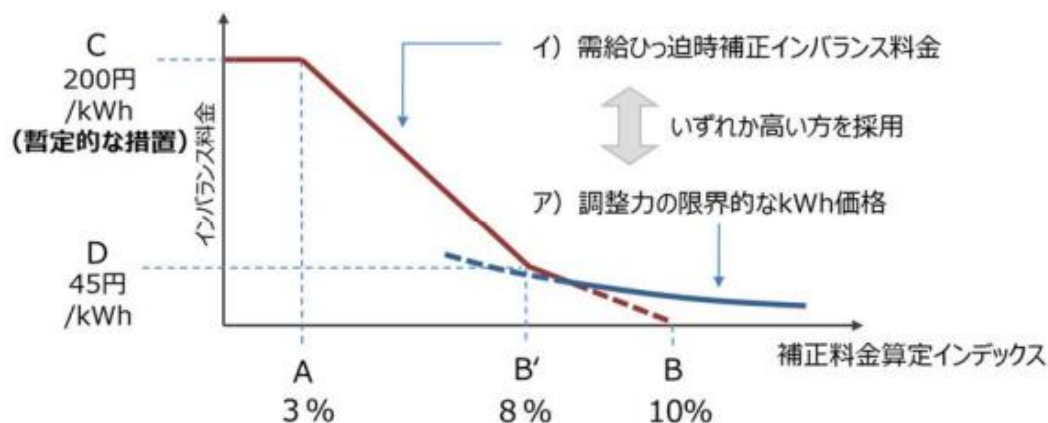
- 2022年度から開始されているインバランス料金制度は、需給調整市場の発足を踏まえて検討が行われ、第44回制度設計専門会合（2019年12月17日）において中間とりまとめ^{注1}が行われた。

注1 その後、パブリックコメント手続きに付されたが修正なしとなった。

- 中間とりまとめにおいては、需給ひっ迫時補正インバランス料金について、以下の整理がなされている。

C：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1 kWh 確保するために十分な価格ということから、新たにDRを追加的に確保するのに必要となる価格として、電源 I' の公募結果から電源 I' として確保したDRを一般送配電事業者が想定する回数発動した場合の価格を参考に、原則として600 円/kWh とする。**ただし、2022 年度から2023 年度までの2 年間は、暫定的な措置として、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を参考に 200 円/kWh を適用する。**暫定措置期間終了後は、600 円/kWh に変更することを原則とする。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。

D：確保済みの電源 I' のコストとして、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を参考に 45 円/kWh とする。ただし、Cの設定における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を確認した上で、必要に応じ、見直しを検討する。



補正インバランス料金カーブについて②

- また、第44回制度設計専門会合（2019年12月17日）の中間とりまとめにおいては、需給ひっ迫時補正インバランス料金について、下記のような整理が行われている。

「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、需給ひっ迫時、すなわち「上げ余力」が一定値以下になった場合には、そうした影響（コスト増）を**インバランス料金に反映させ、系統利用者に対する適切なインセンティブとなるよう、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である。このため、以下のような直線的な式に基づき、そのコマの「上げ余力」（以下、「補正料金算定インデックス」という。）に対応する需給ひっ迫時補正インバランス料金を決定し、これが、上述（1）のア）調整力の限界的な kWh 価格よりも高い場合は、この価格を当該コマのインバランス料金とする。」

- 上記の理解の下、追加的に電源 I' を確保する際のコストとして、電源 I' のエリア別最高調達価格（の単純平均額）を算出し、それを参考に600円/kWhという数値を割り出したもの。
- 他方で、電源 I' の調達価格は近年下落傾向にあり、直近では324円/kWhまで下落している。

調整力公募結果から見積もったC及びDの設定について

（第84回制度設計専門会合（2023年4月25日）資料6から抜粋）

	2018年度向け	2019年度向け	2020年度向け	2021年度向け	2022年度向け	2023年度向け
Cの価格（※1）	626	629	749	488	270	324
Dの価格（※2）	41	45	33	37	34	92

※1_Cの価格：「各エリアの電源 I' の評価用価格最高値 / (年間想定発動回数(7回) × 1回当たりの発動時間(3時間))」の9エリア平均値

※2_Dの価格：「電源 I' 応札時に応札者が設定するkWh上限単価のエリア最高値」の9エリア平均値

追加供給力確保コスト

- 近年、需給対策の一つとして追加供給力公募（kW公募）が行われており、2022年冬季追加供給力公募の調達コストは、kWhあたり710円～850円程度となっている。

2022年度冬季追加供給力公募 概要

対象設備等：電源及びDR。供給力は、供給計画に計上されていないものが対象。

提供期間：2023年1月4日～2月28日の土日祝日を除く9時～20時

運転継続時間：1日1回発動の場合は、原則、5時間以上／回 1日2回以上発動の場合は、原則、3時間以上／回

発動回数：1日1回発動の場合は、6回。 1日2回以上発動の場合は、12回。

運用方法：

- ・広域予備率8%未満を基本に発動指令を3時間前までに行う。
- ・発動指令に基づき、電源等は時間前市場等に応札（発動指令時以外の自主的な応札も可）。ただし、DRで市場入札が困難な場合は、小売電気事業者の供給力とし時間前市場等への供出等に用いることにより代替可能。
- ・市場に応札し未約定となった場合は、一般送配電事業者の調整力として活用される。

東日本最高落札価格： 30,696円/kW

→ 1時間あたり価格（3時間×12回） = 852.7円/kWh

西日本最高落札価格： 25,557円/kW

→ 1時間あたり価格（3時間×12回） = 709.9円/kWh

※冬季追加供給力公募については、マストラン電源も応募しており、DRについては最高価格は10,000円であった。

容量市場価格

- 2024年度以降の容量市場価格を踏まえると、2024年以降のkWの調達コストは、kWhあたり97.1円～392.7円程度となっている。

2024年度～2026年度の容量市場約定価格

2024年度

全エリア： 14,137円/kW (392.7円/kWh)

2025年度

北海道：5,242 円/kW (145.6円/kWh)

北海道・九州エリア以外：3,495 円/kW (97.1円/kWh)

九州エリア：5,242 円/kW (145.6円/kWh)

2026年度

北海道：8,749 円/kW (243.0円/kWh)

東北：5,833 円/kW (162.0円/kWh)

東京：5,834 円/kW (162.1円/kWh)

中部/北陸/関西/中国/四国：5,832 円/kW (162.0円/kWh)

九州：8,748 円/kW (243.0円/kWh)

括弧内は発動指令電源のリクワイアメント（年間発動回数12回、発動後継続時間3時間）から算出した一時間あたりの価格

海外における補正インバランス料金の上限価格

- 海外における補正インバランス料金の上限価格は、数百円～1000円と過去に紹介されている。

（参考）海外における補正インバランス料金の上限価格

2019年11月
第43回制度設計専門会合
資料5

- 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)	運用可能なリ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	運用可能なリ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。

補正インバランス料金カーブに係る考慮事項（小売電気事業者負担）

- 2019年の議論においては、高い水準のインバランス料金を設定した場合に、小売電気事業者の収支に与える影響を懸念する旨の指摘があった。

（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、規模の小さなおところは、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、例えば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）

電源 I 'のkWh価格について

- 2022年度の電源 I 'の調達結果から、確保済みの電源 I 'の上限kW価格の各エリア最高価格の全国平均は92円/kWhと前年度から大幅に上昇。
- 他方で、当該価格設定については、「燃料価格高騰の予測が困難であったため単価上限値（200円/kWh）を指標とした」との回答を行ったエリアも存在しており、必ずしも稼働に要するコスト（電気の価値）が反映されているとは言い難い。
- 全体として、kWh価格が高価な一部電源と、DRとの間にはkWh価格において大きな乖離が存在している。

● 電源 I '応札時に応札者が設定するkWh上限単価のエリア最高値

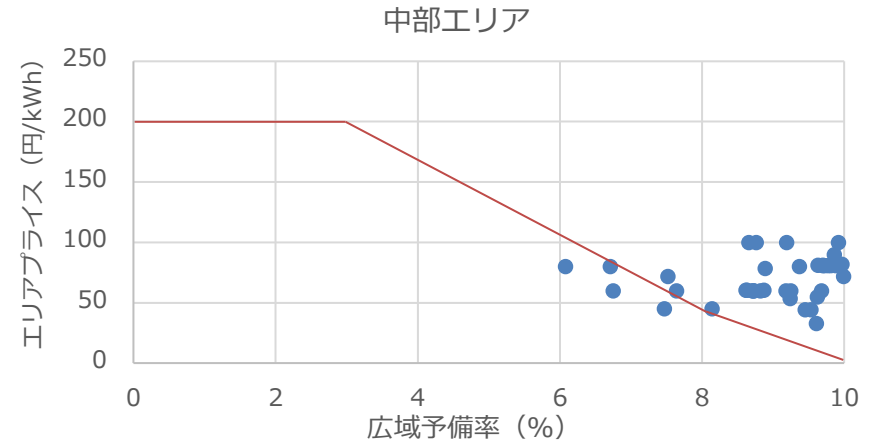
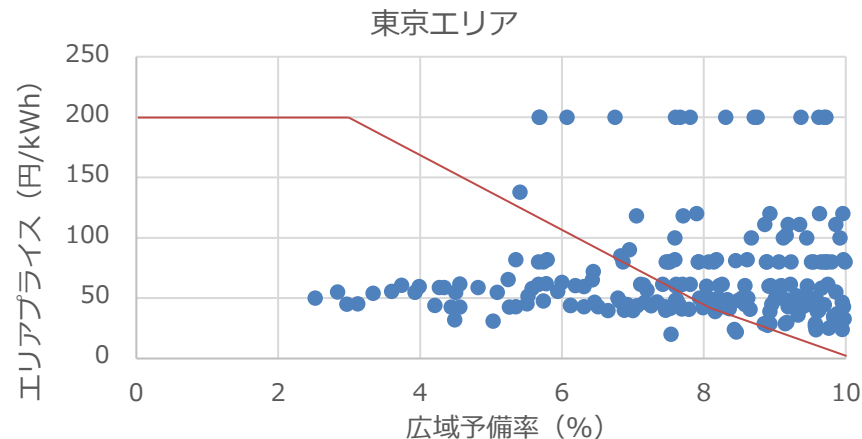
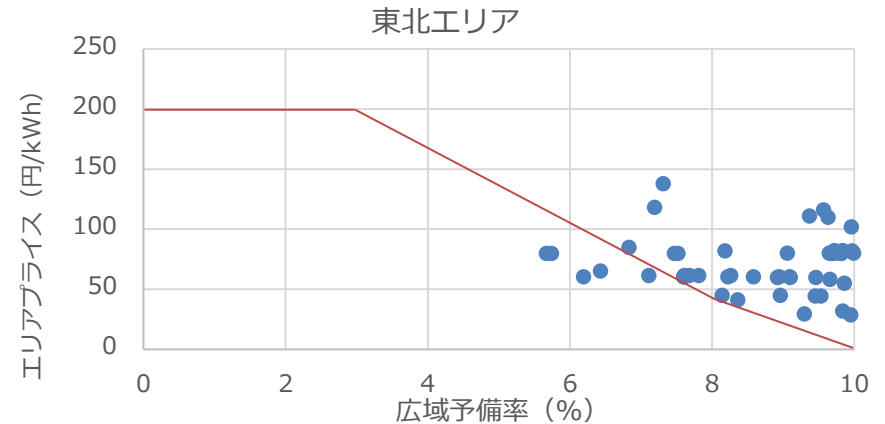
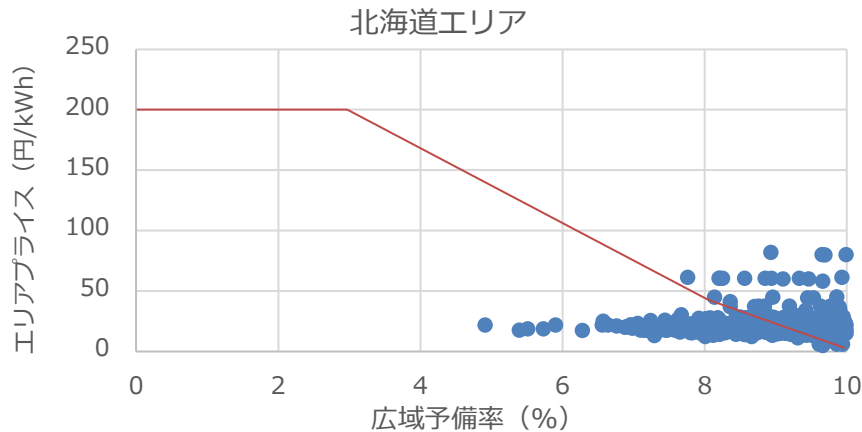
（第84回制度設計専門会合（2023年4月25日）資料 6 から抜粋）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	平均
上限kWh価格のエリア最高単価 (円/kWh)	45.00	200.00	65.90	186.25	29.41	130.45	80.00	51.32	40.21	92.06

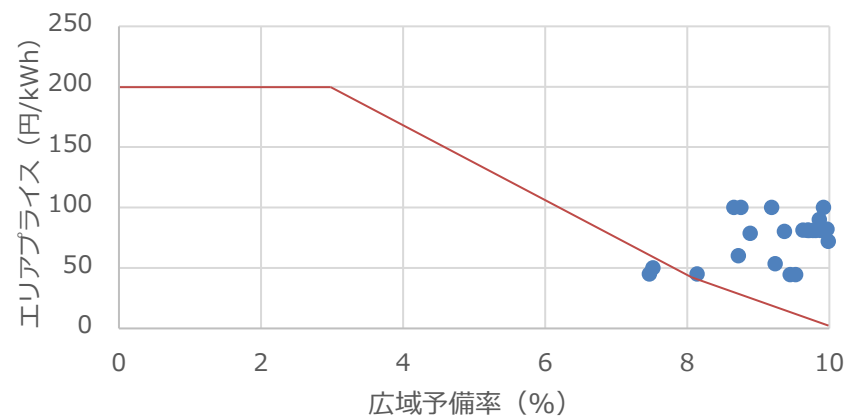
（参考） 上限kWh価格のエリア最高単価が特に高い事業者に聞き取りを行ったところ、至近の燃料単価等を基に価格決定した、燃料価格高騰の予測が困難であったことから補正インバランス料金単価上限値を指標とした等の回答があり燃料価格の高騰が影響していると考えられる。

広域予備率とJEPX前日スポット価格の関係

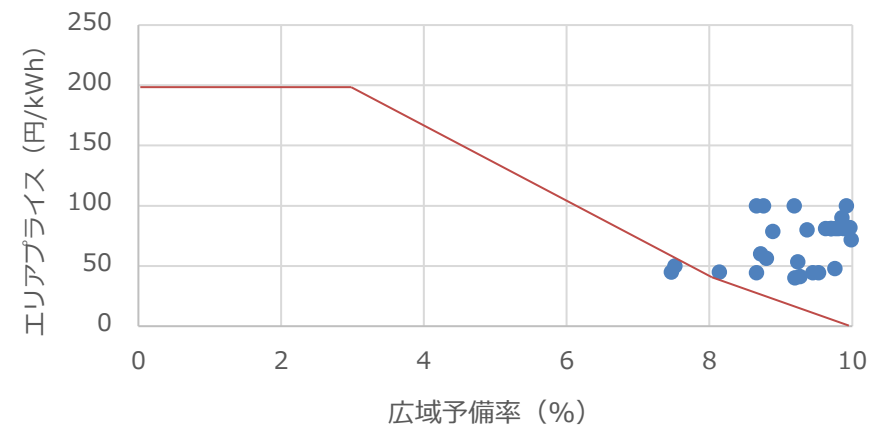
- 2022年度における広域予備率とJEPXの前日スポット価格との関係は下図のとおりであり、広域予備率8～10%の際の前日スポット価格は40円～120円/kWh程度であった。（北海道、東京エリア除く。）
- 北海道では広域予備率8～10%のとき、6～80円/kWh、東京では23～200円/kWhであった。



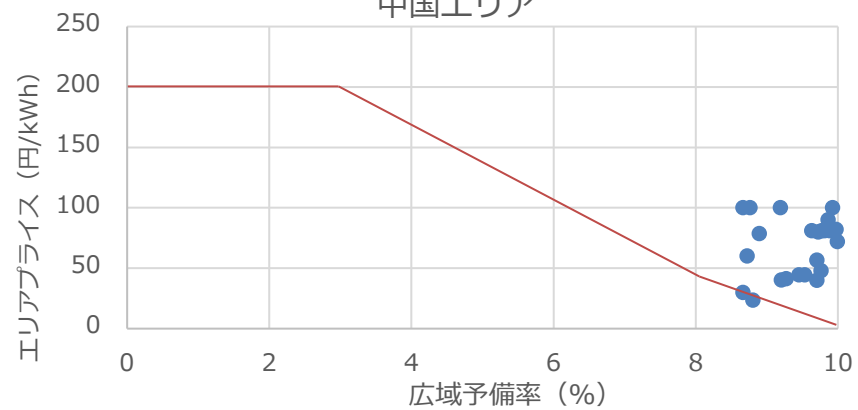
北陸エリア



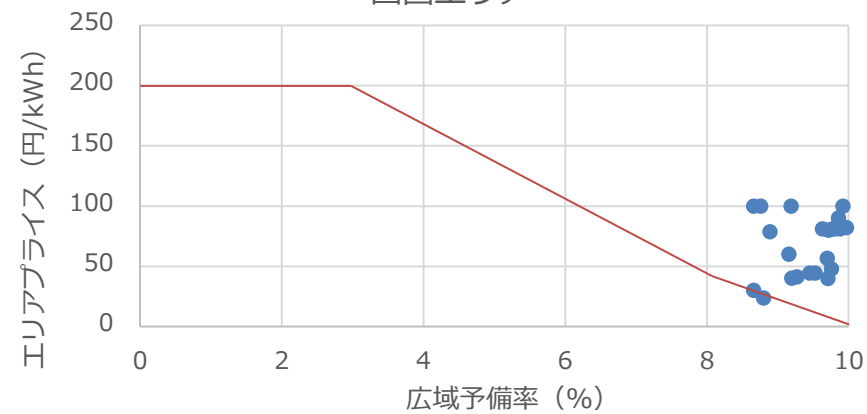
関西エリア



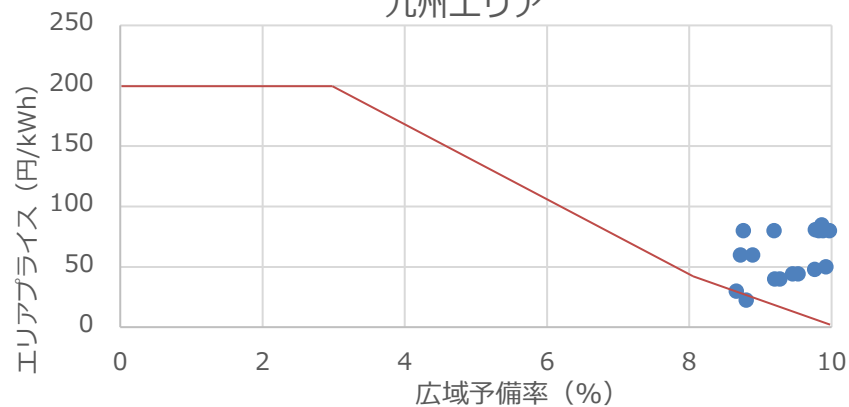
中国エリア



四国エリア

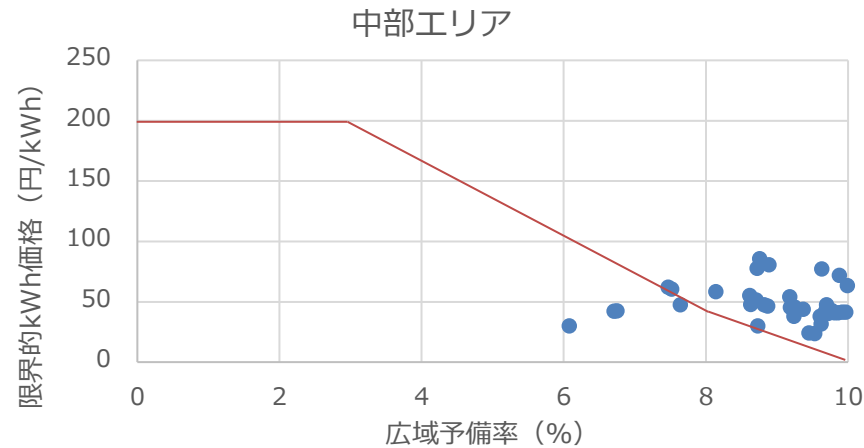
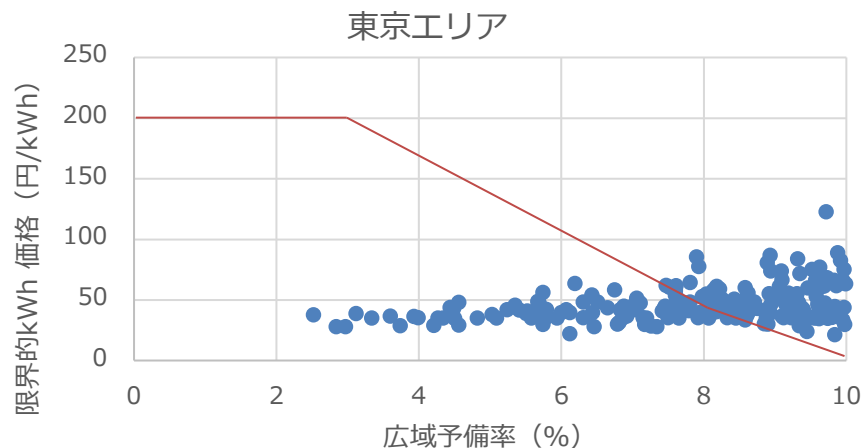
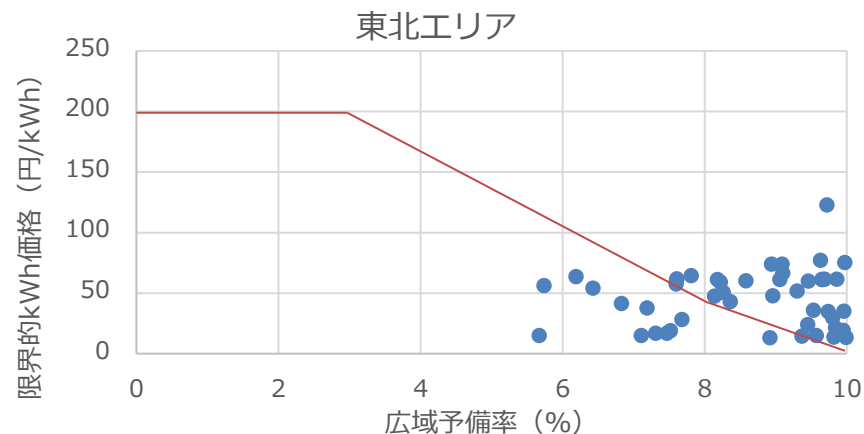
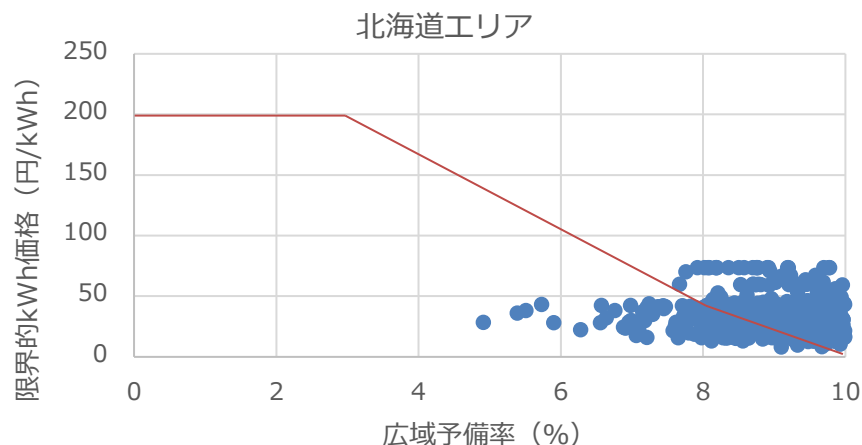


九州エリア

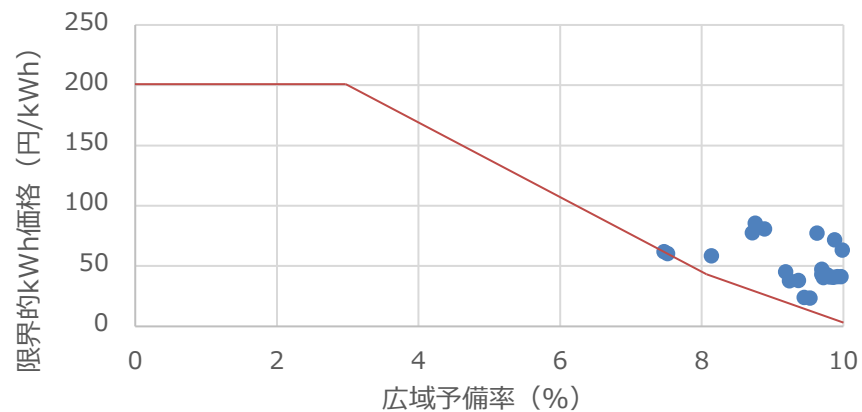


(参考) 広域予備率と調整力の限界的kWh価格との関係

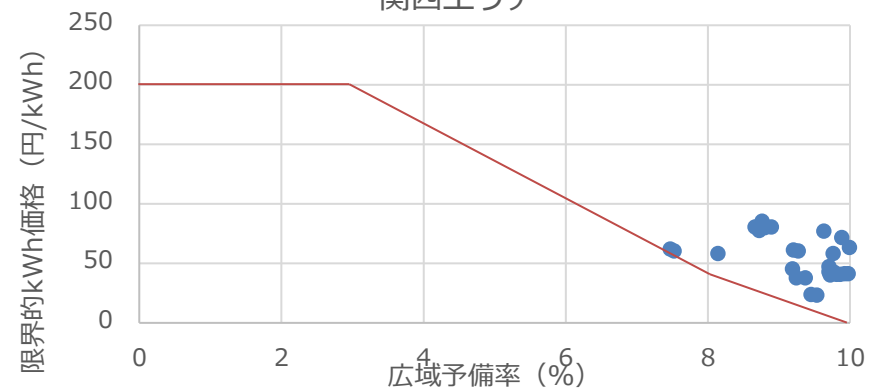
- 2022年度における広域予備率と通常の調整力（緊急自家発電等の追加供給力対策のコストではないもの）の限界的なkWh価格との関係は以下のとおり。
- 現行の補正インバランス料金カーブにおいては、調整力の限界的kWh価格が当該カーブよりも低い場合には、インバランス料金は赤線に補正されることになる。



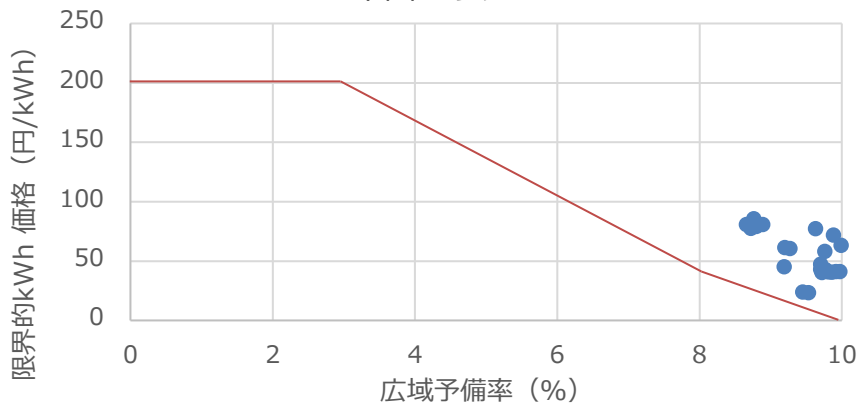
北陸エリア



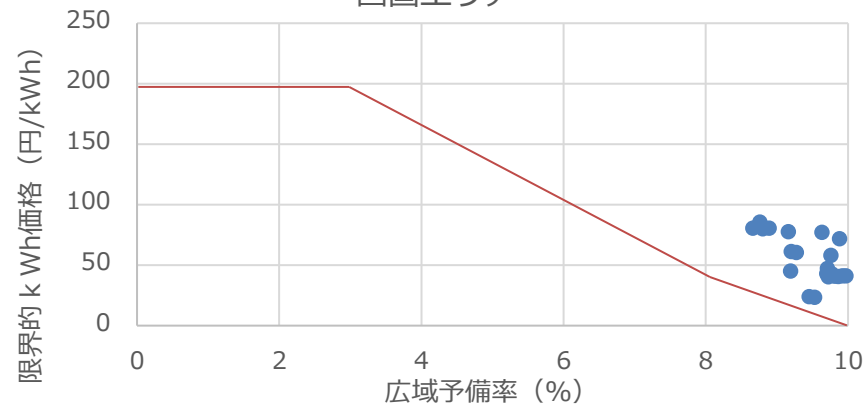
関西エリア



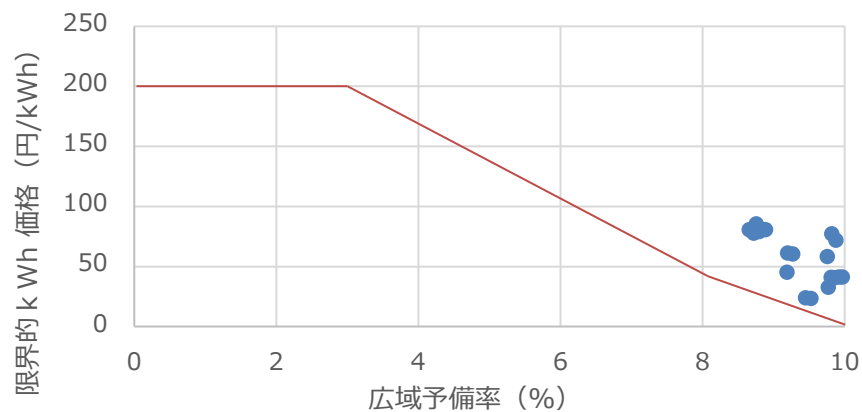
中国エリア



四国エリア



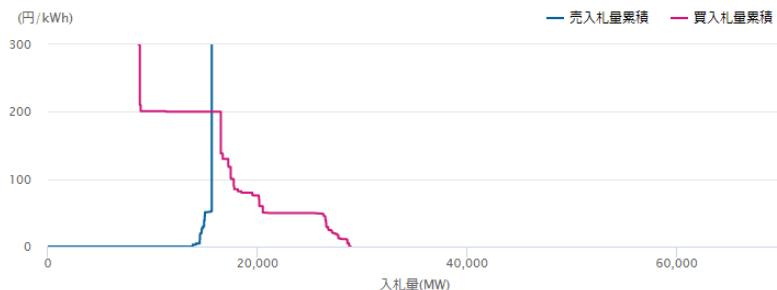
九州エリア



Cの値がスポット市場に与える影響について

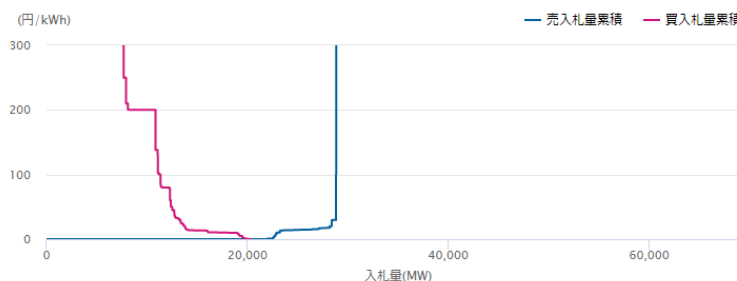
- JEPXにおいては、一定量の買入札が200円/kWh前後で入札されており、インバランス料金カーブ（Cの値）が入札行動に影響を与えている可能性がある。
- 市場において売入札量が不足した場合、Cの値で約定する可能性もある。

2022年8月3日16時～16時30分
北海道、東北、東京エリアの入札カーブ



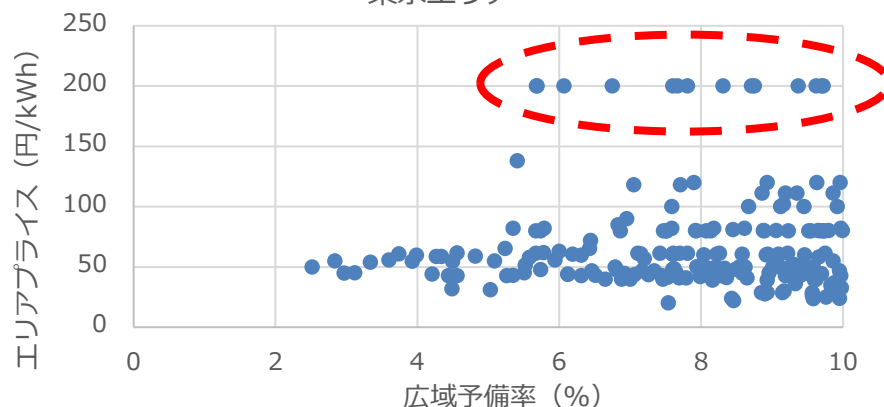
（出所：一般社団法人 日本卸電力取引所（JEPX）のウェブサイトから転載）

2023年5月3日16時～16時30分
北海道、東北、東京エリアの入札カーブ



（出所：一般社団法人 日本卸電力取引所（JEPX）のウェブサイトから転載）

2022年度の広域予備率とJEPXスポット価格との関係（東京エリア）
（再掲）



Cの値についての論点

- 2024年度以降、C値については600円/kWhとすることを原則としていたところ、200円/kWhとする暫定措置を終了させてよいか、慎重な検討が必要。

考えられる論点と考え方

- 社会的な追加供給力確保コストとの関係
→ DR等の調達価格（電源 I'）は、以前の600円/kWhの水準から、直近では324円/kWhまで下落しているところである一方で、2022年度冬季kW公募に要する費用（710円/kWh～850円/kWh）、諸外国における補正インバランス料金価格などを勘案すると、600円/kWhという水準は、必ずしも非合理とは言えない。
- 短期的な需給一致のインセンティブとの関係
→ C値については、需要低減や出力増加などの短期的な需給一致のインセンティブとも関係しうるところであり、追加供給力等の調達価格以外にも考慮要素があるのではないか。
- スポット市場の入札行動に与える影響との関係
→ C値を引き上げた場合、売り入札量が不足するコマにおいて、スポット市場約定価格がC値に張り付く可能性がある。
- インバランス料金の負担水準との関係
→ 需給ひっ迫時に不足インバランスを出した電気事業者に大きな影響を及ぼすことになる。

Dの値についての論点

- 電源 I 'の調達価格（上限kWh価格の各エリア最高価格の全国平均）を踏まえ、D 値の引き上げ（45円/kWh→92円/kWh）の2024年度からの引き上げも論点となる。

考えられる論点と考え方

- ・ 指標価格の妥当性

→ 指標価格（上限kWh価格の各エリア最高価格の全国平均）は、2018年度～2022年度は、33円/kWh～45円/kWhで推移。2023年度の92円/kWhは、一時的な価格上昇の可能性あり。（一部の事業者は、補正インバランス料金の最高価格（200円/kWh）を参考にしたと回答しており、必ずしも電源の電気の価値を反映しているとは言い難い。）

- ・ 補正インバランス料金カーブとの関係

→ 電源I'は、広域予備率 8 ～10%の段階で活用されるところ、電源 I 'のkWh価格の大宗は45円/kWh以下である。（また、広域予備率の低下にともなって補正インバランス料金は上昇することに加え、電源 I 'が発動した場合は、そのkWh価格を通常のインバランス料金カーブに算入するため、電源 I 'の発動に伴うコスト割れも考えにくい。）



- **2024年度のD値は45円/kWhで据え置く**こととし、今後、電源 I 'に相当する発動指令電源（あるいはDR）のkWh価格の動向を踏まえて、2025年度以降のD値の見直しを行うこととしてはどうか。

【参考】電源 I ' のkWh価格について

- 電源 I ' が発動した場合は、そのkWh価格を通常のインバランス料金カーブに算入することとしている。

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

2019年11月
第43回制度設計専門会合
資料5 を一部改変

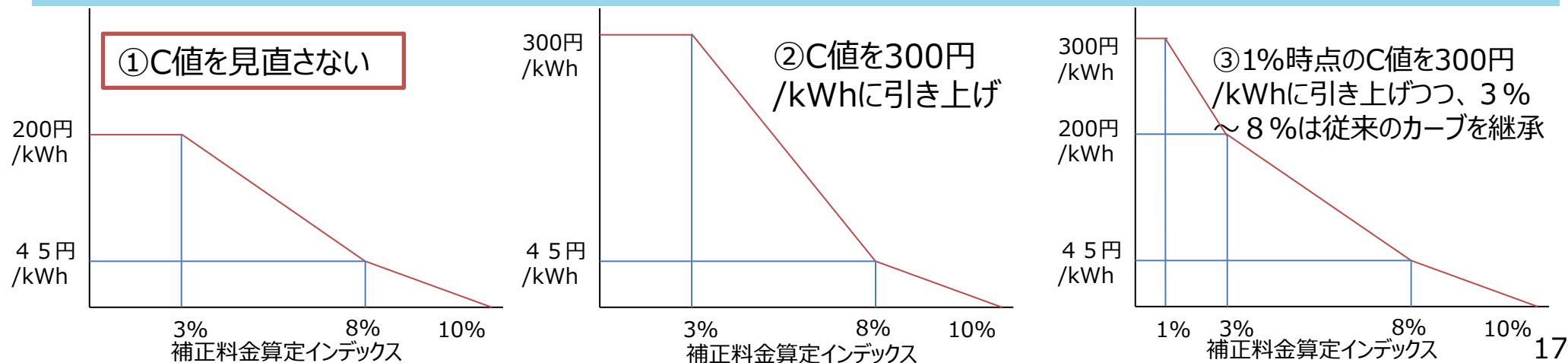
- 需給ひっ迫時において、通常の調整力に加えて、電源 I '、緊急的に追加確保した自家発からの逆潮、節電要請、電力使用制限や計画停電といった対策が講じられた場合については、以下のような方法でそのコストをインバランス料金に反映させることとしてはどうか。

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が高い方。 (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。

C値についての論点②

- 前述のとおり、C値については、2019年の中間とりまとめにおいて、「原則として600 円/kWh とする。ただし、2022 年度から 2023 年度までの 2 年間は、暫定的な措置として、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を参考に 200 円/kWh を適用する。」とした上で、「暫定措置期間終了後は、600 円/kWh に変更することを原則とする。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。」とされていたところである。
- 今回、2022年度の広域予備率とスポット価格の関係を確認する中で、**C 値がスポット市場の約定価格に一定の影響を与えていると考えられる事例**が見受けられた。
- また、**2022年度**においては、**広域予備率が3%を割り込んだ事例は限定的**な場面であった。
- こうした中で、**将来的に600円/kWhに引き上げるという方向性は堅持した上で、①2024年度において暫定的な措置を終了するのではなく、C 値を200円/kWhとする**ことも一案である。
- なお、他の案として、② **C 値を300円/kWhに引き上げる案**や、③ **補正料金算定インデックス3%以下の料金カーブ**を引き上げる案も考えられるが、これらについては**慎重な検討**が必要ではないか。



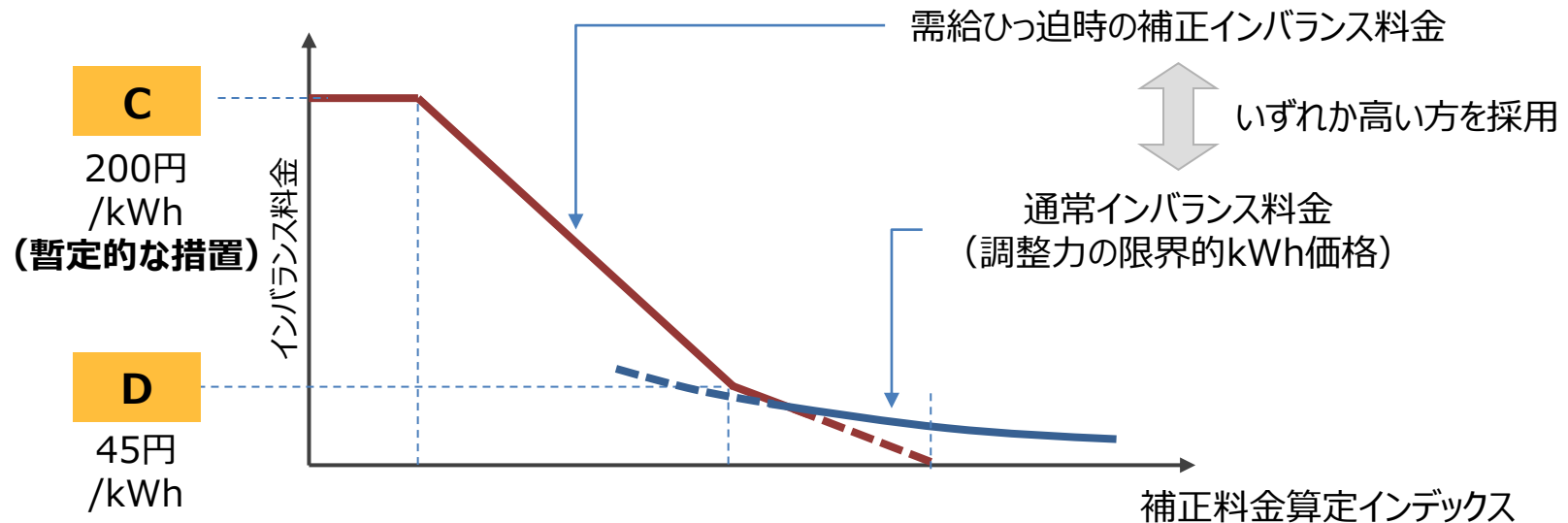
沖縄エリアの補正インバランス料金の価格設定について

- 沖縄エリアの補正インバランス料金についても、沖縄以外の補正インバランス料金と同様の考え方により、C値を200円/kWh、D値45円/kWhと設定している。
- 2024年度の補正インバランス料金について、沖縄以外の補正インバランス料金と同様の考え方により、C値を設定することとしてはどうか。

沖縄エリアの補正インバランス料金の価格設定について

2019年12月 第44回制度設計
専門会合 資料3-1 一部改変

- 「1. 需給ひっ迫時におけるインバランス料金について」における、沖縄エリアを除く、補正インバランス料金の価格設定についての事務局からの提案をまとめると、以下のとおり。
 - ・ C：新たにDRを追加的に確保するコスト＝200円/kWh（暫定的な措置）
 - ・ D：確保済みの電源 I' のコスト＝45円/kWh
- 沖縄エリアについても、上記の考え方にに基づき、補正インバランス料金を設定することとしてはどうか。
- 特に、沖縄エリアについては、卸電力取引市場がなく、小売事業者の調達手段が限られている（特に当日断面での需給調整手段は存在しない）ことも踏まえ、補正インバランス料金の設定について一定の配慮が必要と考えられるか。



今後の進め方について

- 今回いただいた委員及びオブザーバーの意見を踏まえて、次回以降、さらに検討を深めることとしたい。