

インバランス料金制度について

第1回 制度設計・監視専門会合
事務局提出資料

令和6年9月30日（月）



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

本日の御議論

- 今回、本年夏季（7月、8月）における需要状況やインバランス料金の動向や、小売電気事業者のリスク回避手段の整備状況等について分析を行ったため、その内容を報告するもの。
- また、上記報告内容を踏まえ、今後、2025年度以降の補正インバランス料金C値及びD値についての検討のキックオフを行うため、検討の視点等について御議論いただきたい。

- 1. 各エリアにおけるインバランス料金動向**
2. 小売電気事業者の電力調達の状況
3. 補正インバランス料金のC値及びD値に関する検討について

各エリアのインバランス料金の動向

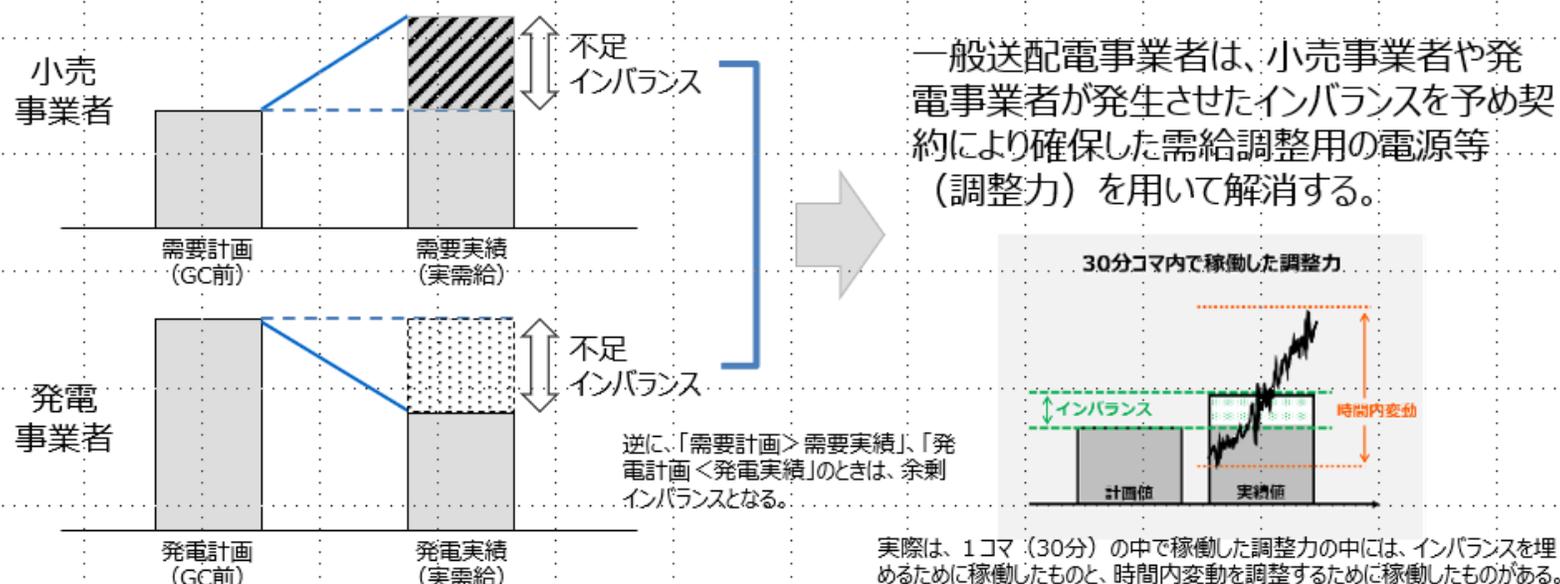
- 本年7月及び8月の各エリアのインバランス料金と広域予備率の動向は8頁から16頁のとおり。
- 東京エリアでは、補正インバランス料金が35コマで適用され、インバランス料金の最高価格は194.11円（広域予備率3.19%）であった。
- その他のエリアのインバランス料金の最高価格は、約30円～70円の範囲であった。

(参考) インバランスについて

インバランス料金制度等について
(2022年1月)

- 2016年度からの小売全面自由化後、新たに計画値同時同量制度が導入され、小売事業者と発電事業者は、1日を48コマに分割した30分単位のコマごとに需要計画と発電計画を作成し、実需給の1時間前（ゲートクローズ）までに需給を一致させる運用を行っている。
- 実需給において、計画からズレ（インバランス）が発生した場合は、一般送配電事業者が、電源等（調整力）に指令を行いインバランスを解消するよう調整する。

現在の需給調整の仕組み



(参考) インバランスと調整力の精算

インバランス料金制度等について
(2022年1月)

- インバランスを発生させた発電事業者又小売事業者は、インバランス分の電気について、一般送配電事業者との間で事後精算する。
- 一般送配電事業者は、調整力提供者に対し、需給調整の指令に応じて調整力を稼働させた分の対価を支払う。



➡ インバランス料金とは、一般送配電事業者が**実需給における電気の過不足を調整する単価**。すなわち、インバランス料金は、**実需給における電気の価値**を表すもの。

(参考) 需給ひっ迫時の補正インバランスについて

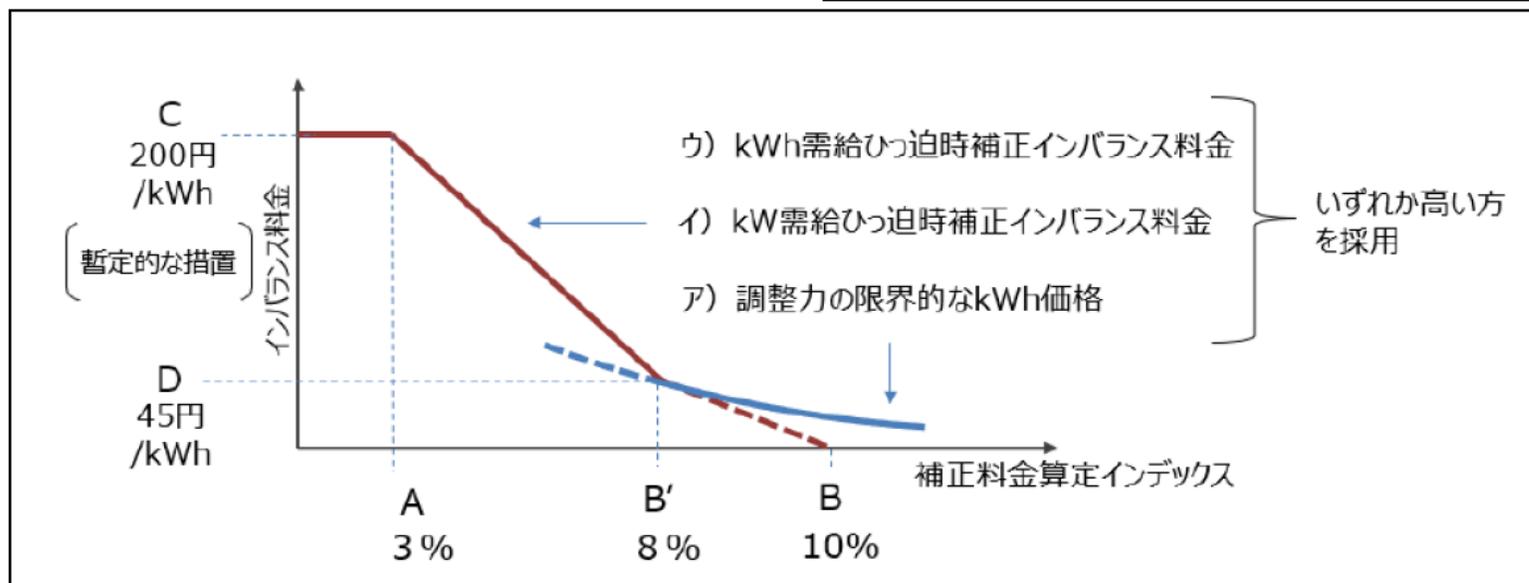
インバランス料金制度等について
(2022年1月)

(参考) 需給ひっ迫時の補正インバランスについて

- インバランス料金は、通常時は調整力の限界的なkWh価格が適用されるが、需給ひっ迫時には、下図のとおり、**広域予備率が10%を下回った場合には、kW需給ひっ迫時補正インバランス料金**が適用される。

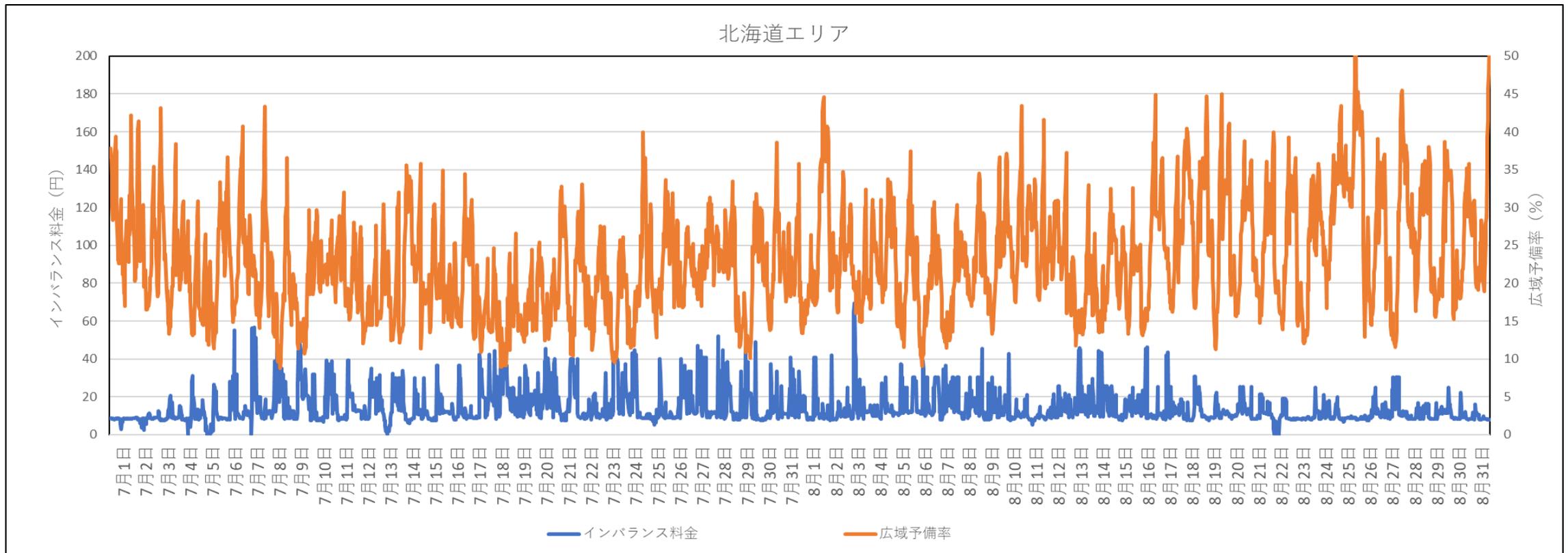
(※) ただし、当該補正インバランス料金より、調整力の限界的なkWh価格が高い時には後者が採用される。

2022年度以降のインバランス料金制度について (中間とりまとめ)
(令和5年11月21日改定) (抜粋)



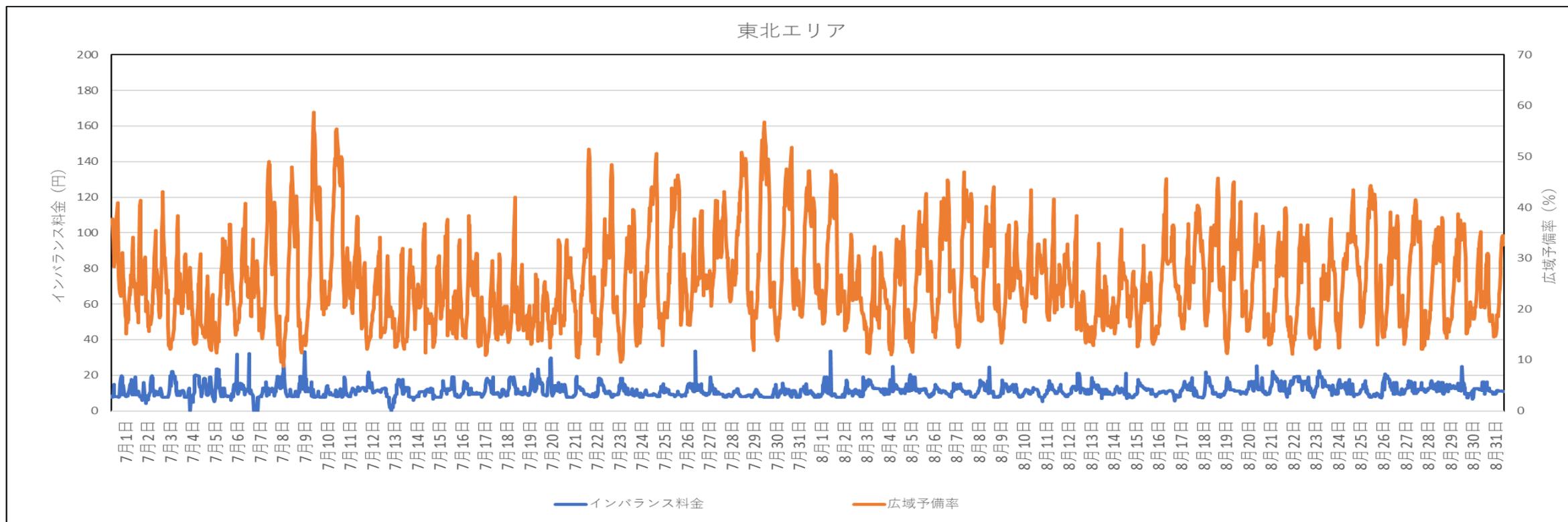
北海道エリアのインバランス料金の動向

- 北海道エリアにおける7月、8月のインバランス料金と広域予備率の動向は以下のとおり。
- 補正インバランス料金が適用されたコマはなく、インバランス料金の最高価格は69.51円/kWhであり、広域予備率は19.26%であった。



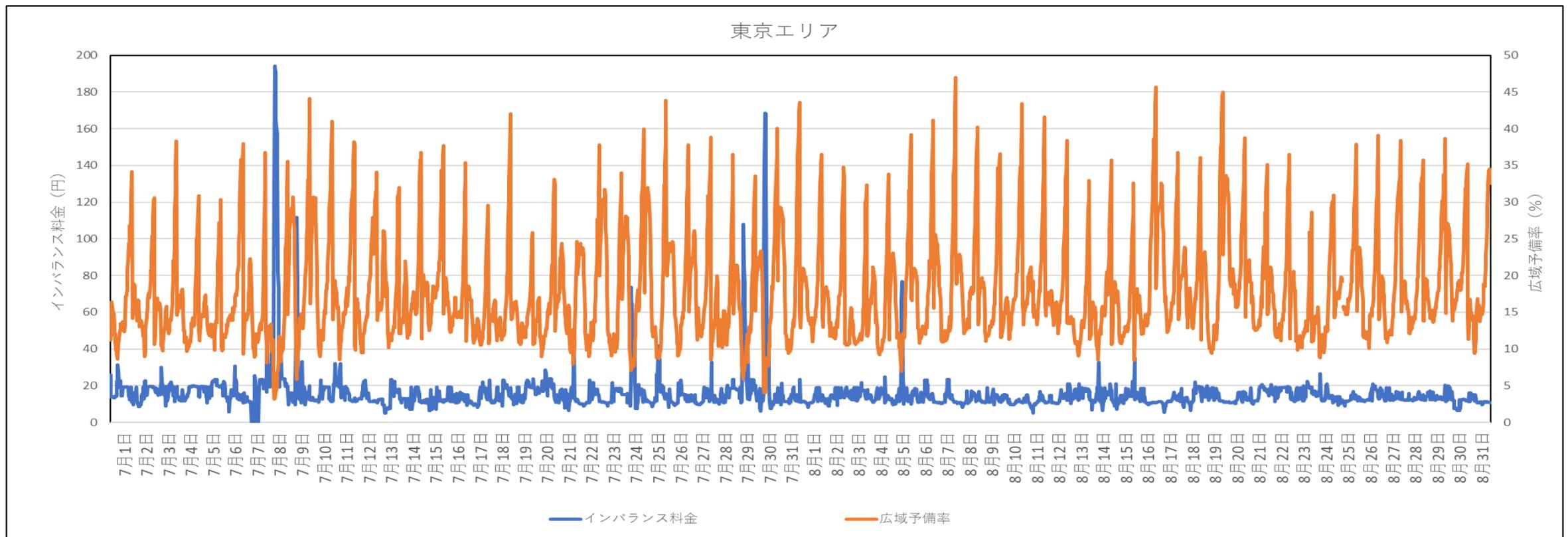
東北エリアのインバランス料金の動向

- 東北エリアにおける7月、8月のインバランス料金と広域予備率の動向は以下のとおり。
- 補正インバランス料金が適用されたコマはなく、インバランス料金の最高価格は33.51円/kWhであり、広域予備率は24.41%であった。



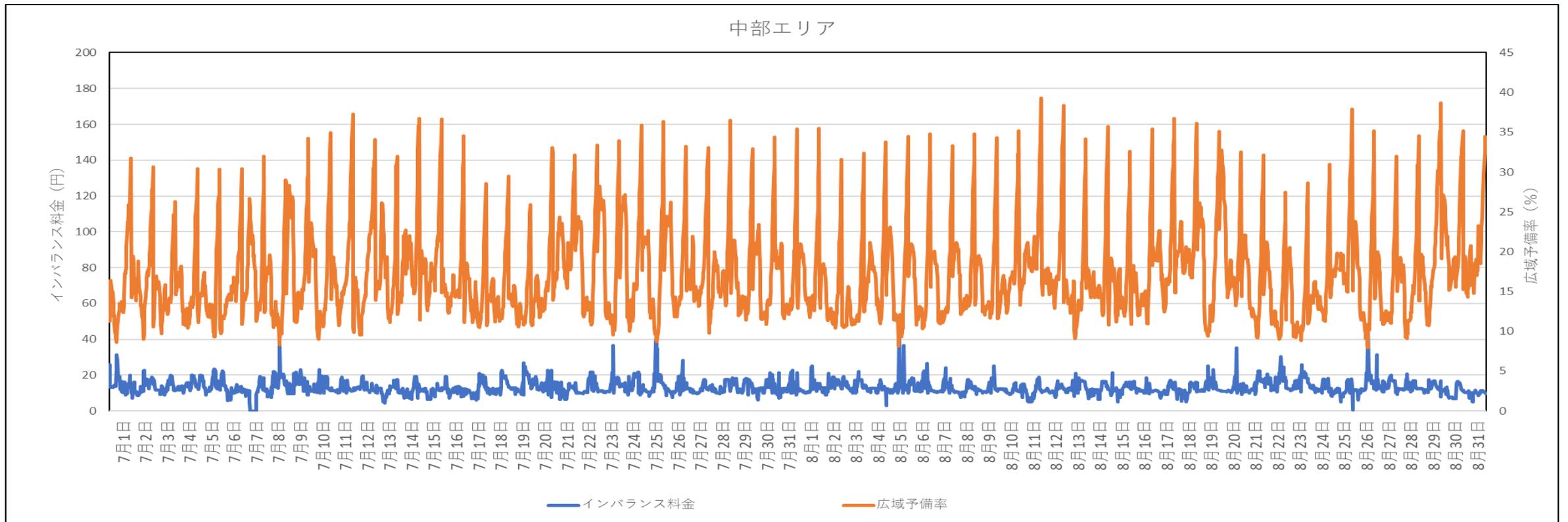
東京エリアのインバランス料金の動向

- 東京エリアの7月、8月における補正インバランス料金適用は35コマであった。
- インバランス料金の最高価格は、194.11円/kWhであり、最も予備率が低かったのは7月8日（月）9時～9時30分の時間帯（3.19%）であった。



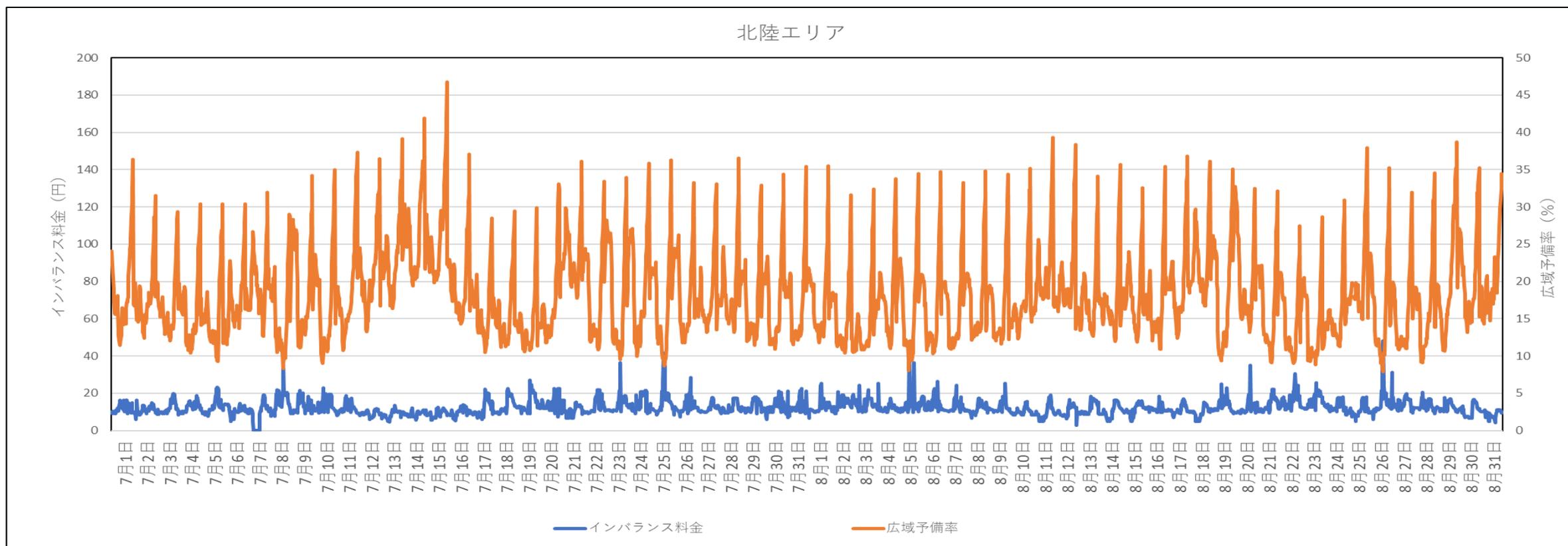
中部エリアのインバランス料金の動向

- 中部エリアにおける7月、8月のインバランス料金と広域予備率の動向は以下のとおり。
- 補正インバランス料金が適用されたのは1コマであり、インバランス料金の最高価格は48.1円/kWhであり、広域予備率は7.9%であった。



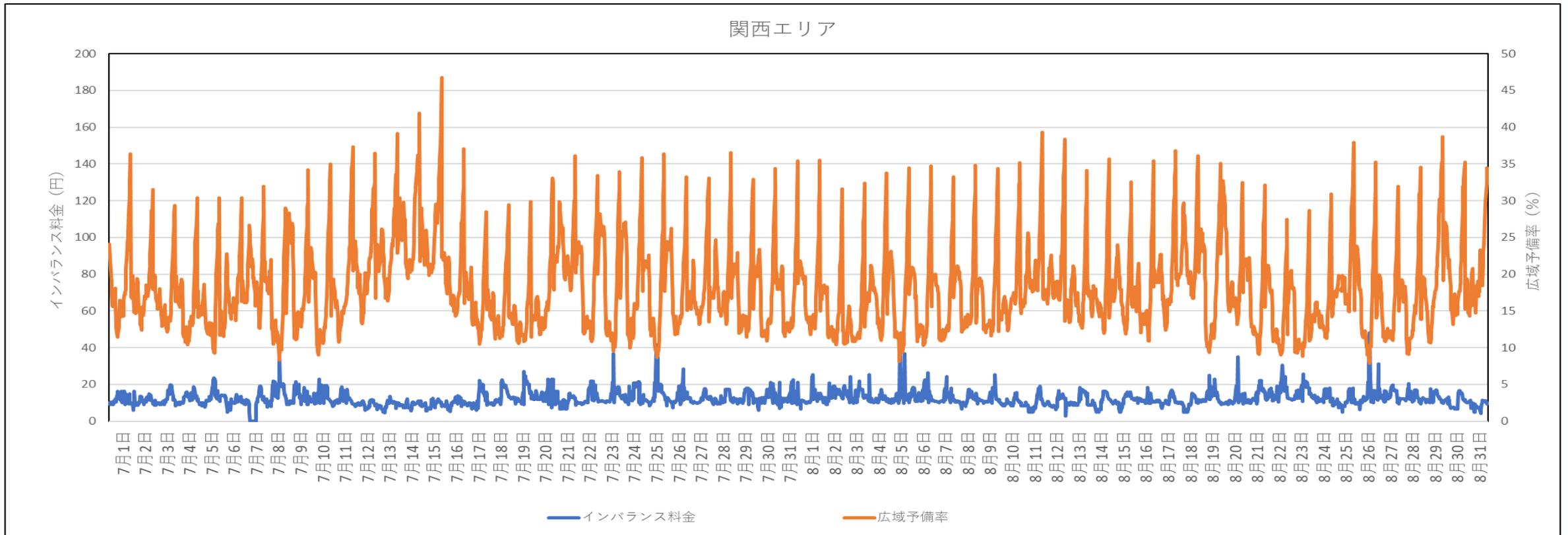
北陸エリアのインバランス料金の動向

- 北陸エリアにおける7月、8月のインバランス料金と広域予備率の動向は以下のとおり。
- 補正インバランス料金が適用されたのは1コマであり、インバランス料金の最高価格は48.1円/kWhであり、広域予備率は7.9%であった。



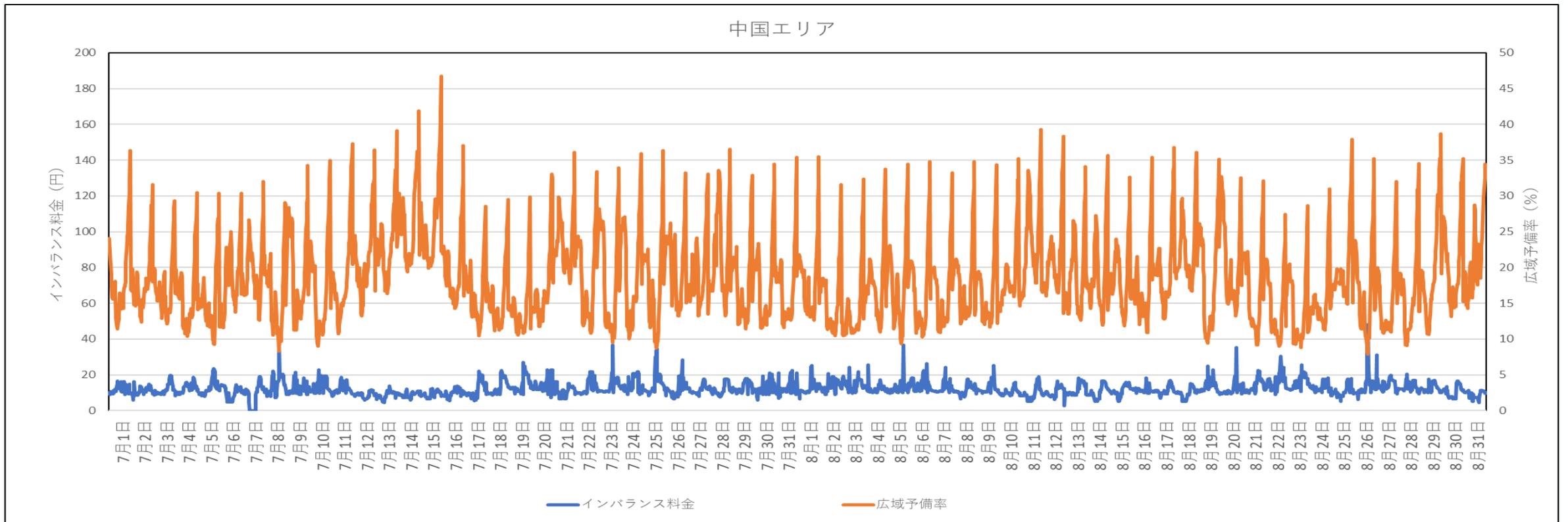
関西エリアのインバランス料金の動向

- 関西エリアにおける7月、8月のインバランス料金と広域予備率の動向は以下のとおり。
- 補正インバランス料金が適用されたのは1コマであり、インバランス料金の最高価格は48.1円/kWhであり、広域予備率は7.9%であった。



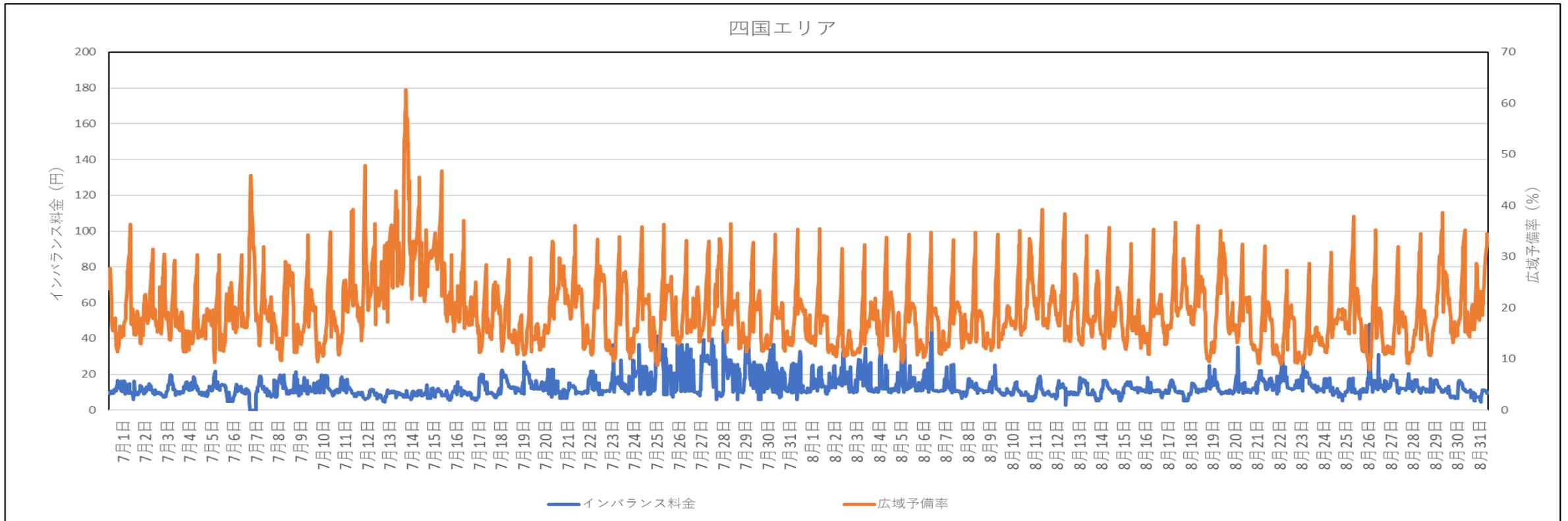
中国エリアのインバランス料金の動向

- 中国エリアにおける7月、8月のインバランス料金と広域予備率の動向は以下のとおり。
- 補正インバランス料金が適用されたのは1コマであり、インバランス料金の最高価格は48.1円/kWhであり、広域予備率は7.9%であった。



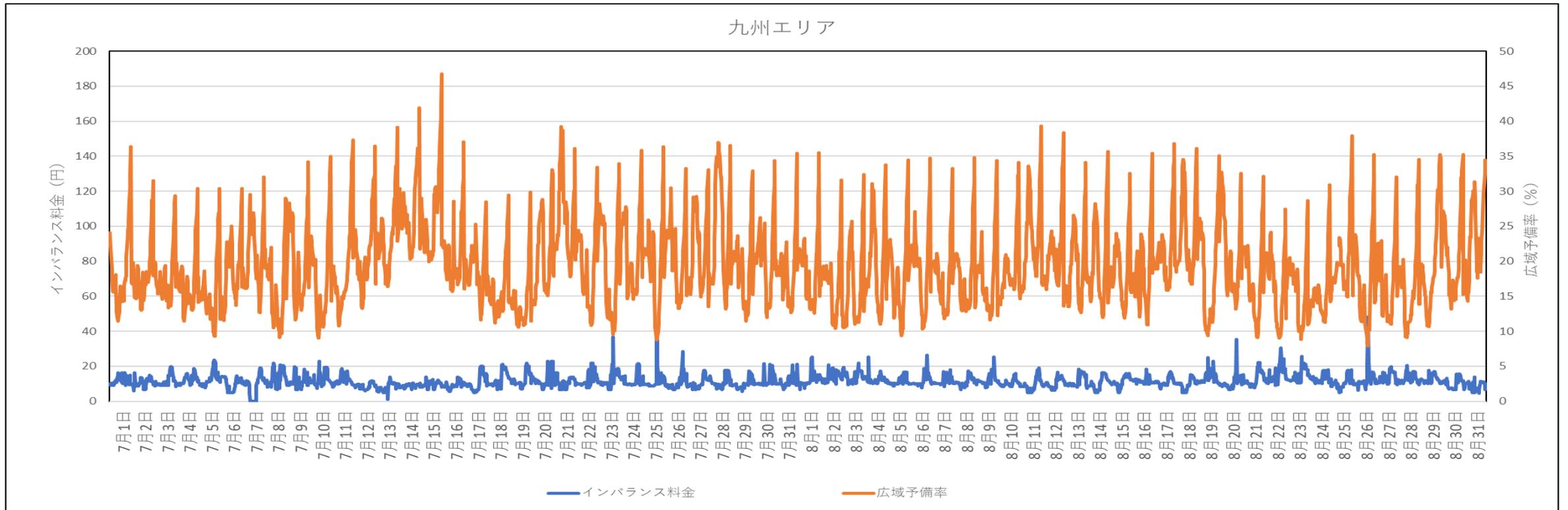
四国エリアのインバランス料金の動向

- 四国エリアにおける7月、8月のインバランス料金と広域予備率の動向は以下のとおり。
- 補正インバランス料金が適用されたのは1コマであり、インバランス料金の最高価格は48.1円/kWhであり、広域予備率は7.9%であった。



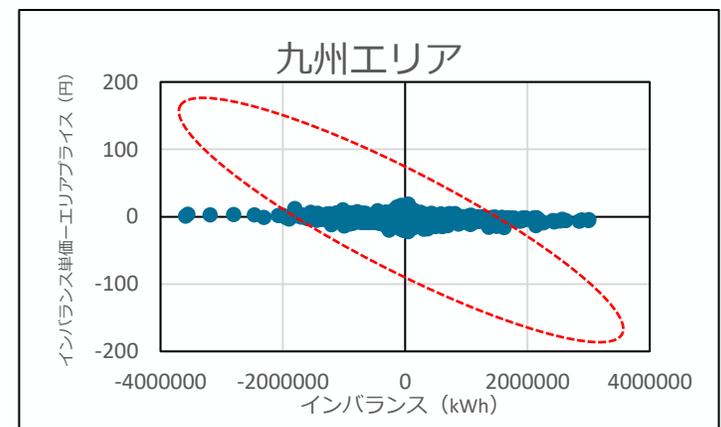
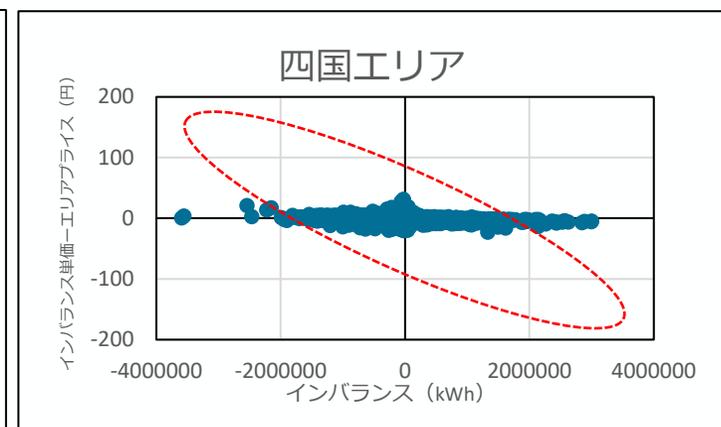
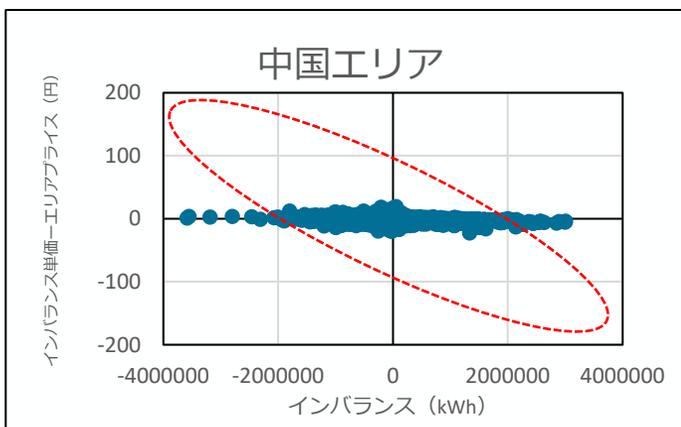
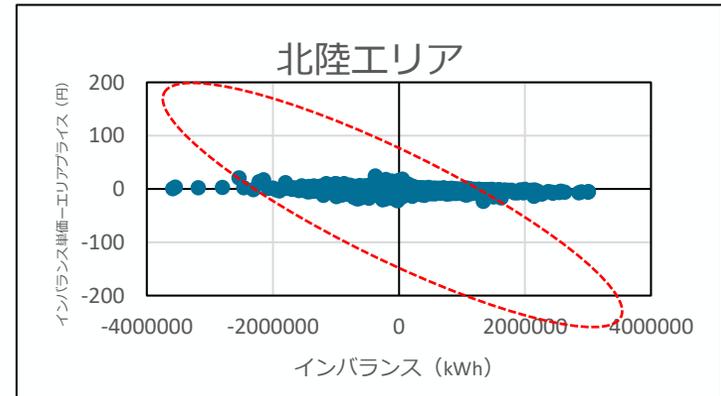
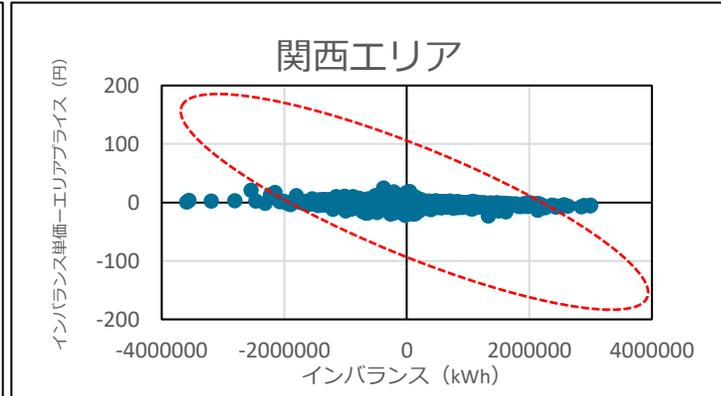
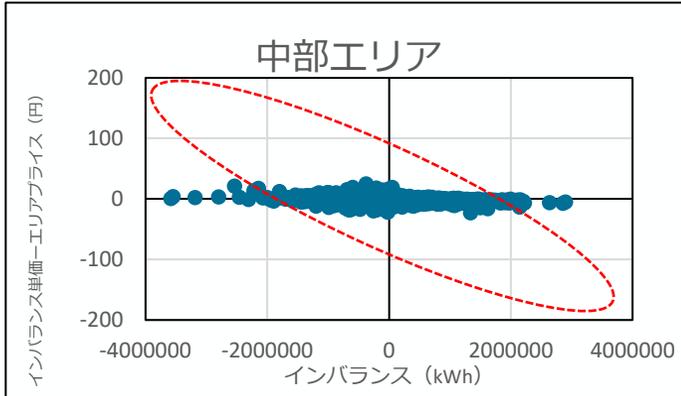
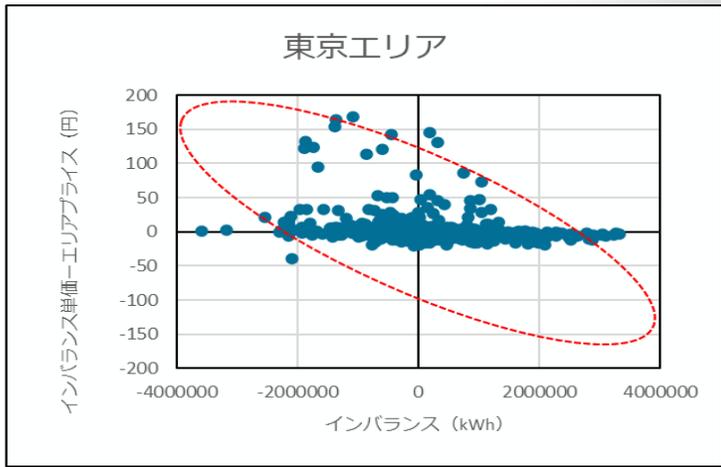
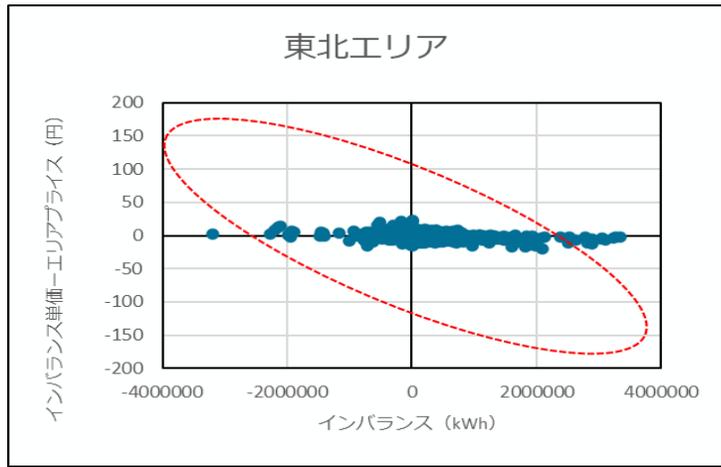
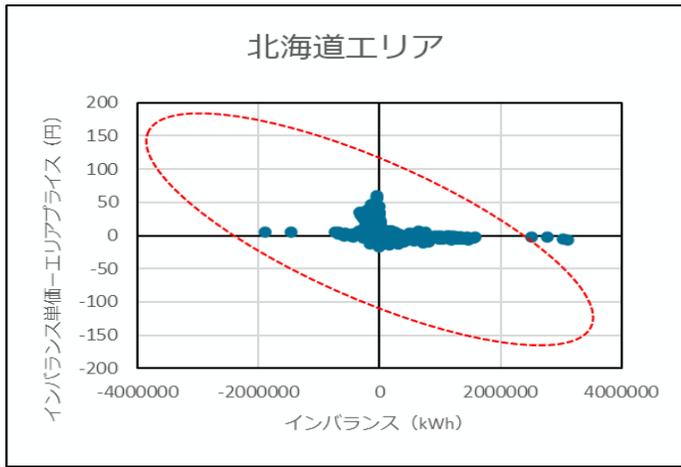
九州エリアのインバランス料金の動向

- 九州エリアにおける7月、8月のインバランス料金と広域予備率の動向は以下のとおり。
- 補正インバランス料金が適用されたのは1コマであり、インバランス料金の最高価格は48.1円/kWhであり、広域予備率は7.9%であった。



各エリアのインバランス単価とインバランス量の分析

- インバランス料金が、BGの需給一致のインセンティブとして機能しているかを確認するため、各エリアの「インバランス料金とスポット市場価格の差分」と「インバランス発生量」との関係性を分析した。
- 東京エリアにおいて、補正インバランス料金が適用されたコマが多数見られが、全体的には不足インバランスが多く発生しているコマでは、スポット市場価格よりもインバランス単価が高くなっており、余剰インバランスが多く発生しているコマではスポット市場価格よりもインバランス単価の方が低くなっていることが概ね見受けられた。



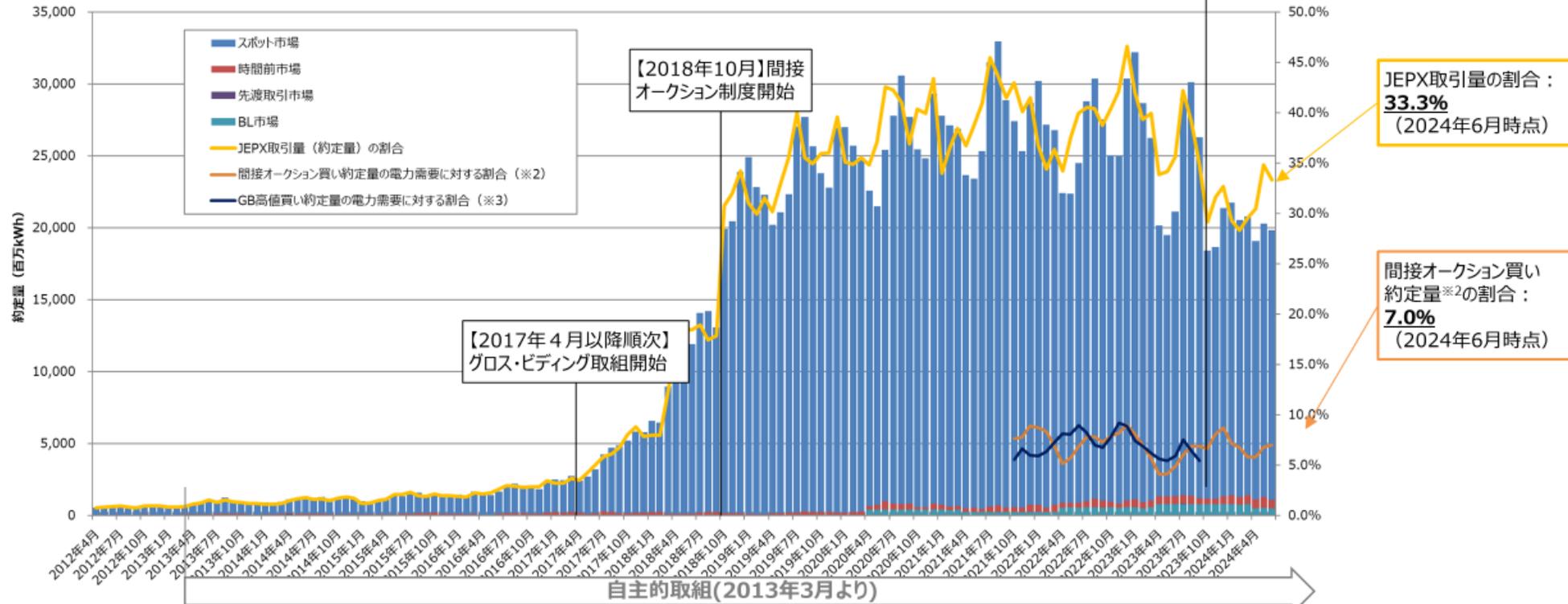
1. 各エリアにおけるインバランス料金動向
- 2. 小売電気事業者の電力調達の状況**
3. 補正インバランス料金のC値及びD値に関する検討について

小売電気事業者の電力調達状況

- 小売電気事業者の電力調達手段について、スポット市場等のJEPXの取引量は電力取引全体の約1 / 3を占める状況。
- スポット市場の取引価格は、2021～2022年にかけて高騰する局面が見られたものの、2023年度は平均10円程度となっている。
- 時間前市場の取引量は増加傾向にあり、スポット市場の取引量に占める割合は2%強。
- 2020年7月、監視等委員会は旧一電各社に内外無差別の卸売のコミットメントを要請し、各社はコミットメントを行うことを表明。旧一電からグループ外への相対卸は、新電力需要の約4割を占める。
- ベースロード市場の取引量についても増加傾向。

- 2024年6月時点における、日本の電力需要に対するJEPX取引量（約定量※1）の比率は33.3%であった。
- 間接オークション買い約定量※2の電力需要に対する比率は、7.0%であった。

電力需要に対するJEPX取引量（約定量）の比率
(2012年4月～2024年6月)



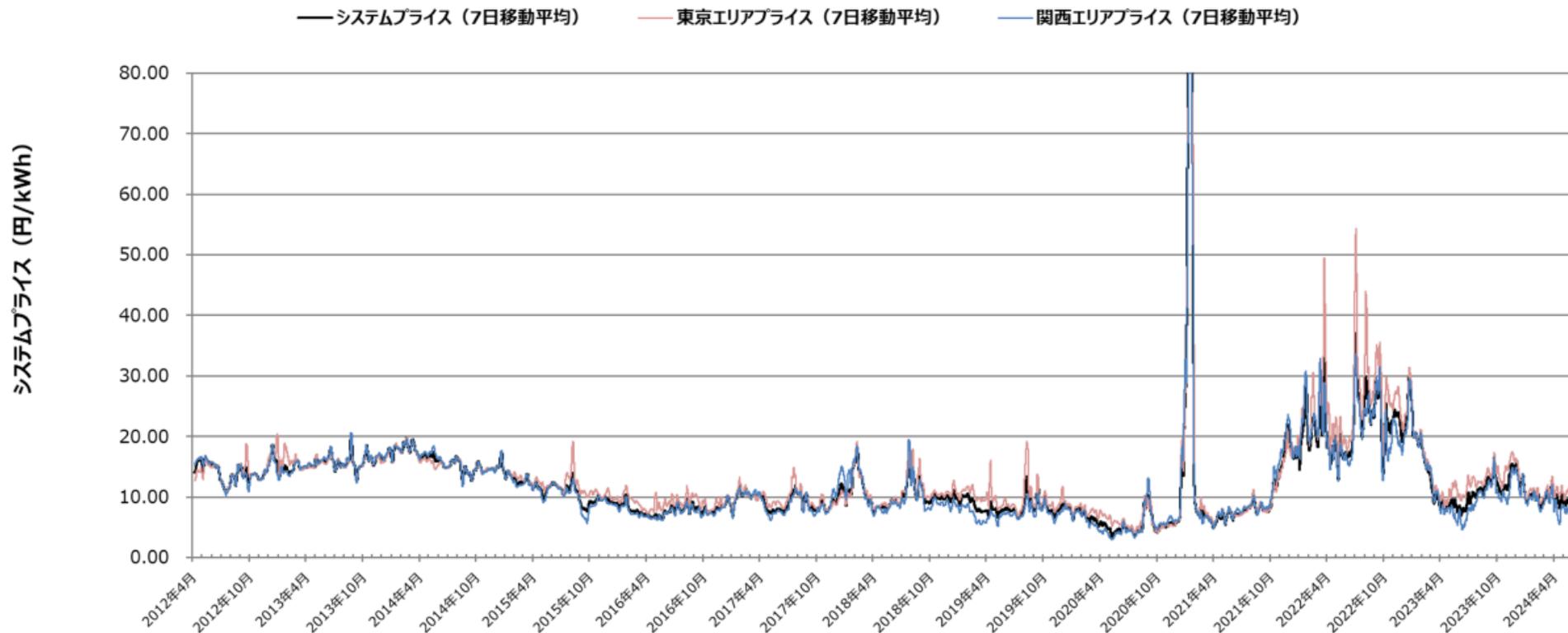
	2012/04	2013/04	2014/04	2015/04	2016/04	2017/04	2018/04	2019/04	2020/04	2021/04	2022/04	2023/04	2024/04	2024/06
JEPX取引量の割合	0.7%	1.1%	1.5%	1.6%	2.1%	3.5%	17.1%	30.1%	34.8%	36.7%	34.2%	33.8%	30.5%	33.3%
(うちスポット市場の割合)	0.7%	1.0%	1.4%	1.5%	2.1%	3.2%	16.9%	29.9%	33.8%	36.0%	32.9%	31.6%	28.7%	31.5%
(うち時間前市場の割合)	0.001%	0.1%	0.1%	0.1%	0.004%	0.3%	0.2%	0.2%	0.4%	0.4%	0.5%	0.9%	1.0%	0.9%
(うちBL市場の割合)	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6%	0.4%	0.8%	1.3%	0.8%	0.8%

※1 各事業者、各コマにおける買い約定量を合計（自社による間接オークション等、同一事業者が同一コマにおいて売買共に約定した場合における、買い約定量が含まれる）。

※2 間接オークション買い約定量は、JEPXのユーザーアカウントデータの属性で間接オークションに該当するアカウントの約定量を集計したものの。

- 2021年秋以降、システムプライスは上昇し、概ね20円以上の水準で推移していたが、2023年6月には8円前後まで低下。直近4月～6月は10円前後で推移。(四半期平均10.0円/kWh)
- 2023年度平均では東西値差は2.5円程度だったが、直近の4月～6月では2.9円程度となった。

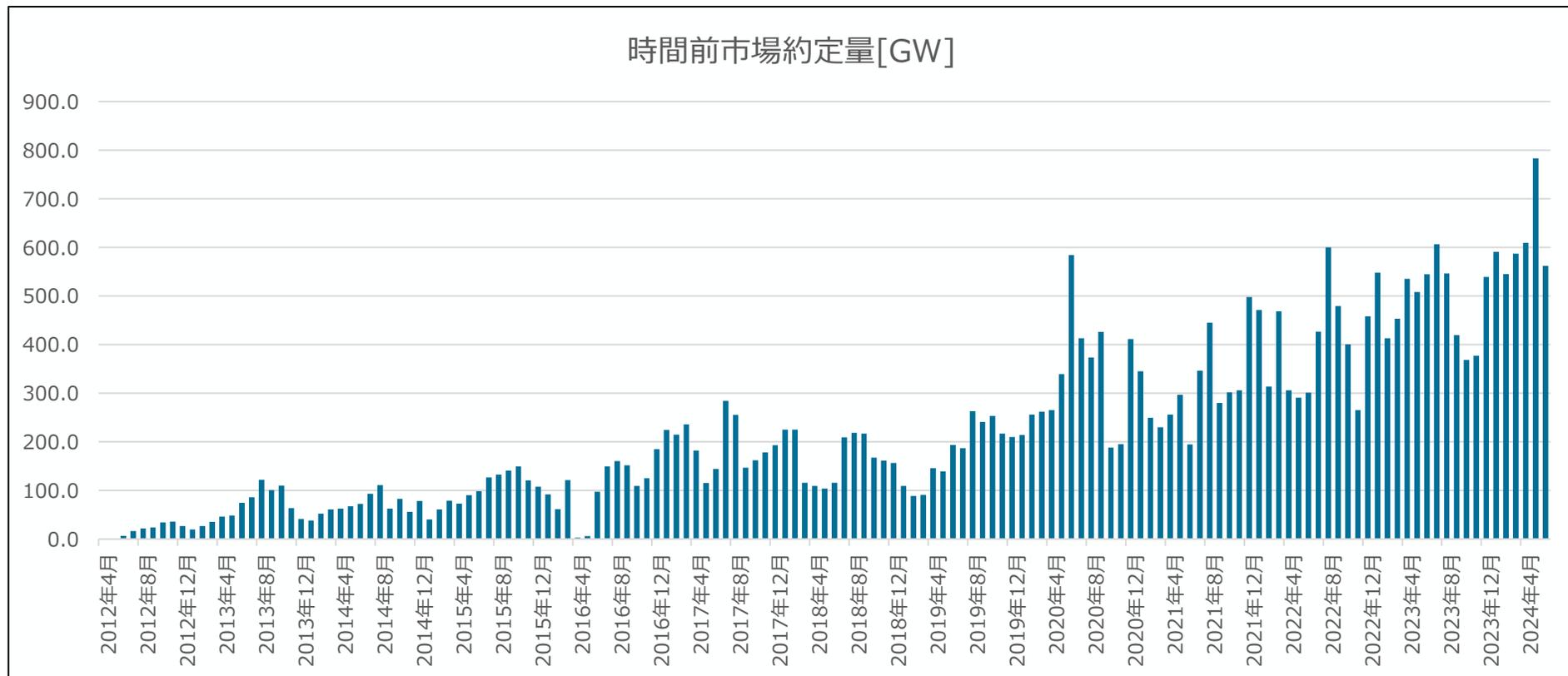
スポット市場 システムプライスの推移 (2012年4月1日～2024年6月30日)



(円/kWh)	2012年度平均	2013年度平均	2014年度平均	2015年度平均	2016年度平均	2017年度平均	2018年度平均	2019年度平均	2020年度平均	2021年度平均	2022年度平均	2023年度平均	当四半期平均
システムプライス	14.4	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	20.4	10.7	10.0
東京エリアプライス	14.7	16.4	14.6	11.0	9.3	10.2	10.7	9.1	12.0	14.3	23.5	12.2	11.5
関西エリアプライス	14.3	16.6	14.7	9.4	8.3	9.8	8.9	7.2	11.1	14.1	19.5	9.7	8.6

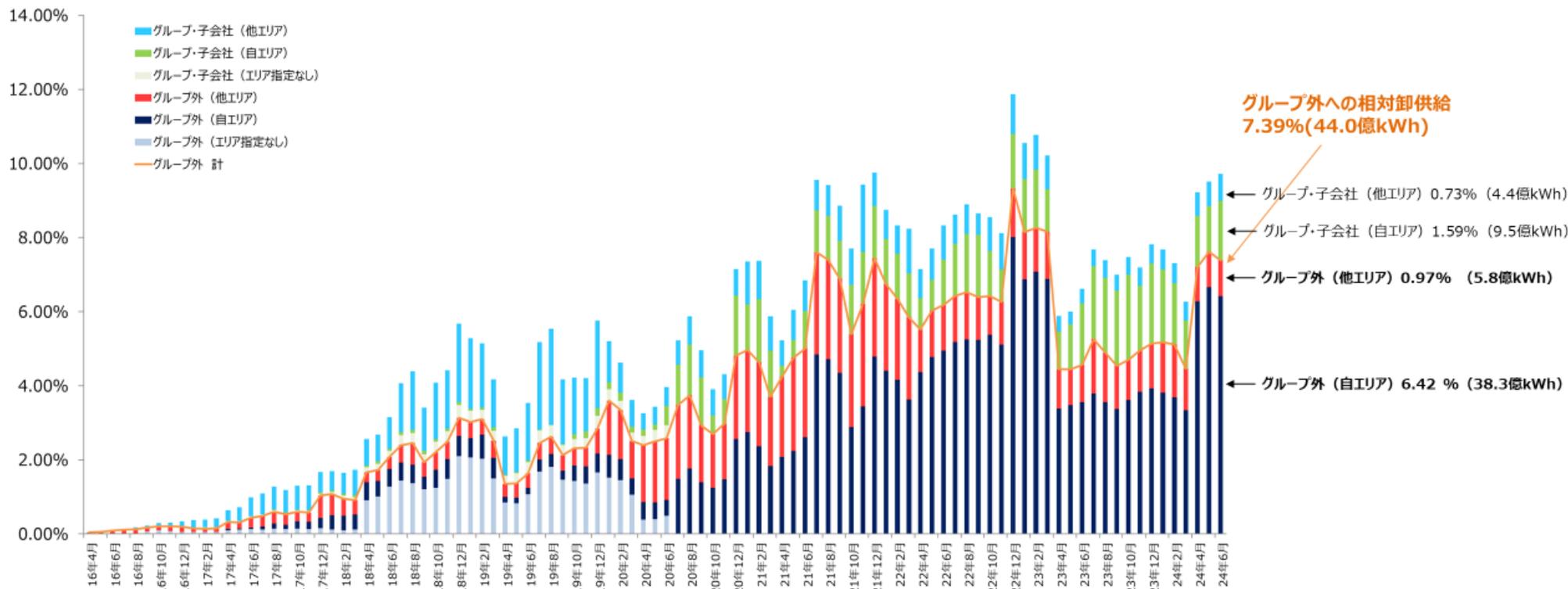
時間前市場の取引状況

- 時間前市場における約定量は、増加傾向にある。
- 一方で、スポット市場における約定量に対する割合は、2023年度で約2.36%であった。



- 2024年6月時点の総需要に占める旧一般電気事業者からの相対取引による供給量の割合は、9.72%であった。
(57.89億kWh (前年同時期比1.5倍))
- グループ外への相対卸供給7.39% (44.0億kWh) は、新電力需要 (108.1億kWh) の40.7%を占める。

総需要に占める相対取引による供給量の割合推移



出所：旧一般電気事業者（JERAを含む）等からの提供情報

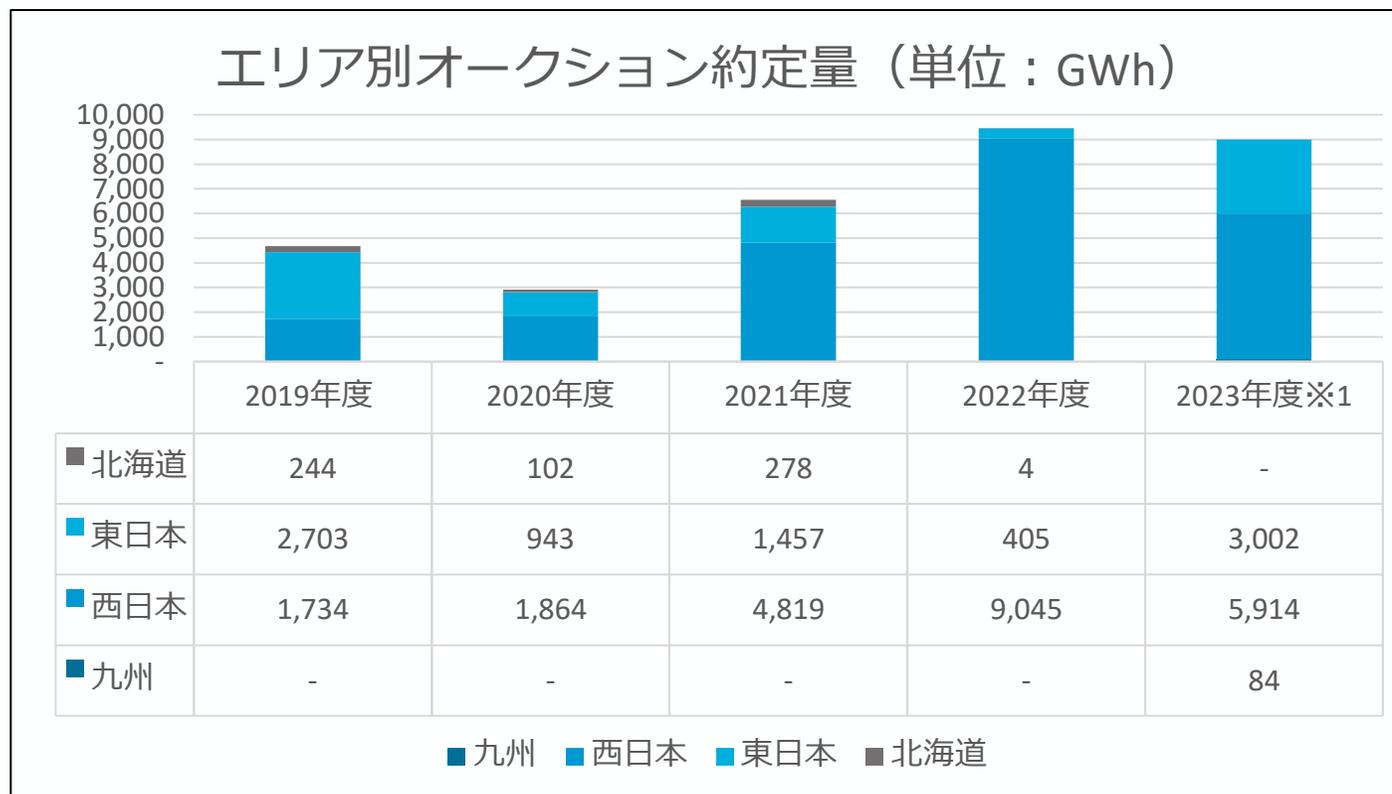
※ グループ会社の基準については、資本関係が20%以上の会社とする。

※ 「エリア」について、2020年6月以前の各社回答において、「①受電エリア」と、「②利用エリア」による回答が混在しており、「②利用エリア」による回答の大半が「エリア指定なし」との回答となっていた。2020年7-9月期以降は、実態把握のため、「①受電エリア」に統一して回答を行うよう改めて事業者へ通知を行い、結果を算定している（これに伴い「エリア指定なし」の分類が無くなっている）。

※ JERAについては、東京電力エナジーパートナーおよび中部電力ミライズの卸分を除き算出。

ベースロード市場の取引状況

1. ベースロード市場における取引量は、増加傾向にある。
 - － 23年度は制度的供出義務量の減少により、取引量自体は減少しているものの、約定割合は増加している。
2. 一方で、近年、約定は西日本に集中していた。



※1:2023年度オークションにおいて、長期商品および燃料費の事後調整付き商品が導入されている。約定量にしめる構成は、短期固定：67.5%、短期事後調整付き：11.0%、長期事後調整付き：21.5%となっている。

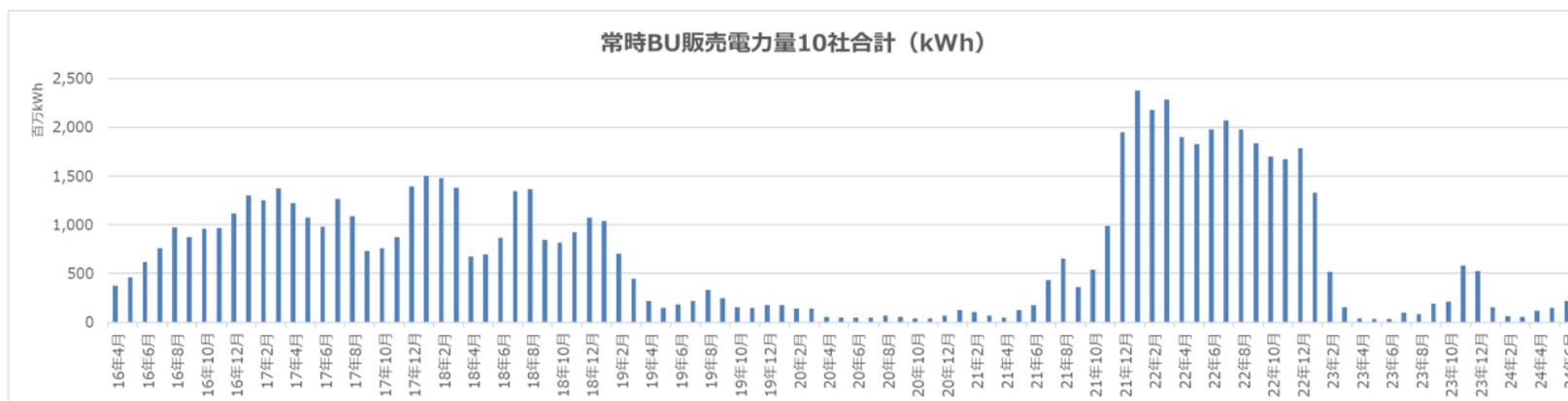
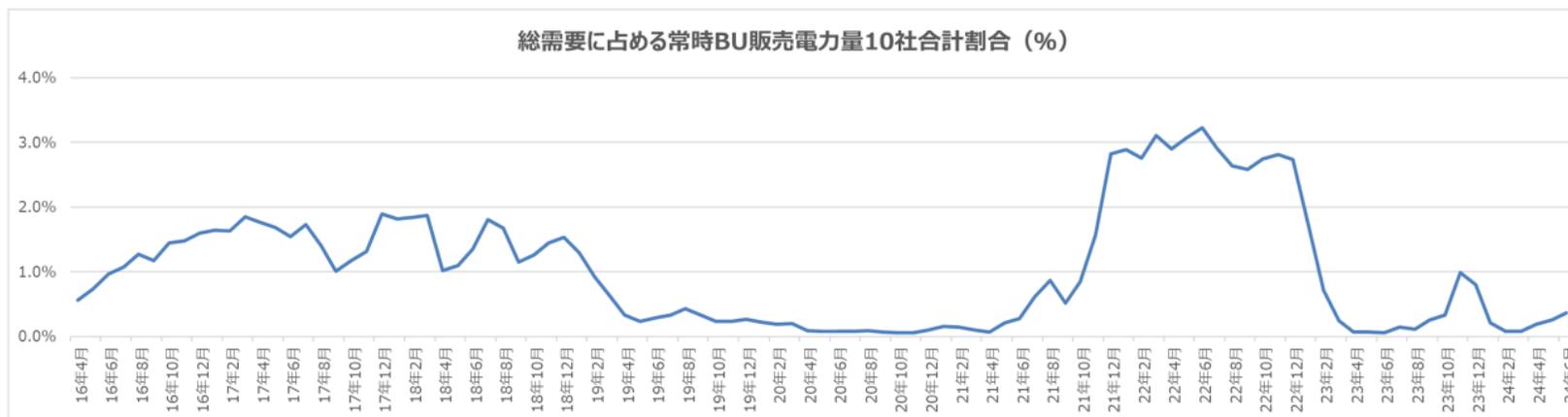
常時バックアップの取引状況

第1回制度設計・監視専門会合
(令和6年9月30日開催) 資料7 抜粋

2024年4月
～6月期

常時BU販売電力量の推移

○ 2024年6月時点の総需要に占める常時BU販売電力量の割合は、0.4% (2.18億kWh) となっている。



出所：旧一般電気事業者（JERAを含む）等からの提供情報

1. 各エリアにおけるインバランス料金動向
2. 小売電気事業者の電力調達の状況
- 3. 補正インバランス料金のC値及びD値に関する検討について**

補正インバランス料金のC値及びD値の検討経緯について

- 44回制度設計専門会合（2019年12月17日）のインバランス料金制度に関する中間とりまとめにおいて、補正インバランス料金のC値及びD値については、以下のような整理が行われた。
 - 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のC値及びD値の検討経緯について①

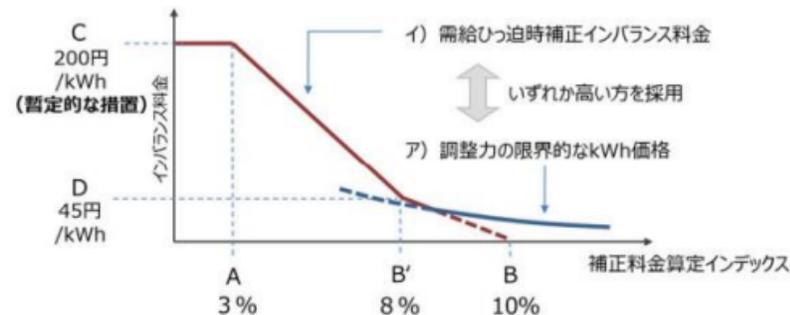
第85回制度設計専門会合
資料 6 - 1
2023年5月22日

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、市場に出し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D R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のC値及びD値の検討経緯について②

- また、第89回制度設計専門会合（2023年9月29日）において、2024年度の補正インバランス料金のC値及びD値については、以下のような整理とされた。
 - C値については、DR育成の重要性から需給逼迫時の対応促進等の観点から、将来に向けて引き上げていくという従来からの方向性は堅持しつつも、小売電気事業者の事業環境の大きな変化が予想される2024年度からのC値の引き上げは避けることとし、2024年度以降についても引き続き値上げ幅の議論を継続していくこととした。
 - D値については、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た。

(参考) 2023年度における議論

第89回制度設計専門会合
資料6-1
2023年9月29日

③ 今後の方針

- 今夏（6月～8月）の需給状況について

⇒補正料金算定インデックスが10%を割り込んだ事例はごくわずかであり、3%を割り込んだ事例はなかったため、インバランス料金の観点で追加的に詳細分析が必要な場面はなかった。

- DR事業者へのヒアリング結果

⇒Cの値を200円/kWhから引き上げることでDR事業者数が増加していくと考えられるが、どの程度より一層DRを促進することになるか等の定量的に判断することは困難。

- 小売電気事業者等へのヒアリング結果

⇒小売電気事業者からは、2024年度から容量市場が開始され、容量拠出金の支払いが発生する予定であるため、C値の引き上げに関しては慎重な意見が多かった。

➡ DR育成の重要性や需給逼迫時の対応促進等の観点から、将来に向けてC値を引き上げていくという従来からの方向性は堅持しつつも、今夏の需給状況は安定しており、小売電気事業者の事業環境の大きな変化が予想される2024年度からのC値の引き上げは避けることとし、値上げ幅の議論を引き続き2024年度以降も継続することとしてはどうか。

（インバランス料金については、卸電力市場におけるネガティブプライスの扱いに係る今後の検討状況にも留意が必要。）

(参考) 2023年度における議論

第89回制度設計専門会合
資料6-1
2023年9月29日

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考えられるところ、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。

今後のC値及びD値の検討にあたっての視点

- 今後、2025年度以降の補正インバランス料金のC値及びD値の検討をキックオフするにあたり、どのような視点で行っていくことが適当か。例えば、以下のような検討の視点が考えられるか。
 - 計画値同時同量達成のためのインセンティブ
 - 卸電力市場の競争状況、小売事業者のリスク回避手段
 - スポット市場価格への影響
 - 電源投資・DRの促進
 - 上げ余力がない時の追加供給力確保の在り方 等
- 他に検討すべき視点はありますか。

C値についての論点

・C値の水準について、今後どのように検討を行っていくか。

・なお、過去の第39回制度設計専門会合（2019年6月25日）においては、C値の考え方は、「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」と整理されていた。

・上記を踏まえれば、C値のオプションとしては、理論上以下が考えられるか。（①～③以外にC値の考え方を反映した指標はあるか。）

① C値を200円に維持

② C値を600円にする（2019年の中間とりまとめにおける整理）

③ 上記C値の考え方を現状に当てはめた場合の価格

➤ 2024年度向けの容量市場で落札された電源の価格（年間発動回数12回、発動後継続時間3時間から算出した1時間あたりの価格）を参考にすると**390円/kWh**。

➤ 追加供給力公募（kW公募）を参考にした電源等の価格 等

・また、長期間、C値が継続した場合の対応についてどう考えるか。

(参考) 直近の容量市場落札電源の価格について

- 2024年度向けの容量市場で落札された電源について調べたところ、現状の価格水準は**390円/kWh程度**であった。

第85回制度設計専門会合
資料6-1
2023年5月22日

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

D値についての論点

- ・D値については、過去の第39回制度設計専門会合（2019年6月25日）において、「確保済みの電源 I' のコストを反映する。」という考え方が整理されており、現状は2019年時点の電源 I' のkWh価格の各エリアの最高価格の全国平均を引用し45円/kWhとなっている。
- ・これについて、計画値同時同量を達成するインセンティブ等の観点から適切な水準となっているか。

今後の進め方

- **今回いただいた委員及びオブザーバーの検討の観点を踏まえつつ、次回会合において、一般送配電事業者、発電事業者、新電力、DR事業者等からプレゼンをいただき、さらに議論を進めていくこととしてはどうか。**